



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

Mémoire de Master

En Sciences Financières et Comptabilité

Spécialité : Finance d'Entreprise

Thème

**Etude des spécificités du régime fiscal des entreprises
pétrolières en Algérie.
Cas de SONATRACH**

Présenté par :

DERBAH Kenza

Dirigé par :

Mme KOUDACHE Lynda

Co-encadré par :

Mme BOUZID Zohra

Tutrice de stage :

Mme BELHAMRI Zahra

Présenté devant le Jury composé de :

Présidente : OUREMDINI Lynda MCB UMMTO

Examinatrice : NAILI Nassima MCB UMMTO

Rapporteur : KOUDACHE Lynda MAA UMMTO

Date de soutenance : 15/06/2025

Promotion 2025

Remerciements

On remercie ALLAH le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

*Tout d'abord, nous exprimons notre gratitude et notre reconnaissance à notre encadrante Madame **KOUDACHE Lynda**, d'avoir accepté de diriger notre travail, et à Madame **BOUZID ZOHRA** pour son accompagnement, ses précieux conseils et sa disponibilité durant la réalisation de ce travail.*

*Je souhaite également remercier l'ensemble des enseignants et membres du corps pédagogique du **Département finance et comptabilité** pour la qualité de leur enseignement et leur engagement, qui m'ont permis d'approfondir mes connaissances et surtout de développer un esprit critique.*

Nous adressons par la même occasion nos remerciements pour les membres de jurys pour avoir accepté d'évaluer notre travail.

*Un grand merci à **BELHAMRI Zahra** notre tutrice de stage, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu voir le jour sans son aide pratique, son encadrement exceptionnel et sa patience.*

*Nous remercions également tout le personnel de la Direction Commercialisation en général et plus précisément la direction Finance et Comptabilité de l'entreprise **SONATRACH**.*



Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mon père, pour ces encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études. Merci pour ta présence, pour ton regard fier qui m'a souvent suffi pour continuer.

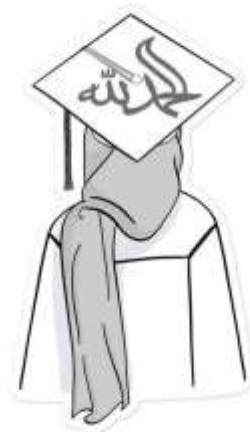
A ma mère, mon pilier, mon refuge, celle dont l'amour ne connaît ni conditions ni limites. Merci pour tes prières silencieuses, ton courage et ton cœur immense.

A mes frères Massinissa et Nadir, pour votre humour qui a su m'arracher des sourires dans les moments les plus difficiles, pour votre affection sincère. Merci d'avoir toujours été là.

A ma famille, pour tout ce que vous êtes, et tout ce que vous avez fait pour moi. Vous avez été là en soutenant, en croyant en moi. Je vous suis profondément reconnaissante.

A mes amies, merci pour votre écoute, votre patience, vos mots justes au bon moment, votre présence m'a aidée plus que vous ne pouvez l'imaginer.

A moi-même, pour avoir persévéré quand l'envie de tout arrêter se faisait sentir, pour chaque pas franchi malgré les doutes, malgré la fatigue, malgré l'incertitude. Ce mémoire est la preuve que j'ai tenu bon, et je suis fière de moi.



Liste des abréviations

ALNAFT : agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures.

AMT: amont.

ARH : autorité de régulations des hydrocarbures.

AVL: aval.

Bbl: barrel (baril) ,une unité de mesure de volume utilisée principalement pour le pétrole brut.

BP : "British Petroleum", compagnie pétrolière et gazière multinationale britannique.

CA : chiffre d'affaires.

CSGCL : compagnie de services de gestion des carburants et lubrifiants.

DZD: Dinar Algérien.

EIA: Energy Information Administration

ELF : entreprise française de recherche et d'activités pétrolières.

GN : gaz naturel.

GNL : gaz naturel liquéfié.

GPL : gaz de pétrole liquéfié.

IBS : impôt sur le bénéfice des sociétés.

IR : impôt sur le résultat.

IRG : impôt sur le revenu global.

IRH : impôt sur le revenu des hydrocarbures.

Les ENR : les énergies renouvelables.

Les EOR: les techniques de récupération assistées.

NAFTAL : entreprise nationale des lubrifiants et pétrochimie.

OCDE: Organisation de coopération et de développement économiques.

PB : pétrole brute.

PSC: production sharing contract (contrat partage production).

SH : Sonatrach.

SIHC: SONATRACH international holding corporation.

SN REPAL : société nationale de recherche et d'exploitation de pétrole en Algérie.

SONATRACH : l'entreprise nationale chargée de la recherche, de la production, du transport, de la transformation et de la commercialisation des hydrocarbures.

SPA : société par actions.

STH : société de transport des hydrocarbures.

TBI : les traités bilatéraux d'investissements.

TPE : taxe sur les profits exceptionnels.

TPP : la taxe sur les produits pétroliers.

TRC : transport par canalisation.

TSC : la taxe sur carburants.

TSF : taxe superficière.

TSL : la taxe sur lubrifiant et préparation lubrifiante.

TVA : taxe sur la valeur ajoutée.

USD : United States Dollar.

Sommaire

Sommaire

<i>Introduction générale</i>	01
 <i>Chapitre I : Cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie</i>	
Introduction	04
Section 1 : Les hydrocarbures en Algérie - Fondements économiques et stratégiques	05
Section 2 : évolution historique du cadre législatif pétrolier algérien	20
Section 3 : Caractéristiques générales de la fiscalité pétrolière	27
Conclusion	37
 <i>Chapitre II Analyse des instruments fiscaux spécifiques aux entreprises pétrolières en Algérie</i>	
Introduction	38
Section 1 : Les redevances et taxes spécifiques	39
Section 2 : Régimes contractuels et implications fiscales	51
Section 3 : Fiscalité de droit commun appliquée aux entreprises pétrolières	60
Conclusion	64
 <i>Chapitre III Étude de cas pratique- Le régime fiscal de Sonatrach</i>	
Introduction	66
Section 1 : présentation de l'organisme d'accueil « SONATRACH », et de la direction commercialisation.	67
Section 2 : Analyse du traitement fiscal de Sonatrach de l'amont pétrolier	77
Section 3 : Analyse des taxes sectorielles de Sonatrach.	90
Conclusion	96
 <i>Conclusion générale</i>	 97

Bibliographie

Introduction générale

Introduction

L'Algérie, par sa position géographique privilégiée en Afrique du Nord et ses immenses ressources naturelles, occupe une place stratégique dans le secteur énergétique mondial. Dotée des dixièmes plus importantes réserves prouvées de gaz naturel au monde et de substantielles réserves pétrolières, elle se classe parmi les principaux exportateurs d'hydrocarbures à l'échelle internationale.

L'économie algérienne repose structurellement sur le secteur des hydrocarbures, qui constitue la principale source de revenus pour l'État et joue un rôle déterminant dans la politique budgétaire du pays. Cette dépendance historique aux revenus pétroliers et gaziers remonte à l'indépendance nationale et s'est renforcée après la nationalisation du secteur en 1971, marquée par la création de Sonatrach, entreprise publique des hydrocarbures qui demeure aujourd'hui l'acteur dominant de l'ensemble de la filière énergétique nationale.

Cependant, le marché mondial des hydrocarbures connaît depuis plusieurs années des mutations profondes qui remettent en question sa pérennité et son modèle économique traditionnel. Ces défis se manifestent notamment par :

- **La volatilité des prix des hydrocarbures**, caractérisée par des fluctuations importantes des cours du pétrole et du gaz, influencées par les crises géopolitiques (guerre russo-ukrainienne), l'évolution de la demande mondiale et les politiques de transition énergétique. Cette instabilité compromet significativement la planification budgétaire à long terme de l'État algérien ;
- **L'inadéquation du cadre fiscal national**, souvent perçu comme rigide et peu attractif comparativement à d'autres juridictions pétrolières émergentes (Mauritanie, Mozambique), entraînant un reflux des capitaux internationaux et une réticence des compagnies pétrolières internationales à s'engager dans des projets d'investissement lourds ;
- **L'intensification de la concurrence sur les marchés gaziers**, résultant de l'émergence de nouveaux producteurs et du développement du gaz naturel liquéfié (GNL), obligeant l'Algérie à repenser fondamentalement sa stratégie commerciale et ses partenariats énergétiques.

Face à ces enjeux cruciaux, les autorités algériennes ont initié depuis plusieurs années un processus de réformes visant à moderniser le cadre légal et fiscal du secteur. La loi sur les hydrocarbures de 2019, amendée à plusieurs reprises, ainsi que les dispositions introduites dans les Lois de Finances successives, témoignent de cette volonté de trouver un équilibre optimal entre :

- **L'attractivité fiscale** nécessaire pour inciter les investisseurs internationaux à s'engager dans des projets d'exploration et de production, particulièrement dans les zones frontalières ou pour l'exploitation des ressources non conventionnelles ;
- **La préservation des recettes publiques**, cruciales pour financer le budget de l'État et maintenir les programmes sociaux dans un contexte économique contraint.

Problématique de recherche

Cette recherche s'inscrit dans un contexte où la fiscalité pétrolière devient un instrument clé de politique économique, devant concilier des objectifs parfois contradictoires : attirer les investissements nécessaires au maintien et au développement de la production nationale tout en garantissant à l'État des revenus suffisants pour assurer sa stabilité financière et sociale. Cette question revêt une acuité particulière dans un contexte où l'Algérie, à l'instar de nombreux pays producteurs, doit anticiper l'après-pétrole dans un monde engagé dans la transition énergétique.

Cette dualité soulève la problématique centrale suivante :

Dans quelle mesure le régime fiscal spécifique aux entreprises pétrolières en Algérie permet-il de concilier l'objectif d'attractivité pour les investissements étrangers avec celui de maximisation des recettes publiques ?

Objectifs et démarche de recherche

Pour répondre à cette problématique, ce mémoire se propose d'analyser les spécificités du régime fiscal des entreprises pétrolières en Algérie, en prenant comme cas d'étude Sonatrach. Cette approche permet d'appréhender concrètement l'application pratique des instruments fiscaux et leur impact sur la performance économique du secteur.

L'étude s'articule autour de trois axes principaux :

- **Chapitre 1 : Cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie :** Ce chapitre dresse un panorama complet des fondements économiques et stratégiques des hydrocarbures, de l'évolution historique du cadre législatif, ainsi que des caractéristiques générales de la fiscalité appliquée au secteur énergétique.
- **Chapitre 2 : Instruments fiscaux spécifiques aux entreprises pétrolières :** Ce chapitre analyse en détail les mécanismes fiscaux sectoriels, notamment les redevances et taxes spécialisées, les régimes contractuels, ainsi que l'articulation avec la fiscalité de droit commun.
- **Chapitre 3 : Étude de cas : Sonatrach face au régime fiscal pétrolier :** Ce chapitre constitue une étude de cas pratique centrée sur Sonatrach, analysant son traitement fiscal, l'impact des taxes sectorielles sur sa rentabilité, et les enjeux liés à sa position dominante dans le paysage énergétique algérien.

Intérêts de l'étude

Cette recherche présente un triple intérêt :

- **Intérêt économique :** Comprendre les mécanismes par lesquels la fiscalité pétrolière contribue aux finances publiques et influence les décisions d'investissement dans le secteur énergétique ;
- **Intérêt stratégique :** Analyser l'équilibre entre souveraineté énergétique nationale (incarnée par Sonatrach) et ouverture aux capitaux étrangers dans un contexte de mondialisation énergétique ;

- **Intérêt académique** : Enrichir la littérature scientifique sur les modèles fiscaux des pays extractifs, particulièrement dans le contexte africain marqué par la recherche d'un optimum fiscal.

Méthodologie adoptée

Pour mener à bien cette recherche, nous avons adopté une approche méthodologique mixte, combinant analyse qualitative et quantitative, afin d'appréhender exhaustivement les spécificités du régime fiscal des entreprises pétrolières en Algérie.

Notre démarche s'articule autour de trois volets complémentaires :

- **Recherche documentaire approfondie** : Examen systématique des textes législatifs et réglementaires (Code des hydrocarbures, Lois de Finances, directives fiscales), des rapports institutionnels (Sonatrach, Ministère de l'Énergie, FMI, Banque Mondiale) et des études académiques portant sur la fiscalité pétrolière en contexte africain et international.
- **Analyse quantitative** : Exploitation des données financières publiques de Sonatrach (états financiers, comptes d'exploitation, rapports annuels) et des statistiques sectorielles, permettant de modéliser l'impact des différents instruments fiscaux sur la rentabilité des projets pétroliers.
- **Étude qualitative** : Réalisation d'entretiens semi-directifs avec des experts du secteur (fiscalistes, cadres de Sonatrach, consultants spécialisés) et analyse de contentieux fiscaux significatifs, permettant d'enrichir les données quantitatives par une compréhension fine des enjeux pratiques et des perceptions des acteurs clés.

Cette triangulation méthodologique vise à garantir la robustesse des résultats tout en offrant une vision nuancée des équilibres entre attractivité fiscale et maximisation des recettes publiques dans le secteur pétrolier algérien.

Chapitre I :

*Cadre général de la fiscalité pétrolière en
Algérie*

Introduction

Le secteur des hydrocarbures représente depuis des décennies le pilier central de l'économie algérienne, structurant ses équilibres macroéconomiques, ses finances publiques et sa position géostratégique. L'Algérie, disposant de réserves prouvées de 12 milliards de barils de pétrole et 4 500 milliards de m³ de gaz naturel, occupe une position prépondérante en tant que producteur et exportateur majeur d'hydrocarbures en Afrique et à l'échelle mondiale. Ces ressources ont créé un modèle économique qui repose fortement sur les revenus pétroliers, lesquels constituent plus de 90 % des exportations et quasiment 60 % des revenus du budget.

Cependant, cette dépendance expose le pays à des vulnérabilités structurelles, amplifiées par la volatilité des cours mondiaux, l'épuisement progressif des gisements conventionnels et les impératifs croissants de la transition énergétique mondiale. Dans ce contexte, la fiscalité pétrolière joue un rôle déterminant, tant comme instrument de régulation des revenus que comme levier d'attraction des investissements étrangers.

Ce chapitre propose une analyse approfondie du cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie, articulée autour de trois axes principaux :

1. Les fondements économiques et stratégiques des hydrocarbures, en examinant leur typologie, leur répartition géographique, leur contribution à l'économie nationale et les défis posés par la transition énergétique.
2. L'évolution historique du cadre législatif, depuis la période coloniale jusqu'aux réformes récentes (loi de 2019), en passant par les phases de nationalisation et de libéralisation partielle.
3. Les caractéristiques et enjeux de la fiscalité pétrolière, à travers ses principes directeurs, ses spécificités sectorielles, son impact sur les finances publiques et sa comparaison avec d'autres régimes internationaux.

En retraçant ces dynamiques, ce chapitre vise à éclairer les interactions complexes entre ressources naturelles, politiques fiscales et développement économique, tout en mettant en perspective les défis futurs auxquels l'Algérie devra faire face pour assurer la pérennité de son secteur énergétique dans un monde en transition.

Section 1 : Les hydrocarbures en Algérie - Fondements économiques et stratégiques

L'Algérie, dotée d'un patrimoine géologique exceptionnel, occupe une position stratégique sur la scène énergétique mondiale grâce à ses réserves substantielles d'hydrocarbures. Cette première section analyse les fondements structurels du secteur pétro-gazier algérien à travers trois dimensions complémentaires : la typologie des ressources, leur répartition géographique et leur contribution à l'économie nationale. Cette approche systémique permettra de comprendre les enjeux fiscaux qui seront développés dans les sections suivantes.

1- Typologie des hydrocarbures en Algérie

L'Algérie possède une grande diversité d'hydrocarbures, allant des bruts légers et doux aux condensats ultralégers, en passant par les bruts lourds et les gaz naturels associés ou non associés. Cette variété permet au pays de répondre à différentes demandes du marché international. Voici une classification détaillée des principaux types d'hydrocarbures produits en Algérie.

1-1- pétroles bruts

Le secteur pétrolier algérien se caractérise par une segmentation qualitative remarquable, allant des bruts ultra-légers et doux, véritables références internationales, aux bruts lourds nécessitant des technologies de raffinage spécialisées. Cette diversité constitue à la fois un atout stratégique et un défi logistique, permettant à l'Algérie de s'adapter aux fluctuations de la demande mondiale tout en optimisant la valorisation de ses ressources.

1-1-1-Bruts légers et doux

Les bruts légers et doux représentent le segment premium du portefeuille pétrolier algérien. Caractérisés par leur faible densité et leur teneur réduite en soufre, ces hydrocarbures bénéficient d'une demande soutenue sur les marchés internationaux en raison de leur facilité de raffinage et de leur conformité aux normes environnementales strictes. Leur analyse comparative révèle les spécificités de chaque grade et leur contribution à la stratégie d'exportation nationale.

Tableau 1: Comparaison des Bruts Légers et Doux Algériens

Critères	Saharan Blend	Zarzaitine (El Borma)	Condensats In Amenas
Localisation	Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel	Frontière algéro-tunisienne	Sud-est (gisements gaziers)
Production (b/j)	500 000 - 600 000	30 000	30 000
Qualité	Ultra-léger, doux	Ultra-léger, doux	Ultra-léger
Rendement raffinage	35% essence, 20% kérosène, 30% gasoil	Non spécifié	Pétrochimie
Prime/Discount Brent vs	+0,50 USD	Non spécifié	Non spécifié
Infrastructure	Oléoducs vers Arzew/Skikda	Oléoduc 350 km vers H. Messaoud	Complexe gazier intégré
Marchés cibles	International (premium)	Europe (normes environnementales)	Pétrochimie, mélanges

Source : réalisé par nous-mêmes.

Chapitre I : Cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie

Ce tableau révèle la hiérarchisation qualitative et quantitative des bruts légers algériens. Le **Saharan Blend** domine largement avec une production représentant 94% du volume total de cette catégorie, confirmant son statut de produit phare. Sa prime de 0,50 USD par rapport au Brent témoigne de sa qualité exceptionnelle et de la reconnaissance internationale dont il jouit.

Le **Zarzaitine**, bien que modeste en volume, présente un intérêt géopolitique particulier du fait de sa position transfrontalière. Sa production de 30 000 b/j, identique aux condensats d'In Amenas, illustre l'existence de gisements de taille intermédiaire mais stratégiquement importants.

Les **condensats d'In Amenas** se distinguent par leur mode de production associé aux gisements gaziers, offrant une valorisation supérieure dans la chaîne pétrochimique. Cette spécificité souligne l'importance croissante de l'intégration verticale dans la stratégie énergétique algérienne.

1-1-2- Bruts moyens et lourds

Les bruts moyens et lourds constituent un segment souvent sous-estimé mais crucial du patrimoine pétrolier algérien. Représentant un potentiel de diversification face au déclin naturel des gisements légers, ces hydrocarbures nécessitent une approche technologique et commerciale adaptée. Leur valorisation constitue un enjeu majeur pour la durabilité de la production pétrolière nationale.

Tableau 2: Classification des Bruts Moyens et Lourds

Type	Origine	Caractéristiques	Utilisation	Prix vs Brent
BRUTS MOYENS				
Tiguentourine Blend	Bassin d'Illizi	Haute teneur paraffines	Raffineries spécialisées	-3 à -5 USD
Ohanet Blend	Bassin de Berkine	Plus fluide	Amélioration mélanges	-3 à -5 USD
Tin Fouyé Tabankort	Multiple	Plus sulfureux	Raffineries équipées	-3 à -5 USD
BRUTS LOURDS				
Hamra	Bassin d'Illizi	Densité élevée, sulfuré	Fioul, bitume	Non spécifié
Rhourd El Baguel	Près H. Messaoud	Très lourd	Bitume, fioul industriel	Non spécifié

Source : réalisé par nous-mêmes.

L'analyse de ce tableau met en évidence la complexité croissante du raffinage à mesure que la qualité du brut se dégrade. Le **discount uniforme de 3 à 5 USD** pour les bruts moyens reflète les coûts supplémentaires de traitement, notamment pour la gestion des paraffines (Tiguentourine) et du soufre (Tin Fouyé Tabankort).

La **diversification géographique** des sources (bassins d'Illizi et de Berkine) témoigne de l'étendue des ressources algériennes, mais aussi de la nécessité d'adapter les infrastructures à chaque contexte géologique.

Chapitre I : Cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie

Les **bruts lourds**, bien que représentant un défi technique, ouvrent des opportunités dans des secteurs spécialisés (construction, industrie lourde) où la demande reste soutenue. L'absence de données tarifaires souligne néanmoins le caractère encore marginal de leur exploitation commerciale.

1-2- Gaz Naturel et Liquides Associés

Le secteur gazier algérien illustre parfaitement la complexité des hydrocarbures modernes, où la frontière entre gaz et liquides s'estompe au profit d'une approche intégrée de valorisation. Cette diversité gazière, du gaz sec traditionnel aux condensats ultra-légers, offre à l'Algérie des opportunités de positionnement sur des marchés à forte valeur ajoutée, notamment dans la pétrochimie et les carburants spécialisés.

Classification par Type

La classification des gaz naturels algériens dépasse la simple distinction méthane/hydrocarbures lourds pour intégrer des critères économiques et technologiques déterminants. Cette approche multidimensionnelle permet d'optimiser les choix d'exploitation et de valorisation en fonction des spécificités de chaque gisement et des opportunités de marché.

Tableau 3: Classification Détaillée des Gaz Naturels Algériens

Type de Gaz	Composition	Localisation	Production	Utilisations
Gaz Sec	>90% méthane ¹	Hassi R'Mel, H. Messaoud Sud	Dominant	Domestique, électricité, export
Gaz Humide	Méthane + hydrocarbures lourds	In Amenas, Rhourde Nouss, Berkine	Modérée	GPL, condensats après séparation
Gaz à Condensat	Condensats légers valorisés	Multiple	100 000 b/j condensats ²	Pétrochimie, carburants aviation
Gaz Associé	Libéré avec pétrole	H. Messaoud (8 M m ³ /j) ³	Variable	Réinjection, électricité locale
Gaz de Schiste	Non conventionnel (1500-5000m) ⁴	Potentiel national	Non exploité	Chauffage, industrie, électricité

Source : réalisé par nous-mêmes.

Ce tableau révèle la **stratification technologique** du secteur gazier algérien. Le **gaz sec**, produit massivement à Hassi R'Mel, constitue l'épine dorsale des exportations gazières traditionnelles, offrant une exploitation simple et des coûts maîtrisés.

¹ Chaouch Noura. Traitement et industrie du gaz naturel : master académique. Université Kasdi Merbah Ouargla ; 2022

² SONATRACH. (2023). *Rapport Annuel 2022 - Activités Amont Hydrocarbures*. Alger: Direction Générale des Études et de l'Information Énergétique. Chapitre 4 "Production et Commercialisation", p. 67-72.

³ "Gas Handling Handbook" (GPSA, 2022), Sonatrach Field Operations Manual

⁴ Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie, Gaz et huile de schiste, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Pourquoi-rechercherdes-ressources.html>

Chapitre I : Cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie

Le **gaz humide** présente un intérêt croissant grâce à ses sous-produits valorisables (GPL, condensats). Sa production "modérée" masque en réalité un potentiel économique supérieur par unité produite, justifiant les investissements technologiques nécessaires.

Les **condensats** (100 000 b/j) représentent un segment à très haute valeur ajoutée, particulièrement adapté aux besoins de la pétrochimie moderne. Leur production équivaut à celle de trois gisements pétroliers moyens.

Le **gaz associé** d'Hassi Messaoud (8 millions m³/j) illustre les synergies pétrole-gaz, où la réinjection optimise la récupération pétrolière tout en préservant une ressource gazière future.

Le **gaz de schiste**, bien que non exploité, représente un potentiel révolutionnaire pour l'Algérie, nécessitant toutefois une adaptation technologique et réglementaire majeure.

Valorisation Économique des Gaz

La valorisation des ressources gazières transcende la simple commercialisation du méthane pour embrasser une logique de maximisation de la valeur ajoutée. Cette approche intégrée, du gaz de base aux produits dérivés sophistiqués, détermine la compétitivité à long terme du secteur gazier algérien sur les marchés mondiaux.

Tableau 4 : Valorisation Économique Comparative des Produits Gaziers

Produit	Valeur Ajoutée	Marchés d'Export	Traitement Requis
Condensats	+10-15% vs brut classique	Europe, Asie	Séparation, stabilisation
GPL	Modérée	Domestique, export	Fractionnement
GNL	Élevée	International	Liquéfaction
Gaz Sec	Standard	Pipeline, GNL	Traitement minimal

Source : réalisé par nous-mêmes.

Cette hiérarchisation économique démontre l'importance cruciale de la **transformation industrielle** dans la stratégie gazière. Les **condensats**, avec leur premium de 10-15%, justifient largement les investissements dans les unités de séparation sophistiquées.

Le **GNL** présente une "valeur ajoutée élevée" qui compense les coûts considérables de liquéfaction, positionnant l'Algérie sur le marché mondial flexible du gaz naturel liquéfié.

La **diversification géographique** des marchés (Europe, Asie) pour les produits à haute valeur témoigne de la reconnaissance internationale de la qualité des produits gaziers algériens.

Positionnement Concurrentiel

La synthèse de cette typologie révèle les enjeux stratégiques fondamentaux de l'industrie des hydrocarbures algérienne. Au-delà de l'inventaire des ressources, cette analyse comparative permet d'identifier les leviers de compétitivité et les axes de développement prioritaires pour optimiser la contribution du secteur énergétique à l'économie nationale.

Tableau 5 : Analyse Stratégique par Segment

Segment	Avantages	Défis	Part Export
Bruts Légers	Qualité premium, demande forte	Ressources limitées	Majoritaire
Bruts Moyens/Lourds	Ressources importantes	Coûts raffinage élevés	Minoritaire
Gaz Conventionnel	Réserves importantes	Infrastructure transport	Croissante
Gaz Non Conventionnel	Potentiel énorme	Technologie, environnement	Inexploité

Source : réalisé par nous-mêmes.

Cette matrice stratégique révèle le **paradoxe algérien** : la dépendance excessive aux bruts légers, malgré leur caractère limitant à long terme. La "part majoritaire" des bruts légers dans les exportations contraste avec les "ressources importantes" des bruts moyens/lourds, suggérant un potentiel de rééquilibrage du portefeuille.

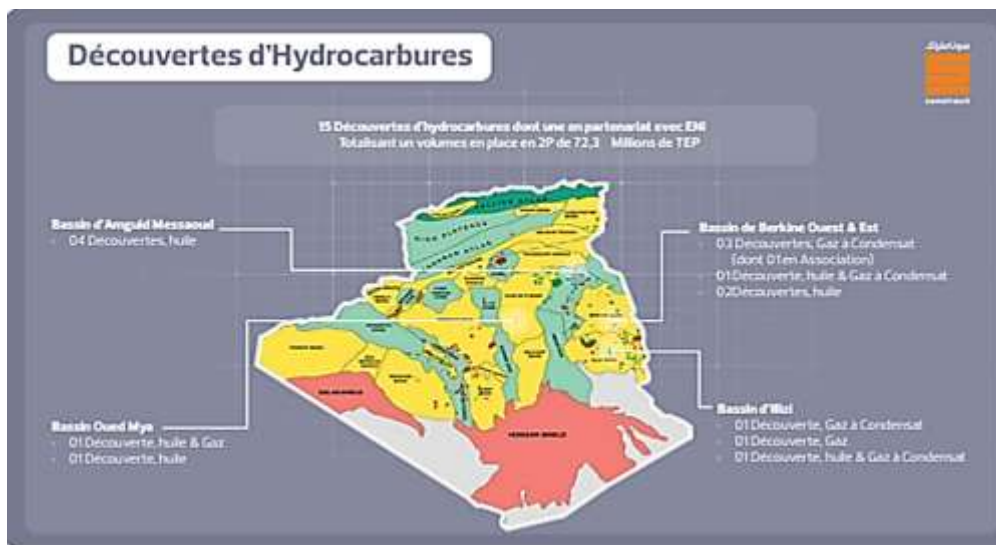
Le **gaz conventionnel** présente une trajectoire ascendante ("part croissante") qui pourrait compenser le déclin prévisible des bruts légers. Les défis d'infrastructure restent néanmoins considérables.

Le **gaz de schiste** représente une opportunité transformationnelle ("potentiel énorme") mais nécessite une révolution technologique et réglementaire.

2- Cartographie des bassins et principaux gisements

L'Algérie dispose d'un vaste domaine sédimentaire de plus de 1,5 million km² réparti en trois provinces géologiques distinctes. Cette configuration géologique exceptionnelle fait du pays l'un des principaux producteurs d'hydrocarbures en Afrique et au niveau mondial. L'analyse comparative de ces bassins révèle une diversité remarquable en termes de potentiel énergétique, de géologie et de défis d'exploitation.

Figure 1: Les découvertes d'hydrocarbures en 2023.



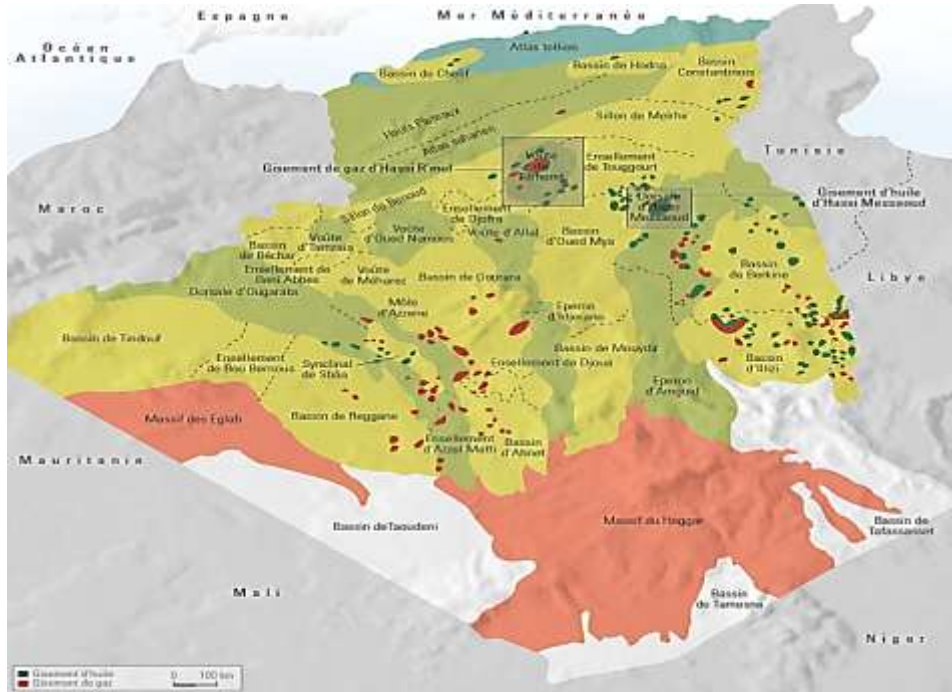
Source : rapport annuel de Sonatrach 2023.

Chapitre I : Cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie

2.1. Typologie et caractéristiques des bassins sédimentaires

L'architecture géologique de l'Algérie reflète une histoire tectonique complexe qui a façonné

Figure 2: Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie.



trois provinces pétrolières distinctes.

Source :site officiel du **MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE , DES MINES ET DES ENERGIES RENEUVELABLES.**

Cette distribution spatiale des bassins sédimentaires détermine non seulement la localisation des ressources énergétiques, mais influence également les stratégies d'exploration et les coûts d'exploitation. L'analyse de cette répartition révèle des disparités importantes en termes de potentiel énergétique et de maturité d'exploration.

Tableau 6 :Répartition géographique des provinces pétrolières

Province	Superficie (km ²)	Nbre de bassins	Type dominant	Début exploration
Nord Algérie	~400,000	4	Pétrole/Gaz	1890s
Est Plate-forme Saharienne	~290,819	3	Pétrole	1956
Ouest Plate-forme Saharienne	~333,847	4	Gaz sec	1953
TOTAL	~1,500,000	11	Mixte	1890s-1950s

Source : réalisé par nous-mêmes.

Ce tableau révèle une concentration remarquable de la superficie dans les provinces sahariennes (62% du territoire pétrolier total), confirmant le caractère stratégique du Sahara algérien. La chronologie d'exploration montre une progression logique du Nord vers le Sud,

avec un décalage temporel de 60 ans entre les premières explorations côtières et sahariennes. Cette répartition explique l'avantage comparatif de l'Algérie dans l'industrie énergétique africaine et sa position géopolitique régionale.

Analyse comparative des bassins par province

Les trois provinces pétrolières algériennes présentent des caractéristiques géologiques, économiques et techniques distinctes qui nécessitent des approches d'exploitation différenciées. Cette analyse comparative permet d'identifier les potentiels respectifs et les défis spécifiques à chaque région, orientant ainsi les priorités d'investissement et les stratégies de développement à long terme.

