

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Réalisé par :

Hakiki Soufyane

Filière : Hydrocarbures

Option : Economie des Hydrocarbures

Thème :

**Étude de rentabilité d'un projet gazier régie
par la loi 19-13**

-Contrat Participation-

Membres du jury :

Mme Y. YASSA	MCB	Président
Mr O. CHABANI	MCB	Examineur
Mme FLICI	MAA	Examineur
Mme R.TAHI	Prof	Promoteur

Année Universitaire : 2023/2024

Remerciements

Je tiens tout d'abord à me remercier moi-même pour tous les efforts que j'ai fournis tout au long de ce cursus, même au détriment de moi.

Un grand remerciement à mes chers parents pour tout leur soutien, amour et attention qu'ils m'ont donnés. Mes remerciements vont avant tout à ma famille, mes soutiens indéfectibles et alliés constants.

Je souhaite avant tout remercier mon directeur de mémoire Mme.f.tahı , pour le temps qu'il a consacré à m'apporter les outils méthodologiques indispensables à la conduite de cette recherche. Son exigence m'a grandement stimulé.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à monsieur RAHIL DJELOUL.

Qui m'a encadré tout au long de ma formation pratique à l'AGENCE ALNAFT, je vous remercie pour votre orientation experte et vos précieux conseils. Votre expertise et vos expériences ont été une source d'inspiration pour nous.

Je remercie les membres du jury d'avoir accepté de juger mon travail. Je remercie tous mes enseignants, qui ont contribué à ma formation, tant en graduation qu'en post-graduation, et qui ont toujours été là pour moi.

soufiane

Dédicace

Avec toute ma gratitude, je dédie ce modeste travail spécialement à quatre personnes dont je n'oublierai jamais le soutien : Rahil Djeloul, Chalabi Fares, Hamoudie, ainsi qu'à Madame Dj. Blizak, chef de département.

À l'homme, mon précieux offre du dieu, qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect : mon cher père ABDELKADER

À la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse : mon adorable mère Fatima.

A mes chers frères FOUAD ET ABDELOUAHEB

À mes chers amis Tarek et Halim,

Votre amitié et votre soutien ont été une source d'inspiration constante. Ce travail est dédié à vous deux, en témoignage de notre amitié indéfectible.

Sommaire

Remerciements

Dédicace

Sommaire

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Résumé

INTRODUCTION GENERAL

Introduction.....	2
Problématique :.....	2
Hypothèses :.....	3
Méthodologie :.....	3
Objectifs de l'Étude :.....	3
Importance de l'Étude	4
Structure de l'Étude.....	4

CHAPITRE 01: Généralités sur l'amont d'hydrocarbures

Introduction :.....	6
1.1 Généralités sur les hydrocarbures	7
1.1.1 Définition des hydrocarbures.....	7
1.1.2 Origines des hydrocarbures.....	8
1.1.3 L'industrie pétrolière et gazière :.....	8
1.1.4 La formation des gisements des hydrocarbures	9
1.1.4.1 Migration primaire :.....	9
1.1.4.2 Migration secondaire :	10
1.1.4.3 Huile de schiste :.....	10
1.2 Aperçu sur le secteur des hydrocarbures en Algérie.....	11
1.2.1 Les réserves en Algérie.....	13
1.2.1.1 Réserves prouvées (P1).....	13
1.2.1.2 Réserves probables (P2).....	15

1.2.1.3	Réserves possibles (P3).....	15
1.2.2	La production et la consommation des hydrocarbures en Algérie.....	18
1.2.2.1	La production.....	18
1.2.2.2	La consommation.....	19
1.2.3	Exportations.....	19
1.3	Industrie du gaz naturel algérien.....	20
1.3.1	Le gaz naturel Algérien.....	21
1.3.2	La demande du gaz naturel en Algérie.....	21
1.4	La chaîne Exploration/production.....	23
1.4.1	Les étapes d'un projet d'exploration /production.....	23
1.4.1.1	Étape exploration.....	23
1.4.1.2	Le développement.....	29
1.4.1.3	La production.....	30
1.4.2	Les coûts des activités Exploration /Production.....	33
1.4.2.1	Le Coût de la géologie.....	34
1.4.2.2	Le Coût de la géophysique.....	34
1.4.2.3	Le Coût d'un forage.....	34
1.4.2.4	Le coût de développement.....	35
1.4.2.5	Le coût d'exploitation.....	35
1.5	Les différents risques de l'industrie des hydrocarbures.....	35
1.5.1	Le risque géologique.....	35
1.5.2	Le risque économique.....	36
1.5.3	Le risque politique.....	36
1.5.4	Le risque associé.....	36
	Conclusion.....	37

CHAPITRE 2 :notions sur les investissements

	Introduction.....	40
3.1	Généralités sur des investissements.....	41
3.1.1	Définition et objectifs de l'investissement.....	41
3.1.1.1	définition.....	41
3.1.1.2	Objectifs de l'investissement.....	42
3.1.1.3	Les caractéristiques d'un investissement :.....	42
3.1.2	Classification des investissements.....	44
3.1.2.1	Les investissements selon l'objet.....	44
3.1.2.2	Les investissements selon la nature.....	45

3.1.2.3	Les investissements selon la finalité	47
3.2	Définition et caractéristiques d'un projet d'investissement	48
3.2.1.1	Définition d'un projet d'investissement.....	48
3.2.3.2	Les caractéristiques d'un projet d'investissement.....	49
3.2.3.3	Les Dépenses d'investissement.....	50
3.2.3.4	Les phases d'un projet d'investissement.....	51
3.3	Evaluation économique d'un projet pétrolier.....	53
1.3.1	L'investissement (CAPEX).....	53
1.3.1.1	Les dépenses d'exploration.....	53
1.3.1.2	Les investissements de développement.....	54
1.3.2	Les dépenses d'exploitation (OPEX).....	54
1.3.3	L'amortissement.....	55
1.3.4	L'actualisation.....	55
1.3.5	Le prix des hydrocarbures Selon la loi (N° 19-13)	56
1.4	Les critères d'évaluation des projets d'investissement	57
1.4.1	Approche déterministe	57
1.4.1.1	Taux de Rentabilité Interne (T.R.I).....	58
1.4.1.2	Délai de récupération	58
1.4.1.3	Indice de profitabilité (I.P).....	58
1.4.2	Approche probabiliste	58
1.4.2.1	La valeur monétaire espérée (E.M.V).....	58
1.4.2.2	L'analyse de sensibilité	59
1.4.2.3	L'arbre de décision.....	59
1.5	La décision d'investissement	60
1.5.1	Importance de la décision d'investissement.....	60
1.5.2	La prise de décision dans les projets d'exploration-production	61
1.5.2.1	L'importance des calculs économique pour la prise décision dans les projets E/P	61
1.5.2.2	La rémunération des capitaux propres	62
Conclusion	63

CHAPITRE 3: la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Introduction.....	65
2.1. Définition de la loi sur les hydrocarbures	66
2.1.1. Définition :	66
2.1.2. Loi algérienne sur les hydrocarbures	66

2.2.	Evolution du cadre législatif régissant les hydrocarbures en Algérie Depuis l'indépendance .	66
2.3.	Dispositions générales.....	70
2.3.1.	Champ d'application et définitions	70
2.3.1.1.	Détails des Concepts et Dispositions	71
2.3.1.2.	Introduction de l'Arbitrage International.....	73
2.3.2.	Principes :.....	74
2.3.3.	L'occupation de terrain	75
2.3.4.	Régime des données.....	76
2.4.	Le cadre institutionnel.....	77
2.4.1.	Le ministre	77
2.4.2.	ALNAFT.....	78
2.4.3.	ARH	79
2.5.	Dispositions propres aux contrats d'hydrocarbures	80
2.5.1.	Définition des Contrats d'Hydrocarbures en Droit Algérien	80
2.5.1.1.	Loi 86-14 du 19 avril 1986	80
2.5.1.2.	Loi 05-07.....	80
2.5.1.3.	Loi 19-13.....	81
2.5.2.	Comparaison des Définitions des Contrats d'Hydrocarbures.....	81
2.5.3.	Formes de contrat d'hydrocarbures.....	81
2.5.3.1.	Concession amont	81
2.5.3.2.	Les contrats d'hydrocarbures	82
2.5.4.	Durée des contrats d'hydrocarbures.....	89
2.6.	Régime fiscal applicable aux activités amont	90
2.6.1.	Types de Taxes et Redevances :	91
2.6.2.	La Taxe Superficiare :.....	91
2.6.3.	La redevance hydrocarbures	93
2.6.4.	L'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H)	94
2.6.5.	L'impôt sur le résultat (I.R)	97
2.6.6.	L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger.....	97
2.6.7.	La redevance forfaitaire sur la production anticipée.....	98
2.6.8.	L'application de taux réduits.....	99
2.6.9.	Les taxes spécifiques.....	100
2.6.9.1.	La taxe sur le torchage du gaz.....	100
2.6.9.2.	La redevance hydraulique applicable aux activités des hydrocarbures.....	102
2.6.9.3.	Droit de transfert	102
	Conclusion	102

CHAPITRE PRATIQUE

Introduction.....	105
4.1 . Présentation de l'agence ALNAFT.....	106
4.1.1 Généralités sur ALNAFT :.....	106
4.1.2 Statut Juridique et Organisationnel.....	106
4.1.3 Organisation d'ALNAFT.....	107
4.1.3.1 Président du comité de direction (PCD).....	107
4.1.3.2 Secrétariat général (SG).....	110
4.1.3.3 Division Développement et Exploitation Des hydrocarbures (DEH).....	114
4.1.3.4 Division Banque de donnée Nationale (BDN).....	118
4.1.3.5 Division de gestion des contrats et affaires juridiques (DGCAJ).....	119
4.1.3.6 Division Activités gaz naturel DGN.....	121
4.1.3.7 Division Promotion et Valorisation du Domaine Minier Hydrocarbures (PVDMH) .	122
4.2 . Étude De Cas :	124
4.2.1 Aspect contractuel :	124
4.2.2 Présentation des données technico-économiques.....	124
4.2.2.1 Profil de Production :	124
4.2.2.2 Les Investissements en Recherche et Développement (CAPEX) :	125
4.2.2.3 Les coûts opératoires (OPEX) :	126
4.2.3 Les hypothèses technico-économiques :	127
4.2.4 Le calcul économique	128
4.2.4.1 Recette et coût	128
4.2.4.2 Les frais de formation	129
4.2.4.3 Calcul des taxes et impôts	129
4.2.4.4 La taxe superficielle	130
4.2.4.5 La Redevance :	131
4.2.4.6 L'impôt sur le revenu des hydrocarbures selon la loi n° 19-13	132
4.2.4.7 L'impôt sur le résultat selon la loi n° 19-13	133
4.2.4.8 La taxe sur le torchage du gaz	134
4.2.4.9 La redevance hydraulique	134
4.2.5 L'étude économique comparatif du projet :	135
4.2.5.1 Les résultats économiques du projet	135
□ Les cash flux du projet.....	135
□ La valeur actuelle nette du projet.....	136
□ Délai de récupération du capital investi du Projet	138

4.2.5.2	Les résultats économiques de l'état	138
□	Les revenus fiscaux de l'État.....	138
	Conclusion	140

CONCLUSION

Annexes

bibliographies

Liste des figures :

<i>Figure I.1: Formation d'un gisement d'hydrocarbures</i>	11
<i>Figure I.2: L'évolution de réserves prouvées à travers le monde</i>	15
<i>Figure I.3 : Relation entre la probabilité des réserves par rapport à la taille de gisement, ..</i>	17
<i>Figure I.4: Les types de réserves présentes dans un réservoir</i>	18
<i>Figure I.5: Les différentes phases de l'activité production.,</i>	18
<i>Figure I.6: Consommation, production, exportation d'hydrocarbures entre 2000 et 2012 ...</i>	20
<i>Figure I.7: Répartition de la demande nationale du Gaz Naturel</i>	22
<i>Figure I.8: Exemple de cartes gravimétriques</i>	25
<i>Figure I.9: Le principe de sismique réflexion</i>	26
<i>Figure I.10: Modélisation de Bassin 2D et 3D.</i>	27
<i>Figure I.11: Forage d'exploitation</i>	28
<i>Figure I.12: diagraphies</i>	29
<i>Figure I.13: Les processus technique d'une chaîne pétrolière.</i>	33
<i>Figure I.14: Les différents risques liés à l'industrie pétrolière</i>	37
<i>Figure III.15: Historique de Loi algérienne sur les hydrocarbures</i>	70
<i>Figure III.16: Concession amont</i>	82
<i>Figure III.17: Contrats d'hydrocarbures</i>	83
<i>Figure III.18: Contrats de Participation</i>	85
<i>Figure III.19: Contrats de Partage de production</i>	87
<i>Figure III.20: Contrats de service a risqué</i>	88
<i>Figure III.21: formes possibles des contrats.</i>	89
<i>Figure III.22: Durée des contrats d'hydrocarbures</i>	90
<i>Figure III.23: : Evolution du taux de l'IRH</i>	96
<i>Figure IV.24: Organigramme BDN.</i>	118
<i>Figure IV.25: Organigramme DGCAJ.</i>	125
<i>Figure IV.26: Organigramme DGN</i>	128
<i>Figure IV.27: Organigramme de la Division Promotion et Valorisation du Domaine Minier Hydrocarbures d'ALNAFT</i>	122
<i>Figure IV.28: Évolution de la production totale annuelle en (MM BEP)</i>	134
<i>Figure IV.29: Répartition des CAPEX de développement</i>	135

Figure IV.30: Présentation des OPEX en (MM US\$).....	135
Figure IV.31: Taxe superficiare du projet en MM US\$.....	137
figure IV.32: Évolution de La redevance du proje en MM US\$	140
Figure IV.33: Évolution de T.R.P et d'I.R.H du projet en MM US\$	141
figure IV.34: Évolution d'I.R du projet en MM US\$	144
figure IV.35: Cash Flow du projet en MM US\$.....	146
Figure IV.36: Les revenus fiscaux de l'État en MM US\$	139