A. Province Nord - Bassins côtiers et montagneux

Cette province représente le berceau historique de l'industrie pétrolière algérienne, où les premières explorations ont débuté à la fin du XIXe siècle. Malgré sa proximité des centres urbains et des infrastructures, elle présente une complexité géologique qui limite son développement. L'analyse de ses quatre bassins révèle un potentiel contrasté et des opportunités sous-exploitées, particulièrement en mer.

Tableau 7 : Caractéristiques géologiques et potentiel énergétique des bassins de la Province Nord algérienne

Bassin	Superficie (km ²)	Roches mères	Production actuelle	Potentiel
Offshore	95,000	Miocène-Pliocène	Exploration	Élevé
Atlas Saharien	300,000	Diverses	Hassi Messaoud, Hassi R'Mel	Très élevé
Chélif	N/D	Tertiaire	Marginale	Faible
Hodna	N/D	Éocène-Crétacé	3,000 m ³ /an	Limité

Source : réalisé par nous-mêmes.

Ce tableau met en évidence la dichotomie frappante au sein de la Province Nord. L'Atlas Saharien, avec ses géants Hassi Messaoud et Hassi R'Mel, génère l'essentiel de la production nationale, tandis que les bassins côtiers (Chélif, Hodna) demeurent marginaux. Le bassin Offshore, malgré sa superficie considérable, reste largement inexploré, représentant un potentiel stratégique majeur.

Analyse critique : Cette province illustre parfaitement le paradoxe algérien : une concentration excessive sur les géants sahariens au détriment d'un développement équilibré. L'Atlas Saharien porte à lui seul le poids de l'économie énergétique nationale, créant une vulnérabilité structurelle. Inversement, l'offshore méditerranéen, comparable aux découvertes égyptiennes récentes, pourrait diversifier géographiquement la production et réduire les risques géopolitiques liés à l'enclavement saharien.

B. Province Est - Bassins producteurs majeurs

Cette province constitue le poumon de l'industrie pétrolière algérienne contemporaine, concentrant les découvertes les plus récentes et les technologies d'exploitation les plus avancées. Sa position géographique stratégique, à proximité des pipelines d'exportation, et sa

Chapitre I : Cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie

géologie favorable en font un laboratoire d'innovation pour l'industrie nationale. L'analyse de ses trois bassins révèle différents stades de maturité et des défis techniques croissants.

Tableau 8 : Performance productive et défis techniques des bassins de la Province Est algérienne

Bassin	Superficie (km ²)	Production (boe/j)	Réservoirs principaux	Défis techniques
Berkine	102,395	>100,000	Triasique	Complexité structurale
Illizi	108,424	Significative	Mésozoïque/Paléozoïque	Discordance hercynienne
Mouydir	80,000	20,000	Paléozoïque	Profondeur (2,500-4,000m)

Source : réalisé par nous-mêmes.

Ce tableau révèle la hiérarchisation nette des bassins orientaux en termes de performance. Berkine et Illizi, avec leurs productions supérieures à 100,000 boe/j, dominent largement Mouydir qui, malgré sa superficie respectable, ne produit que 20,000 boe/j. Cette disparité s'explique par l'évolution des défis techniques : de la complexité structurale (Berkine) aux discordances géologiques (Illizi), jusqu'aux contraintes de profondeur extrême (Mouydir).

Analyse critique : Cette province illustre l'évolution technologique de l'industrie algérienne. Berkine représente la maîtrise des structures complexes, Illizi la gestion des systèmes pétroliers multicouches, tandis que Mouydir préfigure les défis futurs liés aux réservoirs profonds. La production différentielle révèle également l'importance cruciale de l'accessibilité technique : Mouydir, avec seulement 25 puits pour 80,000 km², souffre d'un sous-développement manifeste lié aux contraintes d'exploitation.

C. Province Ouest - Domaine gazier

Cette province représente l'avenir gazier de l'Algérie et constitue un enjeu stratégique majeur dans le contexte énergétique européen. Caractérisée par la prédominance du gaz sec, elle fait face à des défis techniques considérables liés aux conditions d'exploitation extrêmes. L'analyse de ses quatre bassins révèle un potentiel énorme mais des difficultés croissantes de valorisation économique.

Tableau 9: Typologie énergétique et dynamique productive des bassins de la Province Ouest algérienne

Bassin	Superficie (km ²)	Type principal	Production (boe/j)	Déclin annuel
Ahnet-Gourara	121,164	Gaz sec	Modérée	N/D
Timimoune	50,000	Gaz/Condensat	15,000	8% (depuis 2015)
Tindouf	>130,000	Gaz	Exploration	N/D
Sbâa	32,683	Pétrole (Givétien)	Marginale	N/D

Source : réalisé par nous-mêmes.

Ce tableau met en lumière la particularité gazière de la Province Ouest, où seul Sbâa présente un potentiel pétrolier significatif. Timimoune, malgré sa production modeste de 15,000 boe/j, révèle des défis économiques préoccupants avec un déclin annuel de 8% depuis 2015. Les

bassins d'Ahnet-Gourara et Tindouf, malgré leurs superficies considérables (respectivement 121,164 et >130,000 km²), restent sous-exploités, suggérant soit des difficultés techniques majeures, soit un potentiel économique limité.

Analyse critique : Cette province illustre parfaitement le dilemme des réserves gazières sahariennes : un potentiel énorme confronté à des contraintes d'exploitation prohibitives. Le cas de Timimoune est révélateur : malgré des caractéristiques géologiques favorables (porosité 15%, maturité optimale), les conditions extrêmes (profondeur 3000-4500m, pression 650 bars, H₂ S 3-7%) génèrent des coûts d'exploitation élevés et un déclin prématuré. Cette situation préfigure les défis futurs de l'industrie gazière algérienne et la nécessité d'innovations technologiques majeures.

2-2- Les gisements majeurs

Les gisements majeurs algériens constituent l'épine dorsale de l'économie nationale et reflètent six décennies d'évolution technologique et géologique. Cette analyse comparative révèle non seulement les caractéristiques techniques de chaque champ, mais également les stratégies d'exploration successives et l'adaptation aux défis géologiques croissants. L'étude de ces géants énergétiques permet de comprendre les facteurs de succès et d'anticiper les orientations futures de l'industrie nationale.

Géants pétroliers et gaziers

Ce point examine les caractéristiques fondamentales des six gisements les plus importants d'Algérie, depuis les découvertes pionnières des années 1950 jusqu'aux développements récents des années 1990. L'analyse chronologique révèle l'évolution des techniques d'exploration et l'adaptation aux complexités géologiques croissantes.

Tableau 10: Caractéristiques structurelles et chronologiques des gisements majeurs algériens

Champ	Découverte	Type	Dimensions	Profondeur (m)	Structure
Hassi Messaoud	1956	Pétrole léger	40×40 km	3,337	Dôme anticlinal
Hassi R'mel	1956	Gaz+condensat	3,500 km ²	Variable	Anticlinal elliptique
Ourhoud	1994	Pétrole	Multi-blocs	Variable	Horst complexe
Hassi Berkine Sud	1995	Pétrole	N/D	N/D	Anticlinal asymétrique
Rhourde Nouss	1961	Gaz+condensat	N/D	2,685+	13 accumulations
Krechba (In Salah)	1957	Gaz	N/D	1,700-3,350	Multi-réservoirs

Source : réalisé par nous-mêmes.

Ce tableau révèle la concentration temporelle des découvertes majeures en deux périodes distinctes : l'âge d'or des années 1950-1960 (Hassi Messaoud, Hassi R'mel, Krechba) et la renaissance des années 1990 (Ourhoud, Hassi Berkine Sud). Cette dichotomie temporelle

reflète l'évolution des techniques d'exploration et l'adaptation aux structures géologiques de plus en plus complexes.

Analyse comparative :

- **Dimension** : Hassi R'mel domine avec 3,500 km², confirmant son statut de géant gazier mondial
- **Complexité structurale** : Evolution de structures simples (dômes anticlinaux) vers des systèmes complexes (horst, multi-accumulations)
- **Profondeur** : Variation considérable (1,700m à 3,350m+) illustrant la diversité géologique algérienne
- **Diversification énergétique** : Équilibre stratégique entre champs pétroliers et gaziers

Performance et potentiel des gisements

Cette analyse technique approfondie compare les paramètres géologiques et d'exploitation des quatre gisements les mieux documentés. Elle révèle les facteurs critiques de performance et les défis d'optimisation de la production dans des contextes géologiques contrastés.

Tableau 11: Paramètres géologiques et statut d'exploitation des principaux gisements algériens

Critère	Hassi Messaoud	Hassi R'mel	Ourhoud	Timimoune
Âge géologique	Cambro-Ordovicien	Triasique	Multi-âges	Dévonien
Porosité moyenne	N/D	N/D	N/D	15%
Maturité (Ro %)	N/D	N/D	N/D	0.9-1.1
Pression (bars)	N/D	N/D	N/D	650
Teneur H ₂ S	Faible	Faible	N/D	3-7%
Statut production	Mature	Mature	En production	Déclin

Source : réalisé par nous-mêmes.

Ce tableau technique révèle des disparités importantes dans les conditions d'exploitation. Timimoune se distingue par des paramètres documentés complets, reflétant probablement son développement récent et l'application de technologies modernes d'évaluation. Les champs matures (Hassi Messaoud, Hassi R'mel) montrent un déficit de caractérisation moderne, typique des découvertes anciennes.

Analyse critique des performances :

- **Timimoune** : Malgré des paramètres géologiques favorables (porosité 15%, maturité optimale 0.9-1.1% Ro), le statut de déclin révèle l'impact des conditions extrêmes d'exploitation
- **Hassi Messaoud/R'mel** : Le statut "mature" masque probablement un besoin de réévaluation technique avec les technologies actuelles

- **Ourhoud** : Le statut "en production" suggère un potentiel d'optimisation dans la phase d'exploitation active
- **Défis H₂S** : La teneur élevée à Timimoune (3-7%) illustre les contraintes environnementales et de sécurité des gisements récents

L'analyse compréhensive de la cartographie énergétique algérienne révèle des enseignements stratégiques majeurs pour l'orientation future de l'industrie nationale. Ces conclusions dépassent la simple caractérisation géologique pour éclairer les enjeux économiques et géopolitiques de la valorisation des ressources énergétiques nationales.

- **Concentration géographique** : 70% du potentiel se concentre sur les provinces sahariennes, créant une dépendance géographique.
- **Diversification énergétique** : La prédominance gaz à l'Ouest et pétrole à l'Est offre une diversification naturelle du portefeuille énergétique.
- **Défis technologiques croissants** : L'évolution vers des réservoirs plus complexes (Mouydir, Timimoune) nécessite des investissements technologiques importants.
- **Potentiel inexploité** : Les bassins offshore et certains bassins terrestres (Tindouf) représentent des opportunités d'expansion.

Cette cartographie révèle un patrimoine géologique exceptionnel nécessitant une stratégie d'exploitation différenciée selon les spécificités de chaque province.

3- Structure de production et réserves prouvées

L'analyse de la structure de production et des réserves d'hydrocarbures constitue un préalable indispensable à la compréhension de la position énergétique d'un pays exportateur. Cette section vise à dresser un état des lieux détaillé de l'appareil productif algérien dans le secteur des hydrocarbures, en examinant d'une part la configuration actuelle de la production et d'autre part l'évolution des réserves prouvées. L'objectif est de mettre en évidence les forces et les faiblesses structurelles du secteur énergétique national, ainsi que les défis auxquels il fait face en termes de soutenabilité et de renouvellement des ressources.

3-1-Structure de la production actuelle

L'analyse de la structure productive d'un pays exportateur d'hydrocarbures constitue un indicateur fondamental pour évaluer sa capacité à maintenir ses performances économiques dans le temps. Cette section examine la configuration actuelle de la production algérienne d'hydrocarbures, ses caractéristiques géographiques et techniques, ainsi que les défis structurels auxquels elle fait face.

L'Algérie a enregistré en 2023 une production significative mais en déclin constant, avec 1,05 million de barils par jour de pétrole brut et 98 millions de m³ par jour de gaz naturel, selon les données du Ministère de l'Énergie. Cette production, qui positionne le pays au 3ème rang africain pour le gaz et au 4ème pour le pétrole, repose principalement sur des gisements géants vieillissants : Hassi Messaoud assure à lui seul 65% de la production pétrolière, tandis que Hassi R'Mel fournit 55% du gaz national.

Les hydrocarbures liquides (condensats et GPL) complètent ce mix énergétique avec 145 000 barils par jour, principalement extraits des champs de Rhourde Nouss et In Amenas.

Chapitre I : Cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie

Cependant, cette production masque des déclin structurels inquiétants : -5% par an pour Hassi Messaoud et -3% par an pour Hassi R'Mel, malgré l'utilisation intensive de techniques de récupération assistée (EOR).

Le taux d'utilisation des capacités, de 78% pour le pétrole et 85% pour le gaz, révèle à la fois des contraintes techniques et des investissements insuffisants dans la maintenance. Cette situation contraste avec les années 2000, quand l'Algérie produisait encore 1,4 million de barils par jour, et souligne l'urgence d'une relance exploratoire et d'une modernisation des infrastructures pour enrayer cette érosion continue de la capacité productive nationale.⁵

Tableau 12 Production Actuelle par Type d'Hydrocarbures (2023) .

Type d'hydrocarbures	Volume journalier	Part de la production	Site de production
Pétrole brut	1.05 million baril/j	42%	Hassi Messaoud (65%), Ourhoud, Berkine
Gaz naturel	98 millions m ³ /j	50%	Hassi R'Mel (55%), In Amenas, In Salah
condensats	110 000 barils/j	5%	Rhourde Nous, Touat
GPL	35 000 barils/j	3%	Hassi Messaoud, In Amenas

Source : réalisé par nous-mêmes.

Ce tableau révèle plusieurs éléments critiques de la structure productive algérienne. Premièrement, la concentration géographique de la production constitue un facteur de vulnérabilité majeur : deux gisements géants (Hassi Messaoud et Hassi R'Mel) assurent plus de 60% de la production nationale totale. Cette concentration expose l'économie nationale à des risques techniques et géologiques concentrés.

Deuxièmement, la répartition entre pétrole (42%) et gaz naturel (50%) témoigne de l'importance croissante du gaz dans le mix énergétique algérien, ce qui s'avère stratégique compte tenu de la demande mondiale croissante pour cette énergie de transition. Néanmoins, la faible part des condensats et GPL (8% combinés) limite la diversification du portefeuille d'hydrocarbures, alors que ces produits bénéficient généralement de marges plus attractives.

3-2 -Structure réserves prouvées

L'évaluation des réserves prouvées constitue un indicateur prospectif essentiel pour apprécier la soutenabilité à long terme d'une économie rentière. Au-delà des volumes absolus, l'analyse du ratio réserves sur production (R/P) et de son évolution temporelle permet d'anticiper les défis futurs en matière de sécurité énergétique et de planification économique.

Les réserves prouvées de l'Algérie s'élèvent fin 2023 à 12,2 milliards de barils de pétrole et 2 400 milliards de m³ de gaz naturel, selon les données officielles de Sonatrach, ce qui classe le pays au 16ème rang mondial pour le pétrole et au 11ème pour le gaz.⁶

⁵ Ministère de l'Énergie algérien, Rapport annuel 2023

⁶ Rapport annuel de Sonatrach 2023.

Chapitre I : Cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie

Ces réserves, concentrées à 80% dans les méga-gisements de Hassi Messaoud (pétrole) et Hassi R'Mel (gaz), présentent toutefois des signes préoccupants. Le ratio réserves/production n'est plus que de 32 ans pour le pétrole (contre 45 ans en 2000) et de 24 ans pour le gaz, révélant une érosion accélérée du patrimoine énergétique national.

Cette dégradation s'explique par trois facteurs majeurs : un taux de renouvellement des réserves insuffisant (65% seulement contre 100% nécessaires pour maintenir la production), la maturité des principaux gisements (en exploitation depuis 60 ans pour Hassi Messaoud) et des investissements exploratoires trop faibles (1,2 milliard de dollars par an contre 3,5 milliards requis).

Les réserves en condensats (1,8 milliard de barils) et en GPL constituent un atout marginal mais stratégique, avec un ratio R/P plus favorable de 45 ans. Face à cette situation, les autorités algériennes misent sur l'exploration offshore en Méditerranée et les hydrocarbures non conventionnels pour inverser la tendance, bien que ces projets nécessitent des technologies complexes et des investissements massifs. La préservation de ce capital énergétique apparaît donc comme un enjeu économique majeur pour les prochaines décennies.

Tableau 13: Réserves Prouvées et Ratio R/P⁷.

Hydrocarbure	Réserves 2023	R/P(années)	Evolution depuis 2015
Pétrole	12.2 milliards barils	32 ans	-18%
Gaz naturel	2 400 milliards m ³	24 ans	-12%
Condensats	1.8 milliards barils	45 ans	Stable

Source :réalisé par nous-mêmes .

Les données présentées dans ce tableau illustrent une situation préoccupante pour la soutenabilité énergétique de l'Algérie. Le ratio R/P de 32 ans pour le pétrole et 24 ans pour le gaz, bien qu'apparemment confortable, masque une détérioration rapide de la position relative du pays. La baisse de 18% des réserves pétrolières et de 12% des réserves gazières depuis 2015 témoigne d'un rythme d'épuisement supérieur aux découvertes nouvelles.

Cette tendance s'avère particulièrement critique pour le gaz naturel, dont le ratio R/P de 24 ans est inférieur à celui du pétrole, alors que ce combustible représente un enjeu stratégique majeur pour l'exportation et la transition énergétique. La stabilité des réserves de condensats constitue le seul point positif, mais leur volume demeure marginal dans l'équation énergétique globale.

⁷ Ration R/P= années de production restantes au rythme actuel = Réserves prouvées / Production annuelle.

4-Place des hydrocarbures dans l'économie algérienne

L'évaluation de la place des hydrocarbures dans une économie nationale nécessite une approche multidimensionnelle, intégrant les contributions directes et indirectes aux principaux agrégats macroéconomiques. Cette analyse permet de mesurer le degré de dépendance structurelle et d'identifier les vulnérabilités systémiques de l'économie algérienne.

4-1- Analyse de la contribution économique

En 2023, le secteur des hydrocarbures a généré **93 % des recettes d'exportation**⁸, et alimentant **62% du budget de l'Etat**. Le secteur pétro-gazier représentait **38% du PIB nominal** (224 milliards USD).⁹ Sur le plan social, le secteur fournit **120 000 emplois directs** et près d'un million d'emplois indirects, bien que ne représentant que **3% de l'emploi formel**. Les rentes pétrolières permettent de financer d'importants programmes sociaux (subventions énergétiques représentant **8% du PIB**) et des infrastructures clés.

Tableau 14: Contribution des hydrocarbures en 2023.

Indicateur	Valeur	Part des hydrocarbures
PIB nominal	224 Md\$	38% (direct)
Exportations	39 Md\$	93%
Recettes budgétaires	52 Md\$	62%
Emplois directs	120 000	3% d'emplois formels

Source : Banque d'Algérie, Ministère des Finances (2024)

Ce tableau révèle l'ampleur de la dépendance économique algérienne aux hydrocarbures. La contribution de 93% aux exportations illustre une mono-exportation quasi-totale, exposant le pays aux chocs externes des marchés énergétiques. Cette vulnérabilité est amplifiée par la dépendance budgétaire (62% des recettes), qui limite considérablement les marges de manœuvre fiscales en cas de baisse des cours.

Paradoxalement, malgré cette importance économique, le secteur ne génère que 3% des emplois formels, révélant sa nature capital-intensive et son faible effet d'entraînement sur le marché du travail. Cette configuration pose un défi majeur pour l'absorption de la population active dans un pays où 70% de la population a moins de 30 ans.

4-2-Analyse de la dépendance économique et des tentatives de diversification

La problématique de la diversification économique constitue l'un des défis majeurs des économies rentières. L'analyse des tentatives de diversification algériennes et de leurs résultats permet d'identifier les obstacles structurels et d'évaluer les perspectives de transformation du modèle économique national.

⁸ Banque d'Algérie (2024) - Rapport annuel sur les indicateurs macroéconomiques

⁹ Ministère de l'Énergie (2023) - Bilan annuel des hydrocarbures

L'économie algérienne demeure structurellement dépendante des hydrocarbures, qui représentent 93% des exportations totales et 40% des recettes budgétaires¹⁰. Cette dépendance expose le pays à une vulnérabilité chronique aux chocs pétroliers, comme en témoigne la crise de 2014-2016 où la chute des cours a entraîné une contraction de 9,5% du PIB et une réduction drastique des réserves de change.¹¹ Face à cette situation, les autorités ont initié plusieurs plans de diversification depuis les années 2000, mais avec des résultats mitigés. Le programme "Industrie Hors Hydrocarbures" (2016-2030) n'a permis d'augmenter la part industrielle non pétrolière qu'à 5,2% du PIB en 2023, loin de l'objectif initial de 15%.¹²

Les obstacles structurels bureaucratie, corruption, système financier rigide et climat des affaires difficile (classé 157ème/190)¹³ continuent de freiner l'émergence d'une économie diversifiée. Comme le note l'OCDE dans son dernier rapport, l'Algérie souffre d'un "paradoxe diversification"¹⁴: alors que la nécessité de réduire la dépendance aux hydrocarbures fait consensus, les réformes nécessaires peinent à être mises en œuvre, perpétuant ainsi la vulnérabilité économique du pays aux fluctuations des marchés pétroliers.

Conclusion de section

Cette analyse des fondements du secteur pétro-gazier algérien révèle un patrimoine énergétique exceptionnel mais confronté à des défis structurels majeurs. La diversité des hydrocarbures algériens, dominée par les bruts légers premiums et le gaz sec de Hassi R'Mel, constitue un avantage concurrentiel indéniable sur les marchés internationaux.

Cependant, trois fragilités fondamentales émergent de cette étude :

1. **Une crise du renouvellement des réserves** : avec des taux de déclin de 5-8% annuels sur les gisements matures et un déficit exploratoire chronique, la durabilité du modèle productif est questionnée.
2. **Un déficit technologique et institutionnel** : l'insuffisance des investissements en R&D, les contraintes réglementaires et l'environnement des affaires défavorable limitent l'optimisation des ressources existantes et l'attraction des investissements étrangers.
3. **Une hyper-dépendance économique** : avec 93% des exportations et 62% des recettes budgétaires, les hydrocarbures maintiennent l'Algérie dans une vulnérabilité structurelle aux chocs pétroliers.

Ces constats posent les bases de notre problématique fiscale : comment concevoir un système fiscal des hydrocarbures qui, tout en maximisant les recettes publiques à court terme, incite simultanément à l'exploration, à l'innovation technologique et à la diversification économique ? Cette question centrale guidera l'analyse des mécanismes fiscaux développée dans les sections suivantes.

¹⁰ Banque Mondiale (2023). "Algeria Economic Update"

¹¹ FMI (2023). "Article IV Consultation - Algeria"

¹² Office National des Statistiques Algérie (2023). "Comptes économiques"

¹³ Doing Business (2023). "Algeria Country Profile"

¹⁴ OCDE (2023). "Perspectives économiques en Afrique du Nord"

La compréhension de ces fondements économiques et géologiques est essentielle pour évaluer l'efficacité des instruments fiscaux actuels et proposer des réformes adaptées aux défis de transition énergétique que l'Algérie devra affronter dans les prochaines décennies.

Section 2 : évolution historique du cadre législatif pétrolier algérien

L'évolution du cadre législatif pétrolier algérien depuis la période coloniale reflète les transformations politiques, économiques et sociales du pays. Cette section retrace les principales étapes de cette évolution, de la mise en place du système colonial d'exploitation des hydrocarbures (1952-1962) aux réformes contemporaines visant à relancer l'attractivité du secteur (2019). L'analyse de ces mutations législatives permet de comprendre comment l'Algérie a progressivement affirmé sa souveraineté sur ses ressources énergétiques tout en cherchant à concilier contrôle étatique et ouverture aux investissements étrangers.

1- La période coloniale (1952-1962)

Durant la période coloniale, particulièrement entre 1952 et 1962, la France a mis en place un cadre législatif et fiscal destiné à exploiter les ressources pétrolières du Sahara algérien.

Afin d'encadrer l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en Algérie, la France adopte le décret du 16 septembre 1952, instaurant un Code pétrolier saharien. Ce texte, spécifique au Sahara, vise à attirer les investisseurs tout en maintenant un contrôle strict de Paris.

Caractéristiques du système colonial :

- **Monopole des sociétés françaises** : Les permis d'exploration sont majoritairement attribués à des entreprises françaises, comme la Compagnie Française des Pétroles (CFP, future Total).
- **Création de la SN REPAL (1956)** : Cette société mixte (État français + capitaux privés) devient l'instrument principal de l'exploitation pétrolière, écartant toute participation algérienne.
- **Marginalisation des populations locales** : Aucune politique de formation ou d'intégration des Algériens dans la gestion des ressources n'est prévue.

Les découvertes majeures :

Les prospections menées dans les années 1950 aboutissent à deux découvertes capitales :

- **Hassi Messaoud (1956)** : Ce gisement, l'un des plus riches d'Afrique, entre en exploitation dès 1958, alimentant principalement la métropole.
- **Hassi R'Mel (1956)** : Découvert peu après, ce champ géant de gaz naturel consolide la mainmise française sur le Sahara.

Pour sécuriser ces ressources, la France crée en 1957 l'Organisation Commune des Régions Sahariennes (OCRS), une structure visant à détacher économiquement le Sahara du reste de l'Algérie. Cette manœuvre illustre l'importance stratégique des hydrocarbures dans le maintien de la domination coloniale.

Le régime fiscal colonial :

L'ordonnance de 1957 établit un régime fiscal extrêmement favorable aux compagnies pétrolières françaises :

- **Exonérations prolongées** : Aucune taxe sur les bénéfices pendant les dix premières années d'exploitation.
- **Taux d'imposition réduit** : Fixé à 50 %, bien en dessous des normes internationales de l'époque.
- **Libre transfert des profits** : Les capitaux peuvent être rapatriés intégralement vers la France, sans réinvestissement obligatoire en Algérie.

Ce système permet aux entreprises françaises de maximiser leurs gains, tandis que les retombées pour le territoire algérien restent minimales. Les infrastructures (oléoducs, raffineries) sont conçues pour l'exportation, sans véritable développement industriel local.

2- De l'indépendance aux nationalisations des hydrocarbures (1962-1971)

L'évolution du cadre législatif pétrolier algérien entre 1962 et 1971 s'inscrit dans un processus de reconquête de la souveraineté nationale sur les ressources énergétiques, marqué par une rupture progressive avec le système colonial et l'affirmation d'un modèle économique étatique.

À l'indépendance en 1962, l'Algérie hérite d'un secteur des hydrocarbures dominé par des intérêts étrangers, principalement français, dans le cadre du Code pétrolier de 1958, qui maintenait un régime de concessions favorisant les compagnies coloniales.¹⁵

Les premières mesures (1962-1965) :

Les premières mesures législatives, sous le gouvernement d'Ahmed Ben Bella (1962-1965), visent à récupérer le contrôle des ressources stratégiques, avec la création de la Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures (SONATRACH) en décembre 1963. Cette institution devient l'instrument central de la politique énergétique algérienne, bien que le pays reste dépendant des accords pétroliers conclus avec la France, comme les Accords d'Évian (1962) qui garantissaient temporairement les intérêts français.¹⁶

Le tournant de Boumédiène (1965-1978) :

Le véritable tournant intervient avec l'arrivée au pouvoir de Houari Boumédiène (1965-1978), qui engage une politique de nationalisation progressive. La loi n° 67-277 du 26 juillet 1967 constitue une étape décisive : elle instaure le principe de participation majoritaire de l'État algérien (51%) dans toutes les activités pétrolières et donne à SONATRACH un rôle

¹⁵ Henni, A. (2021). Histoire des hydrocarbures en Algérie : des concessions coloniales à la libéralisation. Éditions Casbah.

¹⁶ Boucekine, M. (2013). L'évolution du secteur pétrolier en Algérie : entre enjeux économiques et stratégiques. Revue d'économie politique

prépondérant dans la gestion des gisements.¹⁷ Cette réforme s'accompagne d'une renégociation des contrats avec les compagnies étrangères, notamment Total et Elf, tout en s'inscrivant dans un mouvement plus large de revendication des pays producteurs, illustré par la création de l'OPEP (1960) et la montée en puissance des États pétroliers du Tiers-Monde.

Les nationalisations complètes (1971-1972) :

Le processus culmine avec les nationalisations de février 1971, lorsque l'Algérie prend le contrôle total des gisements de gaz naturel et des infrastructures de transport, suivies en 1972 par la reprise des actifs pétroliers français restants.¹⁸ Ces mesures sont légitimées par la Charte nationale de 1976, qui consacre le principe de souveraineté permanente sur les ressources naturelles et fait des hydrocarbures un levier de développement économique autonome.¹⁹ Ce mouvement s'inscrit dans le contexte post-colonial des années 1970, où plusieurs pays (Libye, Irak, Venezuela) optent pour des nationalisations massives, réduisant l'influence des « Seven Sisters » (les majors pétrolières occidentales) au profit des entreprises nationales.²⁰

Ainsi, en moins d'une décennie, l'Algérie est passée d'un système pétrolier dominé par les intérêts étrangers à un modèle étatique intégré, où SONATRACH devient un acteur majeur de l'industrie énergétique mondiale. Cette transition, bien que marquée par des tensions diplomatiques (notamment avec la France), a permis au pays de maximiser ses revenus pétroliers et de financer son industrialisation, tout en servant de référence pour d'autres États en développement.

3- Les réformes des années (1980-1990)

Les années 1980-1990 marquent un tournant dans le cadre législatif pétrolier algérien, caractérisé par une libéralisation partielle du secteur, motivée par la chute des prix du pétrole, la crise économique des années 1980 et la nécessité d'attirer des investissements étrangers pour moderniser l'industrie.

Le contexte des réformes :

Après deux décennies de domination étatique (symbolisée par SONATRACH), l'Algérie adopte une série de réformes visant à assouplir le monopole public tout en conservant le contrôle stratégique des hydrocarbures. La loi n° 86-14 du 19 août 1986 (Code des hydrocarbures) constitue la première étape de cette ouverture, en autorisant les partenariats avec des compagnies internationales sous forme de contrats de partage de production (CPP),

¹⁷ Aït-Laoussine, N. (2002). *The Petroleum Legislation of Algeria: A Model for Developing Countries?* OPEC Review

¹⁸ Yahia, F. (2010). *La nationalisation des hydrocarbures en Algérie : enjeux politiques et économiques.* L'Harmattan.

¹⁹ Aït-Laoussine, N. (2002). *The Petroleum Legislation of Algeria: A Model for Developing Countries?* OPEC Review.

²⁰ Marcel, V. (2006). *Oil Titans: National Oil Companies in the Middle East.* Brookings Institution Press.

bien que SONATRACH reste l'unique opérateur national.²¹ Cependant, cette réforme reste timide et ne parvient pas à relancer significativement les investissements.

L'approfondissement des réformes (1991) :

La crise économique des années 1980, aggravée par l'effondrement des cours pétroliers en 1986, pousse l'Algérie à approfondir ses réformes. Le Code des hydrocarbures de 1991 (loi n° 91-22) va plus loin en instaurant un cadre plus attractif pour les multinationales, notamment via l'introduction de contrats de risque-partagé et la possibilité pour les investisseurs étrangers d'accéder à l'amont pétrolier (exploration et production) sans obligation de partenariat avec SONATRACH.²² Cette période coïncide avec l'adoption des plans d'ajustement structurel sous l'égide du FMI, qui encouragent la libéralisation économique.

Les limites des réformes :

Toutefois, cette ouverture reste limitée par des contraintes politiques, notamment la montée des tensions sociales et la crise sécuritaire des années 1990, qui freinent l'arrivée massive des capitaux étrangers.²³

Ainsi, les réformes des années 1980-1990 reflètent une période de transition entre un modèle étatique strict et une tentative d'intégration dans le marché énergétique mondial. Bien que ces changements juridiques aient posé les bases d'une plus grande ouverture, leur impact réel reste mitigé en raison du contexte politique instable et de la résistance aux privatisations. Ces ajustements préparent néanmoins le terrain aux réformes plus profondes des années 2000, avec l'adoption d'un nouveau code des hydrocarbures en 2005.

4- La loi sur les hydrocarbures de 2005 et ses amendements

La loi n° 05-07 du 28 avril 2005, réformant le cadre légal des hydrocarbures en Algérie, marque une étape importante dans l'évolution du secteur pétrolier et gazier, visant à attirer les investissements étrangers tout en maintenant le contrôle étatique sur les ressources stratégiques.²⁴

Les innovations de la loi de 2005 :

Ce texte, adopté dans un contexte de hausse des prix du pétrole et de nécessité de relancer l'exploration, introduit des mécanismes plus flexibles que le code de 1991, notamment à travers les contrats de partage de production (CPP) et les contrats de risque-service (CRS), tout en maintenant la prééminence de SONATRACH comme partenaire obligatoire dans tous les projets.²⁵ La loi de 2005 prévoit également des incitations fiscales, notamment une réduction de la redevance pétrolière et une imposition plus avantageuse pour les projets en

²¹ Bouharaoui, S. (2005). L'évolution du cadre juridique des hydrocarbures en Algérie : entre ouverture et protectionnisme. *Revue Maghrébine du Droit des Affaires*.

²² Mihoubi, M. (2014). *Les hydrocarbures en Algérie : enjeux juridiques et économiques*. Éditions Dahlab.

²³ Aissaoui, A. (2001). *Algeria: The Political Economy of Oil and Gas*. Oxford University Press.

²⁴ Ministère de l'Énergie et des Mines (2005). **Loi n° 05-07 relative aux hydrocarbures**. Journal Officiel de la République Algérienne.

²⁵ Bendjebbar, P. (2020). *L'évolution des contrats pétroliers en Algérie*, Éditions Dalloz

zones difficiles (désert profond ou offshore), afin de compenser les risques techniques et financiers.²⁶

Les amendements restrictifs :

Cependant, cette ouverture relative suscite des critiques politiques, conduisant à l'adoption d'amendements en 2006 et 2013 pour renforcer les prérogatives de l'État. L'ordonnance n° 06-10 du 29 juillet 2006 a modifié substantiellement ce dispositif en instaurant une Taxe Exceptionnelle sur les Profits (TEP) pouvant atteindre 50% lorsque les prix du baril dépassent 30 dollars, reflétant la volonté de l'État de capter une plus grande part de la rente pendant la flambée des cours pétroliers.²⁷

La réforme de 2013 (loi n° 13-01) a poursuivi cette logique de renforcement du contrôle étatique en supprimant certaines incitations fiscales, en alourdissant la fiscalité sur les profits et en réaffirmant l'obligation de partenariat avec SONATRACH pour toutes les opérations en amont.²⁸ Ces évolutions successives démontrent la tension permanente entre la nécessité d'attirer les investisseurs internationaux et la volonté de préserver la souveraineté nationale sur les ressources stratégiques, une dialectique qui a finalement limité l'efficacité des réformes en termes d'attractivité du secteur.²⁹

5- La loi sur les hydrocarbures de 2019 et ses implications

La loi n° 19-13 du 11 décembre 2019, modifiant et complétant la loi 05-07 sur les hydrocarbures, représente une tentative ambitieuse de relancer l'attractivité du secteur pétrolier et gazier algérien face à la baisse des investissements étrangers et à la stagnation de la production.

Les innovations fiscales :

Ce nouveau cadre législatif introduit plusieurs innovations majeures, notamment sur le plan fiscal, avec l'instauration d'un système progressif basé sur la rentabilité des projets.³⁰ La loi prévoit ainsi une redevance pétrolière modulable (5% à 20%) en fonction de la localisation et de la complexité des gisements, un impôt sur les bénéfices fixé à 30%, et surtout une refonte du mécanisme de taxation exceptionnelle, désormais déclenchée seulement lorsque le prix du baril dépasse 50 dollars (contre 30 dollars auparavant) et plafonnée à 15% des profits.³¹ Ces dispositions fiscales, combinées à la simplification des procédures administratives et à l'assouplissement des obligations de partenariat avec SONATRACH (participation minoritaire

²⁶ Mazouz, S. (2012). Les contrats pétroliers en Algérie : entre libéralisation et contrôle étatique. Éditions Harmattan.

²⁷ Aït-Aoudia, M. & Benamrane, D. (2017). La réforme du secteur des hydrocarbures en Algérie : enjeux et limites. Revue des énergies renouvelables

²⁸ Bendjebbar, P. (2015). L'évolution du cadre juridique des hydrocarbures en Algérie. Éditions Dalloz.

²⁹ Werenfels, I. (2014). Gérer la rente pétrolière en Algérie. Carnegie Middle East Center.

³⁰ Aït-Aoudia, M. & Ghellab, Y. (2021). Les paradoxes de la fiscalité progressive, OPEC Energy Review

³¹ Bendjebbar, P. (2020). L'évolution des contrats pétroliers en Algérie, Éditions Dalloz

possible dans certains cas), visent explicitement à améliorer la compétitivité du cadre algérien par rapport aux standards internationaux.³²

Les nouveaux types de contrats :

Sur le plan contractuel, la loi 19-13 innove en introduisant trois types de contrats : les contrats de partage de production (CPP), les contrats de risque-service (CRS) et, nouveauté majeure, les contrats d'association (CA) qui permettent une participation capitalistique directe des investisseurs étrangers.³³ Cette diversification des modalités de coopération répond aux demandes récurrentes des compagnies internationales tout en préservant les intérêts stratégiques de l'État algérien.

Évaluation des résultats :

Comparé au régime antérieur marqué par la rigidité de la loi 05-07 et les amendements restrictifs de 2006 et 2013, le nouveau cadre se veut plus flexible et incitatif, notamment pour l'exploration des zones frontalières et offshore.³⁴ Cependant, comme le soulignent plusieurs analystes, l'efficacité de ces réformes reste conditionnée par des facteurs externes (volatilité des prix, concurrence régionale) et internes (stabilité du cadre juridique, amélioration du climat des affaires). Les premiers résultats semblent mitigés, avec une reprise modérée des investissements mais sans décollage significatif de l'exploration, suggérant que la loi 19-13, bien que constituant une avancée notable, ne suffit peut-être pas à elle seule à inverser durablement la tendance.³⁵

³² Mazouz, S. (2012). Les contrats pétroliers en Algérie : entre libéralisation et contrôle étatique. Éditions Harmattan

³³ Henni, A. (2020). Histoire des hydrocarbures en Algérie. ENAL

³⁴ Khelifi, A. (2021). *La réforme du cadre juridique des hydrocarbures en Algérie : De la rigidité à la flexibilité*. Revue Algérienne des Sciences Juridiques et Politiques, 59(3), 45-67.

³⁵ Bouharaoui, F. (2023). *L'impact de la loi 19-13 sur l'investissement pétrolier en Algérie : Bilan et perspectives*. Éditions CREAD.

Chapitre I : Cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie

Tableau 15 : synthétique de l'évolution du cadre législatif pétrolier algérien

Période	Texte législatif principal	Caractéristiques principales	Objectifs	Résultats
1952-1962	Décret du 16 septembre 1952 ; Code pétrolier saharien ;	Monopole français ; Régime fiscal très favorable ; Exclusion des Algériens.	Exploitation coloniale des ressources sahariennes	Découverte d'Hassi Messaoud et Hassi R'Mel
1962-1971	Création SONATRACH (1963) ; Loi 67-277 du 26 juillet 1967	Participation étatique 51% ; Rôle central de SONATRACH ; Nationalisations progressives	Reconquête de la souveraineté énergétique	Contrôle total des hydrocarbures en 1971-1972
1980-1990	Loi 86-14 (1986) Loi 91-22 (1991)	Ouverture timide aux partenariats ; Introduction des CPP ; Maintien du monopole SONATRACH	Modernisation et attraction d'investissements	Impact limité par l'instabilité politique
2005-2013	Loi 05-07 (2005) ; Ordonnance 06-10 (2006) ; Loi 13-01 (2013)	Flexibilité accrue puis restriction ; Taxe exceptionnelle sur profits ; Partenariat obligatoire avec SONATRACH	Équilibre entre ouverture et contrôle étatique	Attractivité limitée par les amendements restrictifs
2019-présent	Loi 19-13 du 11 décembre 2019	Fiscalité progressive ; Nouveaux types de contrats ; Assouplissement des contraintes	Relance de l'attractivité du secteur	Résultats mitigés, reprise modérée des investissements

Source : réalisé par nous-mêmes.

Conclusion

L'évolution du cadre législatif pétrolier algérien depuis 1952 illustre les défis auxquels font face les pays producteurs d'hydrocarbures dans leur quête d'équilibre entre souveraineté nationale et intégration dans l'économie mondiale. De la domination coloniale française aux tentatives contemporaines de relance de l'attractivité du secteur, cette trajectoire révèle une tension permanente entre trois impératifs : maximiser les revenus de l'État, attirer les investissements étrangers nécessaires au développement du secteur, et préserver le contrôle national sur les ressources stratégiques.

Les réformes successives, depuis les nationalisations des années 1970 jusqu'à la loi de 2019, témoignent d'une recherche constante d'adaptation aux évolutions du marché énergétique mondial. Cependant, l'efficacité de ces ajustements législatifs reste conditionnée par des facteurs structurels dépassant le seul cadre juridique : stabilité politique, compétitivité régionale, diversification économique et amélioration du climat des affaires. L'expérience algérienne démontre ainsi que la modernisation du cadre législatif, bien que nécessaire, ne constitue qu'un élément d'une stratégie plus globale de développement du secteur énergétique.

Section 3 : Caractéristiques générales de la fiscalité pétrolière

La fiscalité pétrolière constitue un domaine complexe et stratégique qui nécessite une approche théorique rigoureuse pour en saisir les enjeux. Cette section propose une analyse approfondie des fondements conceptuels et des mécanismes opérationnels qui régissent les systèmes fiscaux pétroliers, avec un focus particulier sur le cas algérien.

L'étude s'articule autour de trois axes complémentaires : d'abord, l'examen des principes directeurs qui orientent la conception des régimes fiscaux pétroliers ; ensuite, l'analyse des spécificités sectorielles qui justifient des approches fiscales différenciées ; enfin, l'évaluation de l'impact des recettes pétrolières sur les finances publiques algériennes et des mécanismes mis en place pour gérer leur volatilité.

Cette approche systémique permet de comprendre comment les États producteurs tentent de concilier l'impératif de maximisation des revenus publics avec la nécessité de préserver l'attractivité de leur territoire pour les investissements internationaux.

1- Les principes directeurs de la fiscalité pétrolière :

La fiscalité pétrolière repose sur quatre principes fondamentaux qui constituent le socle théorique et pratique des régimes fiscaux dans ce secteur. Ces principes, bien qu'universels dans leur conception, connaissent des applications différenciées selon les contextes nationaux et les objectifs poursuivis par les États producteurs. L'analyse de ces principes permet de comprendre les tensions inhérentes à la conception des systèmes fiscaux pétroliers et les arbitrages auxquels sont confrontés les décideurs publics.

a) La souveraineté nationale sur les ressources naturelles

Le principe de souveraineté permanente sur les ressources naturelles, consacré par la Résolution 1803 (XVII) de l'Assemblée générale des Nations Unies (1962), fonde le droit

inaliénable des États à contrôler leurs ressources stratégiques.³⁶ Ce principe se manifeste dans le secteur pétrolier par trois mécanismes clés :

- **L'ancrage constitutionnel** : L'article 18 de la Constitution algérienne de 2020 stipule que "le sous-sol dans toutes ses richesses est propriété exclusive du peuple algérien"³⁷, un modèle repris dans 89% des constitutions des pays producteurs.³⁸
- **Les instruments législatifs** : La Loi algérienne 71-22 sur les nationalisations a servi de modèle à plusieurs pays en développement. Comme le note Henni :³⁹ "Les nationalisations de 1971 ont constitué un tournant décisif dans l'affirmation de la souveraineté énergétique algérienne".
- **Les structures de contrôle** : La création de SONATRACH en 1963 illustre ce que Aït-Aoudia⁴⁰ qualifie de "bras armé de la souveraineté pétrolière", avec des prérogatives couvrant toute la chaîne de valeur.

Cependant, l'application de ce principe évolue face aux réalités économiques. La Loi 05-07 (2005) marque un tournant en autorisant des partenariats internationaux, tout en maintenant le contrôle étatique via :

- L'obligation de participation majoritaire de SONATRACH (Article 7)
- Le veto sur les décisions stratégiques (Article 12)
- Le contrôle des exportations (Art. 34)

Comme l'analyse Mihoubi⁴¹: "Le modèle algérien post-2005 représente une souveraineté négociée, où l'État conserve le pouvoir ultime tout en partageant l'accès aux ressources". Cette tension entre souveraineté et coopération internationale s'accroît avec les défis technologiques (gaz de schiste, offshore profond) nécessitant des capitaux étrangers.⁴²

b) La progressivité fiscale:

Le principe de progressivité fiscale dans le secteur pétrolier désigne un système où la charge fiscale augmente de manière non linéaire avec la rentabilité des projets, permettant à l'État de capter une part plus importante des rentes en période de prix élevés tout en préservant l'attractivité du secteur lors des cycles bas. Ce mécanisme sophistiqué repose sur trois niveaux d'imposition complémentaires :

- **une redevance ad valorem** (généralement entre 5% et 20% de la production brute), dont le taux peut varier selon la localisation et la complexité des gisements.
- **un impôt sur les bénéfices** (de 30% à 50%) appliqué après déduction des coûts ;

³⁶ Hossain, K. (1979). Law and Policy in Petroleum Development. Frances Pinter

³⁷ Journal Officiel, 2020

³⁸ Bindemann, K. (1999). Production-Sharing Agreements. Oxford

³⁹ Henni, A. (2020). Histoire des hydrocarbures en Algérie. ENAL

⁴⁰ Aït-Aoudia, M. (2021). La souveraineté pétrolière à l'épreuve. Casbah

⁴¹ Mihoubi, M. (2019). La fiscalité pétrolière en Algérie : entre progressivité et attractivité, Revue des Energies Renouvelables

⁴² Aït-Aoudia, M. & Ghellab, Y. (2021). Les paradoxes de la fiscalité progressive, OPEC Energy Review

- **des taxes exceptionnelles** activées lorsque certains seuils de prix ou de rentabilité sont dépassés, comme la Taxe Exceptionnelle sur les Profits (TEP) en Algérie, déclenchée lorsque le prix du baril dépasse 50\$.⁴³

La progressivité s'exprime également à travers des mécanismes différentiels : les projets offshore ou en zones désertiques bénéficient souvent de taux réduits (ex: 5% de redevance au lieu de 12% pour les gisements conventionnels en Algérie), tandis que les méga-champs voient leur fiscalité alourdie via des barèmes progressifs.⁴⁴ Cette architecture permet d'atteindre un taux effectif moyen d'imposition (TEMI) variant généralement entre 60% et 85% pour les projets hautement rentables, contre 40-50% pour les marges modestes.⁴⁵ Cependant, comme le démontre l'expérience algérienne post-2006, une progressivité excessive (TEP à 50-85% des profits) peut entraîner une érosion des investissements - les dépenses d'exploration ayant chuté de 40% entre 2006 et 2010 malgré des prix du baril élevés.⁴⁶ Les systèmes les plus efficaces, comme celui de la Norvège, combinent cette progressivité avec des clauses de stabilisation qui lissent l'impact fiscal sur la durée du projet, illustrant le subtil équilibre entre flexibilité fiscale et prévisibilité nécessaire aux opérateurs.

c) Le partage des risques et des bénéfices :

Le principe du partage des risques et des bénéfices constitue un pilier fondamental des régimes fiscaux pétroliers, visant à équilibrer les intérêts des États producteurs et des investisseurs privés. Ce mécanisme repose sur une répartition différenciée des coûts, risques et profits selon les phases du projet pétrolier. En phase d'exploration, où les risques techniques et financiers sont les plus élevés (avec un taux d'échec pouvant atteindre 80%), les compagnies assument l'essentiel des coûts, tandis que l'État participe généralement à partir de la phase de développement, une fois la viabilité commerciale confirmée.⁴⁷ Les instruments contractuels reflètent cette logique : les Contrats de Partage de Production (CPP) prévoient une répartition du "pétrole coût" (cost oil) permettant aux entreprises de récupérer leurs investissements, puis du "pétrole profit" (profit oil) distribué selon des ratios négociés (ex: 60/40 en faveur de l'État après amortissement).⁴⁸ Les Contrats de Service (CRS/Risk-Service) limitent quant à eux l'exposition des investisseurs en garantissant une rémunération fixe indexée sur la performance, comme en Algérie post-2019 où les CRS plafonnent les rendements à 12-15%.⁴⁹ Les clauses de "sliding scale" ajustent dynamiquement cette répartition en fonction du prix du baril ou du taux de rentabilité interne (TRI), créant un filet de sécurité pour les États en cas de flambée des cours⁵⁰. Cependant, ce système génère des tensions récurrentes, illustrées par les renégociations des contrats en Angola (2018) ou en Irak

⁴³ Mihoubi, M. (2019). La fiscalité pétrolière en Algérie : entre progressivité et attractivité, *Revue des Energies Renouvelables*

⁴⁴ Daniel, P. (2015). *Taxing Extractive Industries: Theory and Practice*, IMF

⁴⁵ Garnaut, R. & Clunies Ross, A. (2012). *The Economics of Mineral Taxation*, MIT Press

⁴⁶ Ait-Aoudia, M. & Ghellab, Y. (2021). Les paradoxes de la fiscalité progressive, *OPEC Energy Review*

⁴⁷ Johnston, D. (2008). *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. PennWell Books.

⁴⁸ Tordo, S. (2007). *Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues*, Banque mondiale

⁴⁹ Bendjebbar, P. (2020). *L'évolution des contrats pétroliers en Algérie*, Éditions Dalloz

⁵⁰ Ait-Aoudia, M. (2021). La fiscalité pétrolière à l'épreuve de la volatilité des prix, *OPEC Review*

(2021), où les gouvernements ont imposé des rééquilibrages au détriment des opérateurs étrangers lorsque les conditions initiales devenaient trop favorables à ces derniers.⁵¹ L'optimisation de ce partage reste donc un enjeu clé, nécessitant des mécanismes flexibles mais prévisibles pour éviter les contentieux tout en maximisant les retombées économiques nationales.

d) La stabilité fiscale :

Le principe de stabilité fiscale constitue un élément fondamental des régimes pétroliers, visant à garantir aux investisseurs une prévisibilité juridique et fiscale sur la durée des projets, qui s'étendent souvent sur 20 à 30 ans. Ce principe répond à un impératif économique crucial : les compagnies pétrolières engagent des investissements initiaux considérables (plusieurs milliards de dollars pour les projets offshore) avec des périodes de retour sur investissement longues, les exposant ainsi à des risques politiques majeurs⁵². Les États producteurs mettent en œuvre cette stabilité à travers plusieurs mécanismes juridiques. Premièrement, les clauses de stabilité contractuelle peuvent prendre la forme de "stabilité gel" (freezing clauses) qui figent la fiscalité applicable au moment de la signature du contrat, comme dans les contrats pétroliers angolais⁵³, ou de "stabilité d'équilibre économique" (economic equilibrium clauses) permettant des ajustements sous réserve de compensations, modèle adopté par le Pérou.⁵⁴ Deuxièmement, certains pays intègrent des dispositions constitutionnelles protectrices, à l'image de l'Équateur où la Constitution de 2008 interdit toute modification unilatérale des contrats⁵⁵. Troisièmement, les traités bilatéraux d'investissement (TBI) offrent une protection supranationale, comme le démontre l'affaire Occidental c. Équateur en 2012, où le tribunal CIRDI a condamné un État pour rupture de stabilité fiscale. Cependant., ce principe entre souvent en tension avec la souveraineté législative des États, particulièrement dans les contextes de volatilité des prix. L'Algérie en offre une illustration marquante : la loi 06-10 de 2006 a introduit rétroactivement une taxe exceptionnelle sur les profits (TEP), suscitant des contentieux avec les opérateurs internationaux⁵⁶. Les systèmes les plus efficaces, comme celui de la Norvège, parviennent à concilier stabilité et flexibilité grâce à des mécanismes de révision périodique prévus contractuellement, permettant des ajustements fiscaux négociés tous les 5 ans.⁵⁷ Cette approche équilibrée explique en partie pourquoi la Norvège maintient un score de 87/100 sur l'indice de stabilité fiscale pétrolière⁵⁸, alors que des pays comme le Venezuela (32/100) ou la Bolivie (28/100) peinent à attirer des investissements malgré d'importantes réserves.

⁵¹ Werenfels, I. (2023). *Contract Renegotiations in the Gulf: Trends and Impacts*, MEES

⁵² Johnston, D. (1994). *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. PennWell Books.

⁵³ Heller, P. et al. (2020). *Stabilization Clauses in Petroleum Contracts*. Natural Resource Governance Institute.

⁵⁴ Tordo, S. (2007). *Fiscal Systems for Hydrocarbons*. Banque mondiale.

⁵⁵ Constitution de l'Équateur (2008). Art. 408.

⁵⁶ Aït-Aoudia, M. (2021). *La stabilité contractuelle dans le droit pétrolier africain*. Paris : LGDJ.

⁵⁷ Ministère norvégien du Pétrole (2018). *Petroleum Taxation Act*.

⁵⁸ Fraser Institute (2022). *Global Petroleum Fiscal Regimes Survey*.

2- Les spécificités du secteur des hydrocarbures et leurs implications fiscales

Le secteur des hydrocarbures présente des caractéristiques structurelles uniques qui nécessitent des approches fiscales spécialisées. Ces spécificités, qui distinguent fondamentalement ce secteur des autres activités économiques, ont conduit les États producteurs à développer des régimes fiscaux sur mesure. L'analyse de ces particularités sectorielles permet de comprendre les défis auxquels sont confrontés les décideurs fiscaux et les solutions techniques développées pour y répondre.

Le secteur des hydrocarbures en Algérie présente plusieurs caractéristiques structurelles qui ont profondément influencé la conception de son régime fiscal :

- a) Les investissements massifs
- b) Les longs délais de récupération
- c) Le risque d'exploration
- d) La rente naturelle .

a) Les investissements massifs

Les projets pétroliers sont de nature capitalistique , ce qui fait qu'ils ont des besoins en capitaux extrêmement élevés. Ces projets nécessitent entre 5 et 20 milliards USD d'investissements initiaux . Cette particularité a conduit le législateur à développer des mécanismes fiscaux spécifiques incluant des amortissements accélérés (100% des coûts d'exploration immédiatement déductibles selon la Loi 19-13) et des crédits d'impôt substantiels (jusqu'à 30% pour les zones frontalières). Ces dispositions visent à améliorer la rentabilité projetée en réduisant la période de retour sur investissement. Cependant, leur efficacité reste limitée par la complexité des procédures administratives et les révisions fréquentes du cadre légal.

b) Les longs délais de récupération

La nature des projets pétroliers implique des cycles particulièrement longs, combinant 5 à 7 ans d'exploration et 20 à 30 ans de phase productive . Le système fiscal algérien répond à cette spécificité par deux instruments clés : un report déficitaire illimité (Art. 45 du Code des Hydrocarbures) et des exonérations temporaires pouvant atteindre 10 ans pour les projets offshore profonds. Ces mesures permettent théoriquement d'aligner le flux des recettes fiscales sur le cycle économique des gisements, mais posent en pratique des défis de trésorerie pour l'État, particulièrement dans les phases de bas prix du pétrole où les rentrées fiscales diminuent alors que les besoins budgétaires restent élevés.

c) Le risque d'exploration

Avec un taux de succès exploratoire ne dépassant pas 20% en moyenne dans le bassin saharien , le secteur pétrolier algérien présente un risque géologique particulièrement élevé. La fiscalité a développé des outils de mitigation uniques, notamment une déductibilité à 150% des puits secs et un zoning différencié des redevances (5% dans les zones frontières contre 20% dans les bassins matures). Ces mécanismes ont permis d'augmenter l'activité exploratoire dans les provinces marginales, bien que leur impact reste inférieur aux attentes en raison de la concurrence avec des régimes plus attractifs dans la région.

d) La rente naturelle

La gestion de la rente pétrolière, représentant près de 60% du PIB algérien, constitue le cœur du système fiscal sectoriel. L'arsenal juridique combine deux instruments principaux : la Taxe Exceptionnelle sur les Profits (TEP) avec un seuil de déclenchement à 50\$/baril et un barème progressif (15-50%), et la participation obligatoire de SONATRACH à hauteur de 51% minimum. Ce dispositif permet à l'État de capter 70 à 80% de la rente tout en maintenant un taux de rendement acceptable pour les investisseurs (12-15%). Toutefois, la rigidité de ces mécanismes s'est avérée contre-productive lors des chocs pétroliers, conduisant à des révisions législatives fréquentes qui sapent la stabilité contractuelle.

3- La place des recettes fiscales pétrolières dans les finances publiques algériennes

L'analyse de l'évolution des recettes fiscales pétrolières et de leur gestion constitue un enjeu central pour comprendre les défis budgétaires de l'Algérie. Cette section examine à la fois la trajectoire historique de ces recettes sur deux décennies et les mécanismes institutionnels développés pour faire face à leur volatilité intrinsèque. L'étude révèle les forces et faiblesses du modèle algérien de gestion des ressources pétrolières.

3-1- Analyse de l'évolution des recettes fiscales pétrolière 2003-2023

(en milliards USD et % du budget de l'État)

Tableau 16 : évolution des recettes fiscales pétrolière 2003-2023.

<i>Années</i>	<i>Recettes pétrolières</i>	<i>% recettes budgétaires</i>	<i>Prix moyen du baril (Brent)</i>	<i>Evènements marquants</i>
2003	23,5	65%	28,9\$	<i>Fin de la décennie noire</i>
2008	71,2	72%	97,3\$	<i>Pic historique pré-crise</i>
2012	78,6	75%	111,7\$	<i>Maximum historique</i>
2014	60,1	68%	98,9\$	<i>Début chute des prix</i>
2016	27,5	52%	43,7\$	<i>Crise pétrolière</i>
2018	36,4	59%	71,1\$	<i>Reprise modérée</i>
2020	22,8	48%	41,7\$	<i>Choc COVID-19</i>
2022	50,3	67%	99,0\$	<i>Guerre Ukraine</i>
2023	42,6	61%	82,3\$	<i>Baisse demande mondiale</i>

Source: Ministère des Finances algérien (Bilans fiscaux 2003-2023)

D'après les données du tableau précédent on peut distinguer 3 périodes majeurs :

- **Période de croissance soutenue (2003-2014):** cette période a constitué un véritable âge d'or pour les finances pétrolières algériennes, marquée par une croissance exceptionnelle des recettes. Les revenus pétroliers ont été multipliés par 3,4 en 11 ans, passant de 23,5 à 78,6 milliards USD⁵⁹, grâce à la combinaison de trois facteurs :
- une hausse continue des prix du baril (de 28,9 à 111,7 à 111,7),
 - une augmentation des volumes produits (+22%)
 - et un renforcement de la fiscalité pétrolière (le taux effectif passant de 65% à 85%).

Cette manne financière a permis d'accumuler des réserves de change record (194 mds USD en 2014) et de lancer des mégaprojets d'infrastructures. Cependant, cette période a aussi engendré une dépendance excessive, avec des dépenses publiques structurellement indexées à la rente pétrolière.⁶⁰

- **La grande crise (2014-2020) :** Le choc pétrolier de cette période a brutalement révélé les vulnérabilités du modèle algérien. Une chute de 62% des revenus en seulement deux ans (de 60,1 à 27,5 mds USD)⁶¹, plongeant les finances publiques dans le rouge. Le Fonds de Régulation des Recettes (**FRR**), pourtant abondé à hauteur de 9 600 milliards DA, s'est épuisé en trois ans, obligeant l'État à puiser dans les réserves de change (-77%) et à s'endetter (+150% de la dette publique). Une étude de la **Banque Africaine de Développement** en 2021, souligne que cette crise a mis en lumière trois failles majeures :
- l'absence de véritables mécanismes de lissage budgétaire,
 - la rigidité des dépenses courantes
 - et l'incapacité à diversifier les sources de revenus.

- **Reprise post-2020 :** La période 2020-2023 a été marquée par une reprise en demi-teinte des recettes pétrolières algériennes, masquant des vulnérabilités structurelles croissantes. Les revenus ont certes rebondi à 50,3 milliards USD en 2022⁶², dépassant pour la première fois depuis 2014 le seuil des 50 milliards, grâce à la flambée des prix du gaz naturel suite à la guerre en Ukraine (prix TTF multiplié par 5 en 2022)⁶³. Cependant, cette apparente embellie cache plusieurs réalités préoccupantes :
- une production pétrolière en déclin constant (-30% depuis 2010)⁶⁴
 - des réserves conventionnelles en baisse (ratio R/P tombé à 18 ans contre 25 ans en 2010)⁶⁵
 - et des retards majeurs dans les mégaprojets gaziers (projet GNL Arzew reporté à 2026).

L'analyse sectorielle de **Rystad Energy** en 2023, révèle que cette performance repose essentiellement sur des facteurs temporaires (prix élevés) plutôt que sur une

⁵⁹ données de la Banque d'Algérie

⁶⁰ FMI (World Economic Outlook 2015)

⁶¹ Les données du Ministère des Finances

⁶² les données du Ministère de l'Énergie (2023)

⁶³ les données de la Banque Mondiale (2023).

⁶⁴ BP Statistical Review 2023

⁶⁵ les données de Sonatrach 2023

amélioration structurelle, avec des investissements en exploration au plus bas (-72% depuis 2014).

Cette période souligne une dangereuse **double dépendance** accrue :

- au gaz naturel (68% des revenus en 2023 contre 45% en 2010)

-et au marché européen (80% des exportations), alors même que l'UE accélère sa transition énergétique.

La reprise actuelle apparaît donc fragile et insuffisante pour assurer la soutenabilité budgétaire à moyen terme, d'autant que les réserves de change (44 mds USD fin 2023) restent inférieures à leur niveau pré-2014 (194 mds USD) et que la dette publique a bondi à 65% du PIB.⁶⁶

3-2-Mécanismes de gestion de la volatilité des recettes pétrolières en Algérie

3-2-1-Le Fonds de Régulation des Recettes (FRR)

Créé en 2000 pour lisser l'impact de la volatilité pétrolière sur les finances publiques, le Fonds de Régulation des Recettes (FRR) devait servir de tampon automatique, alimenté par 30% des recettes pétrolières excédentaires lorsque les prix dépassaient un seuil de référence (fixé annuellement dans la Loi de Finances).

Le FRR a atteint son plafond historique en 2014 (9 600 milliards DA, soit 15% du PIB)⁶⁷, avant de s'épuiser en seulement trois ans (2015-2017) face à l'effondrement des cours pétroliers. Une étude du FMI en 2023, révèle que ce mécanisme a échoué en raison de trois failles majeures :

- l'absence de règles contraignantes sur les décaissements, permettant son utilisation pour financer des dépenses courantes plutôt que des investissements
- la non-reconstitution des réserves lors des périodes de haute rente (2018-2022)
- un manque de transparence, avec aucun audit public publié depuis 2015.

3-2-2-La Règle Budgétaire

Introduite en 2012 pour encadrer la gestion des recettes pétrolières, la règle budgétaire algérienne reposait sur deux principes clés :

- limiter les dépenses courantes à 70% des recettes non pétrolières
- et affecter 30% des revenus pétroliers aux investissements productifs.

Cependant, cette règle a été systématiquement violée⁶⁸ depuis la crise pétrolière de 2014. Entre 2015 et 2023, les dépenses courantes ont absorbé en moyenne 92% des recettes totales (contre 70% prévus), tandis que seulement 18% des revenus pétroliers ont été alloués aux investissements⁶⁹. Une étude de la Banque Mondiale en 2023, identifie trois causes majeures à cet échec :

⁶⁶ FMI (World Economic Outlook 2023).

⁶⁷ les données de la Banque d'Algérie (2023),

⁶⁸ FMI (World Economic Outlook 2023).

⁶⁹ Les données du Ministère des Finances

- L'absence de mécanismes automatiques de correction, permettant au gouvernement de contourner la règle sans justification ;
- La non-publication des rapports d'évaluation par le Parlement ;
- Une base juridique faible, la règle n'étant pas ancrée dans la Constitution mais seulement dans des circulaires ministérielles.

3-2-3-Les Subventions

Le régime algérien de subventions aux produits pétroliers, l'un des plus généreux au monde, représente une charge fiscale croissante pour les finances publiques. Ces subventions directes (carburants, électricité, gaz domestique) ont coûté 1 450 milliards DA en 2022 (4,3% du PIB)⁷⁰, avec des distorsions économiques majeures : le prix à la pompe du super sans plomb (21 DA/litre) ne couvre que 28% du coût réel, tandis que le gaz domestique est vendu à moins de 10% de son prix international⁷¹. Une étude de l'Institut National des Études Stratégiques Globales en 2023, démontre que ce système profite disproportionnellement aux 20% les plus aisés (captant 42% des subventions), contre seulement 11% pour les 20% les plus pauvres.⁷²

Face à cette situation, les autorités ont engagé depuis 2020 un ajustement progressif (-35% du montant total), mais ces réformes butent sur des résistances sociales comme en témoignent les protestations contre la hausse du prix du butane en 2022.

Le FMI en 2023, souligne que le maintien de ce régime compromet à la fois l'efficacité énergétique (la consommation intérieure a augmenté de 5,2%/an depuis 2015) et la transition écologique⁷³, tout en absorbant l'équivalent de trois fois le budget de l'éducation nationale. Des alternatives ciblées existent (comme le système de coupons électroniques testé en Tunisie), mais leur mise en œuvre requiert une réforme en profondeur du système de protection sociale.⁷⁴

3-2-4-Les Nouveaux Instruments de Gestion Budgétaire (2020-2023)

Pour faire face à la volatilité persistante des recettes pétrolières, l'Algérie a introduit plusieurs nouveaux mécanismes entre 2020 et 2023, avec des résultats mitigés.