Liste des tableaux

<i>Tableau II.1: Les taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H)</i>	<i>96</i>
<i>Tableau III.2: Les taux réduits d'I.R.H</i>	<i>100</i>
<i>Tableau IV.3: Tarifs de transport</i>	<i>127</i>
<i>Tableau IV.4: Taux de Conversion</i>	<i>128</i>
<i>Tableau IV.5: Les recettes du Project XXX en fonction du prix... ..</i>	<i>128</i>
<i>Tableau IV.6: Les coût de transport du projet XXX en (MM US\$)</i>	<i>129</i>
<i>Tableau IV.7: Les impotst du projet XXX en (MM US\$).....</i>	<i>130</i>
<i>Tableau IV.8: La redevance en MM US\$ selon la Loi n° 19-13</i>	<i>131</i>
<i>tableau IV.9: Les charges de l'année 2023 en MM US\$.....</i>	<i>133</i>

Liste des abréviations :

- **ALNAFT** : Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures
- **ART** : Article
- **B.E.P** : Baril équivalent pétrole
- **C.A** : Chiffre d'affaires
- **C.F** : Cash-flows
- **CAPEX** : Dépenses d'exploration et de développement
- **DA** : Dinar algérien
- **E / P** : L'Activité Exploration-Production
- **GN** : Gaz naturel
- **GNL** : Gaz Naturel Liquéfié
- **GPL** : Gaz propane Liquéfié
- **I.R** : Impôt sur le Résultat
- **MM B.E.P** : Million de baril équivalant pétrole
- **MM\$US** : Million de dollar américain
- **N°** : Numéro
- **OPEX** : Dépenses d'exploitation
- **P.V** : Valeur de Production
- **PSC** : partage de production
- **SONATRACH** : Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport et la
- **T.C.M** : Taux de Change Moyen à la vente de dollars des États Unies d'Amérique
- **T.E.P** : Tonne Équivalent Pétrole
- **T.R.I** : Le Taux de Rentabilité Interne
- **T.S** : Taxe superficielle
- **Tm** : taux de change moyen du mois calendaire précédent chaque paiement
- Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures
- **V.A.N** : La Valeur Actuelle Nette

Résume :

L'objet de notre mémoire est de faire une modélisation avec EXCEL pour étudier la rentabilité d'un projet gazier régulé par la loi 19-13 et de calculer les principaux éléments de cette loi qui impactent la rentabilité du projet. En utilisant les données fournies par le département d'évaluation économique d'ALNAFT, nous avons analysé la fiscalité appliquée à un projet réel anonymisé "XXXX" et sa rentabilité.

Mots clés : contrats, participation, loi N°19-13, ALNAFT, rentabilité, partenaires.

Abstract:

The purpose of our thesis is to create an Excel model allowing us to study the profitability of a gas project regulated by Law 19-13 and to calculate the main elements of Law 19-13 that impact the project's profitability. Using data provided by the Economic Evaluation Department of ALNAFT, we examined the taxation applied to a real project anonymized as 'XXXX' and its profitability.

Keywords: contracts, Participation, law No. 19-13, ALNAFT, profitability, partners.

الملخص

لغرض من أطروحتنا هو إنشاء نموذج Excel يسمح لنا بدراسة ربحية مشروع الغاز الذي ينظمه القانون 13-19 وحساب العناصر الرئيسية للقانون 13-19 التي تؤثر على ربحية المشروع. باستخدام البيانات المقدمة من قسم التقييم الاقتصادي في ALNAFT، قمنا بفحص الضرائب المطبقة على مشروع حقيقي مجهول باسم "XXXX" وربحيته .

كلمات مفتاحية: عقود، القانون رقم 13-19، ربحية، شركاء.

INTRODUCTION

GENERAL

Introduction

L'industrie pétrolière et gazière est un pilier fondamental de l'économie algérienne, et la gestion judicieuse de ces ressources est cruciale pour le développement durable du pays. Dans ce cadre, les contrats de participation se révèlent être des partenariats stratégiques entre l'État algérien, représenté par Sonatrach, et des entreprises internationales. Ces accords permettent un partage équilibré des risques, des coûts et des bénéfices liés à l'exploration et à la production des hydrocarbures, optimisant ainsi les retombées économiques pour toutes les parties impliquées.

Les contrats de participation en Algérie sont conçus pour garantir une participation majoritaire de l'entreprise nationale, Sonatrach, fixée à un minimum de 51%. Cette disposition assure que l'Algérie maintienne un contrôle significatif sur l'exploitation de ses ressources tout en bénéficiant de l'expertise et des investissements des partenaires internationaux. Ces contrats sont régis par un cadre juridique spécifique, principalement la loi n° 19-13 relative aux hydrocarbures, adoptée pour moderniser le secteur et attirer davantage d'investissements étrangers.

La loi n° 19-13 offre des incitations fiscales et contractuelles pour stimuler l'investissement dans le secteur des hydrocarbures, tout en garantissant une gestion efficace et transparente des ressources. Elle prévoit des mesures telles que des réductions fiscales, des conditions contractuelles favorables, et des mécanismes de partage des bénéfices qui rendent les projets attractifs pour les investisseurs tout en maximisant les avantages pour l'État algérien.

L'investissement dans les projets gaziers est un domaine complexe qui nécessite une analyse minutieuse pour évaluer la rentabilité potentielle. Les projets gaziers, régis par des contrats de participation, demandent une planification rigoureuse et une évaluation financière détaillée pour s'assurer que les objectifs économiques sont atteints.

Problématique :

Après la promulgation de la nouvelle Loi sur les Hydrocarbures 19-13, le mode de calcul des taxes a été modifié et simplifié, entraînant ainsi un changement de la rentabilité tant pour l'État que pour les partenaires. Cela nous a incités à modélisation pour calculer les taxes et le pourcentage de profit pour chaque composante de ce contrat de participation. L'objectif principal de cette étude est de déterminer si le projet est rentable grâce à ce contrat. Nous examinerons également la nature du contrat de participation et discuterons de sa nécessité de ratification.

➤ **Quels sont les principaux éléments de la loi 19-13 qui impactent la rentabilité des projets gaziers ?**

Hypothèses :

Pour répondre à ce questionnement nous avons jugé utile d'émettre les hypothèses suivantes : La loi 19-13 améliore la rentabilité économique des projets gaziers en réduisant les coûts d'exploitation et en augmentant les marges bénéficiaires des entreprises impliquées.

- Le projet est réussi, particulièrement pour les partenaires.
- La valeur des taxes est faible, ce qui augmente la rentabilité du projet.

Méthodologie :

Dans le cadre de cette étude, une approche méthodologique rigoureuse sera adoptée, intégrant diverses méthodes de collecte et d'analyse d'informations. Cela inclura une revue de la littérature avec une analyse approfondie des documents législatifs pour évaluer les coûts, les revenus et les indicateurs de rentabilité tels que le taux de rentabilité interne (TRI), la valeur actuelle nette (VAN) et le délai de récupération.

De plus, une étude de cas appliquera cette méthodologie à un projet gazier spécifique afin d'illustrer les concepts théoriques et d'obtenir des résultats pratiques.

Ces étapes permettront de fournir une analyse complète et détaillée des contrats de participation dans le secteur des hydrocarbures en Algérie, tout en évaluant l'impact de la loi n°19-13 sur la rentabilité économique et les revenus de l'État.

Objectifs de l'Étude :

L'objectif principal de cette étude est d'évaluer la rentabilité économique d'un projet gazier sous le régime de la loi 19-13. Les objectifs spécifiques incluent :

- Analyser le cadre légal et réglementaire du secteur gazier en Algérie, avec un focus particulier sur la loi 19-13.
- Étudier les différents types de contrats de participation et leur application dans le secteur gazier.
- Évaluer les coûts et les revenus potentiels associés au projet gazier.
- Analyser les risques et les incertitudes liés au projet.

- Proposer des recommandations pour améliorer la rentabilité et la faisabilité du projet.

Importance de l'Étude

Cette étude revêt une importance particulière pour plusieurs raisons :

- Contribution au Savoir : Elle enrichit la littérature existante sur les projets gaziers et les contrats de participation en Algérie.
- Prise de Décision : Elle fournit des informations essentielles pour les décideurs, les investisseurs, et les parties prenantes du secteur énergétique.
- Développement Économique : Elle contribue à l'identification de projets rentables qui peuvent stimuler le développement économique et créer des opportunités d'emploi.

Structure de l'Étude

Pour répondre à ces interrogations, mon mémoire est structuré en quatre chapitres.

- **Le premier chapitre**, explore en profondeur les caractéristiques, les avantages et les inconvénients des contrats de participation dans le cadre de la loi 19-13
- **Le deuxième chapitre**, introduit la nouvelle loi relative aux hydrocarbures.
- **Le troisième chapitre**, aborde les investissements dans le secteur.
- Enfin, **le quatrième et dernier chapitre** présente d'abord la société ALNAFT et ses différentes divisions, en particulier celle qui a proposé le sujet d'étude. La deuxième partie de ce chapitre est consacrée à un cas pratique sur un périmètre "P" pour valider les hypothèses et répondre aux questionnements de la problématique.

En conclusion, cette étude vise à fournir une évaluation exhaustive de la rentabilité d'un projet gazier sous le régime de la loi 19-13, en tenant compte des aspects législatifs, financiers et de gestion des risques. Les résultats de cette étude devraient offrir des insights précieux pour le développement de projets similaires dans le secteur gazier algérien.

CHAPITRE 01 :
GENERALITE SUR L'AMONT
PETROLIER EN ALGERIE

Introduction :

Les contrats de participation occupent une place centrale dans le secteur pétrolier et gazier en Algérie. Avec la promulgation de la loi 19-13, l'Algérie a cherché à moderniser son cadre juridique et fiscal afin d'attirer davantage d'investissements étrangers et de maximiser les bénéfices pour l'État. Cette loi vise à offrir un environnement plus compétitif et favorable pour les entreprises internationales tout en assurant une répartition équitable des ressources et des risques.

La loi 19-13 introduit des changements significatifs par rapport aux lois précédentes, notamment en simplifiant les procédures administratives, en offrant des incitations fiscales attractives et en renforçant la protection des investissements. Ces mesures sont conçues pour stimuler l'exploration et la production dans l'amont pétrolier, secteur crucial pour l'économie algérienne.

Dans ce contexte, les contrats de participation représentent un modèle de partenariat stratégique où les coûts, les risques et les bénéfices sont partagés entre l'État, représenté par Sonatrach, et les entreprises partenaires. Ce type de contrat permet non seulement de diversifier les sources de financement, mais aussi de bénéficier des technologies et de l'expertise des entreprises internationales.

Dans ce chapitre, je propose un aperçu général de l'industrie pétrolière en amont, en mettant en lumière les étapes d'un projet d'exploration et de production ainsi que les coûts associés. Et explore en profondeur les caractéristiques, les avantages et les inconvénients des contrats de participation dans le cadre de la loi 19-13. De plus, je présente une vue d'ensemble des hydrocarbures en Algérie pour contextualiser le sujet.

1.1 Généralités sur les hydrocarbures

1.1.1 Définition des hydrocarbures

Les hydrocarbures, composés organiques composés de carbone et d'hydrogène, représentent les formes les plus élémentaires de composés organiques à partir desquelles d'autres dérivent. Ils jouent un rôle majeur sur le plan commercial, étant utilisés comme carburants, combustibles, lubrifiants et matières premières en pétrochimie. On distingue les hydrocarbures à chaîne ouverte, appelés hydrocarbures aliphatiques, et les composés cycliques. Les premiers peuvent former des chaînes ouvertes avec des ramifications, tandis que les seconds présentent des atomes de carbone formant un ou plusieurs cycles fermés, tous pouvant être saturés ou insaturés.

- **Le pétrole :** un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffinées, naphthéniques, aromatiques), associé à des composés oxygénés, azotés, sulfurés et à des traces de métaux, spécifiques tels que le vanadium, le molybdène et le nickel. Le pétrole brut est connu depuis l'antiquité pour ses propriétés combustibles et comme matière première pour divers produits dérivés.
- **Le gaz naturel :** un mélange d'hydrocarbures saturés composé principalement de méthane (entre 70 et 95 % selon le gisement), est également constitué d'autres alcanes tels que l'éthane, le propane, le butane, ainsi que de diazote (N₂), de dioxyde de carbone (CO₂) et de sulfure d'hydrogène (H₂S). Il peut être utilisé comme combustible pour le chauffage et la production d'électricité, comme carburant pour les véhicules, ou matière première pour la production de divers produits chimiques lorsqu'il est soumis à des processus de conversion pétrochimique, offrant ainsi un large éventail d'applications potentielles.¹

En raison de leur polyvalence et de leur disponibilité en tant que ressources naturelles, les hydrocarbures, en particulier le pétrole et le gaz naturel, jouent un rôle crucial dans l'économie mondiale et dans de nombreux aspects de notre vie quotidienne.

¹ ALBANE Nesrine, SADI Wahiba, QULIYEVA Khumar, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022

1.1.2 Origines des hydrocarbures

L'origine des hydrocarbures remonte à des matières organiques mélangées aux sédiments des mers, des lagunes et des lacs dans des périodes géologiques antérieures. Ces matières organiques proviennent principalement de deux sources distinctes :²

- Le plancton : Cette première source est considérée comme la plus significative. Elle englobe une multitude d'organismes de petite taille vivant dans les milieux aquatiques. Ces organismes planctoniques, tels que les algues et les microorganismes, contribuent de manière substantielle à la matière organique accumulée dans les sédiments.
- Les larves d'animaux marins : La deuxième source comprend principalement les larves de nombreux organismes marins. Ces larves, en se décomposant dans les sédiments, ajoutent également à la matière organique disponible pour la formation d'hydrocarbures.

La transformation de cette matière organique en hydrocarbure est le résultat d'un processus de réduction. Ce processus est généralement attribué à l'action de bactéries anaérobies agissant dans des conditions opératoires appropriées, telles que des environnements anaérobies et des températures adéquates. Ces conditions favorisent la dégradation de la matière organique en composés hydrocarbonés, contribuant ainsi à la formation des gisements d'hydrocarbures que nous exploitons aujourd'hui.

1.1.3 L'industrie pétrolière et gazière :

L'industrie pétrolière et gazière se divise en deux grandes catégories d'activités : les activités en amont, qui précèdent l'extraction du pétrole et du gaz, et les activités en aval, qui suivent cette extraction :

- **Activités en amont** : elles incluent la prospection et la découverte de nouveaux gisements de pétrole, ainsi que les tests pour évaluer leur potentiel.
- **Activités en aval** : elles couvrent l'extraction des gisements, la production, le transport, le raffinage et la commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel. Ces matières premières sont ensuite transformées par les fabricants en divers produits

² Bernard MICHAUD: « place of exploration and production in the petroleum industry », publication Institut Français de Pétrole (IFP-School), 2006, p 31.

tels que l'huile de chauffage, l'huile moteur, le propane, l'essence, le kérosène, le butane, le méthane, le benzène et le goudron.

1.1.4 La formation des gisements des hydrocarbures

La formation des gisements d'hydrocarbures est un processus complexe qui comprend plusieurs étapes, dont la migration primaire et secondaire du pétrole. Ces concepts sont cruciaux pour comprendre la géologie et l'exploitation des ressources pétrolières.

1.1.4.1 Migration primaire :³

Le pétrole brut se forme généralement dans des roches-mères, des couches géologiques compactes et imperméables riches en matière organique, telles que le schiste bitumineux ou la marne. La matière organique contenue dans ces roches-mères provient souvent de dépôts de plancton, de débris végétaux et d'organismes marins. Au fil du temps et sous l'effet de la chaleur et de la pression résultant de l'enfouissement des couches géologiques, cette matière organique subit un processus de diagenèse, se transformant en kérogène, une substance riche en hydrocarbures.

L'augmentation de la pression au sein de la roche-mère, due à son enfouissement progressif sous d'autres couches de sédiments, est l'un des principaux facteurs qui contribuent à la migration primaire du pétrole brut. Cette augmentation de pression, combinée à d'autres processus géologiques tels que la génération de gaz, la fracturation des roches-mères et les mouvements tectoniques, peut entraîner l'expulsion du pétrole, de l'eau et du gaz contenus dans le kérogène hors de la roche-mère.

Cependant, les mécanismes exacts de cette migration primaire ne sont pas complètement élucidés. Certains experts pensent que la pression exercée par les fluides générés au sein de la roche-mère joue un rôle crucial dans la poussée du pétrole vers des roches-réservoirs potentielles, tandis que d'autres théories mettent en avant des processus de diffusion ou de perméabilité sélective au niveau microscopique.

Quoi qu'il en soit, la migration primaire est un processus complexe qui dépend de divers facteurs géologiques et physico-chimiques. Elle constitue une étape essentielle dans la

³ IFP-School: center for Economics and Management, « oil and gas exploration and production », Editions TECHNIP, juin 2004, p 55.

formation des gisements d'hydrocarbures exploitables et reste un domaine de recherche actif dans le domaine de la géologie pétrolière.

1.1.4.2 Migration secondaire :

Une fois expulsé, le pétrole (associé à de l'eau et du gaz) a tendance à migrer vers la surface en raison de sa faible densité. Il peut s'échapper lentement à travers des couches sédimentaires perméables adjacentes à la roche-mère. Parfois, cette migration vers la surface est stoppée par des formations géologiques imperméables comme les couches de sel, créant ainsi des accumulations de pétrole dans des roches-réservoirs sous-jacentes. Ces roches-réservoirs sont poreuses, et le pétrole s'y trouve au-dessus de l'eau en raison de leurs densités respectives.⁴

En général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits « Lourds » ou « extra-lourds » et des sables bitumineux. Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière.

Parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée « roche couverture » également qualifiée de « roche imperméable ». Une accumulation de pétrole associé à de l'eau et du gaz se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau). Seule une partie du pétrole brut est concentrée dans les roches réservoirs.

1.1.4.3 Huile de schiste :

Une partie significative des hydrocarbures peut rester piégée dans la roche-mère, formant ce que l'on appelle l'« huile de schiste » ou le « pétrole de schiste ». Ces hydrocarbures sont

⁴ALBANE Nesrine, SADI Wahiba, QULIYEVA Khumar, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

plus difficiles à extraire que ceux des gisements conventionnels et nécessitent des techniques d'exploitation spécifiques comme la fracturation hydraulique.⁵

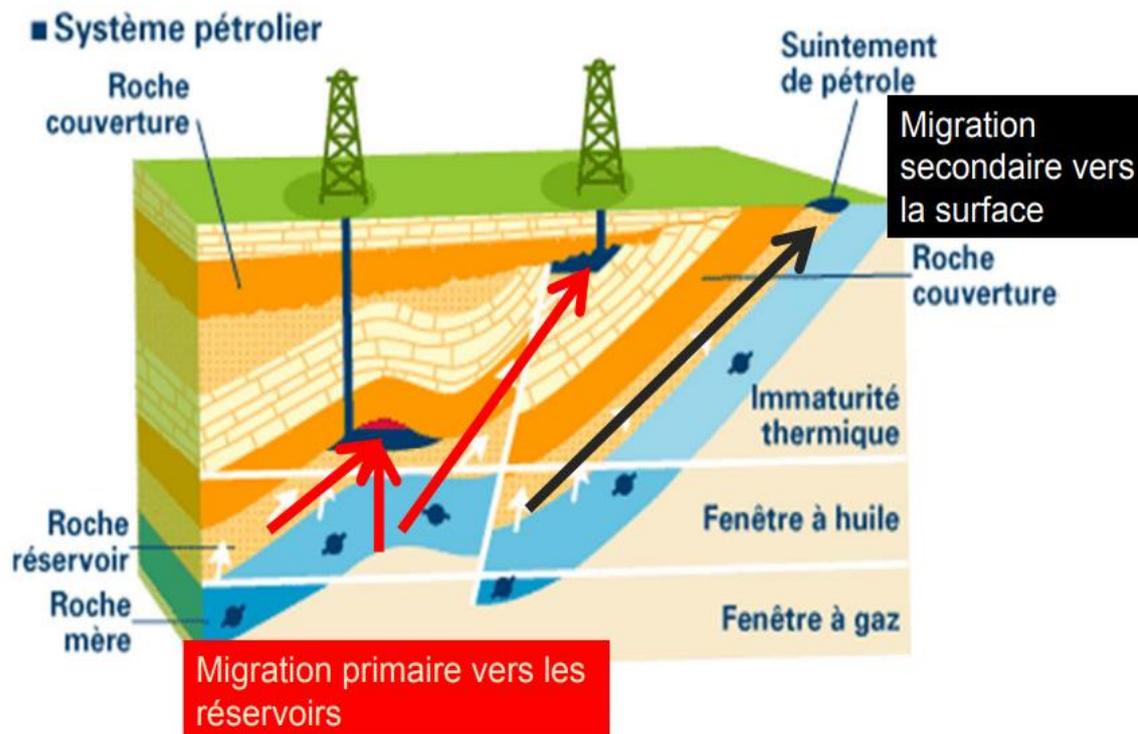


Figure 1: Formation d'un gisement d'hydrocarbures , source : bridge-energies.com

1.2 Aperçu sur le secteur des hydrocarbures en Algérie

Le secteur des hydrocarbures, incluant le pétrole et le gaz, joue un rôle crucial dans l'économie de l'Algérie, représentant la principale source de devises et un financement essentiel pour les activités économiques. Les statistiques révèlent une contribution significative de ce secteur à l'économie nationale : il représente environ 40 % du produit intérieur brut (PIB), 70 % des recettes budgétaires et 98 % des recettes d'exportations.⁶

Cette prédominance du secteur des hydrocarbures a une influence marquante sur la structure et la gestion de l'économie algérienne, fournissant un levier essentiel pour la croissance économique du pays. Cependant, cette dépendance aux hydrocarbures expose

⁵ Morsli, A. (2018). Exploitation des schistes bitumineux en Algérie : Défis techniques et environnementaux. Revue de Géologie Algérienne, 12(2), 45

⁶ BENIKHLEF Mohamed, BENLEMRABET Amina Ibtissem, « analyse comparative de la fiscalité pétrolière en Algérie : étude de cas de la loi 13-01 par rapport à la loi 05-07 », mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2017/2018

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

également l'économie algérienne aux fluctuations des prix du pétrole et du gaz, ce qui peut avoir des répercussions significatives sur la croissance économique et les finances publiques du pays.⁷

Cette situation souligne la dualité inhérente à la dépendance aux ressources naturelles, où la contribution significative des hydrocarbures à l'économie peut être une force majeure tout en étant un facteur de vulnérabilité lors des fluctuations des marchés mondiaux de l'énergie. Cela met en lumière la nécessité pour l'Algérie de diversifier son économie et de développer des secteurs complémentaires afin de réduire sa dépendance excessive aux hydrocarbures et de renforcer sa résilience face aux chocs externes.

L'Algérie s'appuie largement sur ses ressources naturelles, notamment son secteur des hydrocarbures qui englobe une gamme diversifiée de produits, assurant ainsi des rentrées de devises étrangères, des réserves de change et des recettes budgétaires grâce à la fiscalité pétrolière.⁸

La gestion de ce secteur stratégique est confiée à la Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures (SONATRACH). Créée en 1964 par décret, la SONATRACH est chargée de mener toutes les opérations liées à la recherche, l'exploitation, le transport, la transformation, la distribution et la vente des hydrocarbures. Elle est le pilier de l'industrie pétrolière en Algérie, visant à valoriser de manière optimale les ressources nationales en hydrocarbures pour contribuer au développement économique et social du pays. Classée comme la première compagnie d'hydrocarbures en Afrique et en Méditerranée, la SONATRACH joue un rôle prépondérant dans l'économie algérienne.⁹

En rejoignant l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) en 1969, l'Algérie a nationalisé partiellement la production de pétrole en 1971 (à hauteur de 51 %) et totalement celle de gaz naturel (à 100 %). Ces mesures témoignent de l'engagement du gouvernement

⁷ Amrane, S. (2016). SONATRACH : Pilier de l'industrie pétrolière en Algérie. *Revue Algérienne d'Économie et de Gestion*, 10(2), 45

⁸ Benamar, A. (2018). *Économie des hydrocarbures en Algérie : Enjeux et perspectives*. Alger : Éditions Dar El Imane.

⁹ Décret N°63-491 du 31, journal officiel de la république algérienne démocratique et populaire du 10 -01 1964.

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

algérien dans la gestion et la valorisation de ses ressources hydrocarbures pour le bénéfice du pays. ¹⁰

1.2.1 Les réserves en Algérie

Les réserves de pétrole désignent les volumes de pétrole récupérables dans des gisements en exploitation ou pouvant être exploités selon les critères techniques et économiques actuels. Ces réserves peuvent donc fluctuer, tout comme les réserves de gaz naturel, en fonction de la disponibilité des technologies d'exploitation des hydrocarbures et des variations des prix du pétrole (avec un décalage temporel, les prix influençant les investissements en exploration).

Dans les bilans statistiques, les réserves de pétrole mentionnées sont généralement les réserves dites "prouvées", c'est-à-dire celles dont on est "sûrs" (à 90%) de pouvoir extraire. Fin 2015, ces réserves étaient estimées à environ 1 698 milliards de barils dans le monde, ce qui correspond à environ 51 ans de production mondiale au rythme actuel (cette durée étant théorique car la production des gisements diminue avec le temps).

Les réserves sont les quantités d'hydrocarbures liquides ou gazeux contenus dans un réservoir ayant fait l'objet d'une évolution selon le degré de connaissance. Les réserves d'hydrocarbure se subdivisent en trois parties : ¹¹

1.2.1.1 Réserves prouvées (P1)

Les réserves prouvées (P1) désignent les réserves d'hydrocarbures identifiées avec un degré de certitude raisonnable, confirmées par des forages productifs et étayées par des données géologiques ainsi que des études sur le réservoir. Ces réserves englobent celles situées à l'intérieur des zones explorées par les puits forés, ainsi que celles dans les zones non explorées mais considérées comme étant raisonnablement présentes entre les puits existants et les limites des contacts des fluides, en l'absence de données précises sur ces contacts. ¹²

¹⁰ BENIKHLEF Mohamed, BENLEMRAËT Amina Ibtissem, « analyse comparative de la fiscalité pétrolière en Algérie : étude de cas de la loi 13-01 par rapport à la loi 05-07 », mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2017/2018

¹¹ ALBANE Nesrine, SADI Wahiba, QULIYEVA Khumar, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022

¹² N. BRET-ROUSAUT, Cours de « upstream economics », IFP school 2006.

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

Les réserves prouvées se subdivisent en deux catégories : les réserves récupérables et les réserves non récupérables.

- **Réserves récupérables :**

Ce sont les réserves prouvées qui peuvent être extraites commercialement des réservoirs d'hydrocarbures, en utilisant des méthodes d'exploitation éprouvées et conformes à la législation en vigueur, dans des conditions économiques viables à une date donnée. Ces réserves récupérables se divisent à leur tour en réserves développées et non développées.

- **Réserves développées :**

Ce sont celles qui peuvent être récupérées à l'aide de puits et d'installations existants ou en cours de réalisation, ainsi que par des techniques de récupération assistée.

- **Réserves non développées :**

Ce sont celles qui nécessitent des forages supplémentaires, des reconfigurations de puits existants sur de nouveaux horizons, ou des futures installations de récupération améliorée pour être récupérées.

- **Réserves non récupérables :**

Ce sont les réserves prouvées dont l'exploitation n'est pas jugée rentable dans les conditions économiques actuelles.