Le Fonds National des Énergies Renouvelables (FNRE) : créé en 2021, devait canaliser 20% des royalties pétrolières vers la transition énergétique, mais n'a capté que 2,3% des revenus en 2023.⁷⁵

Les Certificats de Trésorerie : le Trésor public a émis (5 000 milliards DA en 2022) pour combler les déficits temporaires, une solution à court terme qui a alourdi la dette intérieure de 12% du PIB.⁷⁶

⁷⁰ Les données du Ministère de l'Énergie (2023)

⁷¹ AIE (2023). *Energy Subsidies in Middle East and North Africa*

⁷² INESG (2023). *Impact socio-économique des subventions énergétiques*

⁷³ FMI (2023). *Algeria: Selected Issues Paper*

⁷⁴ BAD (2023). *Social Protection Systems in North Africa*

⁷⁵ Ministère de l'Énergie (2023). *Bilan du FNRE*

⁷⁶ Banque d'Algérie (2023). *Rapport sur la dette intérieure*

Les Contrats de Stabilité Fiscale : destinés à rassurer les investisseurs étrangers dans les hydrocarbures, ont eu un impact limité, avec seulement deux accords signés (TotalEnergies et Eni) sur dix projets proposés⁷⁷

une taxe carbone progressive : la Loi de Finances 2023 a instauré une taxe carbone progressive sur les industries polluantes, mais son application reste partielle, avec des exonérations controversées pour les grands groupes publics.

Conclusion de la section

Cette analyse des caractéristiques générales de la fiscalité pétrolière révèle la complexité des défis auxquels sont confrontés les États producteurs. Les quatre principes directeurs - souveraineté, progressivité, partage des risques et stabilité - constituent un cadre théorique cohérent mais leur application pratique génère des tensions importantes entre les impératifs de maximisation des revenus publics et de préservation de l'attractivité territoriale.

L'expérience algérienne illustre parfaitement ces enjeux. D'une part, les spécificités sectorielles (investissements massifs, longs délais de récupération, risques élevés, rente naturelle) ont conduit à l'élaboration d'un arsenal fiscal sophistiqué. D'autre part, la dépendance excessive aux recettes pétrolières (61% du budget en 2023) et l'échec relatif des mécanismes de gestion de la volatilité soulignent les limites du modèle actuel.

Les enseignements de cette analyse pointent vers la nécessité d'une réforme en profondeur du système fiscal pétrolier algérien, articulée autour de trois axes : le renforcement des mécanismes de stabilisation budgétaire, la diversification des sources de revenus et l'amélioration de la gouvernance des ressources pétrolières. Ces orientations constitueront les fondements de notre analyse des réformes nécessaires dans les sections suivantes.

⁷⁷ Oxford Institute for Energy Studies (2023). *Investissements étrangers en Algérie*

Conclusion

Ce premier chapitre a permis d'établir une compréhension globale du secteur des hydrocarbures en Algérie, ainsi que des fondements économiques, historiques et législatifs de sa fiscalité pétrolière.

D'une part, l'analyse des caractéristiques des hydrocarbures algériens (pétrole brut, gaz naturel, GPL) et de leur répartition géographique a mis en lumière l'importance stratégique de cette ressource, tant en termes de réserves que de production. Les hydrocarbures demeurent le pilier central de l'économie nationale, générant l'essentiel des recettes d'exportation et des budgets publics, ce qui soulève des enjeux majeurs en matière de diversification économique.

D'autre part, l'évolution du cadre législatif pétrolier, depuis la période coloniale jusqu'aux réformes récentes (lois de 2005 et 2019), reflète les tensions entre ouverture aux investissements étrangers et volonté de contrôle souverain. Les modifications successives du régime fiscal illustrent une recherche d'équilibre entre attractivité pour les partenaires internationaux et maximisation des revenus pour l'État algérien.

Enfin, l'étude des principes de la fiscalité pétrolière a révélé ses spécificités, notamment sa sensibilité aux fluctuations des cours mondiaux et son rôle déterminant dans la stabilité macroéconomique du pays. Cependant, cette dépendance accroît la vulnérabilité des finances publiques, renforçant la nécessité d'une réforme structurelle pour assurer une gestion plus durable et résiliente.

Ce cadre général servira de base pour approfondir, dans les chapitres suivants, les mécanismes fiscaux appliqués aux hydrocarbures en Algérie, ainsi que leurs impacts sur l'économie et les perspectives d'évolution dans un contexte énergétique mondial en mutation.

Chapitre II

*Analyse des instruments fiscaux spécifiques
aux entreprises pétrolières en Algérie*

Introduction

Le secteur des hydrocarbures en Algérie constitue l'épine dorsale de l'économie nationale, représentant plus de 95% des recettes d'exportation et environ 60% des revenus budgétaires de l'État. Dans ce contexte stratégique, l'architecture fiscale appliquée aux entreprises pétrolières revêt une importance capitale, oscillant entre la nécessité d'optimiser les revenus publics et l'impératif d'attirer les investissements internationaux.

Cette dualité se manifeste à travers un système fiscal complexe et évolutif, marqué par les réformes successives, notamment celle de 2019 avec la loi n°19-13 relative aux hydrocarbures. Cette nouvelle législation a introduit des modifications substantielles dans la nomenclature et les mécanismes de calcul des impositions sectorielles, reflétant une volonté d'adaptation aux évolutions du marché énergétique mondial.

L'analyse proposée dans ce chapitre s'articule autour d'une approche tripartite permettant d'appréhender la totalité du spectre fiscal applicable aux entreprises pétrolières. Premièrement, nous examinerons les instruments fiscaux spécifiques au secteur des hydrocarbures, véritables outils de captation de la rente pétrolière. Deuxièmement, nous analyserons les régimes contractuels et leurs implications fiscales, révélateurs des stratégies de partenariat entre l'État et les investisseurs privés. Enfin, nous étudierons l'application de la fiscalité de droit commun aux entreprises pétrolières, mettant en lumière les interactions entre régimes spéciaux et impositions générales.

Cette démarche analytique vise à éclairer les mécanismes par lesquels l'État algérien articule sa politique fiscale dans le secteur des hydrocarbures, entre maximisation des revenus publics et préservation de l'attractivité économique du territoire.

Section 1 : Les redevances et taxes spécifiques

La fiscalité pétrolière constitue un mécanisme complexe et stratégique par lequel l'État algérien régule et valorise ses ressources naturelles d'hydrocarbures. Cette architecture fiscale, profondément remaniée par la loi n° 19-13 du 11 décembre 2019 relative aux hydrocarbures, représente bien plus qu'un simple instrument de collecte de revenus publics. Elle incarne un véritable outil de politique économique visant à optimiser la rente pétrolière tout en maintenant l'attractivité du territoire pour les investissements étrangers.

L'évolution du cadre fiscal pétrolier algérien s'inscrit dans une démarche de modernisation et d'adaptation aux standards internationaux, tout en préservant la souveraineté nationale sur les ressources énergétiques. Cette section analyse les différentes composantes de ce système fiscal spécialisé, leurs modalités de calcul et leur impact sur l'économie du secteur des hydrocarbures.

1. Cadre conceptuel et évolution réglementaire

Avant d'analyser les mécanismes fiscaux spécifiques, il convient d'établir le cadre théorique et réglementaire dans lequel s'inscrit la fiscalité pétrolière algérienne. Cette approche conceptuelle permet de comprendre les fondements économiques et juridiques des réformes entreprises, ainsi que leur articulation avec les objectifs de politique énergétique nationale.

1.1 Définition et objectifs de la fiscalité pétrolière

La fiscalité pétrolière représente l'ensemble des règles fiscales et financières appliquées aux activités de l'amont pétrolier concernant tous les hydrocarbures (pétrole, gaz naturel, condensats). Elle constitue un outil essentiel pour:

- **Réguler les relations contractuelles** entre l'État et les compagnies pétrolières (nationales et internationales)
- **Maximiser les revenus de l'État** tout en préservant l'attractivité des investissements
- **Encadrer la répartition des profits** entre les parties prenantes (État, opérateurs, partenaires)

1.2 Évolution du cadre juridique

L'évolution du cadre réglementaire algérien s'inscrit dans une démarche d'adaptation aux mutations du marché pétrolier international et de modernisation des instruments de captation de la rente. Cette transformation témoigne d'une volonté de concilier efficacité économique et souveraineté nationale sur les ressources énergétiques.

L'évolution de la fiscalité pétrolière algérienne s'articule autour de quatre (04) réformes majeures qui reflètent l'adaptation progressive du cadre fiscal aux mutations économiques mondiales et aux impératifs de développement national :

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

- ✓ La loi 13-01 du 20 février 2013, modifiant et complétant la loi 05/07, publiée au JO n°11 du 24 février 2013.
- ✓ La loi n° 19-13 du 11 décembre 2019 relative aux hydrocarbures.

Cette analyse examine les transformations successives du régime fiscal applicable aux activités pétrolières et gazières en Algérie.

Tableau 17: Vue d'ensemble comparative des quatre réformes majeures

Critères	Loi 86-14 (1986)	Loi 05-07 (2005)	Loi 13-01 (2013)	Loi 19-13 (2019)
Contexte	Postindépendance, nationalisation	Ouverture économique mondiale	Post-crise 2008, tensions géopolitiques	Contestation populaire, besoin de relance
Philosophie générale	Monopole étatique strict	Équilibre ouverture/contrôle	Renforcement souveraineté	Retour à l'attractivité
Contrôle national	Contrôle exclusif d'État	Partenariats régulés	Règle 51/49 obligatoire	Maintien 51/49 + flexibilité
Régime contractuel	Contrats de participation	<ul style="list-style-type: none"> • Partage de production • Contrats R&E • Accords participation 	Durcissement conditions	<ul style="list-style-type: none"> • Diversification formes • Appels d'offres • Simplification
Fiscalité principale	<ul style="list-style-type: none"> • Taxation forfaitaire • Taux fixes 	<ul style="list-style-type: none"> • Redevance progressive • IRP (Impôt Revenu Pétrolier) • TPE (Taxe Profits Exceptionnels) 	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation taux • Restriction déductions • Taxes complémentaires 	<ul style="list-style-type: none"> • Régime simplifié • Avantages fiscaux • Flexibilité taxation
Incitations investissement	Limitées	<ul style="list-style-type: none"> • Déductions investissement • Amortissements accélérés • Crédit impôt recherche 	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction avantages • Conditions restrictives 	<ul style="list-style-type: none"> • Avantages renforcés • Procédures allégées
Stabilité fiscale	Rigidité du système	Garanties fiscales étendues	Garanties réduites	Équilibre stabilité/flexibilité

Source : réalisé par nous-mêmes.

Ce tableau présente une analyse comparative transversale des quatre lois fondamentales qui ont façonné la fiscalité pétrolière algérienne sur plus de trois décennies. Il met en évidence les ruptures et continuités dans l'approche fiscale, permettant de saisir la logique d'évolution du cadre réglementaire en fonction des contextes économiques et politiques successifs.

Tableau 18 : Évolution des instruments fiscaux spécifiques

Instrument fiscal	1986	2005	2013	2019
Redevance hydrocarbures	Forfaitaire	Progressive (basée production)	Taux majorés	Taux compétitifs
Impôt sur revenus pétroliers	Non spécifique	Création IRP	Durcissement	Assouplissement
Taxe profits exceptionnels	Inexistante	Création TPE	Renforcement	Maintien avec flexibilité
Déductions investissement	Limitées	Étendues	Réduites	Restaurées
Amortissements	Standard	Accélérés autorisés	Restrictions	Retour flexibilité
Transferts à l'étranger	Contrôlés	Facilités	Très encadrés	Équilibre

Source :réalisé par nous-mêmes.

Ce tableau détaille l'évolution technique des principaux outils fiscaux utilisés dans le secteur des hydrocarbures. Il illustre la sophistication progressive des mécanismes de taxation, puis leur simplification récente, reflétant l'adaptation du système fiscal aux impératifs de compétitivité et d'efficacité économique.

Ces tableaux synthétisent l'évolution de la fiscalité pétrolière algérienne sur plus de trois décennies, illustrant les oscillations permanentes entre souveraineté nationale et attractivité internationale dans la gestion des ressources naturelles stratégiques.

La loi sur les hydrocarbures de 2019 a introduit des modifications substantielles par rapport au cadre antérieur, notamment :

- La **redevance** est devenue **redevance sur la production d'hydrocarbures**
- La **taxe sur les revenus pétroliers (TRP)** est devenue **Impôt sur le revenu hydrocarbures (IRH)**
- L'**impôt complémentaire sur le revenu (ICR)** est devenu **impôt sur le résultat (IR)**

Cette réforme s'accompagne de nouvelles formules de calcul et de taux différenciés, reflétant une approche plus sophistiquée de la taxation des ressources pétrolières.

1.3 Typologie des impôts et taxes

La structuration du système fiscal pétrolier algérien révèle une architecture complexe et différenciée, visant à couvrir l'ensemble du cycle de vie des projets pétroliers. Cette diversité instrumentale reflète la volonté du législateur de disposer d'outils fiscaux adaptés aux différentes phases et modalités d'exploitation des hydrocarbures.

Le système fiscal pétrolier algérien comprend désormais les éléments suivants :

- ✓ Taxe superficielle

- ✓ Redevance sur la production d'hydrocarbures
- ✓ Impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH)
- ✓ Impôt sur le résultat (IR)
- ✓ Impôt sur la rémunération du cocontractant étranger (nouveau pour les contrats de partage de production et de services à risque)
- ✓ Redevance forfaitaire en cas de production anticipée
- ✓ Taxe foncière
- ✓ Droit de transfert
- ✓ Taxe sur les profits exceptionnels (TPE)

2. Analyse détaillée des principales taxes et redevances

L'examen approfondi des différents prélèvements fiscaux permet de saisir la logique économique et la cohérence d'ensemble du système. Chaque instrument fiscal répond à des objectifs spécifiques et s'applique selon des modalités particulières, contribuant à la fois à la maximisation des revenus publics et à l'encadrement de l'activité pétrolière.

2.1. 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, et par les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation.

La taxe superficielle s'applique :

- au périmètre couvert par la période de recherche, éventuellement prorogée;
- à la surface objet d'une rétention;
- au périmètre d'exploitation.

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, au plus tard, le 20 du mois qui suit chaque date d'anniversaire de l'entrée en vigueur de la concession amont ou du contrat d'hydrocarbures.

A l'expiration de la période de recherche et tant que l'approbation du plan de développement n'est pas notifiée par ALNAFT, le montant unitaire en dinar par kilomètre carré (DA/km²) de la taxe superficielle à considérer, est celui appliqué pour le calcul du dernier montant dû. La superficie concernée est celle proposée dans le plan de développement soumis à ALNAFT, pour approbation.⁷⁸

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

⁷⁸ Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Tableau 19 :les montant de la taxe superficielle en DA par km².

Période	Période de recherche		Période d'extension exceptionnelle / Période de prorogation / Période de rétention	Période d'exploitation
	De la 1ère année à la 4ème année incluse	De la 5ème année à la 7ème année incluse		
Montant unitaire en DA/km ²	7.000	14.000	40.000	30.000

source : journal officiel de la république algérienne démocratique et populaire du 22 décembre 2019 , article 166.

Les montants unitaires font l'objet d'une indexation, par ALNAFT, au début de chaque année civile, sur la base de l'indice des prix à la consommation publié par l'organisme public chargé de la publication dudit indice en Algérie.

Pour ladite indexation, l'indice de base est l'indice annuel des prix à la consommation en vigueur à la date de la publication de la présente loi au Journal officiel de la République algérienne démocratique et populaire.

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.

Cette taxe est calculer selon la formule de calcul suivante :

$$T_{SF} = \text{prix_unitaire} \times PC$$

Avec :

- T_{SF} : la taxe superficielle
- Prix : il est déterminé selon le tableau ci-dessous,
- PC : la surface de périmètre contractuel

2.2. La redevance hydrocarbures

La redevance sur la production d'hydrocarbures représente la contrepartie financière directe de l'extraction des ressources naturelles du sous-sol algérien. Cette redevance, communément appelée "royalty" dans la terminologie internationale, constitue un prélèvement proportionnel à la production effective, garantissant à l'État une participation immédiate aux fruits de l'exploitation.

Nature juridique et fondement économique :

La redevance s'apparente à un prix du fait qu'elle constitue la contrepartie directe du droit d'exploitation accordé. Elle diffère des impôts classiques par son caractère contractuel et sa liaison directe avec l'extraction effective des ressources.

Champ d'application :

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

Exclusions du calcul :

Sont exclues du calcul de la redevance les quantités d'hydrocarbures qui sont : ⁷⁹

- Consommées pour les besoins de production
- Perdues, sans négligence, avant le point de mesure
- Réinjectées dans le ou les gisement(s), sous condition d'approbation du plan de développement

Répartition en cas de traitement partagé :

Lorsque la production d'un périmètre d'exploitation est traitée dans les installations d'un autre périmètre, les quantités afférentes à chaque périmètre sont réparties sur une base équitable, selon des modalités définies par voie réglementaire. ⁸⁰

Contrôle des seuils techniques :

Les quantités consommées ou perdues exclues du calcul doivent respecter des seuils techniquement admissibles prévus dans le plan de développement approuvé. Les dépassements doivent être justifiés auprès d'ALNAFT sous peine d'assujettissement à la redevance. ⁸¹

Taux et assiette :

Le taux de la redevance hydrocarbures est fixé à **dix pour cent (10%)**⁸² de la valeur de la production, représentant un taux uniforme indépendamment de la taille du gisement.

Déductions autorisées :

La valeur de la production peut être diminuée, le cas échéant, des coûts suivants :

- Coût de transport par canalisation (selon tarification officielle)
- Coût de liquéfaction du gaz naturel (selon tarification officielle)
- Coût de séparation des gaz de pétrole liquéfiés (selon tarification officielle)

Modalités déclaratives et de paiement :

La redevance est déclarée auprès de l'administration fiscale et acquittée auprès d'ALNAFT par chèque bancaire ou tout autre instrument autorisé, au plus tard le 15 du mois suivant celui de

⁷⁹ Article (167) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸⁰ Article (169) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸¹ Article (170) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸² Article (172) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

la production. Une régularisation annuelle doit être effectuée avant le 1er mars de l'année suivante.⁸³

Traitement comptable et fiscal :

Contrairement à la taxe superficielle, la redevance sur les hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et de l'impôt sur le résultat.⁸⁴

Formules de calcul :

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

$$\text{Quantité} = \text{quantité initiale} - \text{les déductions}$$

$$\text{les déductions} = Q_S + Q_P + Q_R$$

Avec :

Q_S : quantités consommées pour les besoins de production

Q_P : quantités perdues (sous conditions)

Q_R : les quantités réinjectées (sous conditions)

La nouvelle loi octroie également plusieurs déductions liées aux coûts de transport des hydrocarbures par canalisations de transport détenues à 100% par SONATRACH, aux coûts de liquéfaction du gaz naturel et aux coûts de séparation des gaz de pétrole liquéfiés. A l'instar de la taxe superficielle, la redevance est due dans le cadre d'une Concession Amont par la SONATRACH, d'un Contrat de Partage de Production, d'un Contrat de Services à Risques, et par les parties contractantes en cas de Contrat de Participation.

Pour déterminer la redevance nous nous procédons comme suit :

$$\text{la valeur de la production} = (\text{quantité} \times \text{prix}) - \text{déductions}$$

$$\text{déductions} = C_T + C_L + C_S$$

Avec :C_T : cout de transport

C_L : cout de liquéfaction de gaz naturel

C_S : cout de séparation des gaz de pétrole

En ce qui concerne la redevance sur les hydrocarbures, la nouvelle loi fixe le taux applicable à

⁸³ Article (174) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸⁴ Article (175) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

la valeur de la production à 10% qui sera systématiquement appliqué quelle que soit la taille du gisement d'hydrocarbures en question.

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

Avec :-VP : la valeur de la production valorisée

2.3. Impôt sur le revenu des hydrocarbures

L'impôt sur le revenu des hydrocarbures constitue l'épine dorsale du système fiscal pétrolier algérien. Cet impôt, successeur de la taxe sur les revenus pétroliers (TRP), se caractérise par son mécanisme progressif basé sur la rentabilité cumulée des projets, permettant à l'État de capter une part croissante de la rente pétrolière en fonction du succès économique des opérations.

Assiette et redevables :

Le revenu des hydrocarbures obtenu au titre de la production issue du périmètre d'exploitation est soumis annuellement à l'IRH.⁸⁵

$$\text{IRH} = \text{Revenu Pétrolier} \times \text{Taux IRH}$$

L'impôt est déclaré et payé par :

- L'entreprise nationale (cas des concessions amont, contrats de partage de production, contrats de services à risque)
- Les parties contractantes (cas des contrats de participation)⁸⁶

Calcul du revenu imposable :

Le revenu des hydrocarbures annuel correspond à la valeur de la production annuelle diminuée des déductions autorisées :

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

PV = Valeur de production annuelle

Déductions autorisées :⁸⁷

- La redevance hydrocarbures
- Les tranches annuelles des investissements de recherche et de développement
- Les coûts opératoires annuels liés à la production

⁸⁵ Article (177) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸⁶ Article (178) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸⁷ Article (179) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- Les provisions pour coûts d'abandon et de remise en état des sites
- Le coût d'achat du gaz pour les besoins de production et de récupération
- La rémunération brute du cocontractant étranger (contrats spécifiques)

Mécanisme de progressivité :

Le taux d'IRH est déterminé par le facteur R, calculé comme le rapport entre les revenus nets cumulés et les dépenses cumulées :

$$R = \text{Revenus Nets Cumulés} / \text{Dépense Cumulés}$$

Où :

- Revenus nets cumulés : depuis le début de l'exploitation jusqu'à la fin de l'exercice précédent
- Dépenses cumulées : depuis l'entrée en vigueur du contrat jusqu'à la fin de l'exercice précédent⁸⁸

Barème progressif :

Le taux d'IRH varie selon la valeur du facteur R, suivant un barème progressif qui permet une taxation croissante avec la rentabilité du projet.

Tableau 20 : le taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures .

R	Taux
<=1	10%
>=3	50%
1>R>3	(20%*R) -10%
L'année de l'entrée en vigueur d'un gisement de production (Art 181)	50%

Source : article 180 de la loi N° 19-13 relative aux hydrocarbures.

Amortissement des investissements :

Les tranches annuelles d'investissement sont calculées par application d'un taux annuel de 25% sur une durée de déductibilité de quatre ans, permettant un étalement de la charge fiscale.⁸⁹

Déductibilité :

L'impôt sur le revenu des hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le résultat, évitant ainsi une double imposition.⁹⁰

⁸⁸ Article (180) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸⁹ Article (185) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹⁰ Article (187) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

2.4. L'impôt sur le résultat

L'impôt sur le résultat constitue l'aboutissement logique du processus de taxation des activités pétrolières, s'appliquant au bénéfice net après déduction de l'ensemble des charges et impôts spécialisés. Cette imposition finale assure la cohérence du système fiscal en soumettant les profits résiduels au régime général de l'impôt sur les sociétés, adapté aux spécificités du secteur pétrolier.

L'impôt sur le résultat représente l'imposition finale des bénéfices réalisés par les opérateurs pétroliers. Cet impôt, équivalent de l'impôt sur les sociétés dans le droit commun, s'applique au résultat net après déduction de tous les coûts et charges, y compris l'IRH.

Champ d'application

Le résultat de l'exercice réalisé par l'entreprise nationale ou chaque partie à un contrat de participation est soumis à l'impôt sur le résultat, tous types de contrats confondus.⁹¹

Taux d'imposition

Le taux de l'impôt sur le résultat est fixé uniformément à **trente pour cent (30%)**.⁹²

Formule de calcul

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

$$\text{IR} = \text{Résultat de l'exercice} \times \text{le Taux de 30 \%}$$

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

L'introduction de cet impôt spécifique par la loi de 2019 témoigne de la volonté du législateur algérien de renforcer le contrôle fiscal sur les flux financiers vers l'étranger tout en adaptant la fiscalité aux nouvelles formes contractuelles. Cette innovation répond à la nécessité de taxer à la source les rémunérations versées aux partenaires étrangers dans le cadre des contrats modernes d'exploitation pétrolière.

Cet impôt, introduit par la loi de 2019, vise spécifiquement la rémunération des partenaires étrangers dans le cadre des contrats de partage de production et des contrats de services à risque.

Assiette

La rémunération brute du cocontractant étranger, déterminée selon les dispositions contractuelles, est soumise annuellement à cet impôt. En cas de rémunération en nature, la valorisation s'effectue selon les prix contractuels.⁹³

⁹¹ Article (188) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹² Article (191) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹³ Article (188) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
article (193) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Taux et modalités

- Taux : **30%** de la rémunération brute⁹⁴
- Paiement : 12 acomptes provisoires mensuels⁹⁵
- Déclaration des acomptes : avant le 25 de chaque mois
- Liquidation annuelle : avant le 20 mars de l'exercice suivant⁹⁶

Mécanisme de collecte

L'entreprise nationale verse l'impôt au nom et pour le compte du cocontractant étranger, sans le délier de ses obligations fiscales.

Déductibilité

La rémunération brute du cocontractant étranger est déductible pour le calcul de l'impôt sur le résultat de l'entreprise nationale.⁹⁷

2.6. 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%).⁹⁸

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.⁹⁹

La redevance forfaitaire sur la production anticipée est payée au plus tard le 20 du mois qui suit celui de la production.

Il est procédé à une régularisation de la redevance forfaitaire sur la production anticipée par l'entreprise nationale ou par les parties contractantes, selon le cas, avant le 1er mars de l'année qui suit l'année concernée.

Dans le cas où il résulte de la régularisation un solde à verser, l'entreprise nationale ou les parties contractantes procèdent à son paiement dans le délai fixé à l'alinéa précédent.

Dans le cas où la somme des versements déjà effectués est supérieure au montant de la redevance forfaitaire sur la production anticipée issue de la régularisation, l'écart constitue un crédit à imputer, le cas échéant, sur les versements ultérieurs.¹⁰⁰

⁹⁴ Article (194) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹⁵ Article (195) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹⁶ Article (196) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹⁷ Article (197) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹⁸ Article (198) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹⁹ Article (200) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰⁰ Article (201) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

2.7. La TPE

La taxe sur les profits exceptionnels est applicable à la part de production des hydrocarbures liquides et gazeux des associés étrangers de Sonatrach ; dans le cadre des contrats d'association Conclu entre Sonatrach et ses associés étrangers, en application des dispositions de la loi n° 86-14 du 19 août 1986.

La taxe s'applique mensuellement lorsque :

Le Prix du baril Moyen est supérieur à 30 Dollars

Le prix du baril est publié par la bourse mondiale (cas de PLATT'S CRUDE MARKETWIRE par exemple), ce dernier est communiqué par ALNAFT à SONATRACH.

Sonatrach procède au prélèvement à partir de la part de production de chaque associé étranger de la quantité d'hydrocarbure liquide et gazeux correspondant au montant de la taxe.

La part de production réservée au calcul de la TPE varie selon le type de contrat conclu :

- ✓ **Contrat qui stipule une clause contenant une formule spécifique au calcul de la rémunération sans mécanisme « price cap »** : La TPE est assise sur l'assiette de la part de production du remboursement et la rémunération revenant à l'associé.
- ✓ **Contrat qui stipule une clause contenant une formule spécifique au calcul de la rémunération avec mécanisme « price cap »** : La TPE est assise sur l'assiette de la part de production revenant à l'associé déduction faite des remboursements.
- ✓ **contrat d'association en participation** : La TPE est assise sur l'assiette de la part de production sans distinction entre le remboursement et la rémunération revenant à l'associé.
 - La TPE est applicable à compter du 01 août 2006,
 - La TPE antérieure se calcule du 01 août 2006 au 31 décembre 2006.

Sonatrach prélève la part de production réserve à la TPE pour le mois considère et en second lieu Sonatrach prélève à partir de la part de production restante la quantité nécessaire à la couverture de la TPE antérieure ; Le calcul de la TPE sera effectué par la Division association du mois (M) dans les cinq premiers jours du mois (M+1). L'activité commercialisation établira un bilan mensuel a **ALNAFT** des Prélèvements effectuées au titre de la TPE.

Conclusion de la section

L'architecture fiscale pétrolière algérienne, telle que redessinée par la loi de 2019, révèle une sophistication remarquable dans la recherche d'équilibre entre maximisation des revenus publics et préservation de l'attractivité des investissements. Cette construction fiscale à plusieurs étages traduit une volonté politique de capter efficacement la rente pétrolière tout en s'adaptant aux réalités économiques du secteur.

L'analyse des différentes composantes fiscales met en évidence plusieurs principes directeurs : la progressivité (à travers l'IRH), la proportionnalité (via la redevance), l'exhaustivité (par la diversité des prélèvements) et la flexibilité (grâce aux mécanismes d'adaptation). Cette approche multidimensionnelle permet à l'État algérien de disposer d'instruments variés pour optimiser ses recettes selon les conjonctures économiques et les spécificités des projets.

Toutefois, cette complexité fiscale pose des défis significatifs en termes de lisibilité pour les investisseurs, de coûts administratifs pour l'État et de risques de contentieux entre les parties. L'efficacité du système dépendra largement de la qualité de sa mise en œuvre opérationnelle et de la stabilité de son interprétation juridique.

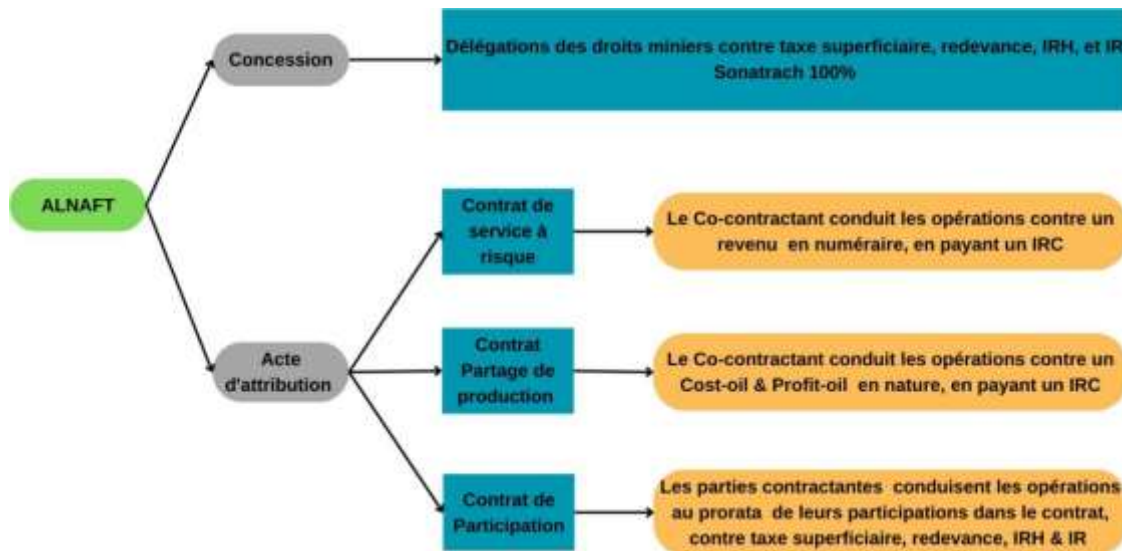
Section 2 : Régimes contractuels et implications fiscales

Le secteur des hydrocarbures algérien, dominé par l'entreprise nationale SONATRACH, s'articule autour de différents régimes contractuels qui déterminent non seulement les modalités d'exploitation des ressources énergétiques, mais également les implications fiscales qui en découlent. Ces arrangements contractuels constituent l'épine dorsale du système pétrolier et gazier national, influençant directement les flux financiers, la répartition des risques et les obligations fiscales des parties prenantes.

La diversité des modèles contractuels disponibles - allant des contrats de participation aux contrats de services à risque, en passant par les joint-ventures - reflète l'évolution de la politique énergétique algérienne et sa volonté d'attirer les investissements étrangers tout en préservant la souveraineté nationale sur ses ressources. Chaque type de contrat génère des conséquences fiscales spécifiques qui méritent une analyse approfondie pour comprendre leur impact sur la rentabilité des projets et les recettes de l'État.

Cette section examine les principales caractéristiques de ces régimes contractuels et leurs implications fiscales respectives, en mettant l'accent sur les mécanismes de partage des revenus, les obligations fiscales des parties et les spécificités de chaque arrangement contractuel.

.Figure 3 types des contrats d'hydrocarbures



Source : document fourni par SONATRACH.