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

Répartitions des réserves prouvées de pétrole en 1994, 2004 et 2014 (en %)

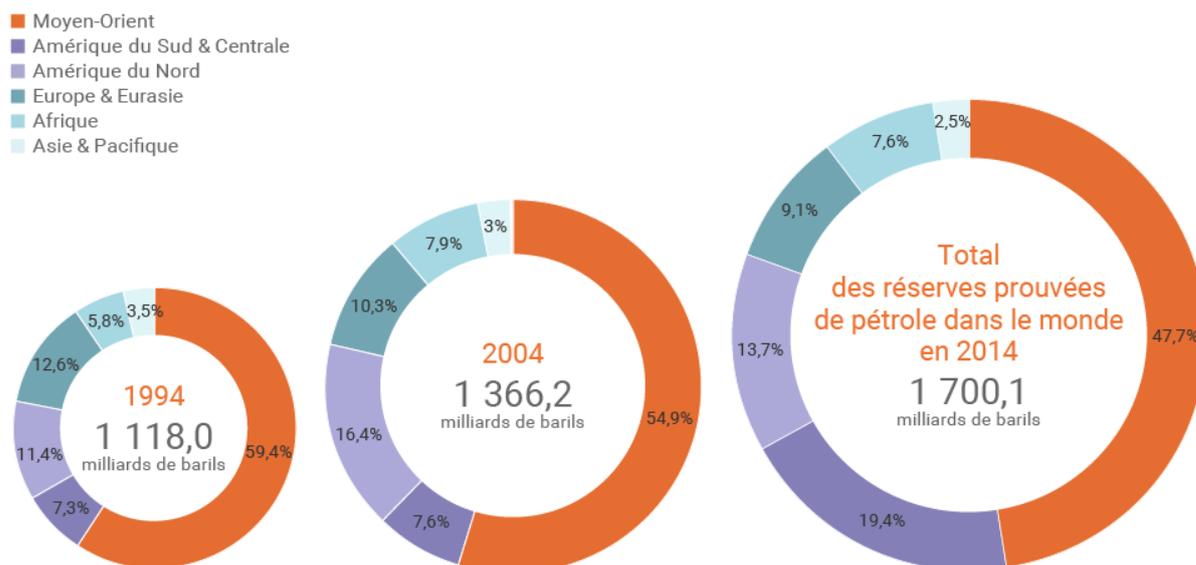


Figure 2: L'évolution de réserves prouvées à travers le monde , source :

www.connaissancedesenergies

1.2.1.2 Réserves probables (P2)

Les réserves probables (P2) représentent des estimations de réserves d'hydrocarbures qui sont connues avec une certitude moindre par rapport aux réserves prouvées. Elles reposent sur des données géologiques et techniques prometteuses, mais l'absence de tests directs ou de forages de confirmation empêche leur classification en tant que réserves prouvées.

Ces réserves probables sont souvent identifiées à partir d'indices géologiques et de modèles géophysiques qui suggèrent la présence d'hydrocarbures, mais des études plus approfondies ou des forages supplémentaires sont nécessaires pour confirmer leur existence et leur quantité exacte. Les informations disponibles peuvent inclure des données sur la composition du sous-sol, les structures géologiques favorables, les résultats de simulations informatiques et d'autres méthodes d'évaluation indirecte.

Il est important de noter que les réserves probables (P2) ne sont pas considérées comme aussi sûres que les réserves prouvées (P1), mais elles représentent néanmoins une estimation prudente basée sur des preuves et des indicateurs encourageants.

1.2.1.3 Réserves possibles (P3)

Les réserves possibles (P3) sont des estimations basées sur les résultats des travaux de prospection effectués dans des zones jugées favorables à la présence d'hydrocarbures, ou sur

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

des extrapolations à partir des réserves probables en se basant sur des données structurales ou géophysiques.

Ces réserves possibles représentent une catégorie intermédiaire entre les réserves probables et les ressources en hydrocarbures qui nécessitent davantage de preuves directes pour être classées comme réserves probables ou prouvées. Elles sont souvent utilisées pour évaluer le potentiel d'un gisement ou d'une zone avant d'entreprendre des investissements importants dans l'exploration et l'exploitation.

En ce qui concerne les réserves prouvées (P1) d'hydrocarbures en Algérie, elles se chiffraient à 4 533 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP) dans leur ensemble, incluant le pétrole brut, le gaz naturel, le condensat et le gaz de pétrole liquéfié (GPL).

- Pour le pétrole brut, cela représentait 1 387 millions de TEP, équivalant à environ 10,94 milliards de barils, calculés sur la base d'un rapport de conversion de 1 TEP pour 7,89 barils pour la qualité du pétrole algérien.
- Quant au gaz naturel, les réserves prouvées étaient estimées à 2 745 milliards de mètres cubes

Ces chiffres illustrent la richesse en hydrocarbures de l'Algérie et l'importance de la gestion et de l'exploitation efficaces de ces ressources pour l'économie nationale.

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

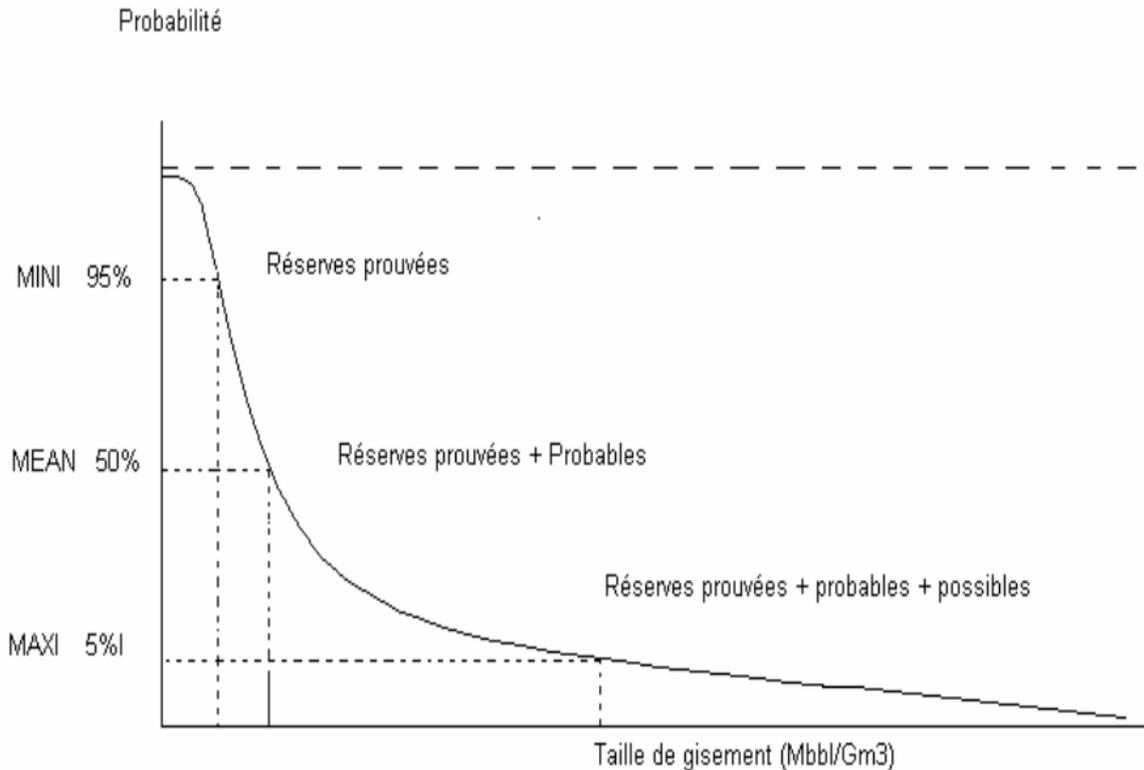


Figure 3 : Relation entre la probabilité des réserves par rapport à la taille de gisement,

Source : N. BRET-ROUSAUT, Cours de « upstream economics », IFP school 2006.

La figure 03 illustre la relation entre la probabilité des réserves et la taille du gisement, ce qui permet de mieux comprendre les définitions et les classifications des réserves.

En termes de probabilité, la fonction de répartition représentée indique que la taille des gisements diminue à mesure que la certitude augmente. Ainsi, les réserves prouvées avec une probabilité de 95 % ont une taille minimale en comparaison avec les réserves probables, où la taille des gisements est proportionnellement plus grande. De même, les réserves possibles ont une taille de gisement encore plus grande par rapport aux réserves prouvées plus probables.

En d'autres termes, plus la certitude augmente quant à la présence et à la quantité d'hydrocarbures dans un gisement, plus la taille du gisement tend à être réduite. Cela reflète le processus d'évaluation et de classification des réserves, où des critères de certitude et de fiabilité sont appliqués pour déterminer la catégorie appropriée de réserves.

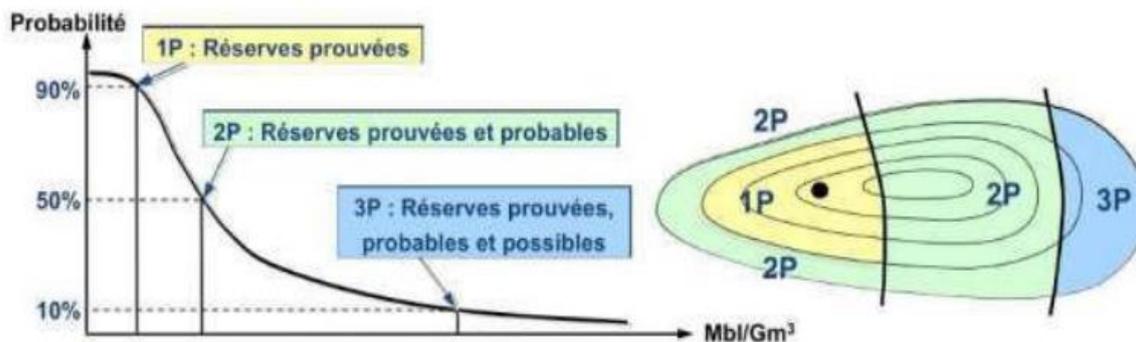


Figure 4: Les types de réserves présentes dans un réservoir

Source : KHALSS Mohamed, "Évaluation des actifs pétroliers à la date de clôture : Aspects comptables, fiscaux et d'audit", 2013, p 41.

1.2.2 La production et la consommation des hydrocarbures en Algérie

1.2.2.1 La production

La gestion de production englobe toutes les activités nécessaires pour assurer le bon fonctionnement des installations, y compris le forage de puits supplémentaires pour augmenter la production ou l'application de techniques visant à optimiser la production existante.

Le processus de production commence par une phase de montée en puissance, où la production augmente progressivement jusqu'à atteindre un plateau. Ce plateau peut être maintenu pendant plusieurs mois à trois ans, après quoi commence la phase de déclin de la production jusqu'à la fin de vie du gisement. Ces différentes étapes constituent ce qu'on appelle le profil de production, comme illustré dans le schéma ci-dessous.

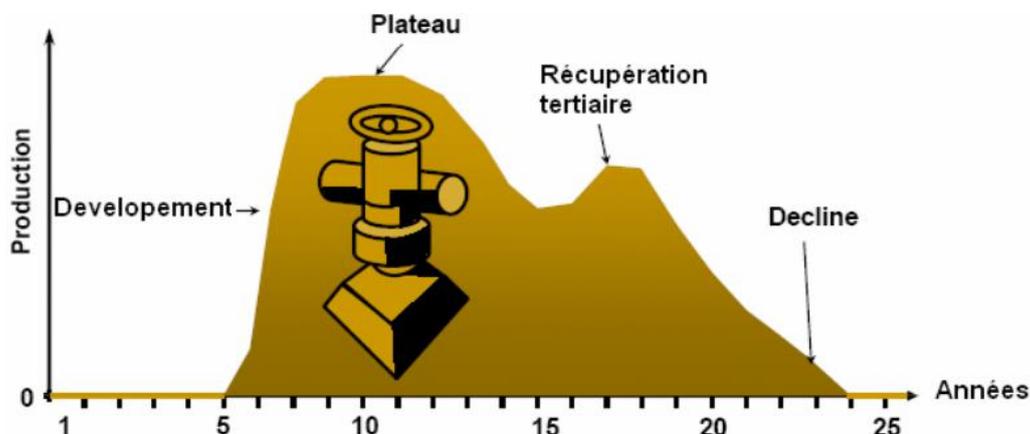


Figure 5: Les différentes phases de l'activité production.,

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

Source : N. BRET-ROUSAUT, Cours de « upstream economics », IFP school 2006.

La production primaire d'hydrocarbures s'est établie, en 2022, à 189,6 Millions TEP, en hausse de 2 % par rapport à 2021.¹³

1.2.2.2 La consommation

La consommation nationale d'énergie (y compris les pertes) a atteint 58,3 M TEP en 2016, reflétant une quasi-stagnation par rapport à 2015. Ceci constitue une inflexion majeure dans la tendance haussière observée depuis 2001, où la consommation avait évolué à un rythme moyen élevé autour de 5% par an. Cette situation résulte de la conjonction de plusieurs facteurs notamment le relèvement des prix de produits énergétiques depuis janvier 2016, une faible croissance du parc automobile et un hiver relativement doux¹⁴.

En total, L'Algérie consomme en moyenne 255 millions bbl/an et 48 m3/an du gaz.¹⁵

Tableau 1: Production du pétrole et du gaz naturel de 2009-2012

Années	2009	2010	2011	2012
Le pétrole brut (en millionsde barils/jour)	1216	1189,8	1161,6	1199,8
Le gaz naturel (en millions de TEP)	71,6	72,4	74,4	73,4

Ce tableau montre que la production de pétrole est restée stable, passant de 1216 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP) par jour en 2009 à 1161,6 millions de TEP par jour en 2012.

En ce qui concerne le gaz naturel, l'Algérie se classe au cinquième rang mondial en termes d'exportation (gazoducs et GNL) et détient entre 1,3% (environ 2000 milliards de m³) et 2,4% (environ 4500 milliards de m³) des réserves mondiales de gaz. En 2012, l'Algérie a produit 73,4 milliards de m³ de gaz naturel commercialisable, soit 2,4% de la production mondiale, ce qui la place au neuvième rang des pays producteurs dans le monde et au premier rang en Afrique.

1.2.3 Exportations

Le volume global d'exportation d'énergie primaire a atteint 78,7 M Tep en 2016, reflétant une hausse importante (+17,7%) par rapport à 2015. L'évolution par produit indique une très

¹³ Rapport annuelle de SONATRACH 2022

¹⁴ Billan energetique natinal

¹⁵ Rapport annuelle de SONATRACH 2022

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

forte augmentation de gaz naturel (+42%) par gazoducs et, à un degré moindre, de pétrole brut (+4,3%) et de condensat (+3,8%). Le volume des exportations des hydrocarbures s'est hissé, en 2021, à 95,0 Millions TEP, en hausse de 18% par rapport aux réalisations de 2020.¹⁶

Tableau 2: L'évolution de l'exportation du pétrole en Algérie (k Tep)

Année	1990	2000	2010	2011	2012	2013	2014
Exportation pétrole brut	33604	39 843	40881	40163	38 663	35131	29713
Exportation produits pétroliers	18221	22 868	21 516	20 054	19 185	19 484	25 668

Source : AIE

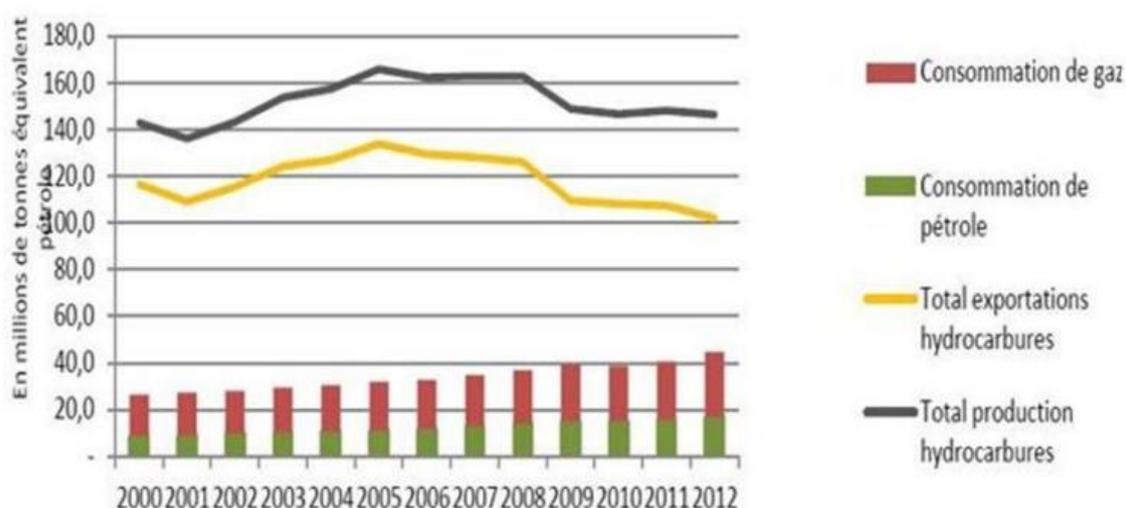


Figure 6: Consommation, production, exportation d'hydrocarbures entre 2000 et 2012

1.3 Industrie du gaz naturel algérien

L'Algérie, autrefois principalement productrice de pétrole, a évolué progressivement vers un statut de producteur de gaz naturel. Le pays bénéficie d'une réserve substantielle de gaz naturel, principalement concentrée dans le gisement de Hassi R'mel, qui représente à lui seul les trois quarts des réserves nationales de gaz.

¹⁶ BP. Statistical Review of World Energy. 2021

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

1.3.1 Le gaz naturel Algérien

Le gaz naturel algérien est un gaz à condensat constitué de 83.7% de méthane, 7.6% d'éthane, 1.9% de propane, 0.7% de butane, 0.25% de pentane et 0.15% de C₆H₁₄ ainsi que d'autres constituants non-HC inclus avec des proportions variables tel que : ¹⁷

- ✓ Hydrogènes sulfureux (H₂S);
- ✓ Hélium (H₂) avec 0.19% ;
- ✓ Azote (N₂) avec 5.6%;
- ✓ Dioxyde de carbone (CO₂) avec 0.21%;
- ✓ Vapeur d'eau (H₂O) avec 15 ppm.

Le gisement de gaz naturel le plus important en Algérie est celui de Hassi R'mel, renfermant d'importantes ressources de gaz naturel de haute qualité. Ce gaz se distingue par sa richesse en méthane et est unique en son genre car il contient de l'hélium, une caractéristique partagée uniquement avec le gaz américain. L'hélium présent dans ce gaz peut être récupéré et utilisé dans divers domaines. À cet effet, une usine de récupération d'hélium a été construite à Hassi R'mel par la Sonatrach en partenariat avec l'Air Liquide (France) et une société américaine spécialisée, dans le but de valoriser cette ressource précieuse. ¹⁸

De plus, le gaz naturel algérien se distingue par sa faible teneur en soufre, ce qui le rend encore plus économiquement avantageux en évitant la nécessité d'investir dans des unités de désulfuration supplémentaires.

En outre, le gaz naturel algérien contient une proportion significative de condensat, un liquide de qualité supérieure par rapport au brut. Cependant, pour valoriser cette fraction liquide, il est nécessaire de mettre en place des installations de récupération spécifiques.

1.3.2 La demande du gaz naturel en Algérie

La satisfaction des besoins nationaux est une mission de première importance pour Sonatrach. La consommation de gaz naturel a connu une forte croissance, passant de 21 milliards de mètres cubes (m³) en 2015 à 39 milliards de m³ actuellement. Cette consommation est répartie comme suit :

¹⁷ Samira Lakhal, « Analyse de risqué en exploration production », Mémoire pour l'obtention du diplôme d'ingénieur en économie pétrolière, Faculté des hydrocarbures et de la chimie, université de Boumerdes, 2003, p 02.

¹⁸ revue Algérienne de l'Énergie. (2019). Numéro spécial sur le gaz naturel en Algérie.

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

- **Marché national desservi par la Sonelgaz :**

La Sonelgaz est le principal client de Sonatrach et le principal fournisseur du marché domestique. Elle approvisionne notamment le secteur résidentiel et commercial, les industries et la production d'électricité, cette dernière étant réalisée principalement au gaz naturel (96 %). De plus, la Sonelgaz est chargée d'assurer la sécurité des approvisionnements du marché national.

- **Secteur des hydrocarbures (Sonatrach et ses filiales) :**

Les installations gazières et pétrolières, telles que les complexes de GNL, les stations de compression et de pompage pour le transport, les usines de pétrochimie et les raffineries, dépendent d'un approvisionnement régulier en gaz naturel pour mener à bien leurs missions respectives.

Ces données soulignent l'importance cruciale du gaz naturel dans la satisfaction des besoins énergétiques nationaux et dans le fonctionnement des secteurs clés de l'économie algérienne.

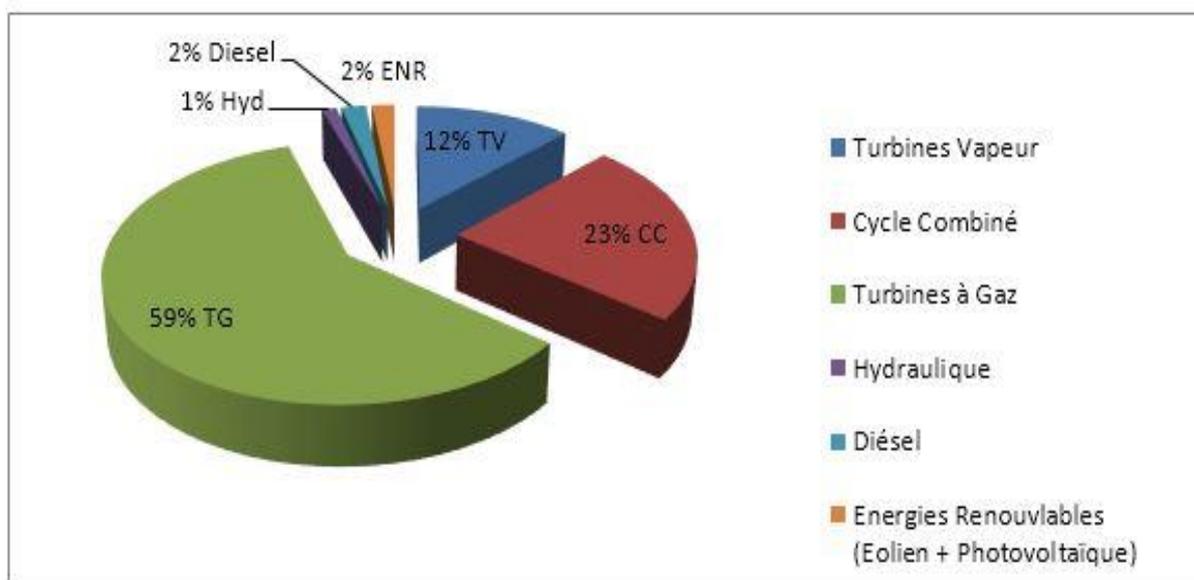


Figure 7: Répartition de la demande nationale du Gaz Naturel

Source : élaboré à partir des données du ministère de l'énergie

1.4 La chaine Exploration/production

L'Amont pétrolier comprend les activités de recherche, d'exploration, de développement et d'exploitation des hydrocarbures.

1.4.1 Les étapes d'un projet d'exploration /production

Un projet est une démarche singulière qui englobe un ensemble d'activités coordonnées, caractérisées par des dates de début et de fin définies. Dans le domaine de l'exploration-production, un projet est spécifiquement conçu comme une série continue et intégrée d'opérations pétrolières visant à découvrir de nouveaux gisements d'hydrocarbures pouvant être exploités de manière économique. La réalisation d'un tel projet comprend plusieurs phases distinctes et complémentaires :¹⁹

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

1.4.1.1 Étape exploration

La phase d'exploration constitue la première étape cruciale dans l'industrie pétrolière. Son objectif principal est de déterminer les emplacements potentiels où des hydrocarbures pourraient être présents, en se basant sur les données collectées par les géologues et les géophysiciens. Cette phase se conclut généralement par l'établissement de cartes sismiques qui représentent l'évolution des couches géologiques dans le sous-sol. ²⁰

La phase d'exploration fournit une quantité importante d'informations sur le gisement découvert, notamment :

- Estimation des réserves en hydrocarbures.
- Pré-évaluation comprenant des aspects géologiques, techniques et économiques.
- Calcul des profils de production, des investissements nécessaires et des dépenses d'exploitation, ainsi que des analyses économiques détaillées.

¹⁹ Lounis, N. (2018). Impact environnemental de l'exploitation des hydrocarbures en Algérie : Étude de cas sur la région de Hassi Messaoud. Revue Algérienne de Géologie et d'Environnement, 12(3), 75

²⁰ALBANE Nesrine, SADI Wahiba, QULIYEVA Khumar, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

- Évaluation des risques, qu'ils soient liés au pays, aux partenaires, à la géologie, aux techniques d'extraction, ou encore aux aspects financiers.

L'exploration d'un gisement compté sur plusieurs méthodes qui sont :

1.4.1.1.1 Méthodes géologiques

La recherche pétrolière s'appuie sur diverses disciplines telles que la tectonique, la paléontologie, la stratigraphie, la pétrographie et la sédimentologie, parmi d'autres. Ces disciplines constituent la base essentielle de toute exploration pétrolière, et le processus se déroule généralement en deux phases distinctes :

- La géologie de surface : Cette phase implique l'observation et la recherche de signes révélateurs de la présence de couches géologiques sédimentaires. Elle fait appel à diverses techniques telles que l'étude des roches à l'affleurement, l'examen d'échantillons en laboratoire, les datations, la photogéologie, ainsi que les sondages ou les excavations de faible profondeur.
- La géologie de sous-surface : Cette phase est principalement axée sur le contrôle des sondages et l'analyse des échantillons prélevés des puits de forage (carottes, déblais). Elle implique également la mesure de différents paramètres comme la vitesse d'avancement du forage et les caractéristiques physiques et chimiques des boues utilisées.

L'analyse des résultats issus de ces observations permet de reconstituer une image détaillée du bassin géologique concerné, ce qui est crucial pour orienter efficacement les activités d'exploration et de production pétrolières.

1.4.1.1.2 Méthodes géophysiques

Depuis 1920 la géophysique est venue apporter une aide considérable et sans cesse grandissante aux prospecteurs en fournissant des indications de plus en plus précises sur les couches profondes échappant à l'observation directe des géologues. On retient essentiellement :²¹

- **Méthodes potentielles**

Les méthodes potentielles utilisées dans l'exploration pétrolière comprennent la gravimétrie et la magnétométrie, qui mesurent respectivement les variations de la pesanteur et les variations

²¹ H.K. Abdel-Aal, A. Bakr ET M.A. Al-Sahlawi, « Petroleum Economics and Engineering », Second Edition, Edition Marcel Dekker, New York, USA 1992, p 24.

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

du champ magnétique. Ces deux méthodes, complémentaires, sont souvent combinées pour former ce que l'on appelle la gravi-magnétométrie (gravi-mag), qui offre un aperçu structural des couches géologiques en profondeur ainsi que de leur orientation.²²

La gravimétrie permet de détecter les variations minimales de la densité des roches sous la surface terrestre, ce qui peut indiquer la présence de structures géologiques telles que des failles, des plis ou des intrusions. D'autre part, la magnétométrie mesure les variations du champ magnétique terrestre, ce qui peut révéler la présence de minéraux magnétiques ou de roches altérées. En combinant ces deux méthodes, les géologues peuvent obtenir des informations précieuses sur la structure géologique d'une région donnée et sur les éventuels indices de la présence d'hydrocarbures.²³

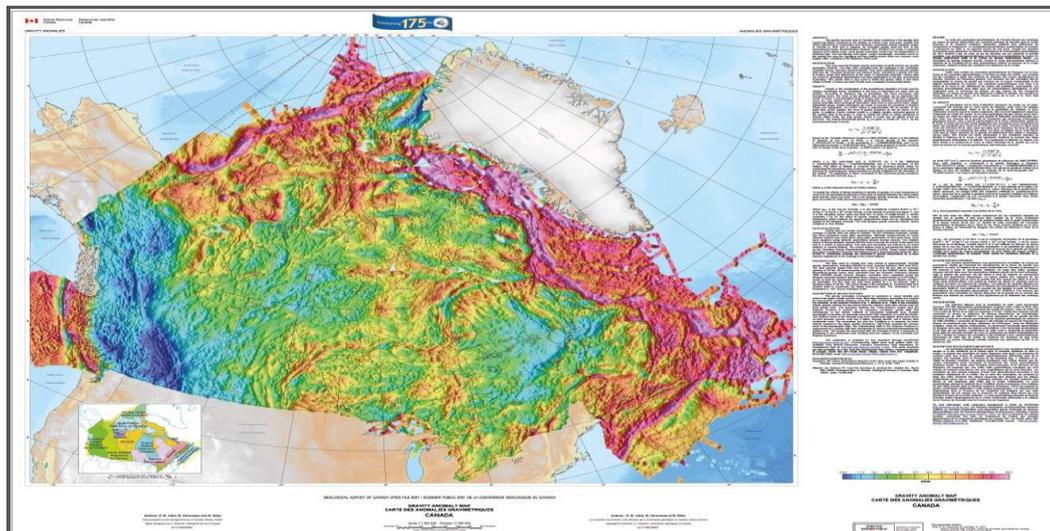


Figure 8: Exemple de cartes gravimétriques. Source : glq2200.clberube

- **Les Méthodes sismiques**

Les méthodes sismiques se distinguent des techniques de prospection précédentes par leur caractère plus approfondi et spécifique à la recherche pétrolière. Elles reposent sur la génération d'ondes sismiques élastiques par des sources telles que des explosifs ou des vibrateurs, suivie de leur enregistrement par des dispositifs adaptés placés en surface.