1-Le contrat de participation/ Joint-ventures

1.1. Le contrat de participation

Cadre juridique et définition

Les articles 77 à 82 de la loi sur les hydrocarbures définissent le contrat de participation comme une forme contractuelle particulière où l'entreprise nationale et ses partenaires étrangers bénéficient d'une égalité de traitement en matière de droits et d'obligations. Cette parité s'étend notamment aux aspects financiers concernant les dépenses, le financement des activités de recherche, les modalités de rémunération et l'acquittement des obligations fiscales.¹⁰¹

Modalités d'exercice des activités

Le contrat de participation établit un cadre opérationnel structuré qui organise entre les parties contractantes les modalités précises d'exercice des activités d'exploration à l'intérieur du périmètre attribué. En cas de découverte d'un ou plusieurs gisements présentant une viabilité commerciale, ce même cadre s'applique aux activités d'exploitation subséquentes, garantissant ainsi une continuité opérationnelle et juridique tout au long du cycle de vie du projet.¹⁰²

Droits, obligations et financement

La structure contractuelle fixe de manière détaillée les droits et obligations respectifs des parties contractantes, incluant notamment leurs engagements financiers spécifiques. Pendant la phase de recherche, chaque partie assume ses responsabilités de financement selon des modalités prédéfinies. Cette répartition des charges financières s'ajuste en cas de découverte d'un gisement commercialement exploitable, où les obligations de financement évoluent

¹⁰¹ Article (77) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰² Article (78) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

pendant la période d'exploitation en tenant compte des taux de participation respectifs des personnes constituant les parties contractantes.¹⁰³

Propriété des hydrocarbures et régime fiscal

Un aspect fondamental de ce régime contractuel concerne la propriété des hydrocarbures extraits. Ces derniers deviennent la propriété des parties contractantes au point de mesure, marquant ainsi le transfert légal de propriété. Chacune des parties contractantes dispose alors librement des hydrocarbures extraits qui lui reviennent, sous réserve du respect des dispositions spécifiques prévues aux articles 67, 121 et 122 de la loi. Ces hydrocarbures sont soumis au régime fiscal applicable aux parties contractantes, conformément aux dispositions légales en vigueur.¹⁰⁴

Propriété des installations et accord d'opérations

Sous réserve des dispositions particulières prévues aux articles 112 et 113, les installations réalisées dans le cadre d'un contrat de participation appartiennent aux parties contractantes. Cette propriété partagée des infrastructures reflète l'engagement mutuel et la répartition des risques inhérents au projet. Les parties contractantes assument le financement des opérations amont au prorata de leur participation respective dans le contrat, assurant ainsi une équité dans la contribution financière.¹⁰⁵

Pour garantir une gestion opérationnelle efficace, un accord d'opérations distinct est conclu par les parties contractantes. Cet accord précise, pour la conduite des opérations amont, les missions spécifiques de l'opérateur amont qui agit au nom et pour le compte de l'ensemble des parties contractantes, établissant ainsi une chaîne de commandement claire et des responsabilités définies.

1.2. Les contrats de joint-ventures

Nature et complexité des partenariats stratégiques

Les joint-ventures dans le secteur des hydrocarbures constituent des partenariats stratégiques d'une complexité particulière, où la collaboration entre SONATRACH et ses partenaires étrangers transcende les simples relations contractuelles traditionnelles. Ces structures organisationnelles génèrent des défis fiscaux spécifiques liés au partage des responsabilités opérationnelles, à la mise en place d'une gouvernance commune et à la nécessaire coordination entre des régimes fiscaux multiples, nécessitant par conséquent une approche analytique hautement spécialisée.

Caractéristiques fondamentales

Bien que les joint-ventures dans le secteur des hydrocarbures algériens puissent être assimilées aux contrats de participation mentionnés dans les articles 77 à 82 de la loi, elles constituent néanmoins des partenariats stratégiques distincts où SONATRACH et ses

¹⁰³ Article (78) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰⁴ Article (79) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰⁵ Article (80) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

partenaires étrangers partagent de manière équitable les droits, obligations et risques associés aux projets d'exploration et d'exploitation.

Ces structures partenariales se caractérisent par plusieurs éléments distinctifs. D'abord, elles impliquent une participation proportionnelle aux investissements et au financement des opérations, reflétant l'engagement financier de chaque partie selon sa quote-part. Ensuite, elles établissent une gouvernance partagée à travers la mise en place de comités de direction conjoints, permettant une prise de décision collégiale sur les aspects stratégiques du projet. De plus, elles organisent une répartition des hydrocarbures produits strictement selon les parts de participation de chaque partenaire, garantissant une équité dans la distribution des bénéfices. Enfin, elles nécessitent des accords d'opération détaillés définissant précisément les rôles et responsabilités de chaque partie dans la conduite des activités.

Mécanismes financiers et opérationnels

Financement conjoint et structures de coût

Le financement conjoint constitue l'un des piliers fondamentaux des joint-ventures dans le secteur des hydrocarbures. Chaque partenaire contribue au financement des opérations au prorata strict de sa participation dans le projet, assurant ainsi une répartition équitable des charges financières. Cette structure permet également la mise en place de mécanismes de portage (carry) pour certaines phases spécifiques du projet, où un partenaire peut temporairement assumer une part plus importante du financement. Le partage des coûts opérationnels s'effectue selon des clés de répartition préalablement convenues, garantissant une transparence dans la gestion financière du projet.

Répartition de la production et commercialisation

La répartition de la production constitue un aspect crucial des joint-ventures. L'attribution des hydrocarbures s'effectue au point de mesure selon les pourcentages de participation établis contractuellement, assurant une distribution proportionnelle des ressources produites. Chaque partie bénéficie d'une liberté de commercialisation pour sa quote-part respective, lui permettant d'optimiser ses revenus selon ses propres stratégies commerciales. Cependant, cette liberté s'exerce dans le respect des obligations de fourniture du marché national, maintenant ainsi la priorité accordée aux besoins énergétiques domestiques.

2-Le contrat de partage production

Les contrats de partage de production représentent l'un des mécanismes contractuels les plus utilisés dans l'industrie pétrolière mondiale. En Algérie, ils constituent un pilier fondamental de la stratégie d'ouverture aux investissements étrangers tout en préservant la souveraineté nationale.

2.1 Définition et caractéristiques générales

Les contrats de partage de production (Production Sharing Contracts - PSC) représentent l'un des mécanismes contractuels les plus répandus dans l'industrie pétrolière mondiale et constituent un pilier fondamental du système contractuel algérien. Introduits par les articles

83, 84 et 85 de la loi sur les hydrocarbures, ces contrats établissent un cadre juridique et économique spécifique pour l'exploration et l'exploitation des ressources d'hydrocarbures.

Le principe fondamental des CPP repose sur un mécanisme de partage de la production entre SONATRACH et ses partenaires étrangers, plutôt que sur une simple prestation de services.

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, conformément aux dispositions de la présente loi.¹⁰⁶

Le co-contractant étranger assure le financement des opérations amont, selon les modalités et conditions définies dans le contrat de partage de production. Sans préjudice des dispositions de l'article 68 ci-dessus, l'entreprise nationale dispose d'une option de participation dans le financement des opérations amont suivant les modalités et conditions définies dans le contrat de partage de production.¹⁰⁷

Un accord d'opérations est conclu par les parties contractantes. Il précise, pour la conduite des opérations amont, les missions de l'opérateur amont agissant au nom et pour le compte de l'ensemble des parties contractantes.¹⁰⁸

2.2 Mécanismes de partage et récupération des coûts

La structure financière des CPP s'articule autour de deux composantes essentielles : la récupération des coûts pétroliers (cost recovery) et le partage de la production excédentaire (profit sharing).

Récupération des coûts pétroliers :

- Le co-contractant étranger récupère ses investissements et coûts opérationnels à partir d'une fraction déterminée de la production
- Cette fraction, généralement limitée à un pourcentage maximal de la production totale (souvent entre 40% et 60%), garantit que l'État conserve une part significative des revenus même en phase de récupération
- L'ordre de priorité de remboursement est clairement défini dans le contrat, privilégiant généralement les coûts opérationnels avant les coûts d'investissement

Partage de la production excédentaire :

- Après récupération des coûts, la production restante (profit oil/gas) est partagée selon des pourcentages prédéfinis
- Ces pourcentages peuvent être fixes ou variables selon des critères de rentabilité (sliding scale)

¹⁰⁶ Article (83) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰⁷ Article (84) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰⁸ Article (85) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- SONATRACH conserve généralement une part majoritaire de cette production excédentaire

2.3 Implications fiscales spécifiques

Fiscalité du co-contractant étranger : Le régime fiscal applicable au co-contractant étranger dans le cadre des contrats de partage de production présente des caractéristiques spécifiques :

- Application de l'impôt sur le revenu global (IRG) ou de l'impôt sur les bénéfices des sociétés (IBS) sur la part de production attribuée
- Possibles exonérations temporaires ou réductions d'impôts selon les dispositions contractuelles
- Assujettissement à la taxe sur les activités professionnelles (TAP)
- Application potentielle de retenues à la source sur les transferts vers l'étranger

Fiscalité de SONATRACH : SONATRACH, en tant qu'entreprise publique, demeure soumise au régime fiscal spécifique des entreprises publiques, qui peut différer du régime de droit commun sur certains aspects :

- Taxation selon le régime fiscal des entreprises publiques
- Versement de dividendes à l'État actionnaire
- Contribution aux recettes budgétaires par le biais de taxes spécifiques aux hydrocarbures

Revenus de l'État : L'État algérien bénéficie de multiples sources de revenus fiscaux générés par les contrats de partage de production :

- Redevances (royalties) calculées sur la production brute
- Taxes sur les profits exceptionnels en cas de prix élevés des hydrocarbures
- Impôts sur les sociétés des entités contractantes

3-Le contrat de services à risque

Les contrats de services à risque constituent une alternative contractuelle privilégiant la prestation de services techniques et financiers plutôt que le partage de propriété des ressources. Cette formule, particulièrement attractive pour maintenir le contrôle étatique sur les hydrocarbures, présente des caractéristiques fiscales distinctes qui méritent une analyse approfondie de leurs mécanismes de rémunération et de leurs implications pour toutes les parties prenantes.

3.1. Caractéristiques distinctives

Les contrats de services à risque, définis par les articles 86, 87 et 88 de la loi sur les hydrocarbures, constituent une alternative contractuelle où le co-contractant étranger intervient principalement en tant que prestataire de services technique et financier. Contrairement aux CPP, ces contrats maintiennent la propriété des hydrocarbures exclusivement au profit de SONATRACH, l'entreprise nationale.

Cette forme contractuelle se caractérise par une prise de risque assumée par le co-contractant étranger, qui finance les opérations sans garantie de récupération en cas d'échec de l'exploration ou d'exploitation non rentable.¹⁰⁹ La rémunération du prestataire s'effectue uniquement en cas de succès commercial du projet.

3.2. Mécanismes de rémunération et partage des revenus

Structure de rémunération : Le mécanisme de rémunération dans les contrats de services à risque s'articule autour d'un système où le co-contractant étranger perçoit un pourcentage prédéterminé des revenus générés par la vente des hydrocarbures produits :¹¹⁰

- Le co-contractant étranger est rémunéré par un pourcentage des revenus générés par la vente des hydrocarbures
- Cette rémunération couvre à la fois le remboursement des coûts engagés et une marge bénéficiaire
- Un plafond (cost stop) limite généralement la part des revenus allouée au co-contractant pour éviter une captation excessive des revenus

Ordre de priorité des paiements : L'ordre de priorité des paiements dans les contrats de services à risque suit une logique économique rigoureuse. :¹¹¹

- Remboursement prioritaire des coûts opérationnels courants
- Récupération des investissements en capital selon un échéancier prédéfini
- Distribution de la rémunération additionnelle en fonction des performances

3.3. Implications fiscales des contrats de services à risque

Traitement fiscal du prestataire étranger : Le régime fiscal applicable au prestataire étranger dans le cadre des contrats de services à risque présente des spécificités qui reflètent la nature particulière de ce type d'arrangement contractuel :

- Imposition sur la rémunération perçue selon les barèmes de l'IBS
- Possibilité d'amortissements accélérés pour les équipements et installations
- Application de conventions fiscales internationales pour éviter la double imposition
- Retenues à la source sur les paiements de services techniques

Position fiscale de SONATRACH : La position fiscale de SONATRACH dans le cadre des contrats de services à risque présente des avantages significatifs liés à la structure contractuelle adoptée :

- Déductibilité des coûts de services dans le calcul de l'assiette fiscale
- Maintien de la propriété des actifs et des réserves
- Application du régime fiscal standard des entreprises publiques

¹⁰⁹ Article (87) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹¹⁰ Article (86) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹¹¹ Article (88) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Avantages fiscaux pour l'État : Les contrats de services à risque génèrent des avantages fiscaux substantiels pour l'État algérien :

- Conservation de la propriété intégrale des ressources
- Revenus fiscaux directs sur l'ensemble de la production
- Réduction des risques de prix de transfert abusifs

4- La concession amont

La concession amont constitue une innovation majeure de la nouvelle loi sur les hydrocarbures, réservée exclusivement à l'entreprise nationale SONATRACH. Ce régime particulier, qui permet à l'entreprise publique d'exercer seule les activités d'exploration et d'exploitation, tout en conservant la possibilité de s'associer partiellement avec des partenaires étrangers, présente des caractéristiques fiscales simplifiées mais nécessite une analyse de ses mécanismes de transfert de droits.

4.1 Caractéristiques du régime de concession amont

La concession amont, définie dans le chapitre 9 de la loi sur les hydrocarbures, constitue un régime juridique exclusif accordé à SONATRACH pour l'exercice autonome des activités en amont. Cette forme juridique se distingue fondamentalement des autres régimes contractuels par son caractère unilatéral initial et sa flexibilité d'ouverture contrôlée.

Principes fondamentaux : Le régime de concession amont repose sur plusieurs principes fondamentaux qui définissent son caractère exceptionnel :

- Exercice exclusif par SONATRACH des droits d'exploration et d'exploitation
- Contrôle intégral des opérations techniques et commerciales
- Possibilité de transfert partiel de droits selon l'article 75
- Maintien de la souveraineté nationale sur l'ensemble du processus

Mécanismes de transfert partiel : Selon l'article 75, SONATRACH peut décider de transférer une partie de ses droits et obligations à un partenaire étranger, nécessitant alors la conclusion d'un contrat d'hydrocarbures conforme aux dispositions légales. Ce mécanisme offre une flexibilité stratégique permettant d'associer des compétences externes tout en conservant le contrôle majoritaire.

4.2 Implications fiscales du régime de concession

Fiscalité de SONATRACH en régime de concession pure : Lorsque SONATRACH opère en régime de concession pure, sans association avec des partenaires étrangers, le régime fiscal applicable présente des caractéristiques simplifiées et avantageuses :

- Application du régime fiscal des entreprises publiques
- Versement de dividendes à l'État actionnaire
- Contribution directe aux recettes budgétaires
- Optimisation fiscale simplifiée par l'absence de partenaires externes

Fiscalité en cas de transfert partiel de droits : Lorsque SONATRACH décide d'exercer son droit de transfert partiel selon l'article 75, le régime fiscal applicable devient plus complexe et nécessite une coordination entre différents systèmes :

- Application des régimes contractuels correspondants au type de transfert
- Coordination entre le régime de concession et le régime contractuel choisi
- Maintien des avantages fiscaux liés au contrôle majoritaire de SONATRACH
- Surveillance renforcée des mécanismes de prix de transfert

Avantages fiscaux du régime : Le régime de concession amont génère des avantages fiscaux structurels significatifs pour l'ensemble du système économique national

- Simplification administrative et réduction des coûts de contrôle
- Maximisation des recettes étatiques par l'élimination des intermédiaires
- Flexibilité dans l'application des politiques fiscales sectorielles
- Renforcement de la capacité de planification fiscale à long terme

Conclusion de la section

L'analyse des différents régimes contractuels dans le secteur des hydrocarbures algériens révèle une architecture juridique et fiscale complexe, conçue pour concilier l'attraction des investissements étrangers avec la préservation des intérêts nationaux. Chaque type de contrat - contrats de partage de production, contrats de services à risque et joint-ventures - présente des caractéristiques fiscales distinctes qui influencent significativement la rentabilité des projets et les recettes de l'État.

Les contrats de partage de production offrent un équilibre entre partage des risques et optimisation des revenus, tout en maintenant un contrôle étatique substantiel sur les ressources. Les contrats de services à risque préservent intégralement la propriété nationale des hydrocarbures tout en transférant les risques techniques et financiers aux partenaires étrangers. Les joint-ventures, quant à elles, créent de véritables partenariats stratégiques mais génèrent des complexités fiscales accrues nécessitant une surveillance administrative renforcée.

L'efficacité de ces régimes contractuels dépend largement de leur adaptation aux conditions de marché, de la qualité de leur mise en œuvre et de la capacité des autorités fiscales à en assurer un contrôle approprié. Dans un contexte de transition énergétique mondiale et de volatilité des prix des hydrocarbures, l'évolution de ces cadres contractuels et fiscaux constituera un enjeu majeur pour l'avenir énergétique et économique de l'Algérie.

Section 3 : Fiscalité de droit commun appliquée aux entreprises pétrolières

Introduction

La fiscalité applicable aux entreprises pétrolières en Algérie présente une architecture complexe et duale. Elle se compose d'une part de la fiscalité de droit commun, applicable à l'ensemble des entreprises opérant sur le territoire national, et d'autre part d'un régime fiscal spécifique adapté aux particularités du secteur des hydrocarbures. Cette section examine en détail l'application de la fiscalité de droit commun aux entreprises pétrolières, en analysant les principaux impôts et taxes auxquels ces entités sont soumises, leurs modalités d'application, ainsi que leurs spécificités sectorielles.

L'étude de cette fiscalité de droit commun s'avère cruciale pour comprendre l'environnement fiscal global des entreprises pétrolières algériennes, notamment Sonatrach et ses filiales comme NAFTAL, qui évoluent dans un cadre réglementaire où se superposent obligations fiscales générales et spécificités sectorielles.

1. L'impôt sur les bénéfices des sociétés (IBS)

L'impôt sur les bénéfices des sociétés constitue l'un des piliers de la fiscalité directe applicable aux entreprises pétrolières algériennes. Cet impôt, régi par le Code des impôts directs et taxes assimilées, s'applique aux bénéfices réalisés par les sociétés de capitaux, y compris les entreprises du secteur des hydrocarbures, selon les règles de droit commun avec certaines adaptations sectorielles.

Champ d'application et base imposable

L'IBS s'applique aux bénéfices nets réalisés par les entreprises pétrolières, déterminés selon les règles comptables en vigueur et ajustés selon les dispositions fiscales. Pour les entreprises du secteur des hydrocarbures, la base imposable comprend l'ensemble des revenus tirés de leurs activités, qu'il s'agisse d'exploration, d'exploitation, de raffinage ou de commercialisation des produits pétroliers.

La détermination du bénéfice imposable nécessite la prise en compte des spécificités comptables du secteur, notamment les provisions pour reconstitution de gisements, les amortissements accélérés des installations pétrolières, et les coûts de remise en état des sites d'exploitation.

Taux d'imposition et modalités de calcul

Le taux de l'IBS applicable aux entreprises pétrolières suit le régime de droit commun, avec possibles adaptations selon la nature des activités. Les entreprises sont également soumises aux acomptes provisionnels calculés sur la base de l'impôt de l'exercice précédent, avec régularisation lors de la liquidation définitive.

Obligations déclaratives et de paiement

Les entreprises pétrolières doivent respecter les mêmes obligations déclaratives que les autres sociétés : dépôt de la déclaration annuelle des résultats (G4) dans les délais prescrits,

accompagnée des états financiers et des annexes requises. Le paiement s'effectue selon l'échéancier légal, avec versement d'acomptes provisionnels et solde de liquidation.

2. La TVA et le régime douanier

La taxe sur la valeur ajoutée applicable aux entreprises pétrolières présente des particularités liées à la nature stratégique des produits pétroliers et à leur régime de prix administrés. Les entreprises du secteur sont généralement soumises au régime réel de TVA, avec des spécificités concernant les taux applicables et les modalités de déduction.

Taux de TVA et exonérations

Les produits pétroliers font l'objet de taux de TVA spécifiques, souvent différents du taux normal. Certains produits énergétiques bénéficient d'exonérations ou de taux réduits dans le cadre de la politique énergétique nationale. Les exportations de produits pétroliers sont exonérées de TVA selon le principe de territorialité.

Régime douanier et fiscalité indirecte

Les entreprises pétrolières, compte tenu de l'importance de leurs opérations d'importation et d'exportation, sont particulièrement concernées par le régime douanier. Elles bénéficient souvent de régimes douaniers suspensifs pour leurs importations d'équipements spécialisés et de matières premières. La TVA à l'importation fait l'objet de modalités particulières de recouvrement et de déduction.

Modalités déclaratives et obligations

Les entreprises pétrolières doivent tenir une comptabilité détaillée de leurs opérations soumises à TVA, avec distinction entre les activités relevant de taux différents. Les déclarations mensuelles (G50)¹¹² doivent refléter fidèlement l'ensemble des opérations, y compris celles bénéficiant d'exonérations ou de taux spécifiques.

3. Les droits d'enregistrement et de timbre

Les droits d'enregistrement et de timbre s'appliquent aux entreprises pétrolières selon les règles de droit commun, avec des particularités liées aux actes spécifiques du secteur. Ces droits concernent notamment les contrats de concession, les actes de cession d'actifs pétroliers, et les diverses conventions caractéristiques du secteur des hydrocarbures.

Actes soumis aux droits d'enregistrement

Les entreprises pétrolières sont concernées par différents types d'actes soumis à enregistrement : constitutions et modifications de sociétés, acquisitions d'immobilisations, contrats de concession et d'exploitation, cessions d'actifs pétroliers. Chaque catégorie d'acte fait l'objet d'un taux spécifique selon le barème légal.

¹¹² CIRCULAIRE N° 419 /DGD/SP/D.420 du 22/03/2008 Relative à l'assiette et à la liquidation des droits et taxes perçus à l'importation par l'Administration des Douanes page 04.

Modalités de calcul et de paiement

Le calcul des droits d'enregistrement s'effectue selon la valeur des actes ou selon des barèmes forfaitaires selon les cas. Les entreprises pétrolières doivent s'acquitter de ces droits dans les délais prescrits, sous peine de pénalités et majorations.

Obligations et exemptions particulières

Certains actes spécifiques au secteur pétrolier peuvent bénéficier d'exemptions ou de taux réduits dans le cadre de la politique d'encouragement aux investissements énergétiques. Les entreprises doivent néanmoins respecter les formalités d'enregistrement même en cas d'exemption.

4. Les autres taxes et contributions

Au-delà de la fiscalité de droit commun, les entreprises pétrolières sont soumises à un ensemble de taxes et contributions spécifiques qui, bien qu'ayant un caractère sectoriel, s'inscrivent dans le cadre fiscal général. Ces prélèvements comprennent notamment la taxe sur les produits pétroliers (TPP), la taxe sur les lubrifiants (TSL), et la taxe sur les carburants (TSC).

4.1. La taxe sur les produits pétroliers (TPP)

La TPP constitue un prélèvement fiscal majeur pesant sur les produits pétroliers commercialisés en Algérie. Cette taxe, perçue sur les produits pétroliers ou assimilés (essence super, essence normale, essence sans plomb, gas-oil, GPL/C) importés ou obtenus en Algérie, notamment en usine exercée, vise à générer des recettes fiscales tout en régulant la consommation énergétique.¹¹³

Le champ d'application de la TPP couvre l'ensemble des produits pétroliers destinés au marché intérieur, avec une exonération notable pour les produits pétroliers destinés à l'exportation, conformément au principe de non-taxation des exportations. Cette exemption s'inscrit dans la logique de compétitivité des produits algériens sur les marchés internationaux.

Les obligations déclaratives prévoient une déclaration mensuelle au plus tard le 20 de chaque mois sur l'imprimé G50, permettant un suivi régulier des quantités commercialisées et des recettes générées. Le taux applicable varie selon le type de produit pétrolier, reflétant les orientations de politique énergétique et environnementale du pays :

Produits-----	DA/HL(1HL=100L)
Essence super-----	1600.00
Essence normal-----	1700.00
Essence sans plomb-----	1700.00
Gas-oil-----	900.00
GPL/C-----	1.00

¹¹³ CIRCULAIRE N° 419 /DGD/SP/D.420 du 22/03/2008 Relative à l'assiette et à la liquidation des droits et taxes perçus à l'importation par l'Administration des Douanes page 08.

4.2. La taxe sur lubrifiant et préparation lubrifiante (TSL)

La TSL, instituée dans le cadre de la politique environnementale nationale, vise les huiles, lubrifiants et préparations lubrifiantes importés ou fabriqués sur le territoire national dont l'utilisation génère des huiles usagées¹¹⁴. Cette taxe s'inscrit dans une logique de responsabilité environnementale et de financement de la gestion des déchets pétroliers.

Le régime d'exonération prévoit des mesures incitatives pour les produits lubrifiants biologiques ou biodégradables, sous certaines conditions, ainsi que pour les produits destinés à l'exportation. Ces exemptions visent à encourager l'utilisation de produits moins polluants et à préserver la compétitivité des exportations.

La TSL est régie par la Loi de Finances annuelle et soumise aux règlements douaniers, garantissant une harmonisation avec le régime fiscal général. Le taux de cette taxe est fixe et s'applique uniformément aux produits concernés.

37000 Da/ tonne

La répartition du produit de la TSL illustre ses objectifs multiples :

- 42% au budget de l'État pour le financement des politiques publiques,
- 34% au profit des communes ou du CSGCL pour les importations, contribuant au développement local, et
- 24% au Fonds national de l'environnement et du littoral, finançant directement les actions environnementales.

4.3. La taxe sur les carburants (TSC)

La TSC, instaurée par la Loi de Finances 2002 (article 38) et modifiée par la Loi de Finances 2007 (article 55),¹¹⁵ répond à des objectifs de financement d'infrastructures publiques et de protection environnementale. Cette taxe est collectée mensuellement auprès des clients sur la quantité facturée, avec un nombre de clients limité compte tenu du caractère stratégique du produit et de la politique de distribution contrôlée de Sonatrach.

Le mécanisme de collecte prévoit un reversement au Trésor après encaissement total ou partiel du montant facturé, établissant une corrélation directe entre le chiffre d'affaires de l'entreprise et le montant de la taxe collectée. Cette modalité assure une régularité des recettes fiscales proportionnelle à l'activité économique.

Les taux applicables varient selon le type de produit, permettant une différenciation tarifaire en fonction des objectifs de politique énergétique. Cette modulation des taux constitue un instrument de régulation économique et environnementale.

¹¹⁴ CIRCULAIRE N° 419 /DGD/SP/D.420 du 22/03/2008 Relative à l'assiette et à la liquidation des droits et taxes perçus à l'importation par l'Administration des Douanes page 13.

¹¹⁵ CIRCULAIRE N° 419 /DGD/SP/D.420 du 22/03/2008 Relative à l'assiette et à la liquidation des droits et taxes perçus à l'importation par l'Administration des Douanes page 11.

0,10 DA/Litre.....essence avec plomb

0,30 DA/litre.....gazoil

La répartition équitable du produit de la TSC - 50% au Fonds national routier et autoroutier et 50% au Fonds national de l'environnement et de la dépollution - illustre la double vocation de cette taxe : financement des infrastructures de transport et protection environnementale.

Conclusion de la section

L'analyse de la fiscalité de droit commun appliquée aux entreprises pétrolières révèle un système fiscal complexe et multiforme, caractérisé par la superposition d'impôts généraux et de taxes sectorielles. Cette architecture fiscale reflète la double nature des entreprises pétrolières : entités économiques soumises au droit commun d'une part, acteurs stratégiques d'un secteur particulièrement encadré d'autre part.

L'IBS, la TVA, les droits d'enregistrement constituent le socle fiscal commun, tandis que les taxes sectorielles (TPP, TSL, TSC) traduisent les spécificités du secteur des hydrocarbures et les objectifs de politique publique qui lui sont associés. Ces dernières, au-delà de leur fonction fiscale, servent d'instruments de régulation économique et environnementale.

Cette fiscalité de droit commun, bien qu'appliquée selon les règles générales, nécessite une expertise particulière compte tenu des spécificités techniques et économiques du secteur pétrolier. Elle constitue une composante essentielle de l'environnement fiscal global des entreprises du secteur, dont l'optimisation requiert une compréhension approfondie des interactions entre fiscalité générale et fiscalité sectorielle.

L'évolution de cette fiscalité de droit commun s'inscrit dans les orientations générales de la politique fiscale nationale, tout en tenant compte des impératifs spécifiques du secteur énergétique et des enjeux de compétitivité des entreprises nationales sur les marchés internationaux.

Conclusion

L'analyse des instruments fiscaux spécifiques aux entreprises pétrolières en Algérie, développée dans ce chapitre, a permis de mettre en évidence les particularités du système fiscal appliqué au secteur des hydrocarbures. Structurée autour de trois axes principaux, cette étude a révélé les mécanismes, les enjeux et les impacts des différentes impositions pesant sur les opérateurs pétroliers.

Premièrement, l'examen des **redevances et taxes spécifiques** (telles que la redevance sur la production et la TPE) a montré leur rôle crucial dans la captation de la rente pétrolière par l'État. Toutefois, leur application peut affecter la rentabilité des projets, influençant ainsi les stratégies d'investissement des entreprises.

Deuxièmement, l'étude des **régimes contractuels** a souligné leur influence sur la charge fiscale et la répartition des risques entre l'État et les investisseurs. Les contrats de partage de production et les contrats de service présentent chacun des avantages et des contraintes, reflétant les arbitrages entre souveraineté nationale et attractivité des capitaux étrangers.

Enfin, l'analyse de la **fiscalité de droit commun** (IBS, TVA, droits de douane) et des taxes sectorielles (TPP, TSL, TSC), l'articulation entre ces différentes impositions crée un environnement fiscal complexe, nécessitant une optimisation fiscale pour les entreprises tout en garantissant des recettes stables pour l'État.

En conclusion, il apparaît que le système fiscal algérien appliqué aux hydrocarbures cherche à concilier deux objectifs parfois contradictoires : maximiser les revenus publics tout en maintenant un environnement incitatif pour les investisseurs. Les réformes fiscales futures devront prendre en compte ces dynamiques pour renforcer la compétitivité du secteur tout en assurant une redistribution équitable des richesses générées par les hydrocarbures. Cette analyse ouvre la voie à une réflexion plus approfondie sur l'efficacité des politiques fiscales dans le contexte des fluctuations des prix du pétrole et des enjeux de diversification économique.

Chapitre III

*Étude de cas pratique- Le régime fiscal de
Sonatrach*

Introduction

Afin de mettre en application les connaissances théoriques présentées dans les deux chapitres précédents, notamment celui concernant la fiscalité pétrolière relative aux activités de l'amont pétrolier et la fiscalité propre à l'entreprise pétrolière concernant les activités de l'aval pétrolier, nous avons effectué un stage pratique au sein de l'entreprise Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures « SONATRACH ».

Ce chapitre vise à analyser concrètement le régime fiscal applicable à Sonatrach à travers une approche empirique structurée en trois sections complémentaires.

La première section est consacrée à une présentation globale de l'entreprise Sonatrach (sa création, ses missions, sa vision, ses activités, etc.) ainsi qu'à sa Direction Commercialisation, afin de mieux comprendre le contexte opérationnel dans lequel s'applique le régime fiscal étudié.

La seconde section porte sur l'analyse du traitement fiscal de Sonatrach dans l'amont pétrolier à travers l'étude d'un cas pratique et une comparaison entre le régime fiscal de la loi de 2005 et la nouvelle loi de 2019.

La dernière section analyse les taxes sectorielles de Sonatrach et souligne leur impact sur la compétitivité et la rentabilité de l'entreprise, ainsi que les enjeux économiques et stratégiques liés à cette fiscalité spéciale.

Section 1 : présentation de l'organisme d'accueil « SONATRACH », et de la direction commercialisation.

Cette section examine les aspects liés à la création de Sonatrach, ses missions, sa vision, ses activités principales, sa position sur le marché par rapport à ses concurrents et son organisation. Nous aborderons ensuite plus en détail l'activité essentielle du département sur lequel nous avons effectué notre étude de cas : la Direction Commercialisation (COM).

1-Présentation de Sonatrach (SH)

La Société Nationale Algérienne d'Hydrocarbures « SONATRACH » est l'entité nationale chargée de la recherche, de la production, du transport, de la transformation et de la commercialisation des hydrocarbures. Il s'agit d'une Société Par Actions (SPA) mise en place par le décret N°63-491 du 31 décembre 1963. A l'origine, elle avait pour objectif d'exploiter certains gisements découverts quelques années auparavant par les français. Elle est aujourd'hui reconnue comme la compagnie leader dans le domaine des hydrocarbures en Afrique et en Méditerranée. Elle occupe une position centrale dans l'industrie pétrolière et gazière en Algérie, étant l'un des principaux acteurs mondiaux en matière de production et d'exportation de ces ressources.

Sonatrach est un groupe pétrolier et gazier intégré sur toute la chaîne des hydrocarbures, de l'exploration et de la production à la transformation et à la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés, que ce soit en Algérie ou dans d'autres régions du monde. L'entreprise se consacre à la découverte de nouvelles sources d'hydrocarbures, à l'exploitation de champs pétroliers et gaziers, à la production de pétrole brut et de gaz naturel, ainsi qu'à la transformation des hydrocarbures en produits raffinés et en gaz liquéfié.

Il détient en totalité ou en majorité absolue, plus de vingt entreprises importantes sur tous les métiers connexes à l'industrie pétrolière tel que le forage, le raffinage Il possède aussi des participations significatives (entre 10 et 49% du capital) dans près de 50 entreprises implantées tant en Algérie qu'à l'étranger.

1-1-Les missions de Sonatrach

Les missions confiées à Sonatrach par l'Etat, unique actionnaire, sont les suivantes :

- Contribuer au développement national par la maximisation de la valeur à long terme des ressources d'hydrocarbures en Algérie
- Satisfaire les besoins actuels et futurs de l'Algérie en hydrocarbures et produits pétroliers ;
- Contribuer au développement national notamment en lui procurant les devises étrangères nécessaires

1-2- La vision de Sonatrach

La vision de SONATRACH consiste à se recentrer sur ses métiers de base en investissant sur toute la chaîne des hydrocarbures (de l'Exploration-Production jusqu'au Raffinage et la Pétrochimie), avec le ferme engagement d'une création de valeur ajoutée en Algérie, en faisant participer au maximum l'outil national de production dans ses investissements et dans ses plans de développement, pour atteindre un taux de contenu local de 55% à l'horizon 2030.

1-3- Les métiers de Sonatrach

Les métiers de base de Sonatrach portent sur toute la chaîne des hydrocarbures, en commençant par la recherche et l'exploration, jusqu'à la transformation des hydrocarbures et leur commercialisation aux consommateurs finaux.

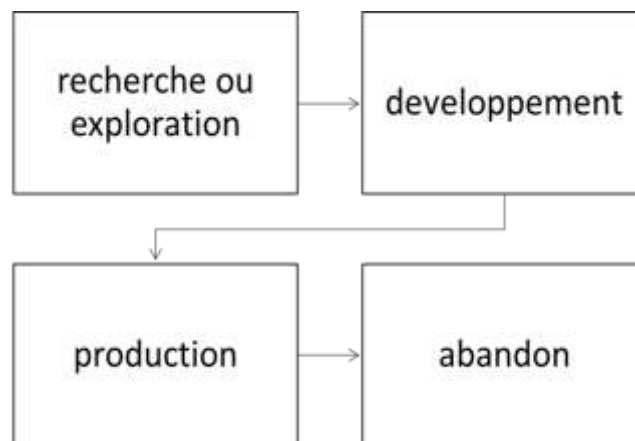
Il est possible de regrouper ces métiers en quatre activités globales : l'amont pétrolier, l'aval pétrolier, le transport par canalisation, la commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers.

Nous allons les présenter comme suit :

a) l'amont pétrolier

Il englobe les activités d'exploration, où les géologues et les géophysiciens recherchent des gisements. Cette phase est souvent complexe car elle nécessite des techniques avancées pour maximiser l'extraction des ressources.

Figure 4 schéma explicatif de l'amont pétrolier.



Source : réalisée par nous-mêmes

a.1. La phase de recherche (ou exploration)

La recherche est la première étape effectuée dans le processus de l'industrie amont. Elle se fixe comme objectif la définition des endroits susceptibles d'être exploités, dans le but de découvrir des accumulations d'hydrocarbures liquides et gazeux (éventuellement solides), techniquement et économiquement exploitables. La recherche constitue une phase particulière caractérisée par une prise de risques. Aussi, le développement de nouvelles techniques d'exploration a permis d'améliorer la visibilité des spécialistes en géologie, et d'augmenter ainsi l'efficacité de l'exploration. La recherche comprend la prospection et l'appréciation de la taille et les caractéristiques du réservoir.

La prospection comprend l'ensemble des activités visant à la détection d'hydrocarbures, notamment par l'emploi de techniques géologiques et géophysiques, y compris la mise en œuvre de forages stratigraphiques.

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

Cette étape souligne l'importance de l'appréciation et de l'évaluation des bassins et zones à explorer. Cette phase regroupe : les études géologiques, les études géophysiques et l'évaluation de prospect.

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

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

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

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

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

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

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

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

a.2. La phase de développement

Avant de se lancer dans la production proprement dite, les ingénieurs, en collaboration avec diverses structures, préparent le plan de développement du gisement en évaluant le nombre de forages nécessaires. Ils sélectionnent également les installations les plus appropriées pour chaque phase de la production (techniques d'extraction, traitement des ressources remontées à la surface, stockage temporaire et transport).

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

« Le Plan de développement est un programme de travaux concernant les opérations de développement, de mise en production et d'exploitation des hydrocarbures, d'abandon et de remise en état du site. Le plan de développement comprend notamment une délimitation du périmètre d'exploitation à développer, les éléments techniques, économiques et financiers, la

localisation du point de mesure, les mesures de sécurité et de protection de l'environnement ainsi que les éléments de contenu local. »¹¹⁶.

a.3. La phase de production

Cette phase débute avec la première quantité d'hydrocarbures commercialisables produite, elle est connue sous le terme "First Oil". Lors de cette étape, les flux de trésorerie subissent une hausse car l'entreprise commence à générer des revenus qui représentent le retour sur l'investissement réalisé pendant les deux phases préalables.

La phase de production est caractérisée par trois périodes :

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

Suite à une certaine durée de production, le débit du gisement diminue, ce qui engendre un besoin d'accroître le débit. Cette augmentation se fait à travers des techniques utilisées pour optimiser les quantités récupérables d'hydrocarbures et prolonger ainsi la phase de production. Pour que cela aboutisse, la pression dans le puits doit être nettement inférieure à celle des fluides présents dans le réservoir :

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

a.4. L'abandon et la remise en l'état du site

Cette phase est une opération nécessaire pour permettre l'abandon, le démantèlement, la réhabilitation, la remise en état des sites et la protection de l'environnement. Ces opérations doivent s'effectuer dans le respect de la législation, de la réglementation en vigueur ainsi que des normes et standards généralement admis dans l'industrie des hydrocarbures à la date de remise en état.¹¹⁷

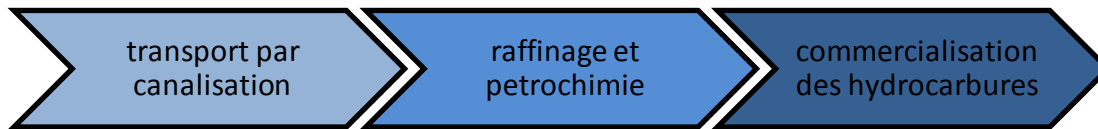
¹¹⁶ Loi N°19-13 du 22 décembre 2019, JORADP N°79, P8

¹¹⁷ La loi N°19-13 du 22 décembre 2019, JORADP N°79, P5

b) l'aval pétrolier

L'aval pétrolier désigne l'ensemble des activités industrielles qui interviennent après l'extraction du pétrole brut, c'est-à-dire les étapes de transformation, de distribution et de commercialisation des produits pétroliers.

Figure 5 :schéma explicatif de l'aval pétrolier



Source :réalisé par nous- mêmes.

b.1. La phase de transport par canalisation

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

- Oléoducs pour le transport des hydrocarbures liquides (principalement pétrole brut et condensat) ;
- Gazoducs pour le transport de gaz naturel (butane et propane) ;
- Dépôts de stockage (HAOUD HAMRA, dépôt de stockage des produits pétroliers SONATRACH) ;
- Méthaniers pour le transport de GNL ;
- Moyens de transport par voies terrestres (chemins de fer, camions de NAFTAL) ;
- Moyens de transport par voie maritime (navires pétroliers).

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

b.2. La phase de raffinage et pétrochimie

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

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

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

Ce sont deux activités fortement liées dans leurs conditions de réalisation. Le plan de développement en Algérie pour la pétrochimie n'a vu le jour qu'en 1979 (depuis la mise en marche de l'usine de Skikda) ; actuellement, SONATRACH mène des projets dans ce secteur et développe des stratégies pour sa mise en œuvre.

b.3. La phase de commercialisation des hydrocarbures

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

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

Elle est chargée de l'élaboration et de l'application des politiques et stratégies en matière de commercialisation intérieure et extérieure des hydrocarbures. Elle est également chargée de l'organisation de l'information et du reporting de l'activité. La commercialisation regroupe la vente aux clients nationaux et internationaux des produits semi-finis (Pétrole brut (PB), condensat, propane et butane) ou finis à la sortie des raffineries ou des usines de pétrochimie (tels que les engrais et le plastique).

1-4-Sonatrach en chiffres

Tableau 21: classement de Sonatrach

1ère	Compagnie africaine.
12ème	Compagnie pétrolière mondiale .
13ème	Compagnie Mondiale concernant les hydrocarbures liquides (réserves et production)
6ème	Compagnie Mondiale en matière de Gaz Naturel (réserves et production).
25ème	Compagnie pétrolière sur le plan des effectifs. (Source : PIW Top 50 / 2008)
5ème	Exportateur mondial de Gaz Naturel
4ème	Exportateur mondial de GNL.
3ème	Exportateur mondial de GPL.

Source : réalisé par nous- mêmes.

1-5-Organisation de la Sonatrach

Le schéma de la macrostructure s'articule autour :

- De la Direction Générale ;
- Des Activités Opérationnelles
- Des Directions Fonctionnelles

La Direction Générale du Groupe est assurée par le Président Directeur Général assisté du Comité Exécutif. Le Secrétaire Général assiste le Président Directeur Général dans le suivi et la cohésion du management du Groupe. Un Comité d'Examen et d'Orientation, auprès du Président Directeur Général, apporte l'appui nécessaire aux travaux des organes sociaux du Groupe.

Les Activités Opérationnelles exercent les métiers du Groupe et développent son potentiel d'affaires tant en Algérie qu'à l'étranger. Il s'agit de l'Activité Amont (AMT), de l'Activité Aval (AVL), de l'Activité Transport par Canalisations (TRC) et de l'Activité Commercialisation (COM).

Les Activités Internationales sont, pour leur part, organisées sous la forme d'un Holding International, Sonatrach International Holding Corporation (SIHC) chargé de l'élaboration et de l'application de la politique et de la stratégie de développement et d'expansion à l'étranger.

Les Directions Fonctionnelles élaborent et veillent à l'application des politiques et stratégies du Groupe. Elles fournissent l'expertise et l'appui nécessaires aux Activités Opérationnelles du Groupe.

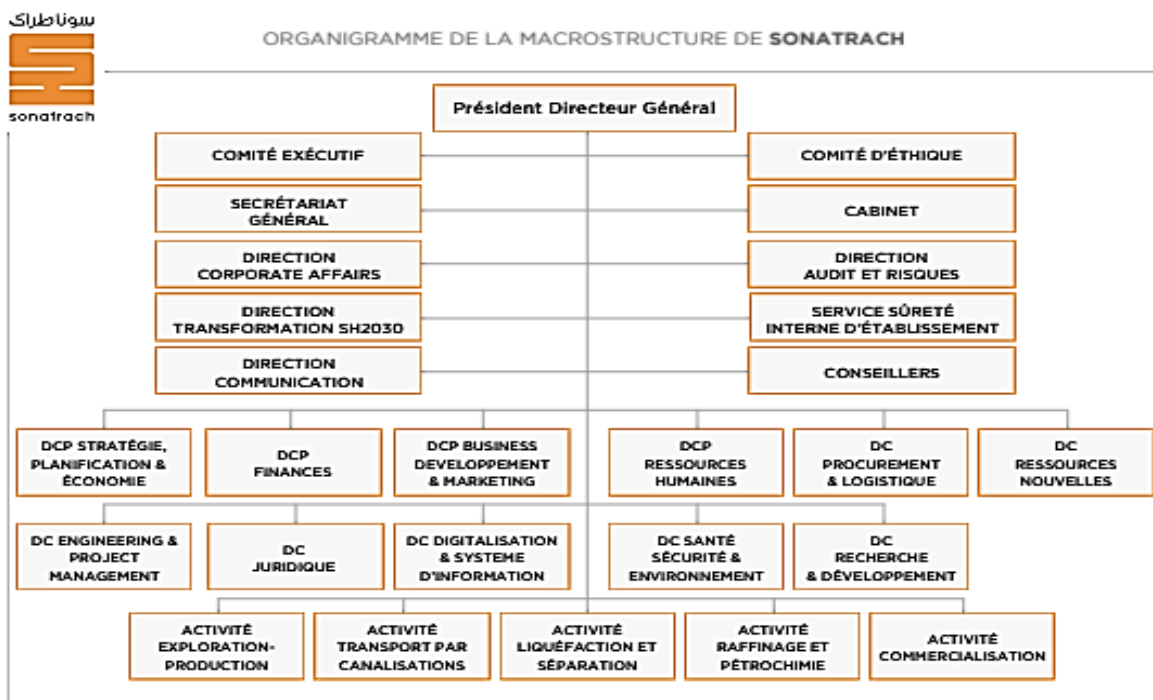
Elles sont organisées en quatre Directions Coordination Groupe (DCG) :

- Ressources Humaines (RHU) ;
- Stratégie, Planification et Économie (SPE) ;
- Finances (FIN) ;
- Activités Centrales (ACT).

Et trois Directions Centrales :

- Audit Groupe (ADG) ;
- Juridique (JUR) ;
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE).

Figure 6: Organigramme de Sonatrach.



Source : document fournit par la Sonatrach .

2-Présentation du siège d'accueil « activité commercialisation »

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

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

2.1. Les produits commercialisés par SONATRACH

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

2.1.1. Les hydrocarbures liquides

On désigne par hydrocarbures liquides :

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

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

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

2.1.2. Les hydrocarbures gazeux

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

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

2.2. Les missions de la Direction Commercialisation (COM)

L'activité Commercialisation a pour missions essentielles :

- La sécurisation de ses marchés traditionnels et la consolidation de la position de l'entreprise dans son rôle d'exportateur capable de fournir la flexibilité requise à des conditions compétitives ;
- La garantie des débouchés rémunérateurs pour les quantités additionnelles d'hydrocarbures liquides et gazeux ;
- La participation à la génération d'une plus-value sur les segments internationaux de valorisation industrielle des ressources en hydrocarbures de SONATRACH ;
- Le renforcement de la position du groupe sur le marché national par un pilotage stratégique adapté des filiales ;
- La formulation et la recommandation de la stratégie de commercialisation et de valorisation du pétrole brut, des liquides de gaz naturel, du gaz naturel liquéfié et des produits raffinés ;
- La conduite des négociations commerciales avec les partenaires étrangers et la prospection des marchés nouveaux en vue de la diversification et/ou la promotion des exportations et la recherche de la meilleure valorisation des produits exportés ;

- L'organisation d'une conférence annuelle de ses cadres pour débattre des questions présentant un intérêt majeur en rapport avec les missions de l'activité Commercialisation, dont le thème et le contenu seront présentés lors de la conférence des cadres de SONATRACH ;
- Le reporting à la Direction Générale.

2.3. L'organisation de la Direction Commercialisation

L'Activité Commercialisation, sous la direction d'un vice-président, est organisée en trois divisions opérationnelles et cinq directions fonctionnelles qui viennent en soutien logistique et administratif aux opérationnels.

En plus de ces organes, d'autres structures sont rattachées directement au vice-président, telles qu'une direction finances, un coordonnateur, un conseiller juridique, un conseiller prospective et stratégie, un assistant sûreté interne, un assistant HSE et une cellule d'audit. L'organisation de l'activité comprend également une Direction Risk Management qui gère l'ensemble des risques inhérents aux opérations de commercialisation (risque prix, etc.).

L'activité Commercialisation est organisée comme suit :

- Division Exportations Pétrole Brut et Produits Pétroliers
- Division Exportations Gaz
- Division Marché Intérieur et Filiales
- Division Business Développement
- Direction Finances
- Direction Études et Modèles
- Direction Ressources Humaines
- Direction Administration et Moyens
- Direction Systèmes d'Informations

Conclusion de la section

Cette première section nous a permis de présenter de manière exhaustive l'entreprise SONATRACH, depuis sa création en 1963 jusqu'à son organisation actuelle. Nous avons pu constater que SONATRACH occupe une position stratégique majeure dans l'économie algérienne et sur la scène énergétique internationale, se classant parmi les premiers exportateurs mondiaux d'hydrocarbures.

L'analyse de ses activités opérationnelles révèle une intégration verticale complète de la chaîne des hydrocarbures, de l'amont (exploration-production) à l'aval (raffinage-commercialisation), en passant par le transport. Cette structure intégrée confère à l'entreprise une position unique qui influence directement son régime fiscal.

La Direction Commercialisation, en tant qu'interface entre les activités de production et les marchés nationaux et internationaux, joue un rôle crucial dans la génération des revenus de l'entreprise. Cette position centrale dans l'économie nationale fait de SONATRACH un acteur fiscal majeur, soumis à des régimes fiscaux spécifiques que nous analyserons dans les sections suivantes.

Cette présentation constitue ainsi le socle nécessaire à la compréhension des enjeux fiscaux auxquels fait face SONATRACH, enjeux qui seront développés dans l'analyse du régime fiscal de l'amont pétrolier et des taxes sectorielles qui lui sont appliquées.

Section 2 : Analyse du traitement fiscal de Sonatrach de l'amont pétrolier

L'évolution du cadre législatif régissant le secteur des hydrocarbures en Algérie, marquée par l'adoption de la loi n°19-13 du 11 décembre 2019 en remplacement de la loi n°05-07 du 28 avril 2005, soulève des interrogations importantes quant à son impact sur l'attractivité des investissements étrangers et l'optimisation des recettes fiscales de l'État.

Cette section propose une analyse comparative rigoureuse du traitement fiscal appliqué aux activités de l'amont pétrolier sous ces deux régimes législatifs. L'objectif est double : d'une part, évaluer l'impact de cette réforme fiscale sur la rentabilité des projets d'exploration et d'exploitation pétrolière, et d'autre part, mesurer les conséquences sur les recettes fiscales de l'État algérien.

La méthodologie adoptée repose sur une étude de cas concrète appliquée à un contrat de participation entre Sonatrach et un partenaire étranger, en maintenant constants tous les paramètres techniques et économiques afin d'isoler l'effet pur des modifications fiscales introduites par la nouvelle loi.

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

1. Présentation des résultats obtenus

1.1. Données générales

Avant de passer à la présentation des résultats de calcul, nous allons citer les données de base suivantes :

Tableau 22: Données contractuelles

Type de contrat	Contrat de participation pour la recherche et l'exploitation des hydrocarbures
Parties aux contrats	SONATRACH (taux de participation 51%). Partenaire étranger (taux de participation 49%).
Date de signature du Contrat	Janvier 2012
Date de début de la période d'exploitation	Janvier 2019
Période de développement	4ans
Date de mise en production	Janvier 2023
Fin de contrat	2043
La superficie du périmètre d'exploration	1200 km ² .
La superficie du périmètre d'exploitation	250 km ²
Gisement	A huile

Source : élaboré par nous-mêmes à partir des données obtenues

1.2. Données économiques et financières

Tableau 23: données économiques et financières

Prix du baril			85USD/Bbl
Taux d'actualisation	10%		
Zone fiscale	A (applicable à la fiscalité selon la loi 05-07)		
Taux de change	1USD=133DZD		
<i>Source : élaboré par nous mêmes à partir des données obtenues.</i>			

Les résultats correspondants à ce scénario seront récapitulés dans le tableau ci-après, qui seront par la suite illustrés par la figure ci-dessous.

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

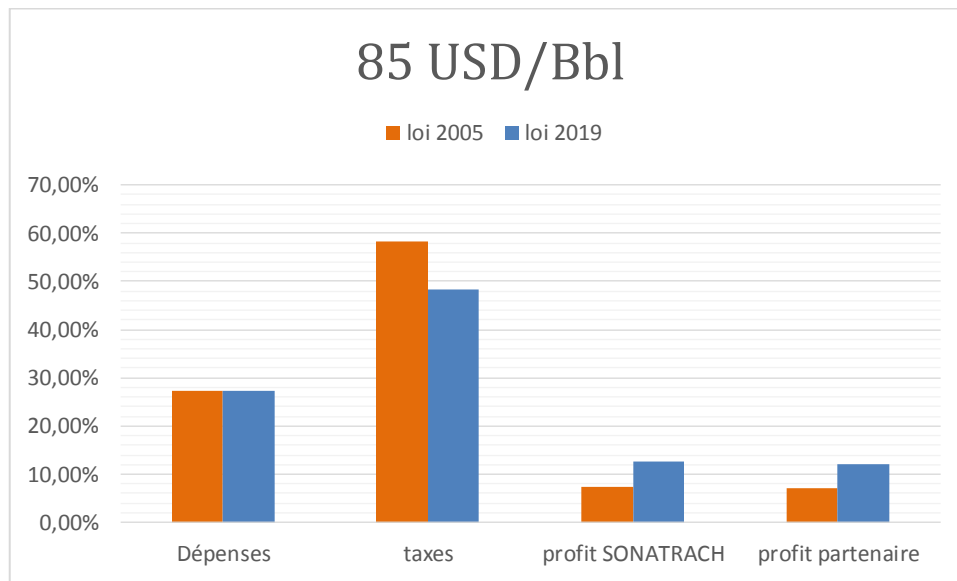
Tableau 24: Tableau récapitulatif des résultats de l'étude de cas [85USD/bbl]

	Unité : USD			
	Résultats en appliquant la loi n°05-07		Résultats en appliquant la loi n°19-13	
Valeur de production	3 981 624 400	100%	3 981 624 400	100%
Dépenses (total)	1 084 668 775	27,24%	1 084 668 775	27,24%
- Dépenses investissements Recherche	53 000 000	1,33%	53 000 000	1,33%
- Dépenses investissement développement	510 000 000	12,81%	510 000 000	12,81%
- Transport	43 835 323	1,10%	43 835 323	1,10%
- Formation	1 175 000	0,03%	1 175 000	0,03%
- Cout d'exploitation	476 658 452	11,97%	476 658 452	11,97%
Taxes (total)	2 324 579 874	58,38%	1 921 570 724	48,26%
Taxe superficiare	1 006 677	0,03%	1 927 669	0,05%
Redevance	216 578 399	5,44%	393 778 908	9,89%
TRP (2005), IRH (2019)	1 644 958 248	41,31%	891 300 903	22,39%
ICR (2005), IR (2019)	462 036 550	11,60%	634 563 244	15,94%
Profit (total)	572 375 752	14,38%	975 384 901	24,50%
SONATRACH 51%	291 911 633	7,33%	497 446 300	12,49%
Partenaire 49%	280 464 118	7,04%	477 938 602	12,00%

Source : élaboré par nous mêmes à partir des résultats obtenus

Le tableau précédant est illustré dans un graphique ,sous forme d'un histogramme groupé dans la figure suivante :

Figure 7: la répartition des parts selon les deux loi 2005 et la loi de 2019 .



Source : élaborée par nous mêmes à partir des résultats obtenus.

Analyse des resultats : l'impact fiscal

Les résultats révèlent une transformation significative de la structure fiscale entre les deux régimes :

Impact sur la charge fiscale :

- **Réduction substantielle** : La charge fiscale totale diminue de 403 millions USD, passant de 58,4% à 48,3% de la valeur de production
- **Amélioration de la rentabilité** : Cette réduction se traduit directement par une augmentation proportionnelle de la rentabilité des projets

Impact sur la répartition des bénéfices :

- **Doublement des profits** : Les profits totaux passent de 14,4% à 24,5% de la valeur de production
- **Bénéfice partagé** : Tant Sonatrach que le partenaire étranger voient leurs parts de profit substantiellement augmenter

Cette évolution suggère une stratégie délibérée d'amélioration de l'attractivité du régime fiscal algérien pour stimuler les investissements dans le secteur des hydrocarbures.

2. Etude des taxes relatives à la fiscalité pétrolière

Dans cette partie, nous allons nous intéresser à l'aspect fiscal pour que nous puissions cerner l'impact de la fiscalité pétrolière sur l'attractivité des investisseurs.

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

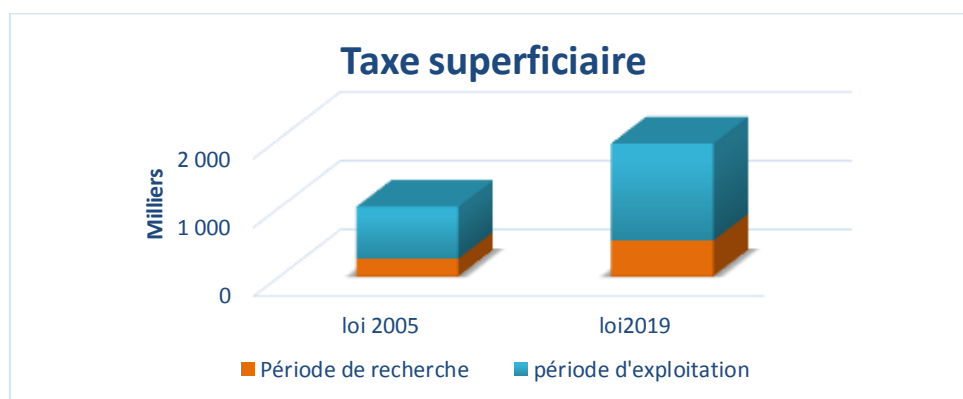
2.1. Taxe superficielle

Tableau 25 : Tableau récapitulatif de la taxe superficielle à payer selon la loi 05-07, modifiée et complétée, et la loi 19-13

Taux change : 1 USD = 133 DZD				
Période	Loi 05-07		Loi 19-13	
	DZD	USD	DZD	USD
Période de recherche	33 888 000	254 797	68 880 000	517 895
Période d'exploitation	100 000 000	751 880	187 500 000	1 409 774
Total	133 888 000	1 006 677	256 380 000	1 927 669
Dont quote part partenaire étranger (49%)	65 605 120	493 272	125 626 200	944 558

Source : élaboré par nous mêmes à partir des résultats obtenus

Figure 8: La part de la taxe superficielle à payer selon les deux lois



Source : élaborée par nous mêmes à partir des résultats obtenus.

Analyse des résultats

En se basant sur le cas étudié, nous constatons que le montant de la taxe superficielle sous le régime de la loi 19-13 est largement supérieur à celui du régime de la loi 05-07, modifiée et complétée, dont l'écart est de l'ordre de 900 000 USD pour la durée du contrat. Ceci laisse à supposer que la taxe superficielle à payer selon la loi 05-07 est plus avantageuse par rapport à celle qui devrait être payée selon la loi 19-13 où le partenaire étranger doit payer 493 272 USD de taxe superficielle en appliquant la loi 05-07 contre 944 558 USD selon la loi 19-13, ce qui n'est pas valable dans tous les cas.

Ce constat aurait été le même si nous avions pris comme hypothèse le cas d'un périmètre situé dans la zone B ou la zone C, avec la précision que, pour cette dernière, l'écart dans le montant de la taxe superficielle à payer ne sera pas de la même grandeur étant donné que les prix unitaires se convergent.

Cependant, dans le cas d'un périmètre situé dans la zone fiscale D, la situation devrait s'inverser et le montant de la taxe superficielle selon le régime loi 19-13 sera inférieur à celui correspondant au régime de la loi 05-07, modifiée et complétée.

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

En concluant, la taxe superficiare présente une augmentation significative de 91,5% sous le nouveau régime. Cette hausse s'explique par la révision à la hausse des tarifs unitaires, particulièrement pour les zones fiscales A et B.

Cependant, il convient de relativiser cet impact car :

- La taxe superficiare représente moins de 0,1% de la valeur totale de production
- Son poids dans la fiscalité pétrolière globale reste marginal
- Elle constitue la seule taxe perçue dès la signature du contrat, avant même la découverte d'hydrocarbures

Ci-après, un rappel des prix unitaires, en DZD, selon les deux régimes

Tableau 26: Tableau récapitulatif des prix unitaires relatifs à la taxe superficiare selon les deux lois

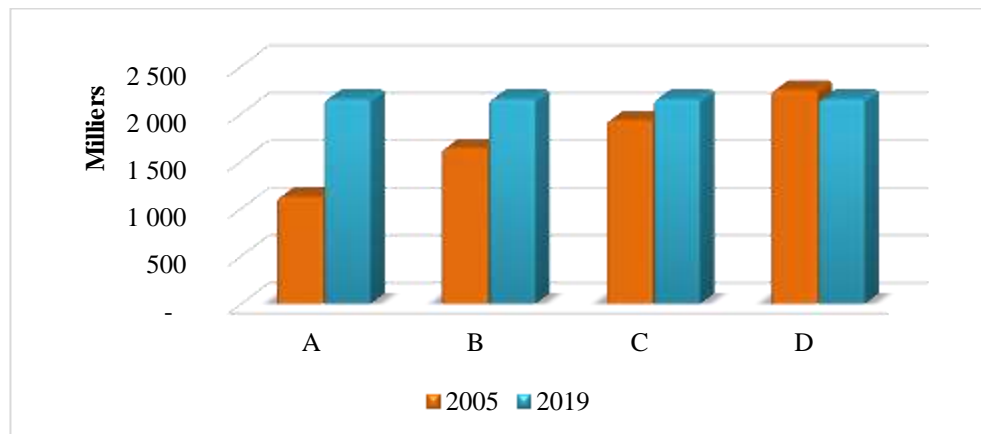
Prix unitaires par période / Recherche et Exploitation (Loi 05-07)				
	Recherche 1 ^{ère} Phase (3ans)	Rechercher 2 ^{ème} Phase (2ans)	Recherche 3 ^{ème} Phase (2ans)	Exploitation (25 ans)
Zone A	4000	6000	8000	16000
Zone B	4800	8000	12000	24 000
Zone C	6000	10 000	14000	28 000
Zone D	8000	12 000	16000	32 000

Prix unitaire par période / Recherche et Exploitation Loi 19-13		
Recherche 1 ^{ère} à la 4 ^{ème} année	Recherche 5 ^{ème} à la 7 ^{ème} année	Exploitation (25 ans)
7000	14000	30.000

Source : élaboré à partir de la loi n°05-07 et la loi n°19-13

L'histogramme ci-après donne un aperçu sur les résultats de calcul de la taxe superficiare pendant la durée contractuelle, selon les deux régimes fiscaux.

Figure 9: comparaison de la taxe superficielle à payer selon les deux lois.



Source : élaborée par nous mêmes à partir des résultats obtenus.

N.B : Il convient de préciser que la taxe superficielle est la seule des impôts et taxes de la fiscalité pétrolière qui s'applique dès l'entrée en vigueur du contrat hydrocarbures ou de la concession amont. En plus, son poids dans la fiscalité pétrolière est très faible.

2.2. Redevance

Tableau 27: Tableau récapitulatif de la redevance à payer selon la loi 05-07, modifiée et complétée, et la loi 19-13

Redevance	Unité : USD		Ecart : (2)-(1)	
	Loi 05-07 (1)	Loi 19-13 (2)	Mt	%
Prix du baril cas (85 USD/bbl)	216 578 399	393 778 908	177 200 508	81,82%

Source: élaboré par nous mêmes à partir des résultats obtenus

L'augmentation de 81,8% de la redevance constitue l'une des modifications les plus significatives du nouveau régime fiscal. Cette hausse résulte principalement de l'uniformisation du taux à 10% contre des taux variables (5,5% à 12,5%) selon les zones dans l'ancien régime.

Implications stratégiques :

- **Simplification administrative** : L'uniformisation du taux facilite les calculs et réduit la complexité administrative
- **Impact différencié selon les zones** : Les projets en zones A et B voient leur charge augmenter, tandis que ceux en zones C et D bénéficient d'une réduction
- **Mécanisme d'incitation** : La loi 19-13 prévoit la possibilité d'accorder un taux réduit (minimum 5%) par arrêté ministériel, offrant une flexibilité d'adaptation aux spécificités des projets

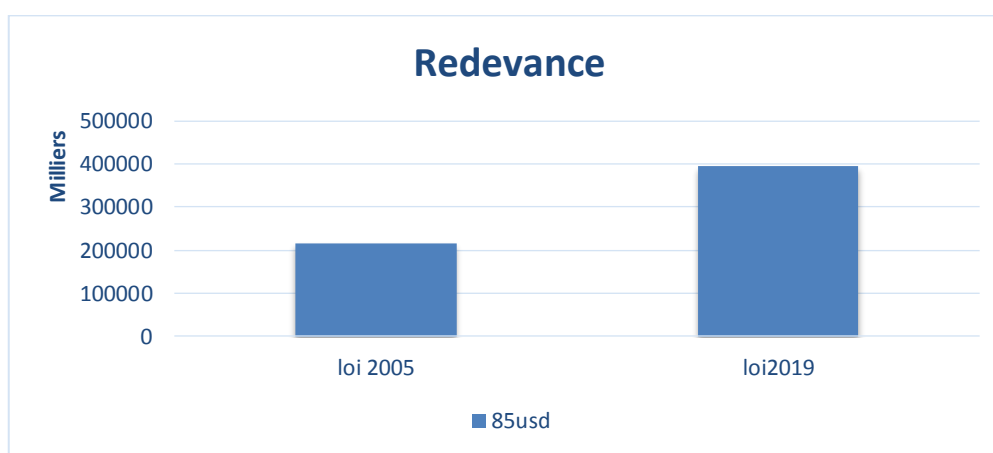
Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

Tableau 28: Tableau récapitulatif de la redevance que devrait payer le partenaire étranger

Quotepart du partenaire étranger	Unité : USD	
	Loi 05-07 (1)	Loi 19-13 (2)
Prix du baril		
cas (85 USD/bbl)	106 123 416	192 951 665

Source: élaboré par nous même à partir des résultats obtenus.