²² Amrane, S. (2019). Techniques d'exploration géophysique dans l'industrie pétrolière. Alger : Éditions Algerian Petroleum Institute.

²³ Haddad, K. (2019). Développement durable dans l'industrie pétrolière en Algérie : Défis et opportunités. Revue Algérienne de Développement Durable, 5(1), 30

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

Ces méthodes sismiques exploitent le principe selon lequel les ondes sismiques se propagent à travers les différentes couches géologiques et sont réfléchies, réfractées ou dispersées par celles-ci. En enregistrant les variations de ces ondes, les géophysiciens peuvent obtenir des informations détaillées sur la structure sous-jacente du sous-sol, y compris la présence potentielle de structures géologiques propices à la formation de gisements d'hydrocarbures.

Par conséquent, les méthodes sismiques sont essentielles dans l'industrie pétrolière pour leur capacité à fournir des données précises et détaillées sur la composition et la configuration des formations géologiques, ce qui permet aux entreprises d'exploration pétrolière de prendre des décisions éclairées concernant les emplacements de forage et les zones de production potentielles.²⁴

On distingue deux types :

-La sismique réflexion : lorsqu'il s'agit de capter les ondes réfléchies et la sismique réfraction pour les ondes réfractées.

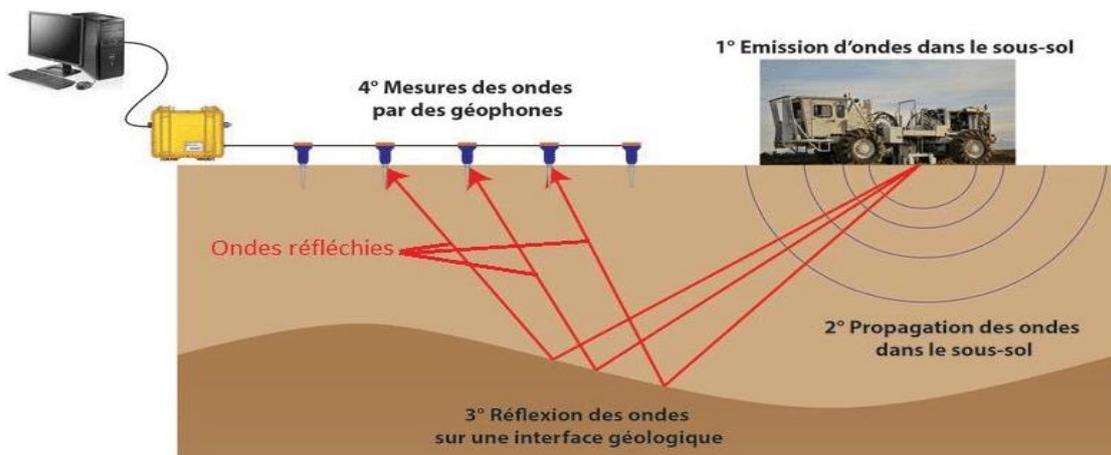


Figure 9: Le principe de sismique réflexion , source : www.researchgate

-La géométrie de l'acquisition : Des ondes déterminent les méthodes utilisées. On discerne :

- La sismique 2D (2dimension) : méthode traditionnelle présentant des mesures d'un plan. Elle a donné des résultats mais présente ses limites dans certains cas.

²⁴ Benamar, A. (2020). Techniques avancées de prospection sismique en exploration pétrolière.

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

- La sismique 3D : nouvelle méthode qui fournit des informations spatiales du terrain prospecté. C'est une méthode de haute résolution.

- La sismique 4D : appelée également sismique de réservoir. Il s'agit de conjuguer la sismique 3D avec la dimension temps. Elle est utilisée pour le suivi d'un gisement en production dans le temps. Son application est à ses débuts. Ces méthodes débouchent sur le tracé de cartes en sub-surface après avoir traité les données acquises. Ces cartes peuvent être considérées comme une échographie du sous-sol. Elles permettent de dégager une image structurale du sous-sol et parfois de localiser les réservoirs et d'identifier les différents contacts (gaz -huile, huile -eau).

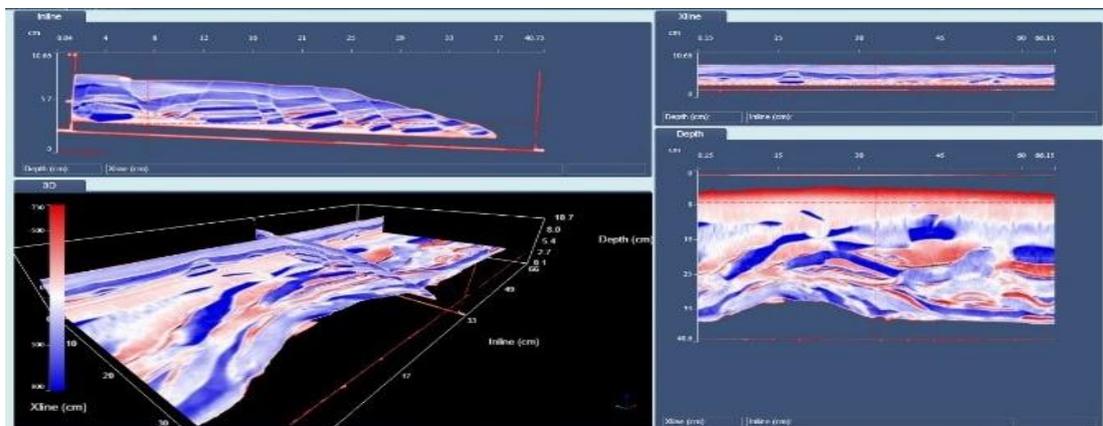


Figure 10: Modélisation de Bassin 2D et 3D. source : www.ifpenergiesnouvelles.

1.4.1.1.3 L'exploration par forage

Les informations géologiques et géophysiques fournissent une évaluation initiale de l'intérêt d'un site pour la prospection pétrolière, mais elles ne confirment pas la présence d'un gisement de manière définitive. Seul le forage direct dans le sous-sol permet de confirmer ou d'infirmer l'existence d'un gisement. Même en cas de résultat négatif, un forage est toujours bénéfique car il fournit des informations cruciales sur la lithologie et les fluides présents dans les formations géologiques.²⁵

²⁵ J.Masseron : « L'économie des hydrocarbures », Edition Technip, Paris 1991, p 102.

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

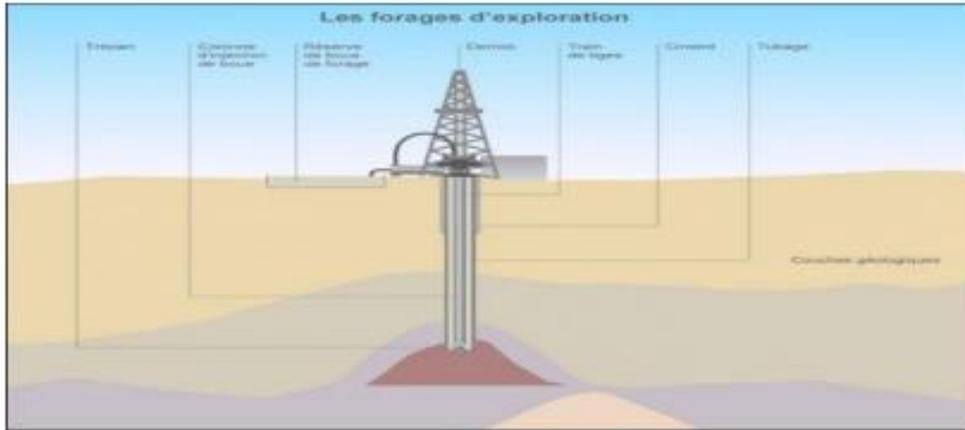


Figure 11: Forage d`exploitation , source : www.connaissancedesenergies.com.

Le forage, réalisé selon la technique la plus couramment utilisée appelée "forage rotary", consiste à broyer la roche à l'aide d'un outil de forage en rotation, comme un trépan ou une répandeuse. Cette technique se caractérise par l'application d'une pression sur l'outil et par l'évacuation des déblais grâce à la circulation de boue de forage. L'objectif principal du forage rotary est triple :²⁶

- Perforer le sol pour atteindre les couches géologiques ciblées.
- Évacuer les déblais générés pendant le forage afin de maintenir la propreté du trou et de faciliter la progression.
- Assurer la stabilité des parois du forage, en particulier dans les zones de terrains meubles et peu cohérents où des risques d'éboulement sont possibles.

Cette technique de forage est essentielle pour obtenir des données directes sur la composition du sous-sol et pour évaluer la faisabilité d'exploitation des ressources pétrolières dans une zone donnée.

1.4.1.1.4 Diagraphies

Les diagraphies sont des techniques utilisées pour déterminer la composition et les caractéristiques des roches, ainsi que les paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la perméabilité et la saturation en fluide ou gaz. Cette méthode implique l'utilisation d'outils de diagraphie qui sont descendus dans le puits à l'aide d'un câble électrique, et qui remontent en enregistrant en temps réel les paramètres physico-chimiques des roches traversées.

²⁶ www.planete-energies.com

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

Une fois les données collectées, elles sont présentées sous forme d'un graphique appelé "log de diagraphie". Ce log permet aux géologues et ingénieurs de visualiser et d'interpréter les différentes caractéristiques des formations géologiques rencontrées pendant le forage. Par exemple, la résistivité électrique mesurée par les diagraphies peut indiquer la présence d'hydrocarbures, la porosité donne des informations sur la capacité de stockage des fluides, et la perméabilité renseigne sur la facilité avec laquelle les fluides peuvent circuler à travers la roche.²⁷

Les diagraphies sont donc des outils essentiels dans l'exploration pétrolière car elles permettent une évaluation détaillée des propriétés des formations géologiques, ce qui aide à prendre des décisions éclairées concernant la production et l'exploitation des gisements.



Figure 12: diagraphies

1.4.1.2 Le développement

La phase pré-exploitation d'un gisement nécessite la mise en place de toutes les infrastructures et équipements nécessaires pour démarrer la production. Le plan de développement du champ pétrolier inclut plusieurs éléments cruciaux :

- Détermination du nombre de puits à forer pour assurer une production optimale.

²⁷ Benamar, A. (2019). Planification et développement des champs pétroliers : Techniques et bonnes pratiques. Alger : Éditions Pétrole et Gaz Algérie.

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

- Choix des techniques de récupération et d'extraction du pétrole piégé dans la roche réservoir, comme l'utilisation de méthodes d'injection de fluides ou de gaz pour améliorer la récupération.
- Conception et installation des installations de surface, y compris les réseaux de collecte et les manifolds pour acheminer le pétrole et le gaz vers les points de traitement.
- Mise en place des dispositifs de séparation pour séparer le gaz et les différents fluides extraits.
 - Localisation des sites de traitement où le pétrole brut est traité pour être commercialisé.

La technique de forage la plus couramment utilisée dans cette phase est le forage rotary, qui a connu des évolutions significatives telles que les forages déviés. Ces derniers permettent de contourner des obstacles souterrains ou de réaliser des forages horizontaux pour traverser le réservoir sur toute sa longueur. Les puits multi-grains sont également utilisés pour limiter le nombre de forages nécessaires, en permettant la production à partir d'une seule tête de puits.

1.4.1.3 La production

Après les phases d'exploration, des études approfondies sont menées pour évaluer la rentabilité du gisement sur la durée, déterminer le nombre et le type de forages nécessaires, ainsi que les installations les plus adaptées. Une fois ces étapes achevées, la production démarre, soit par déplétion naturelle (lorsque la pression interne du réservoir suffit à faire remonter les hydrocarbures), soit en utilisant des techniques de récupération assistée pour maximiser l'extraction.

Comme les gisements sont très vastes (de plusieurs kilomètres carrés à plus de 100 kilomètres carrés), il faut forer des puits de façon à récupérer le maximum d'hydrocarbures.²⁸

Les gisements pétroliers et gaziers étant souvent étendus sur de vastes zones, parfois de plusieurs dizaines ou centaines de kilomètres carrés, il est crucial de forer des puits stratégiquement positionnés pour garantir la récupération optimale des hydrocarbures. Ces

²⁸ ALBANE Nesrine, SADI Wahiba, QULIYEVA Khumar, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

puits peuvent être de différents types en fonction des caractéristiques du gisement et des objectifs de production :²⁹

- Puits de production : destinés à extraire les hydrocarbures du réservoir vers la surface.
- Puits d'injection : utilisés dans les techniques de récupération assistée comme l'injection de gaz ou de liquides pour augmenter la pression et faciliter l'extraction.
- Puits de surveillance : permettent de surveiller la pression, la température et d'autres paramètres du réservoir pour optimiser les opérations de production.

La sélection des techniques de production et de récupération dépend également des caractéristiques du gisement, telles que la nature du fluide (pétrole, gaz, condensat), la perméabilité de la roche réservoir, la présence d'eau ou de gaz associés, etc. Des simulations numériques et des modèles de réservoir sont souvent utilisés pour optimiser ces choix et assurer une exploitation efficace et rentable du gisement.

1.4.1.3.1 Production par déplétion naturelle

Si la pression des fluides dans le puits est nettement inférieure à la pression dans le réservoir, naturellement, les hydrocarbures remontent en surface et c'est ce qu'on appelle la production par déplétion naturelle.³⁰

1.4.1.3.2 Production par méthode de récupération assistée

Lorsque la pression naturelle d'un gisement pétrolier ne suffit pas à permettre l'extraction adéquate du pétrole, notamment en cas de forte viscosité limitant sa mobilité, on recourt à la méthode de récupération assistée. Cette approche comprend deux principales techniques : le pompage et l'injection d'eau ou de gaz.³¹

L'injection d'eau ou de gaz au sein du gisement vise à augmenter la pression interne, facilitant ainsi la remontée du pétrole vers la surface. Dans certains gisements où le pétrole est très visqueux, l'injection de vapeur d'eau ou de solvants spécifiques permet de fluidifier le pétrole et de le rendre plus mobile. Dans les exploitations pétrolières traditionnelles assistées

²⁹ Haddad, K. (2020). Techniques de production et de récupération assistée dans l'industrie pétrolière. Alger : Éditions Techniques Pétrolières Algérie

³⁰ De Bruin, R. H. (2018). Fundamentals of Enhanced Oil Recovery Methods. Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles, 73

³¹ Boudjemaa, A. (2020). Contribution de l'industrie pétrolière à l'économie algérienne : Analyse des données de production et d'exportation. Journal Algérien d'Économie et de Développement, 15(2), 45

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

par injection d'eau, il est généralement estimé qu'il faut entre 1 à 3 barils d'eau pour chaque baril de pétrole produit.