Figure 10: la part de la Redevance à payer selon les deux lois



Source : élaborée par nous-mêmes à partir des résultats obtenus.

Analyse des résultats

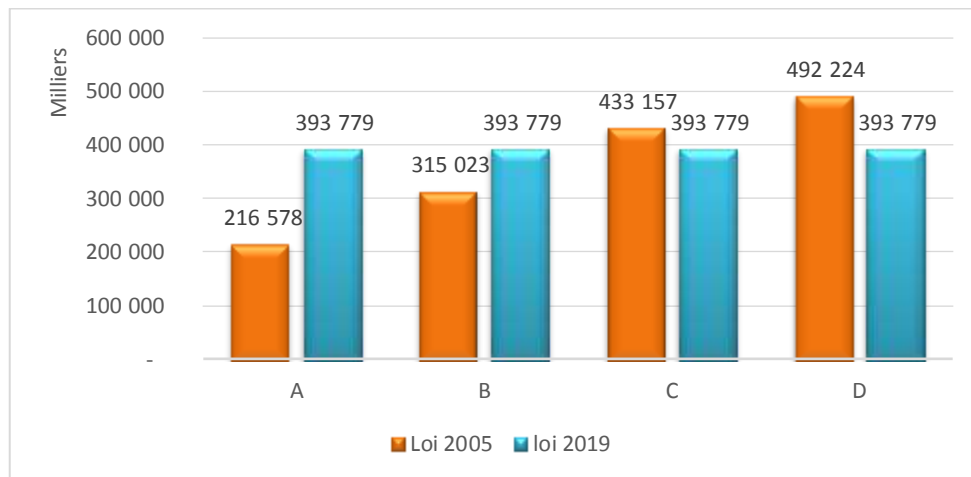
Tel qu'il apparaît dans le tableau et la figure, ci-dessus, la redevance calculée conformément au régime de la loi 19-13 est largement supérieure à celle calculée par application du régime de la loi n°05-07, modifiée et complétée. Ceci s'explique par le fait que le taux de la redevance retenu pour le calcul selon la loi 19-13 est de 10%, alors que pour le calcul selon la loi n°05-07 nous avons pris le taux de 5,5%, fixé par la loi correspondant à un périmètre situé dans la zone A avec une production inférieure à 20 000 BEP/jour.

Le même constat sera fait pour le cas d'un périmètre situé dans la Zone B avec un niveau de production identique au cas étudié, étant donné que le taux de la redevance, y afférent, pour le calcul sur la base de la loi 05-07 est de 8% soit inférieur à celui de la 19-13 qui demeure de 10%.

Quand le périmètre est situé dans les zones C ou D et pour les mêmes données de production, il ressort que le montant de la redevance sera plus élevé selon le régime de la loi 05-07 que celui établis selon la loi 19-13, compte tenu que les taux de la redevance à appliquer sont, respectivement pour chaque zone, de 11% et de 12,5% pour la loi 05-07, soient inférieurs au taux de 10% applicable à la loi 19-13. L'histogramme ci-après, donne une illustration de ce que nous venons d'expliquer.

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

Figure 11: Comparaison de la redevance à payer entre la loi n°05-07 et a loi n°19-13.



Source : élaborée par nous mêmes à partir des résultats obtenus

Par ailleurs et tenant compte à la fois des résultats du cas étudié et des taux de la redevance, fixés par la loi 05-07, modifiée et complétée, lorsque le niveau de la production dépasse les 20 000 BEP/jour, il nous parait que la redevance à payer par les investisseurs sera moins importante selon la 19-13 que la loi 05-07.

Remarque

La loi 19-13 prévoit la possibilité d'appliquer un taux réduit qui ne peut être inférieur à 5 %. Ce taux réduit est accordé par un arrêté conjoint signé par les ministres en charge des finances et des hydrocarbures.

2.3. Taxe sur le revenu pétrolier (TRP) et Impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH)

Tableau 29: Tableau récapitulatif de la TRP et l'IRH

TRP/IRH Cas étudié	Unité : USD		Ecart (2)-(1)	
	TRP / Loi 05-07 (1)	IRH / Loi 19-13 (2)	Mt	%
Prix du baril (85 USD/bbl)	1 644 958 248	891 300 903	-753 657 345	-45,82%

Source: élaboré par nous mêmes à partir des résultats obtenus

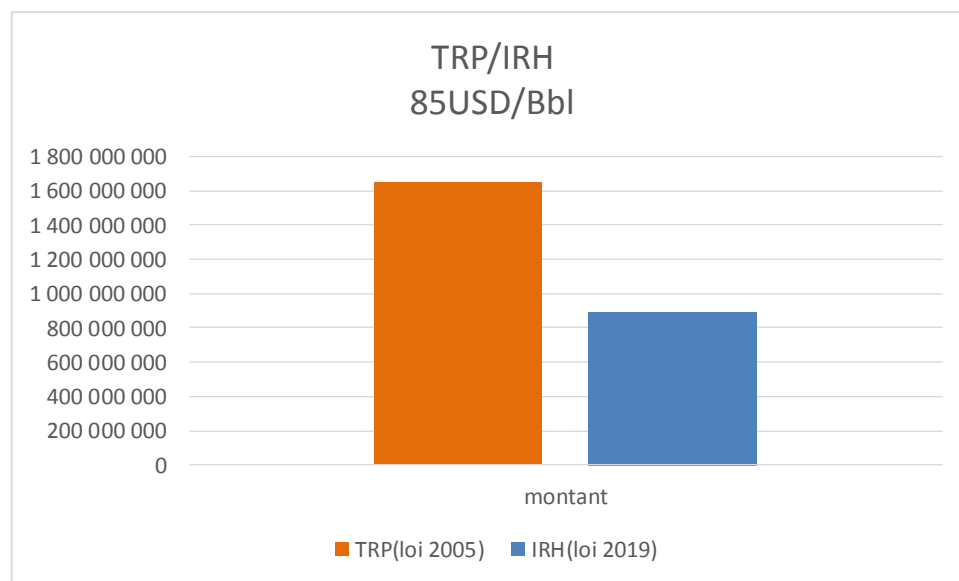
Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

Tableau 30:Tableau récapitulatif de la TRP et l'IRH que devrait payer le partenaire étranger selon les deux lois

Quotepart du partenaire étranger	Unité : USD	
	Cas étudiés	
	Loi 05-07 (TRP)	Loi 19-13 (IRH)
Prix du baril (85 USD/bbl)	806 029 541	436 737 442

Source: élaboré par nous mêmes à partir des résultats obtenus

Figure 12:La part de la TRP (2005) et l'IRH (2019)



Source : élaborée par nous mêmes à partir des résultats obtenus.

Analyse des résultats

Selon les résultats obtenus, nous constatons que l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH) prévu par la loi n°19-13 est beaucoup inférieur à la taxe sur le revenu pétrolier (TRP) prévue par la loi 05-07, modifiée et complétée avec un écart de (-753 657 345 USD) cela peut être expliqué par la différence entre les taux appliqués pour le calcul de la TRP qui varient entre 30% et 70% et l'IRH entre 10% à 50%.

Analyse approfondie : La réduction drastique de 45,8% de cette composante fiscale constitue l'élément le plus favorable du nouveau régime. Cette diminution s'explique par :

- **Révision des tranches de taxation :** Les taux de l'IRH (10% à 50%) sont inférieurs à ceux de la TRP (30% à 70%)
- **Modification des seuils d'application :** Les nouveaux seuils de déclenchement sont plus favorables aux investisseurs
- **Impact budgétaire significatif :** Cette réduction représente près de 19% de la valeur de production totale

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

2.4. Impôt complémentaire sur résultat ICR et Impôt sur le revenu IR

Tableau 31: Tableau récapitulatif de l'ICR et l'IR

ICR/IR Cas étudié	Unité : USD		Ecart (2)-(1)	
	ICR Loi 05-07 (1)	IR Loi 19-13 (2)	Mt.	%
Prix du baril (85 USD/bbl)	462 036 550	634 563 244	172 526 694	37,34%

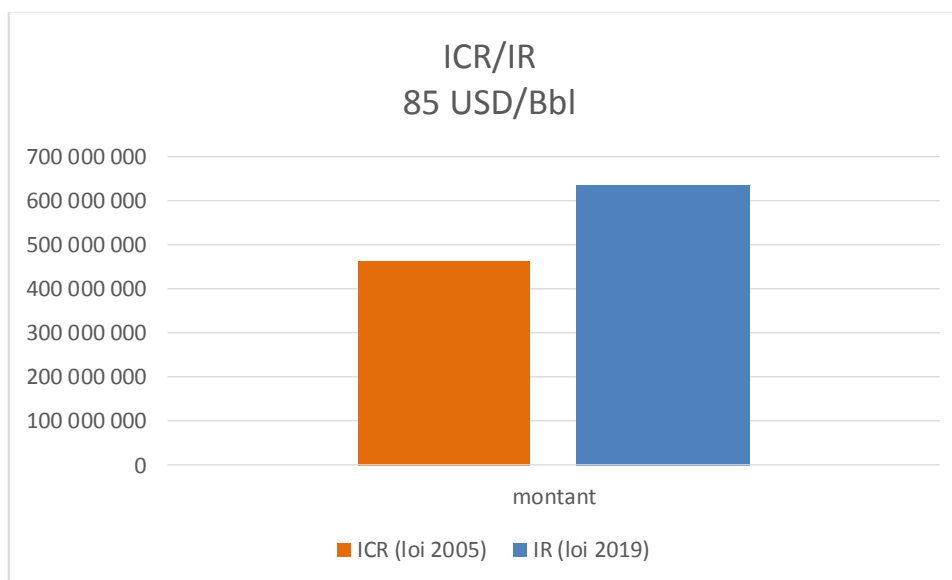
Source : élaboré par nous-mêmes à partir des résultats obtenus

Tableau 32: Tableau récapitulatif de l'ICR et l'IR que devrait payer le partenaire étranger selon les deux lois

Quotepart du partenaire étranger Cas étudié	Unité : USD	
	ICR Loi 05-07	IR Loi 19-13
(85 USD/bbl)	226 397 910	310 935 990

Source : élaboré par nous-mêmes à partir des résultats obtenus

Figure 13: La part de l'ICR (2005) et l'IR (2019) à payer



Source : élaborée par nous mêmes à partir des résultats obtenus.

3. Analyse des résultats

Selon les résultats obtenus, il apparaît clairement que l'impôt sur le résultat prévu par la loi n°19-13 est supérieur à l'impôt complémentaire sur le résultat prévu par la loi 05-07 modifiée

et complétée, avec un écart de (172 526 694 USD) car le profit des investisseurs réalisé en appliquant la loi n° 19-13 est plus important que celui réalisé sous le régime de la loi n°05-07.

N.B : l'ICR et l'IR calculés ne tiennent pas comptes des amortissements et autres charges.

L'augmentation de 37,3% de l'impôt sur le résultat découle mécaniquement de l'accroissement de la base imposable, résultant de la diminution des autres composantes fiscales. Ce phénomène illustre l'effet de vases communicants au sein de la structure fiscale.

4. Évaluation de l'impact économique global

4.1. Analyse de l'attractivité pour les investisseurs étrangers

Les modifications apportées par la loi 19-13 améliorent substantiellement l'attractivité du régime fiscal algérien :

Indicateurs de rentabilité :

- Doublement du taux de profit : De 7,0% à 12,0% de la valeur de production pour le partenaire étranger
- Amélioration du retour sur investissement : La réduction de la charge fiscale de 10,1 points de pourcentage améliore mécaniquement la rentabilité des projets
- Compétitivité régionale renforcée : Ces modifications rapprochent le régime fiscal algérien des standards internationaux

4.2. Impact sur les recettes de l'État

Analyse des recettes fiscales :

- Réduction des recettes immédiates : L'État sacrifie 403 millions USD de recettes fiscales sur ce projet type
- Stratégie d'investissement à long terme : Cette réduction peut être compensée par l'augmentation du nombre de projets attirés par le nouveau régime
- Diversification des sources de revenus : L'amélioration de l'attractivité peut favoriser l'exploration de nouveaux gisements

4.3. Implications stratégiques pour le secteur énergétique algérien

La réforme fiscale s'inscrit dans une logique de repositionnement stratégique :

- Adaptation aux contraintes du marché : Face à la concurrence internationale croissante, l'Algérie ajuste son régime fiscal pour maintenir son attractivité
- Stimulation de l'exploration : La réduction de la fiscalité peut encourager l'exploration de zones moins attractives ou de gisements marginaux
- Modernisation du cadre réglementaire : La simplification et l'harmonisation des règles fiscales facilitent les négociations contractuelles

Conclusion

L'analyse comparative des régimes fiscaux de 2005 et 2019 révèle une transformation majeure de la politique fiscale algérienne dans le secteur des hydrocarbures. Les résultats de cette étude mettent en évidence plusieurs enseignements essentiels :

Principaux constats :

- Amélioration significative de l'attractivité : La réduction de 10,1 points de pourcentage de la charge fiscale globale (de 58,4% à 48,3% de la valeur de production) constitue un signal fort envoyé aux investisseurs internationaux.
- Redistribution des flux financiers : Le doublement des profits (de 14,4% à 24,5% de la valeur de production) bénéficie tant à Sonatrach qu'aux partenaires étrangers, créant un environnement plus équilibré et incitatif.
- Restructuration fiscale stratégique : Malgré l'augmentation de certaines composantes (taxe superficielle +91,5%, redevance +81,8%, IR +37,3%), la réduction drastique de l'IRH (-45,8%) compense largement ces hausses et améliore globalement la rentabilité des projets.

Implications pour l'économie algérienne :

La réforme de 2019 traduit une vision stratégique à long terme privilégiant l'attraction de nouveaux investissements à la maximisation des recettes fiscales immédiates. Cette approche répond aux défis contemporains du secteur énergétique algérien : vieillissement des gisements, nécessité d'explorer de nouvelles zones, et concurrence internationale accrue.

Section 3 : Analyse des taxes sectorielles de Sonatrach.

Sonatrach, en tant qu'acteur principal du secteur des hydrocarbures algérien, pilier central de l'économie nationale, évolue dans un environnement fiscal complexe et stratifié. Au-delà de la fiscalité générale de droit commun (IBS, TVA, droits de douane), l'entreprise publique pétrolière est assujettie à un régime fiscal sectoriel spécifique comprenant trois taxes particulières : la Taxe sur les Produits Pétroliers (TPP), la Taxe sur les Lubrifiants (TSL) et la Taxe Spéciale sur les Carburants (TSC).

Ces instruments fiscaux sectoriels constituent un mécanisme de régulation étatique dual : d'une part, ils permettent à l'État de contrôler et d'orienter les activités pétrolières et gazières nationales ; d'autre part, ils génèrent des recettes budgétaires substantielles et récurrentes pour les finances publiques.

Cette section propose une analyse approfondie de ce régime fiscal sectoriel spécifique, articulée autour de trois axes principaux :

- L'analyse technique et quantitative des différentes taxes sectorielles (TSL, TSC, TPP) et de leurs modalités d'application
- L'évaluation de leur impact sur la compétitivité internationale et la rentabilité opérationnelle de Sonatrach
- L'identification des enjeux économiques et stratégiques inhérents à cette fiscalité spécialisée

L'objectif est d'apprécier dans quelle mesure ce cadre fiscal influence les performances économiques de Sonatrach et, par extension, l'équilibre global des finances publiques algériennes dans un contexte de transition énergétique mondiale.

1. Analyse des taxes sectorielles

1.1. La taxe sur lubrifiant et préparation lubrifiante (TSL)

Prenant le cas de la Société "Naphata". En juin 2024, cette dernière a produit 5 tonnes de préparations lubrifiantes. Elle les vend à 500.000 DA/Tonne.

Tableau 33 : données de l'exercice.

Société "Naphata"	
Quantité de Production	5 tonnes.
Prix de vente	500.000DA/Tonne.

Source : réalisé par nous-mêmes.

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

Calculons les droits dus :

Tableau 34 : TSL a payer .

Désignation	Quantité	Taux	Montant
Valeur	5	500 000	2 500 000,00
TSL 37.000 DA	5	37 000	185 000,00
assiette TVA			2 500 000,00
TVA 19%			475 000,00
Total impôts			660 000,00

Source : réalisé par nous-mêmes .

Analyse critique :

- La TSL représente 7,4% du chiffre d'affaires, ce qui constitue une charge significative pour les activités de raffinage
- Le cumul TSL + TVA atteint 26,4% du CA, impactant substantiellement la marge brute
- Cette taxation forfaitaire ne tient pas compte des fluctuations de coûts de production, créant un risque de compression des marges en période de hausse des cours du brut

1.2.La taxe sur les carburants (TSC)

NAFTAL (Entreprise Nationale des Lubrifiants et Pétrochimie) qui est une entreprise algérienne active dans le domaine de la commercialisation des produits pétroliers a distribué 2.334.000 Litre de gazoil dont le détail est repris comme suit :

Tableau 35 : données de l'exercice .

NAFTAL	
Quantité de gazoil distribué	2.334.000 Litres
Prix de vente en HT	25DA/ le litre
TVA	19%

Source : réalisé par nous-mêmes.

Calculons les droits dus :

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

Tableau 36 : TSC a payer .

Désignation	Quantité	Prix/ Taux	Montant
Quantité	2334000	25	58 350 000
TSC	2334000	0,3	700 200
Assiette TVA			59 050 200
TVA			11 219 538
TTC			70 269 738

Source : réalisé par nous-mêmes.

Indicateurs d'analyse :

- Taux effectif TSC : 1,2% du CA HT
- Impact fiscal total : 20,4% du CA HT
- Coefficient multiplicateur fiscal : 1,204

Évaluation économique : La TSC, bien que modeste en valeur relative (0,30 DA/L), présente plusieurs caractéristiques économiques importantes :

- **Stabilité des recettes :** Son caractère forfaitaire garantit des recettes prévisibles à l'État
- **Répercussion sur les prix :** Elle contribue à la formation du prix final des carburants
- **Effet de levier :** Son intégration dans la base TVA amplifie son impact fiscal réel

1.3.La taxe sur les produits pétroliers (TPP)

NAFTAL (Entreprise Nationale des Lubrifiants et Pétrochimie) une entreprise algérienne active dans le domaine d'importation des produits pétroliers a importé 50.000 Litre d'essence super dont le détail est repris comme suit :

Tableau 37 : données de l'exercice .

NAFTAL	
Quantité importé	50 000 litres d'essence super.
Prix unitaire	1L= 1,585 Euro
Taux de change	1Euro= 149.13 DA
Droits de douanes	30%
TVA	19%

Source : réalisé par nous-mêmes.

N.B : nous ne prenons pas en considération les autres impôts et taxes relatifs.

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

Calculons les droits dus :

Tableau 38 : TPP a payer .

Désignation	Quantité	Prix/Taux	Montant
Quantité	50000	1,585	79 250
Change	79250	149,13	11 818 553
DD	11818552,5	30%	3 545 566
TPP	500	1600	800 000
Assiette TVA	(11 818 552,5+3 545 566,75+ 800 000)		16 164 118
TVA			3 071 182

Source : réalisé par nous-mêmes.

Analyse de la charge fiscale :

- Droits de douane : 30% de la valeur FOB
- TPP : 6,8% de la valeur FOB
- TVA : 26% de la valeur fiscale
- Taux de pression fiscale globale : 62,7%

Cette structure fiscale révèle une politique de taxation particulièrement lourde sur les importations de produits pétroliers, visant à :

- Protéger la production nationale de raffinage
- Générer des recettes douanières substantielles
- Décourager la dépendance aux importations énergétiques

2. Impact des taxes sectorielles sur la compétitivité et la rentabilité de l'entreprise

2.1. Effet sur la Compétitivité

L'impact des taxes sectorielles sur la compétitivité de Sonatrach se manifeste à plusieurs niveaux critiques.

D'abord, la taxe sur lubrifiant et préparation lubrifiante (**TSL**) et la Taxe sur les Produits Pétroliers (**TPP**) renchérissent significativement les coûts de production, réduisant la marge de manœuvre de Sonatrach face à des concurrents internationaux comme Aramco ou Qatar Energy, qui opèrent dans des environnements fiscaux plus favorables. Par exemple, le brut algérien (**Saharan Blend**) devient moins attractif sur les marchés globaux en raison de ces prélèvements supplémentaires, poussant certains clients vers des alternatives moins taxées.

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

Ensuite, la Taxe Spéciale sur les Carburants (TSC) limite la flexibilité tarifaire sur le marché domestique, où Sonatrach doit composer à la fois avec des prix subventionnés et ces taxes fixes. Cette double pression fiscale entrave sa capacité à investir dans la modernisation des infrastructures ou dans des projets d'exploration, ce qui, à long terme, risque de dégrader sa position face à des rivaux bénéficiant de régimes fiscaux incitatifs (comme les Émirats Arabes Unis ou la Norvège, où les taxes élevées sont compensées par des fonds souverains ou des coûts opérationnels très bas).

Enfin, l'instabilité fiscale décourage les partenariats stratégiques avec des majors internationales, essentiels pour développer des projets gaziers complexes. Ainsi, ces taxes, bien que génératrices de recettes immédiates pour l'État, sapent la compétitivité de Sonatrach en limitant sa capacité à rivaliser sur les prix, à innover et à sécuriser des alliances clés dans un marché mondial de plus en plus concurrentiel.

2.2.Effet sur la Rentabilité

Les taxes sectorielles impactent significativement la rentabilité de Sonatrach en grevant ses marges financières à plusieurs niveaux.

La taxe sur lubrifiant et préparation lubrifiante (TSL), prélevée directement sur les volumes commercialisés, réduit mécaniquement la marge brute, particulièrement sensible lors des périodes de prix bas du baril où elle peut absorber jusqu'à 20-25% du chiffre d'affaires.

La taxe sur les Produits Pétroliers (TPP), appliquée aux ventes locales, limite la capacité de l'entreprise à ajuster ses prix dans un marché déjà contraint par les subventions gouvernementales, compressant ainsi ses marges opérationnelles.

Quant à la taxe Spéciale sur les Carburants (TSC), son caractère fixe (en DZD/litre) expose Sonatrach à un risque de trésorerie lorsque les cours mondiaux fluctuent, car l'entreprise doit en assumer le poids même lorsque ses revenus diminuent.

Cette pression fiscale cumulative compromet non seulement la capacité d'autofinancement de Sonatrach, mais aussi son attractivité pour les investisseurs, menaçant à terme sa position dans la compétition globale pour les projets énergétiques

3. Enjeux économiques et stratégiques liés à la fiscalité spéciale des hydrocarbures en Algérie

La fiscalité spéciale des hydrocarbures en Algérie pose des enjeux économiques et stratégiques majeurs qui conditionnent l'avenir énergétique du pays.

Sur le plan économique, cette taxation lourde (**absorbant 60-70% des recettes fiscales**) crée une dangereuse dépendance budgétaire tout en limitant les capacités de réinvestissement de Sonatrach, comme le montre le récent abandon de projets GNL par Exxon et Total Energies.

Stratégiquement, le régime fiscal actuel avec un taux effectif de **65-70%** contre **40-45%** en Égypte, rend l'Algérie peu attractive pour les investisseurs étrangers (moins de 1 milliard \$/an contre 8 milliards \$ pour son voisin égyptien), tout en compromettant la transition énergétique par manque de fonds pour développer les énergies renouvelables.

Chapitre III : Etude de cas Pratique- Le regime fiscal de Sonatrach

Cette situation paradoxale voit le pays continuer à subventionner massivement les carburants (22% du budget) tout en surtaxant leur production, ce qui freine la diversification économique et accélère l'épuisement des réserves.

À moyen terme, sans réforme profonde inspirée des modèles norvégien ou émirati combinant fiscalité incitative et fonds souverain, l'Algérie risque de se retrouver piégée dans une spirale de dépendance aux hydrocarbures alors même que sa compétitivité régionale s'érode face à des voisins mieux positionnés dans la course aux investissements gaziers et aux énergies vertes.

Conclusion de la section

L'analyse des taxes sectorielles appliquées à Sonatrach révèle un système fiscal paradoxal qui, tout en garantissant des recettes immédiates substantielles à l'État, compromet la compétitivité et la viabilité à long terme du secteur énergétique algérien.

Constats principaux :

- **Pression fiscale excessive** : Avec un taux effectif de 65-70%, le régime fiscal algérien figure parmi les plus contraignants au monde, handicapant la compétitivité internationale de Sonatrach.
- **Impact opérationnel négatif** : Les taxes sectorielles (TSL, TSC, TPP) représentent collectivement 12-15% des cash-flows opérationnels, limitant drastiquement les capacités d'investissement et de modernisation.
- **Cercle vicieux de la dépendance** : La facilité de perception de ces taxes renforce la dépendance budgétaire aux hydrocarbures tout en décourageant la diversification économique.

Enjeux stratégiques identifiés :

La fiscalité sectorielle actuelle place l'Algérie dans une position défavorable face à ses voisins régionaux (Égypte, Maroc) dans la compétition pour l'attraction des investissements énergétiques. Cette situation est d'autant plus préoccupante que le pays doit simultanément faire face à l'épuisement progressif de ses réserves conventionnelles et aux défis de la transition énergétique mondiale.

Impératifs de réforme :

Une réforme structurelle du système fiscal sectoriel s'impose, inspirée des meilleures pratiques internationales (modèles norvégien et émirati), articulée autour de trois axes :

- **Rationalisation** de la structure fiscale pour améliorer la compétitivité
- **Stabilisation** des recettes par la création d'un fonds souverain
- **Orientation** stratégique vers la diversification énergétique et économique

Sans cette réforme, l'Algérie risque de voir s'accroître l'érosion de sa position dans l'échiquier énergétique régional et mondial, compromettant ainsi ses perspectives de développement économique durable.

Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter l'entreprise Sonatrach dans ses dimensions historiques, stratégiques et opérationnelles. Après avoir retracé sa création, défini sa vision et analysé ses activités d'amont et d'aval pétrolier, nous avons également caractérisé l'organisme d'accueil de cette étude, à savoir la Direction Commercialisation.

L'analyse comparative des régimes fiscaux issus des deux lois d'hydrocarbures successives depuis 2005 révèle un impact déterminant de la fiscalité pétrolière sur l'attractivité des investissements étrangers. L'étude de cas démontre que la loi n°19-13, par l'allègement des prélèvements fiscaux qu'elle institue, améliore significativement la rentabilité des projets pour les investisseurs internationaux. Cette évolution se traduit par une augmentation de la part des revenus conservés par les compagnies pétrolières, renforçant mécaniquement l'attrait du secteur des hydrocarbures algérien.

Parallèlement, l'examen des taxes sectorielles appliquées à Sonatrach met en évidence une contradiction structurelle entre les besoins de financement de l'État et les exigences de compétitivité de l'entreprise nationale. Si ces prélèvements constituent une source de revenus budgétaires non négligeable, ils pèsent lourdement sur la structure de coûts de Sonatrach, affaiblissant sa position concurrentielle face aux opérateurs internationaux et limitant ses capacités d'investissement dans les projets de développement et de modernisation.

Cette situation soulève des enjeux stratégiques majeurs pour l'économie algérienne. Le maintien d'une fiscalité pétrolière excessive risque, à terme, de compromettre non seulement la performance économique de Sonatrach, mais également la position géostratégique de l'Algérie sur les marchés énergétiques internationaux. Dans ce contexte, une réforme fiscale équilibrée s'impose comme une nécessité impérieuse. Cette réforme devra concilier trois objectifs fondamentaux : préserver la rentabilité et la compétitivité de Sonatrach, maintenir la stabilité des finances publiques, et accompagner la transition vers un modèle énergétique durable. L'équilibre entre ces trois piliers conditionnera l'avenir du secteur des hydrocarbures algériens et, plus largement, la diversification économique du pays.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le secteur des hydrocarbures constitue la colonne vertébrale de l'économie algérienne et un levier stratégique de sa politique énergétique. Avec d'importantes réserves en gaz naturel et en pétrole, l'Algérie occupe une place prépondérante sur le marché énergétique international, notamment comme fournisseur clé pour l'Europe. Ce secteur, structuré autour de SONATRACH, joue un rôle déterminant dans les équilibres économiques du pays en générant l'essentiel des recettes d'exportation et des ressources budgétaires de l'État.

Cette recherche avait pour objectif d'examiner dans quelle mesure le régime fiscal spécifique aux entreprises pétrolières en Algérie parvient à concilier deux objectifs apparemment contradictoires : attirer les investisseurs étrangers tout en maximisant les recettes fiscales pour l'État. À travers l'étude du cadre légal, des instruments fiscaux et du cas pratique de SONATRACH, nous avons pu évaluer l'efficacité de ce modèle et identifier ses principales limites.

Synthèse des principaux résultats

Notre analyse approfondie du régime fiscal des entreprises pétrolières en Algérie nous a permis d'aboutir à plusieurs constats majeurs :

Concernant l'orientation fiscale générale, le cadre juridique et fiscal algérien s'est historiquement construit autour d'un objectif principal : maximiser les recettes publiques tirées de l'exploitation des hydrocarbures. Cette orientation s'est traduite par un système fiscal complexe combinant des redevances substantielles, des taxes spécifiques et des dispositions contractuelles particulièrement avantageuses pour l'État.

En matière d'attractivité des investissements, malgré une fiscalité lourde, l'Algérie tente de maintenir un certain niveau d'attractivité grâce à des incitations fiscales (exonérations temporaires, amortissements accélérés) et des régimes contractuels flexibles. Cependant, ces mesures demeurent insuffisantes face à la rigidité globale du système, notamment en comparaison avec des pays concurrents du Moyen-Orient et d'Afrique subsaharienne.

Concernant SONATRACH, notre étude de cas a confirmé que l'entreprise nationale subit une pression fiscale particulièrement élevée, avec des taxes sectorielles (TRE, redevances) qui grèvent sa trésorerie et limitent sa capacité de réinvestissement. Cette situation, bien qu'alimentant le budget de l'État, risque à long terme de fragiliser la compétitivité de l'entreprise dans un contexte de transition énergétique mondiale.

Limites structurelles identifiées

Notre analyse révèle que le système actuel présente plusieurs dysfonctionnements majeurs :

- **Pression fiscale excessive** : Les taux combinés des différentes taxes créent un environnement fiscal dissuasif, particulièrement pour les projets à risque élevé
- **Rigidité systémique** : Le manque de flexibilité dans l'adaptation aux différents types de projets (offshore, gaz non conventionnel, zones frontalières) limite l'exploration de nouveaux gisements

- **Complexité administrative** : La multiplicité des taxes et procédures ralentit les processus décisionnels et augmente les coûts de conformité
- **Instabilité juridique** : Les modifications fréquentes du cadre réglementaire découragent les investissements à long terme et créent une incertitude préjudiciable

Recommandations stratégiques

Face à ces constats, nous formulons plusieurs recommandations structurées autour de quatre axes principaux :

1. Réforme de l'architecture fiscale

Différenciation fiscale par type de projet : Mettre en place une fiscalité modulaire adaptée aux spécificités de chaque type d'exploitation (offshore profond, gaz de schiste, pétrole conventionnel), avec des taux préférentiels pour les projets techniquement complexes ou géographiquement difficiles.

Révision des seuils de rentabilité : Ajuster les taux de la Taxe sur la Rentabilité Exceptionnelle (TRE) pour tenir compte des coûts réels d'exploitation et permettre un partage plus équitable des surprofits.

Introduction d'un système de crédit d'impôt : Permettre aux entreprises de reporter les crédits d'impôt non utilisés sur plusieurs exercices, particulièrement pour les phases d'exploration et de développement.

2. Modernisation du cadre contractuel

Stabilisation juridique : Adopter une clause de gel fiscal pour une durée déterminée (10-15 ans) lors de la signature de nouveaux contrats, garantissant ainsi la prévisibilité fiscale nécessaire aux investissements lourds.

Flexibilité contractuelle : Développer des modèles de contrats hybrides combinant les avantages des PSC (Production Sharing Contracts) et des contrats de service à risque, selon la nature et la complexité des projets.

Mécanisme d'arbitrage fiscal : Créer une instance indépendante pour résoudre les contentieux fiscaux et réduire les incertitudes juridiques.

3. Optimisation de la gouvernance de SONATRACH

Réforme du régime fiscal interne : Alléger la pression fiscale sur SONATRACH en révisant les modalités de calcul des taxes sectorielles, permettant ainsi un autofinancement renforcé pour ses investissements de modernisation.

Autonomie financière accrue : Permettre à SONATRACH de conserver une partie plus importante de ses bénéfices pour financer sa stratégie de développement international et sa transition énergétique.

Transparence fiscale : Mettre en place un reporting fiscal détaillé permettant d'évaluer précisément la contribution de l'entreprise aux finances publiques et d'optimiser sa charge fiscale.

4. Diversification et transition énergétique

Incitations pour les énergies renouvelables : Créer un régime fiscal préférentiel pour les investissements de SONATRACH et des partenaires étrangers dans les énergies renouvelables (solaire, éolien, hydrogène vert).

Fiscalité carbone progressive : Introduire progressivement une taxation carbone sur les activités pétrolières, avec redistribution vers les projets de transition énergétique.

Fonds souverain énergétique : Créer un fonds alimenté par une partie des recettes fiscales pétrolières, dédié au financement de la diversification énergétique et de l'après-pétrole.

5. Recommandations complémentaires

Digitalisation des procédures : Développer une plateforme numérique unique pour simplifier les déclarations fiscales et réduire les délais de traitement.

Formation et expertise : Renforcer les capacités des administrations fiscales en matière de fiscalité pétrolière internationale pour mieux négocier avec les opérateurs.

Benchmarking international : Conduire régulièrement des études comparatives avec les meilleures pratiques internationales pour ajuster le régime fiscal aux standards du marché.

Partenariats public-privé : Développer des mécanismes de partenariat permettant un partage équilibré des risques et des revenus, particulièrement pour les projets d'exploration en zones difficiles.

En définitive, notre étude démontre que le régime fiscal algérien des hydrocarbures, bien qu'efficace pour générer des recettes publiques substantielles, nécessite des réformes structurelles pour répondre aux défis contemporains. L'équilibre optimal entre souveraineté fiscale et attractivité pour les investisseurs passe par une modernisation en profondeur du système, intégrant flexibilité, prévisibilité et adaptabilité aux évolutions du marché énergétique mondial.

Ces ajustements apparaissent indispensables pour garantir à la fois des revenus publics durables et le maintien de la compétitivité du secteur pétrolier algérien dans un environnement énergétique en pleine transformation. La réussite de ces réformes conditionnera largement la capacité de l'Algérie à préserver sa position stratégique sur le marché énergétique international tout en préparant efficacement sa transition vers un modèle économique moins dépendant des hydrocarbures.

Bibliographie

Bibliographie

OUVRAGES

Henni, A. (2021). *Histoire des hydrocarbures en Algérie : des concessions coloniales à la libéralisation*. Éditions Casbah.

Yahia, F. (2010). *La nationalisation des hydrocarbures en Algérie : enjeux politiques et économiques*. L'Harmattan.

Marcel, V. (2006). *Oil Titans: National Oil Companies in the Middle East*. Brookings Institution Press.

Aissaoui, A. (2001). *Algeria: The Political Economy of Oil and Gas*. Oxford University Press.

Mihoubi, M. (2014). *Les hydrocarbures en Algérie : enjeux juridiques et économiques*. Éditions Dahlab.

Bendjebbar, P. (2020). *L'évolution des contrats pétroliers en Algérie*. Éditions Dalloz.

Mazouz, S. (2012). *Les contrats pétroliers en Algérie : entre libéralisation et contrôle étatique*. Éditions Harmattan.

Henni, A. (2020). *Histoire des hydrocarbures en Algérie*. ENAL.

Hossain, K. (1979). *Law and Policy in Petroleum Development*. Frances Pinter.

Bindemann, K. (1999). *Production-Sharing Agreements*. Oxford.

Johnston, D. (2008). *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. PennWell Books.

Garnaut, R. & Clunies Ross, A. (2012). *The Economics of Mineral Taxation*. MIT Press.

Aït-Aoudia, M. (2021). *La souveraineté pétrolière à l'épreuve*. Casbah.

Bouharaoui, F. (2023). *L'impact de la loi 19-13 sur l'investissement pétrolier en Algérie : Bilan et perspectives*. Éditions CREAD.

ARTICLES

Bouakkaz, M.S., et al. (2021). "EOR Potential in Algerian Mature Fields". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204, 108742.

Boucekine, M. (2013). "L'évolution du secteur pétrolier en Algérie : entre enjeux économiques et stratégiques". *Revue d'économie politique*.

- Aït-Laoussine, N.** (2002). "The Petroleum Legislation of Algeria: A Model for Developing Countries?". *OPEC Review*.
- Mihoubi, M.** (2019). "La fiscalité pétrolière en Algérie : entre progressivité et attractivité". *Revue des Energies Renouvelables*.
- Aït-Aoudia, M. & Ghellab, Y.** (2021). "Les paradoxes de la fiscalité progressive". *OPEC Energy Review*.
- Daniel, P.** (2015). "Taxing Extractive Industries: Theory and Practice". *IMF*.
- Khelifi, A.** (2021). "La réforme du cadre juridique des hydrocarbures en Algérie : De la rigidité à la flexibilité". *Revue Algérienne des Sciences Juridiques et Politiques*, 59(3), 45-67.
- Aït-Aoudia, M.** (2021). "La fiscalité pétrolière à l'épreuve de la volatilité des prix". *OPEC Review*.
- Werenfels, I.** (2023). "Contract Renegotiations in the Gulf: Trends and Impacts". *MEES*.
- SPE-205453** (2022). "Technological Challenges in North African Oil Fields". *Society of Petroleum Engineers*.

REVUES

OPEC (Monthly Oil Market Reports).

Journal of Petroleum Science and Engineering.

Revue d'économie politique.

OPEC Review.

Revue des Energies Renouvelables.

Revue Algérienne des Sciences Juridiques et Politiques.

OPEC Energy Review.

MEES.

MÉMOIRE

Chaouch Noura. (2022). *Traitement et industrie du gaz naturel : master académique.* Université Kasdi Merbah Ouargla.

RAPPORTS ET DOCUMENTS DIVERS

SONATRACH. (2023). *Rapport Annuel 2022 - Activités Amont Hydrocarbures*. Alger: Direction Générale des Études et de l'Information Énergétique.

Ministère de l'Énergie algérien. (2023). *Rapport annuel 2023.*

Rapport annuel de Sonatrach. (2023).

U.S. Energy Information Administration (EIA).

Rystad Energy. (2023). *North Africa Oil & Gas Outlook.*

Wood Mackenzie. (2023). *Global exploration trends 2023: Budget benchmarking and peer group analysis.*

IHS Markit. (2022). *Global exploration & production trends: Performance benchmarking report 2022.*

IFPEN. (2023). *Deepwater Exploration Challenges in the Mediterranean.*

Oxford Institute for Energy Studies. (2023). *The Economic Impact of Technological Gaps in Algeria's Oil Sector.*

Banque d'Algérie. (2024). *Rapport annuel sur les indicateurs macroéconomiques.*

Banque Mondiale. (2023). *Algeria Economic Update.*

FMI. (2023). *Article IV Consultation - Algeria.*

Office National des Statistiques Algérie. (2023). *Comptes économiques.*

OCDE. (2023). *Perspectives économiques en Afrique du Nord.*

AIE. (2023). *Energy Subsidies in Middle East and North Africa.*

INESG. (2023). *Impact socio-économique des subventions énergétiques.*

BAD. (2023). *Social Protection Systems in North Africa.*

Ministère de l'Énergie. (2023). *Bilan du FNRE.*

Banque d'Algérie. (2023). *Rapport sur la dette intérieure.*

Oxford Institute for Energy Studies. (2023). *Investissements étrangers en Algérie.*

BP Statistical Review. (2023).

FMI (World Economic Outlook). (2023).

Ministère de l'Énergie. (2023). *Bilan annuel des hydrocarbures.*

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

WEBGRAPHIE

Site officiel de la SONATRACH <https://sonatrach.com/>

Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie. *Gaz et huile de schiste*. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Pourquoi-rechercherdes-ressources.html>

Site officiel du MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES ENERGIES RENEUVABLES. <https://www.energy.gov.dz/>

TEXTES JURIDIQUES ET CIRCULAIRES

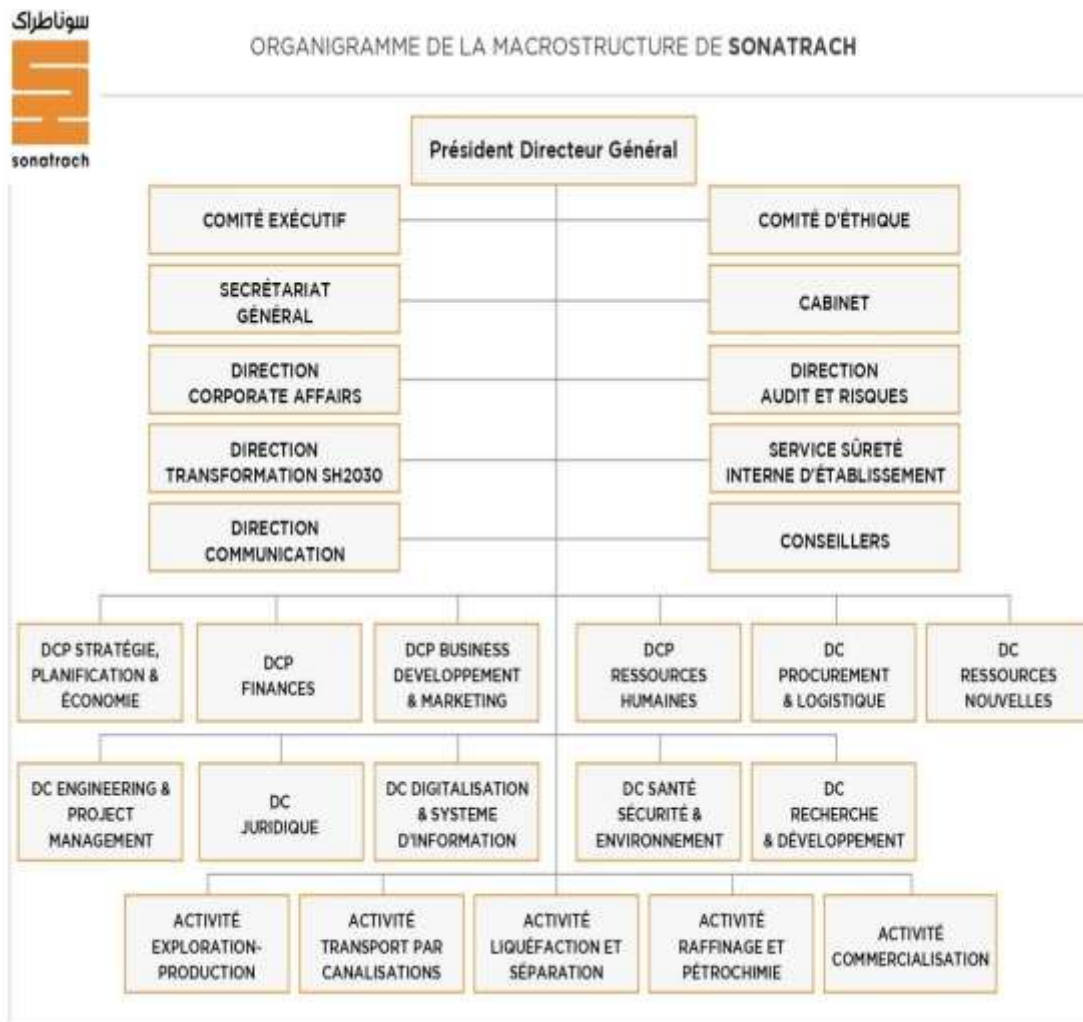
Loi N°19-13 du 22 décembre 2019, JORADP N°79.

CIRCULAIRE N° 419 /DGD/SP/D.420 du 22/03/2008.

Annexes

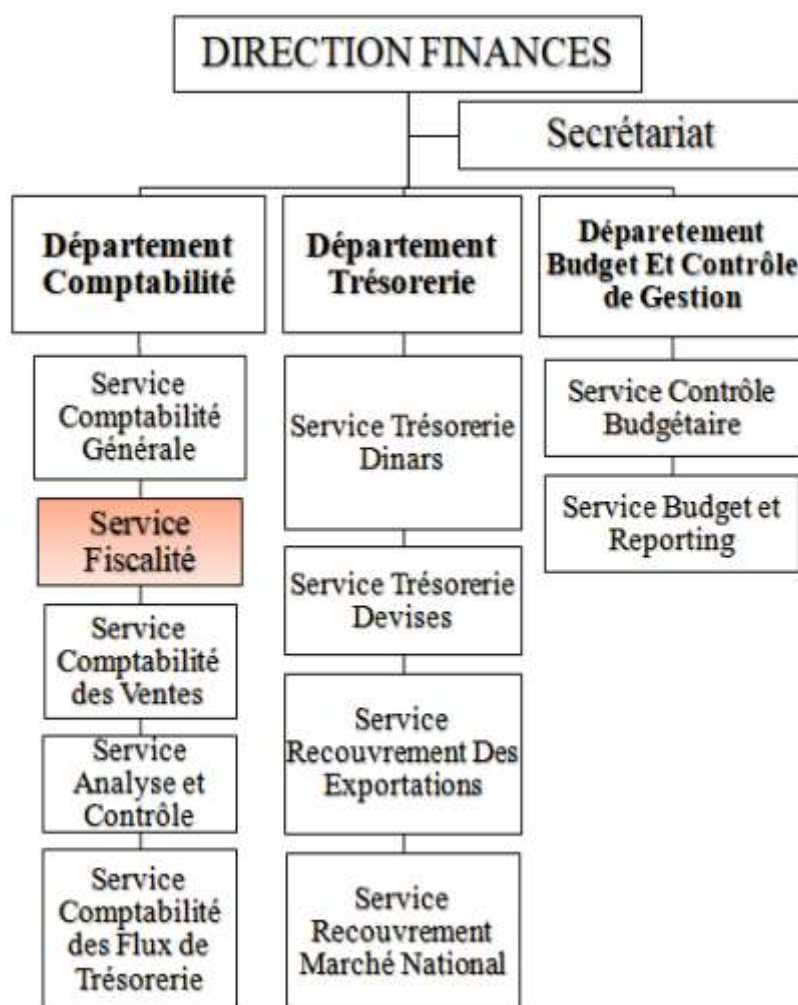
Annexes

Annexe n°1 : Organigramme de Sonatrach.



Source : document interne de la Sonatrach.

Annexe n°2 : Organigramme de la structure de la direction finance de Sonatrach.



Source : document fournit par Sonatrach.

Annexe n°3 : Extrait de la loi n° 19-13 qui contient le montant en dinar algérien de la taxe superficielle par kilomètre carré (km²).

Période	Période de recherche		Période d'extension exceptionnelle / Période de prorogation / Période de rétention	Période d'exploitation
	De la 1ère année à la 4ème année incluse	De la 5ème année à la 7ème année incluse		
Montant unitaire en DA/km²	7.000	14.000	40.000	30.000

Source : journal officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire conventions et accords internationaux -loi et décrets arrêtés, décisions, avis, communications et annonces page 26.

Annexe n°4 : Extrait de la loi n°19-13 qui contient un échantillon des missions d'ALNAFT.

Section 1
ALNAFT

Art. 42. — ALNAFT est chargée, notamment :

- d'évaluer le domaine minier relatif aux activités amont, notamment par la réalisation des études de bassins et l'acquisition de données, par ses propres moyens ou en ayant recours aux services de tiers ;
- de tenir et d'actualiser un état des réserves en hydrocarbures ;
- de promouvoir les investissements dans les activités amont ;
- de gérer et de mettre à jour la banque de données concernant les activités amont ;
- d'élaborer les critères et les règles de pré-qualification des personnes pour l'exercice des activités amont et, des opérateurs amont ;
- de délivrer les attestations de pré-qualification des personnes et des opérateurs amont ;
- de sélectionner les périmètres devant faire l'objet de concessions amont ou de contrats d'hydrocarbures ;
- d'élaborer les modèles d'acte d'attribution, de concessions amont et de contrats d'hydrocarbures ;

Source : journal officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire conventions et accords internationaux -loi et décrets arrêtés, décisions , avis, communications et annonces page 12.

Annexe n°5 : Extrait de la loi n°19-13 qui contient quelques missions de ARH.

Section 2
ARH

Art. 43. — ARH est chargée de veiller notamment au respect :

- de la réglementation technique applicable aux activités d'hydrocarbures ;
- des normes et conditions applicables à la construction des infrastructures de transport par canalisation et de stockage ;
- de la réglementation relative à l'application des tarifs et du principe du libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage ;
- de la réglementation en matière d'hygiène, de sécurité industrielle, d'environnement, de prévention et de gestion des risques majeurs, notamment en matière d'émissions atmosphériques, ainsi qu'en matière de protection des nappes phréatiques et des aquifères à l'occasion de l'exercice des activités objet de la présente loi, par tout moyen de droit y compris la saisine des juridictions compétentes ;

Source : journal officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire conventions et accords internationaux -loi et décrets arrêtés, décisions, avis, communications et annonces page 13.

Annexe n°6 : Carte internationale de Sonatrach 2024 .



Source : site officiel de Sonatrach.

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DES FINANCES**

DIRECTION GENERALE DES IMPOTS
DIRECTION DES GRANDES ENTREPRISES

TAXES SUR LES PROFITS EXCEPTIONNELS (TPE)
Bordereau Avis de Versement
(Loi n° 05-07 modifiée et complétée du 28 avril 2005)

TPE DU MOIS : **Septembre**

I - Partie Versante : **SONATRACH Activité Commercialisation**
Adresse : **Djennane El Malik Hydra Alger**

II - DESIGNATION DU REDEVABLE :
Associé Etranger : **TOTAL E&P ALGERIE**
Contrats :
Adresse actuels :
Exercice Comptable : **2024**
Echéance : **Le 10 éme jour du mois (M+1)**

III - LIQUIDATION DU

PRODUITS PAR NATURE	Unité de Mesure	Quantité * (1)	Prix ** (2)	Unité :DZD	
				Montant (3 = 1x 2)	
P BRUT	BBL	100	XXX		0
CONDENSAT	TM	3 000	XXX		
GPL Butane	TM	69 000	XXX		
GPL Propane	TM	8 999	XXX		
Total TPE (4)					
Prestation de commercialisation*** (5 = 4 x 0,5%)					
TPE à Verser (6=4-5)					0
Avisé le présent avis bordereau de versement à :				Le versement ci-dessus s'éleve à la somme	
				#NOM?	
Versé ce jour au receveur de la DGE par ordre de versement n° :23		Signature		B: Cadre réservé au receveur de la DGE	
à Alger					

Annexe n°7 : Bordereau avis de versement de la TPE.

Source : Document fournit par Sonatrach.

Liste des tableaux et figures

Liste des tableaux

Tableau 1: Comparaison des Bruts Légers et Doux Algériens

Tableau 2: Classification des Bruts Moyens et Lourds

Tableau 3: Classification Détaillée des Gaz Naturels Algériens

Tableau 4 : Valorisation Économique Comparative des Produits Gaziers

Tableau 5 : Analyse Stratégique par Segment

Tableau 6 : Répartition géographique des provinces pétrolières

Tableau 7 : Caractéristiques géologiques et potentiel énergétique des bassins de la Province Nord algérienne

Tableau 8 : Performance productive et défis techniques des bassins de la Province Est algérienne

Tableau 9: Typologie énergétique et dynamique productive des bassins de la Province Ouest algérienne

Tableau 10: Caractéristiques structurelles et chronologiques des gisements majeurs algériens

Tableau 11: Paramètres géologiques et statut d'exploitation des principaux gisements algériens

Tableau 12 Production Actuelle par Type d'Hydrocarbures (2023) .

Tableau 13: Réserves Prouvées et Ratio R/P.

Tableau 14: Contribution des hydrocarbures en 2023.

Tableau 15 : synthétique de l'évolution du cadre législatif pétrolier algérien

Tableau 16 : évolution des recettes fiscales pétrolière 2003-2023.

Tableau 17: Vue d'ensemble comparative des quatre réformes majeures

Tableau 18 : Évolution des instruments fiscaux spécifiques

Tableau 19 : les montant de la taxe superficielle en DA par km².

Tableau 20 : le taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures .

Tableau 21: classement de Sonatrach

Tableau 22: Données contractuelles

Tableau 23: données économiques et financières

Tableau 24: Tableau récapitulatif des résultats de l'étude de cas [85USD/bbl]

Tableau 25 : Tableau récapitulatif de la taxe superficielle à payer selon la loi 05-07, modifiée et complétée, et la loi 19-13

Tableau 26: Tableau récapitulatif des prix unitaires relatifs à la taxe superficielle selon les deux lois

Tableau 27:Tableau récapitulatif de la redevance à payer selon la loi 05-07, modifiée et complétée, et la loi 19-13

Tableau 28:Tableau récapitulatif de la redevance que devrait payer le partenaire étranger

Tableau 29:Tableau récapitulatif de la TRP et l'IRH

Tableau 30:Tableau récapitulatif de la TRP et l'IRH que devrait payer le partenaire étranger selon les deux lois

Tableau 31:Tableau récapitulatif de l'ICR et l'IR

Tableau 32:Tableau récapitulatif de l'ICR et l'IR que devrait payer le partenaire étranger selon les deux lois

Tableau 33 : données de l'exercice.

Tableau 34 : TSL a payer .

Tableau 35 : données de l'exercice .

Tableau 36 : TSC a payer .

Tableau 37 : données de l'exercice .

Tableau 38 : TPP a payer .

Liste des figures

Figure 1: Les découvertes d'hydrocarbures en 2023 .

Figure 2: Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie.

Figure 3 types des contrats d'hydrocarbures

Figure 4 schéma explicatif de l'amont pétrolier.

Figure 5 :schéma explicatif de l'aval pétrolier .

Figure 6: Organigramme de Sonatrach.

Figure 7: la répartition des parts selon les deux loi 2005 et la loi de 2019 .

Figure 8:La part de la taxe superficielle à payer selon les deux lois

Figure 9:comparaison de la taxe superficielle à payer selon les deux lois.

Figure 10: la part de la Redevance à payer selon les deux lois

Figure 11:Comparaison de la redevance à payer entre la loi n°05-07 et a loi n°19-13.

Figure 12:La part de la TRP (2005) et l'IRH (2019)

Figure 13:La part de l'ICR (2005) et l'IR (2019) à payer

Table des matières

Remerciements	I
Dédicace	II
Liste des abréviations	III
Sommaire	IV
Introduction générale	01
 Chapitre I : Cadre général de la fiscalité pétrolière en Algérie	
Introduction	04
Section 1 : Les hydrocarbures en Algérie - Fondements économiques et stratégiques	05
1- Typologie des hydrocarbures en Algérie	05
1-1- pétroles bruts	05
1-1-1-Bruts légers et doux	05
1-1-2- Bruts moyens et lourds	06
1-2- Gaz Naturel et Liquides Associés	07
2- Cartographie des bassins et principaux gisements	09
2.1. Typologie et caractéristiques des bassins sédimentaires	10
2-2- Les gisements majeurs	13
3- Structure de production et réserves prouvées.....	15
3-1-Structure de la production actuelle	15
3-2 -Structure réserves prouvées.....	16
4-Place des hydrocarbures dans l'économie algérienne	18
4-1- Analyse de la contribution économique	18
4-2-Analyse de la dépendance économique et des tentatives de diversification.....	18
Conclusion de section.....	19
Section2 : évolution historique du cadre législatif pétrolier algérien	20
1- La période coloniale (1952-1962)	20
2- De l'indépendance aux nationalisations des hydrocarbures (1962-1971)	21
3- Les réformes des années (1980-1990)	22
4- La loi sur les hydrocarbures de 2005 et ses amendements	23

5-	La loi sur les hydrocarbures de 2019 et ses implications	24
	Conclusion.....	27
	Section 3 : Caractéristiques générales de la fiscalité pétrolière	27
1-	Les principes directeurs de la fiscalité pétrolière :	27
2-	Les spécificités du secteur des hydrocarbures et leurs implications fiscales	31
3-	La place des recettes fiscales pétrolières dans les finances publiques algériennes	32
3-1-	Analyse de l'évolution des recettes fiscales pétrolière 2003-2023	32
3-2-	Mécanismes de gestion de la volatilité des recettes pétrolières en Algérie	34
3-2-1-	Le Fonds de Régulation des Recettes (FRR)	34
3-2-2-	La Règle Budgétaire	35
3-2-3-	Les Subventions	35
3-2-4-	Les Nouveaux Instruments de Gestion Budgétaire (2020-2023)	35
	Conclusion de la section.....	36
	Conclusion	37

Chapitre II Analyse des instruments fiscaux spécifiques aux entreprises pétrolières en Algérie

	Introduction	38
	Section 1 : Les redevances et taxes spécifiques	39
1.	Cadre conceptuel et évolution réglementaire	39
1.1	Définition et objectifs de la fiscalité pétrolière	39
1.2	Évolution du cadre juridique	39
1.3	Typologie des impôts et taxes	41
2.	Analyse détaillée des principales taxes et redevances.....	42
2.1.	La taxe superficielle	42
2.2.	La redevance hydrocarbures	43
2.3.	Impôt sur le revenu des hydrocarbures	46
2.4.	L'impôt sur le résultat	48
2.5.	L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger	48
2.6.	La redevance forfaitaire sur la production anticipée	49

2.7. La TPE.....	50
Conclusion de la section.....	51
Section 2 : Régimes contractuels et implications fiscales.....	51
1-Le contrat de participation/ Joint-ventures	52
1.1. Le contrat de participation.....	52
1.2. Les contrats de joint-ventures	53
2-Le contrat de partage production	54
2.1 Définition et caractéristiques générales.....	54
2.2 Mécanismes de partage et récupération des coûts.....	55
2.3 Implications fiscales spécifiques	56
3-Le contrat de services à risque	56
3.1. Caractéristiques distinctives	56
3.2. Mécanismes de rémunération et partage des revenus	57
3.3. Implications fiscales des contrats de services à risque.....	57
4- La concession amont	58
4.1 Caractéristiques du régime de concession amont.....	58
4.2 Implications fiscales du régime de concession	58
Conclusion de la section.....	59
Section 3 : Fiscalité de droit commun appliquée aux entreprises pétrolières.....	60
Introduction	60
1. L'impôt sur les bénéfices des sociétés (IBS)	60
2. La TVA et le régime douanier.....	61
3. Les droits d'enregistrement et de timbre	61
4. Les autres taxes et contributions	62
4.1. La taxe sur les produits pétroliers (TPP)	62
4.2. La taxe sur lubrifiant et préparation lubrifiante (TSL)	62
4.3. La taxe sur les carburants (TSC)	63
Conclusion de la section.....	63
Conclusion.....	64

Chapitre III Étude de cas pratique- Le régime fiscal de Sonatrach

Introduction	66
Section 1 : présentation de l'organisme d'accueil « SONATRACH », et de la direction commercialisation.	67
1-Présentation de Sonatrach (SH)	67
1-1-Les missions de Sonatrach.....	67
1-2- La vision de Sonatrach	67
1-3- Les métiers de Sonatrach.....	68
1-4-Sonatrach en chiffres	72
1-5-Organisation de la Sonatrach.....	73
2-Présentation du siège d'accueil « activité commercialisation »	74
2.1. Les produits commercialisés par SONATRACH.....	74
2.1.1. Les hydrocarbures liquides.....	74
2.1.2. Les hydrocarbures gazeux.....	75
2.2. Les missions de la Direction Commercialisation (COM)	75
2.3. L'organisation de la Direction Commercialisation	76
Conclusion de la section.....	76
Section 2 : Analyse du traitement fiscal de Sonatrach de l'amont pétrolier	77
1. Présentation des résultats obtenus	78
1.1. Données générales	78
1.2. Données économiques et financières.....	78
2. Etude des taxes relatives à la fiscalité pétrolière	80
2.1. Taxe superficielle	81
2.2. Redevance.....	83
2.3. Taxe sur le revenu pétrolier (TRP) et Impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH) ..	85
2.4. Impôt complémentaire sur résultat ICR et Impôt sur le revenu IR	87
3. Analyse des résultats	87
4. Évaluation de l'impact économique global.....	88
4.1. Analyse de l'attractivité pour les investisseurs étrangers	88

4.2. Impact sur les recettes de l'État	88
4.3. Implications stratégiques pour le secteur énergétique algérien	88
Conclusion.....	89
Section 3 : Analyse des taxes sectorielles de Sonatrach.	90
1. Analyse des taxes sectorielles	90
1.1. La taxe sur lubrifiant et préparation lubrifiante (TSL)	90
1.2. La taxe sur les carburants (TSC)	91
1.3. La taxe sur les produits pétroliers (TPP)	92
2. Impact des taxes sectorielles sur la compétitivité et la rentabilité de l'entreprise	93
2.1. Effet sur la Compétitivité	93
2.2. Effet sur la Rentabilité.....	94
3. Enjeux économiques et stratégiques liés à la fiscalité spéciale des hydrocarbures en Algérie	94
Conclusion de la section.....	95
Conclusion	96
Conclusion générale.....	97

Bibliographie

Annexes

Liste des tableaux et figures

Table des matières.

Résumé.

Résumé

Cette recherche examine le cadre fiscal spécifique appliqué au secteur stratégique des hydrocarbures en Algérie, en analysant sa capacité à concilier deux objectifs apparemment contradictoires : la maximisation des recettes publiques et l'attractivité pour les investissements étrangers. L'étude adopte une approche méthodologique combinant : une analyse documentaire des textes législatifs et réglementaires, une étude comparative des modèles fiscaux internationaux, une investigation approfondie du cas de SONATRACH et des entretiens avec des experts du secteur. Les principaux résultats mettent en évidence : un système fiscal historiquement conçu pour optimiser les recettes de l'État, avec des instruments spécifiques (redevances, taxes sectorielles, clauses de stabilité) et une attractivité déclinante face à la concurrence internationale, due notamment à : une pression fiscale élevée, une complexité administrative et une instabilité juridique. Enfin il s'agit des impacts contrastés sur SONATRACH comme la contribution majeure au budget de l'Etat, et la limitation des capacités d'autofinancement et d'investissement.

Mots-clés : Fiscalité pétrolière, Algérie, SONATRACH, Investissements étrangers, Hydrocarbures, Politique énergétique, Régime fiscal spécifique, Rentabilité, Compétitivité.

Abstract

This research examines the specific fiscal framework applied to the strategic hydrocarbon sector in Algeria, analyzing its capacity to reconcile two apparently contradictory objectives: the maximization of public revenues and attractiveness for foreign investments. The study adopts a methodological approach combining: a documentary analysis of legislative and regulatory texts, a comparative study of international tax models, an in-depth investigation of the SONATRACH case and interviews with sector experts. The main results highlight: a tax system historically designed to optimize State revenue, with specific instruments (royalties, sectoral taxes, stability clauses) and declining attractiveness in the face of international competition, due in particular to: high tax pressure, administrative complexity and legal instability. Finally, there are contrasting impacts on SONATRACH such as the major contribution to the State budget, and the limitation of self-financing and investment capacities.

Keywords: Oil taxation, Algeria, SONATRACH, Foreign investments, Hydrocarbons, Energy policy, Specific tax regime, Profitability, Competitiveness.

ملخص

يتناول هذا البحث الإطار المالي المحدد المطبق على قطاع المحروقات الاستراتيجي في الجزائر، ويحلل قدرته على التوفيق بين هدفين متناقضين ظاهرياً: تعظيم الإيرادات العامة وجاذبية الاستثمارات الأجنبية. تعتمد الدراسة مقارنة منهجية تجمع بين: التحليل الوثائقي للنصوص التشريعية والتنظيمية، ودراسة مقارنة للنماذج الضريبية الدولية، وتحقيق متعمق في قضية سوناطراك ومقابلات مع خبراء القطاع. تسلط النتائج الرئيسية الضوء على: نظام ضريبي مصمم تاريخياً لتحسين إيرادات الدولة، بأدوات محددة (الإتاوات، والضرائب القطاعية، وشروط الاستقرار) وتراجع الجاذبية في مواجهة المنافسة الدولية، ويرجع ذلك على وجه الخصوص إلى: الضغط الضريبي المرتفع، والتعقيد الإداري، وعدم الاستقرار القانوني. وأخيراً، هناك تأثيرات متباينة على سوناطراك مثل المساهمة الكبيرة في ميزانية الدولة، ومحدودية التمويل الذاتي وقدرات الاستثمار.

الكلمات المفتاحية: الضرائب على النفط، الجزائر، سوناطراك، الاستثمارات الأجنبية، المحروقات، سياسة الطاقة، النظام الضريبي النوعي، الربحية، القدرة التنافسية.