L'eau utilisée pour ces opérations peut provenir des puits eux-mêmes. En effet, les réservoirs de pétrole renferment souvent une quantité significative d'eau, en moyenne entre 3 à 5 barils d'eau pour chaque baril de pétrole extrait, souvent plus que nécessaire. Cette eau, naturellement mélangée au pétrole, est appelée "eau de production". Pendant les opérations d'extraction, cette eau est recyclée en la réinjectant dans le puits selon les besoins. Si le recyclage n'est pas possible, l'eau de production est traitée et filtrée avant d'être renvoyée dans l'environnement naturel. Des tests éco-toxicologiques sont effectués pour garantir que sa composition (huile, sel, chlorures, métaux, sulfates, carbonates, produits de traitement, etc.) respecte les normes réglementaires.

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

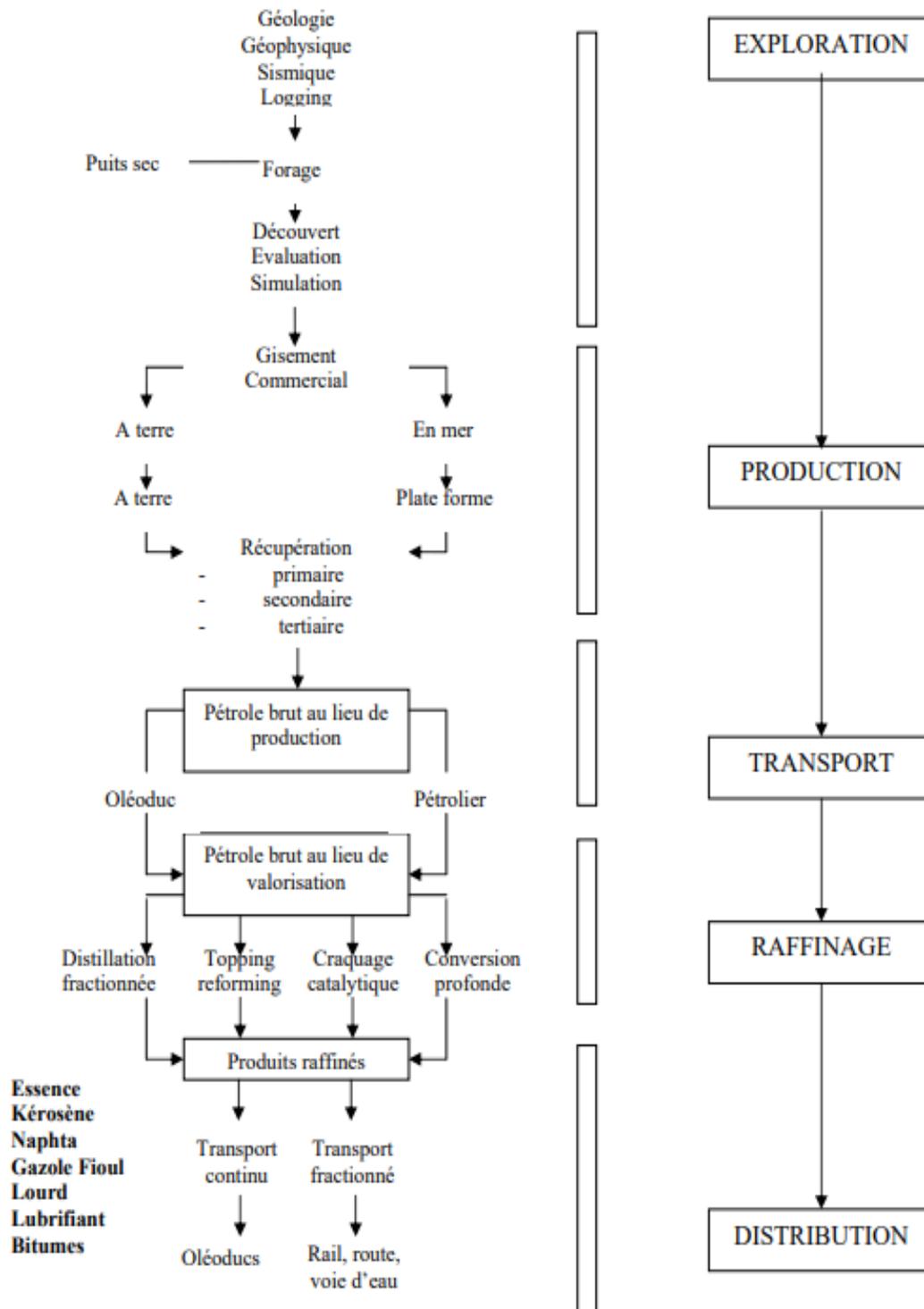


Figure 13: Les processus technique d'une chaîne pétrolière.

Source: H.K. Abdel-Aal, A. Bakr ET M.A. Al-Sahlawi, « Petroleum Economics and Engineering », Second Edition, Edition Marcel Dekker, New York, USA 1992, p 18

1.4.2 Les coûts des activités Exploration /Production

Ce sont les dépenses depuis la demande de permis jusqu'à la découverte ou l'abandon.

1.4.2.1 Le Coût de la géologie

Le prix de revient d'une équipe géologique dépend beaucoup des conditions de vie et des facilités de déplacement. Une équipe de géologie peut coûter de 70 000 à 200 000\$ /mois dans des régions relativement faciles. Et dans les régions difficiles, on compte par campagne et non par mois. Le coût d'une campagne peut atteindre 80 000\$ à 1.5 M\$. Les dépenses géologie couvrent environ de 10 à 30% du coût total d'exploration.³²

Ces chiffres sont vraiment utiles pour évaluer le coût de l'exploration géologique dans diverses régions. Cela montre à quel point les conditions géographiques et les exigences logistiques peuvent impacter le budget d'une équipe géologique. Les dépenses liées à la géologie représentant une part significative du coût total d'exploration, il est crucial de prendre en compte ces éléments lors de la planification et de la budgétisation des projets d'exploration.

1.4.2.2 Le Coût de la géophysique

La géophysique représente en moyenne 25 à 35% des dépenses de l'exploration. Leur distribution est comme suite : 1 à 2% manométrie, 1 à 3% gravimétrie et 95 à 98% sismique.

Ces données soulignent l'importance de la géophysique dans le processus d'exploration pétrolière. La répartition des dépenses montre que la majorité des ressources financières allouées à la géophysique est consacrée à la méthode sismique, ce qui met en évidence son rôle central dans la recherche de gisements d'hydrocarbures. La manométrie et la gravimétrie, bien que représentant des parts plus modestes des dépenses, restent des techniques essentielles pour compléter les informations obtenues par la sismique.

1.4.2.3 Le Coût d'un forage

Les facteurs déterminants dans le coût d'un forage sont :

- -Les données techniques : type d'appareil (rig), son support et la durée du puits, elles sont à leur tour fonction de : La zone géographique : terre / mer, conditions climatiques, l'accès et la nature de la zone (vierge ou mature). Le puits : son type (d'exploration ou de développement), sa profondeur, ses caractéristiques techniques (puits horizontal ...). Et la disponibilité des appareils de forage et des supports en mer.³³
- -Données économiques : internationales ou régionales. Elles représentent la prospection la plus importante des dépenses d'exploration avec 65 à 80%. Elles comportent tous les

³² J.Masseron : op.cit, p 122 à 127.

³³ ALBANE Nesrine, SADI Wahiba, 2021/2022

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

frais depuis la préparation jusqu'à la mise en production ou à l'abandon du puits. Elles sont distribuées comme suit : Génie civil 9%, forage : 50 à 60%, consommables : 14 à 17%, autres opérations 10 à 15% et les charges indirectes : 9%. En moyenne, le coût d'un appareil de forage est 180 000\$ / mois et le prix de revient d'un forage est exprimé par le prix total rapporté à la profondeur forée ; il varie entre 60 à 800\$ / mètre foré.

1.4.2.4 Le coût de développement

La mise en production d'un puits est une étape cruciale qui nécessite un investissement significatif. En effet, cette phase absorbe entre 40 et 60 % du coût technique total du pétrole. Elle s'étend généralement sur plusieurs années, souvent entre 2 et 4 ans.

Lors de cette phase, après une analyse et une étude d'optimisation, plusieurs actions sont entreprises pour développer le gisement. Cela comprend la réalisation de forages de développement, qui représentent environ 60 à 85 % du coût total de développement. De plus, les installations de surface, de récupération et de transport sont également mises en place pour assurer le bon fonctionnement et la rentabilité de la production.³⁴

1.4.2.5 Le coût d'exploitation

Les coûts d'exploitation, appelés également coûts opératoires, ou OPEX (Operating Expéditeurs).

A distinguer des CAPEX (Capital Expéditeurs) qui sont les investissements.

Les OPEX sont alors tous les décaissements propres au fonctionnement d'une installation. Ils sont distribués comme suit : les supports généraux des filiales : 20%, les opérations puits/surface : 15 %, la logistique : 15%, d'autres (l'inspection, la sécurité... etc.)³⁵

1.5 Les différents risques de l'industrie des hydrocarbures

1.5.1 Le risque géologique

Ce risque est lié à la nature du sous-sol et à la disposition des couches souterraines. L'existence d'une accumulation d'hydrocarbures n'est jamais garantie (une chance de succès sur dix à l'échelle mondiale). Même si les études géologiques et géophysiques sont positives, le

³⁴ ALBANE Nesrine, SADI Wahiba 2021/2022

³⁵ ALBANE Nesrine, SADI Wahiba, QULIYEVA Khumar, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

forage peut ne rien révéler. De plus, la rentabilité économique dépend du volume et de la qualité des hydrocarbures découverts, ainsi que du taux de récupération, influencé par la géologie du gisement. Bien que les avancées en collecte et analyse de données sismiques aient réduit ce risque, les coûts élevés de forage restent un défi majeur.

1.5.2 Le risque économique

La viabilité économique d'un projet pétrolier est influencée par les coûts en capital et les prix des hydrocarbures. Les coûts en capital comprennent les investissements initiaux sous grande incertitude concernant la valeur pétrolière du terrain. En phase de production, les décisions relatives au développement, à la densité des puits et au mode d'extraction sont cruciales. L'incertitude demeure sur le volume et la qualité du pétrole, les propriétés du gisement, les coûts de forage et le prix du brut. Le prix du pétrole est un facteur déterminant des revenus, mais il est difficile à prévoir en raison de chocs pétroliers et de fluctuations à court terme. Les mouvements à long terme du marché, influencés par l'offre, la demande et des paramètres politico-économiques complexes, sont déterminants.

1.5.3 Le risque politique

Le risque politique est lié à l'instabilité politique (guerre, terrorisme, conflits locaux) pouvant entraîner des pertes d'activité ou de rentabilité. Ce risque inclut également :³⁶

- Le régime fiscal, nécessitant stabilité pour assurer les investisseurs.
- Les relations de travail, dont l'impact est significatif malgré une quantification difficile.
- Les changements législatifs affectant l'environnement économique.
- La nature des relations internationales.

1.5.4 Le risque associé

Le risque "associé" concerne le choix des partenaires pour la réalisation des tâches confiées, prenant en compte leurs ressources, compétences et engagements. Les divergences peuvent émerger des points de vue différents au sein des comités techniques, des objectifs de l'État et des partenaires, de l'insuffisance de compétences techniques et de la difficulté à assurer le financement nécessaire.³⁷

³⁶ KLINGER Thibaut, « Géopolitique de l'énergie, constat et enjeux », Studyrama perspectives, p 15.

³⁷ DARSA Jean-David, « 365 risques en entreprise », Edition GERESO, 2017, p 15

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

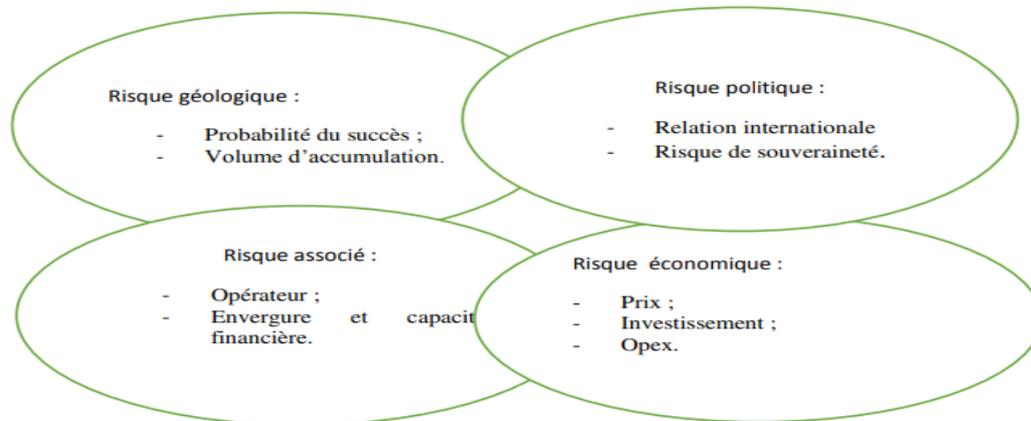


Figure 14: Les différents risques liés à l'industrie pétrolière

Conclusion

Les activités amont dans le domaine pétrolier englobent un ensemble d'opérations cruciales, allant de la prospection à l'exploitation des hydrocarbures. Ces activités sont stratégiques en raison des capitaux investis et des recettes générées, qui jouent un rôle vital dans les économies nationales. Il est donc essentiel de comprendre les aspects techniques et économiques de l'exploration et de la production d'hydrocarbures pour évaluer pleinement les enjeux des projets dans ce domaine.

L'exploration constitue le premier volet des activités amont, impliquant la recherche et l'identification de zones potentielles de gisements d'hydrocarbures. Cette phase repose sur des disciplines telles que la géologie, la géophysique et les méthodes de prospection sismique et gravimétrique.

Ensuite, une fois les gisements identifiés, la phase de développement débute, avec la mise en place des infrastructures nécessaires à l'extraction et au transport des hydrocarbures. Cela comprend la réalisation des forages de développement, la construction des installations de surface et des réseaux de collecte, ainsi que la mise en œuvre de techniques de récupération assistée pour optimiser la production.

L'exploitation des hydrocarbures englobe la phase de production proprement dite, où les gisements sont exploités pour extraire les ressources en hydrocarbures. Cette étape comprend la surveillance et la maintenance des équipements, ainsi que la gestion des flux de production et des opérations sur le terrain.

CHAPITRE 01: Generalite Sur L'amont Petrolier En Algerie

En résumé, les activités amont dans le secteur pétrolier sont essentielles pour la recherche, l'évaluation et l'exploitation rentable des ressources en hydrocarbures. Elles représentent un secteur stratégique de l'économie, avec des implications majeures en termes d'investissements, de revenus et de gestion des ressources naturelles.

CHAPITRE 02:
NOTIONS SUR
INVESTISSEMENTS

Introduction

Les investissements constituent un pilier fondamental pour la réalisation de tout projet industriel, et ceci est particulièrement vrai pour les projets gaziers. Dans le cadre d'un projet gazier régi par la loi 19-13, qui encadre les contrats de participation, il est crucial de bien comprendre et planifier les différentes catégories d'investissements nécessaires à chaque étape du projet. Ce chapitre a pour objectif de détailler l'ensemble des investissements requis, depuis les études préliminaires jusqu'à la mise en œuvre opérationnelle et la gestion des infrastructures.

Les investissements dans un projet gazier englobent une variété de dépenses : acquisition de terrains, construction d'infrastructures, achat d'équipements spécialisés, et formation du personnel. Chaque type d'investissement joue un rôle crucial pour garantir que le projet soit techniquement viable, économiquement rentable, et conforme aux réglementations en vigueur.

Les études d'évaluation économique des projets pétroliers incluent, en plus de la valorisation des hydrocarbures, trois types de données clés :

- Profits de production : déterminés par les ingénieurs réservoirs à partir de l'analyse des mécanismes de drainage.
- Investissements et coûts d'exploitation : évalués par des experts en estimation, puis gérés par les chefs de projets et les chefs de champ respectivement.
- Conditions contractuelles et fiscale : ces éléments peuvent être déterminants, car ils peuvent empêcher même un excellent projet technique de se réaliser.

Lors du processus d'évaluation, ces trois types de données doivent être analysés séparément, mais également dans un cycle d'optimisation globale pour assurer la meilleure création de valeur possible.

Ce chapitre se concentre sur l'étude des investissements en général, les différents critères d'évaluation d'un projet, et la prise de décision en matière d'investissements.

3.1 Généralités sur des investissements

3.1.1 Définition et objectifs de l'investissement

3.1.1.1 définition

« Investir, c'est acquérir un bien dont on attend des avantages durables (services, argent, etc.) ».

« L'investissement consiste à l'immobiliser des capitaux ; c'est-à-dire à engager une dépense immédiate, dans le but d'en retirer un gain sur plusieurs périodes successives. Cette dépense peut être engagée par l'entreprise pour différentes raisons : lancer des nouveaux produits ; augmente la capacité de production, amélioré la qualité des produits et services, réduire lescouts de production »³⁸

En termes économiques, un investissement représente une dépense qui vise à modifier durablement le cycle d'exploitation d'une entreprise. Cela implique souvent de renoncer à une consommation immédiate pour augmenter les recettes futures. Les revenus supplémentaires générés par cet investissement doivent être suffisants pour garantir sa rentabilité prévue ³⁹

L'investissement peut être appréhendé selon cinq perspectives distinctes :

- **Approche comptable** : L'investissement comprend tout bien, qu'il soit meuble ou immeuble, corporel ou incorporel, acquis par l'entreprise et destiné à rester durablement sous la même forme au sein de celle-ci.
- **Approche économique** : Il s'agit de tout sacrifice de ressources effectué aujourd'hui dans l'espoir d'obtenir des résultats futurs, certains répartis dans le temps, mais d'un montant total supérieur à la dépense initiale ⁴⁰.
- **Approche financière** : Un investissement est toute dépense qui génère des revenus ou des économies sur une longue période, et qui, par conséquent, se rembourse sur plusieurs années
- **Approche gestionnaire** : L'investissement crée un nouveau cash-flow. Il est essentiel de prioriser les différents projets possibles en fonction d'un bilan global, en définissant la rentabilité de chaque projet

³⁸ A. HACHICHA, choix d'investissement et de financement, éd TUNIS, 2001, P9

³⁹Benali, A. Les bases de l'investissement en Algérie,Éditions Économiques, 2022, p45.

⁴⁰ Solow, R. M. (1956). A contribution to the theory of economic growth. The Quarterly Journal of Economics, 70(1), 65.

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

- **Approche stratégique** : Un investissement doit améliorer la position concurrentielle de l'entreprise dans son environnement.

D'une autre part, il est possible de dire que :

- L'investissement consiste en l'emploi de capitaux dans le but d'accroître la production d'une entreprise ou d'améliorer son rendement.

- L'évaluation de l'investissement implique la comparaison entre des dépenses certaines et des recettes incertaines

- L'investissement est aussi l'échange d'une somme présente et certaine contre l'espérance de revenus futurs étalés sur plusieurs périodes, en tenant compte du risque, une caractéristique fondamentale de l'investissement.

3.1.1.2 Objectifs de l'investissement

Les objectifs de l'investissement sont variés et essentiels pour la croissance et la compétitivité d'une entreprise. Les principaux objectifs sont :

- **Améliorer la position concurrentielle de l'entreprise** : Un investissement bien planifié et exécuté peut renforcer la position de l'entreprise sur le marché en lui permettant d'offrir de meilleurs produits ou services que ses concurrents
- **Dégager des flux de surplus monétaire (cash-flow) étalés sur plusieurs périodes** : Les investissements sont souvent réalisés avec l'objectif de générer des flux de trésorerie supplémentaires sur le long terme, assurant ainsi la rentabilité et la stabilité financière de l'entreprise.
- **Développement de l'entreprise** : Cela inclut l'augmentation de la capacité de production, le lancement de nouveaux produits ou services, et la diversification vers de nouveaux secteurs d'activité, permettant ainsi à l'entreprise de croître et de s'adapter aux changements du marché.
- **Modernisation des outils de production** : L'investissement dans la modernisation des équipements et des technologies de production peut réduire les coûts, améliorer l'efficacité et la qualité de la production, et prolonger la durée de vie des actifs existants

3.1.1.3 Les caractéristiques d'un investissement :

Il semble que vous parliez des caractéristiques d'un investissement. Voici une reformulation et une structuration des éléments que vous avez fournis :

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

3.1.1.3.1 Capital Investi

Le capital investi représente la dépense totale supportée par l'entreprise pour la réalisation du projet. Il comprend deux types de dépenses :⁴¹

- Les dépenses liées à l'acquisition d'immobilisations, englobant le coût d'achat des biens, les frais d'étude, les frais d'installation, les frais accessoires (frais de douane, de transport) ainsi que la formation du personnel spécialisé.
- Les dépenses liées à l'investissement dans le cycle d'exploitation généré par le projet, incluant l'augmentation du besoin en fonds de roulement d'exploitation due aux écarts entre les encaissements et les décaissements engendrés par les opérations (achats, production, vente). La variation du besoin en fonds de roulement d'exploitation (BFRE) se définit comme suit :

$$\Delta \text{BFRE} = \Delta \text{ créances clients} + \Delta \text{ stocks} - \Delta \text{ créances fournisseurs}$$

3.1.1.3.2 Durée de Vie de l'Investissement

La durée de vie de l'investissement est un paramètre délicat à estimer, comprenant :

- La durée économique ou physique de l'équipement, reflétant la période de dépréciation due à l'usure du matériel, dépendant de ses performances techniques et de son taux d'utilisation.
- La durée de vie d'un produit, représentant la période après laquelle le matériel doit être renouvelé en raison de l'évolution technologique.

3.1.1.3.3 Cash-flow (Flux Financiers)

Les flux de trésorerie (cash-flows) sont les flux monétaires résultant de l'adoption d'un projet d'investissement, indépendamment du mode de financement choisi, excluant les charges financières directes ou indirectes du projet. Ces flux peuvent être exprimés en brut (CFB) ou en net (CFN), déterminés par la différence entre les recettes et les dépenses d'exploitation, avec prise en compte des impôts.

$$\text{CFB} + R_t - D_t, t=1, \dots, n;$$

En pratique on détermine la contribution de l'investissement à l'excédent brut d'exploitation de l'entreprise de la façon suivant :

⁴¹ A. HACHICHA, choix d'investissement et de financement, éd TUNIS, 2001, P10.

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

$$\text{Cash-flow} = \{\text{recettes imputables au projet}\} - \{\text{dépenses imputables au projet}\}$$

$$\text{Résultat net} = \text{chiffre d'affaires} - \text{charges décaissables}$$

$$\text{Résultat net} = \text{chiffre d'affaires} - \{\text{charges décaissables} + \text{dotations (amortissement)}\}$$

$$\text{Cash-flow} = \text{résultat net} + \text{dotations (amortissements)}$$

3.1.1.3.4 Valeur Résiduelle

Toute immobilisation peut avoir une valeur résiduelle, provenant soit de sa réutilisation à d'autres fins, soit de sa revente.

Pour l'estimer, on suppose l'arrêt de l'exploitation de l'investissement à la fin de la durée de vie. Elle comprend :

- La valeur de revente après impôts des immobilisations.
- Récupération des besoins en fond de roulement investis dans l'activité.

En général, sa formule est la suivante :

$$\text{VR} = \text{coût de l'investissement (capital investi)} - \sum \text{des amortissements pratiqués}^{42}$$

3.1.2 Classification des investissements

Différents auteurs ont proposé diverses classifications des investissements, mais il est utile de présenter les modes de classement les plus courants. Les investissements selon l'objet. On distingue quatre types d'investissement

3.1.2.1 Les investissements selon l'objet

Selon l'objet, on distingue quatre types principaux d'investissements :

3.1.2.1.1 Investissements de remplacement ou de maintien :

Ces investissements visent à renouveler les équipements obsolètes pour maintenir la capacité de production ou le niveau technique.

⁴² Naouri, N, & Sediki, H. (2015). Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA (Mémoire de Master en Sciences Commerciales, Option: Finance). Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Tizi Ouzou., p45

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

*« Ils sont destinés au renouvellement des équipements obsolètes afin de maintenir la capacité de production ou le niveau technique. L'évaluation du risque sur ce type d'investissement est relativement aisée ».*⁴³

3.1.2.1.2 Investissements de modernisation ou de rationalisation :

Ils ont pour objectif de réduire les coûts de revient et d'améliorer la productivité et la qualité des produits.

3.1.2.1.3 Investissements d'expansion ou de capacité :

Ils cherchent à augmenter les capacités de production, notamment par l'acquisition d'une autre société ou la création de nouveaux produits.

3.1.2.1.4 Investissements stratégiques :

Ils peuvent avoir une orientation défensive ou offensive selon la stratégie adoptée par l'entreprise. Ils comportent : .⁴⁴

- Stratégie défensive : Implique des investissements de renouvellement et de productivité sans augmentation significative de la capacité de production.
- Stratégie offensive : Se concentre sur l'augmentation de la capacité de production ou la délocalisation pour intégrer de nouveaux marchés.

3.1.2.2 Les investissements selon la nature

Les investissements peuvent également être classés en fonction de leur nature en trois catégories principales :

3.1.2.2.1 Investissements corporels :

Les investissements corporels se réfèrent à des acquisitions de biens matériels qui ont le potentiel de maintenir ou d'augmenter la capacité de production d'une entreprise. Ils peuvent se diviser en deux catégories principales :

- Investissements immobiliers : Cela inclut l'acquisition de terrains, la construction de bâtiments, et d'autres infrastructures fixes.

⁴³ Modigliani, F., & Miller, M. H. (1958). The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. *The American Economic Review*, 48(3), 261-297

⁴⁴ Naouri, N, & Sediki, H. (2015). Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA (Mémoire de Master en Sciences Commerciales, Option: Finance). Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Tizi Ouzou.p47

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

- Investissements mobiliers : Il s'agit des acquisitions de machines, équipements, matériels de transport, et autres actifs physiques mobiles nécessaires aux opérations de production ou de service.

3.1.2.2.2 Investissements incorporels :

Les investissements incorporels se réfèrent à des acquisitions d'actifs non physiques qui contribuent au développement de l'entreprise. Cela inclut l'acquisition de:⁴⁵

- Fonds de commerce.
- Marques et droits de propriété intellectuelle.
- Brevets.
- Logiciels et licences.
- Dépenses liées à la formation du personnel.
- Budgets publicitaires.
- Études de marché et recherche.

Ces investissements sont de plus en plus importants car ils sont souvent liés à des activités stratégiques telles que le développement de nouveaux produits, l'innovation technologique, la formation des ressources humaines, et la consolidation de la marque sur le marché.

3.1.2.2.3 Investissements financiers :

De nos jours, les investissements financiers prennent de plus en plus d'ampleur et se présentent sous diverses formes

- Principalement sous forme de prêts à long terme ou de titres de participation, généralement considérés comme des immobilisations financières.
- Occasionnellement sous forme de prêts à court terme, notamment lorsqu'ils sont liés à des participations existantes ou qu'ils sont appelés à être renouvelés à intervalles réguliers.

3.1.2.2.4 Les investissements en besoin en fond de roulement :

Les investissements en besoin en fond de roulement concernent les éléments vitaux pour le fonctionnement quotidien de l'entreprise

⁴⁵ Belkacem, B., & Zouaoui, S. (2018). Stratégies de compétitivité des entreprises algériennes. *Revue des Entreprises Algériennes*, 12(3), 45-58.

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

- Stocks : Ils représentent les biens et produits disponibles pour la vente ou la transformation.
- Créances clients : Correspondent aux montants dus par les clients pour les biens ou services fournis.
- Dettes fournisseurs : Il s'agit des montants dus aux fournisseurs pour les biens ou services reçus mais pas encore payés.

La gestion efficace de ces éléments est essentielle pour assurer la fluidité des opérations et la santé financière de l'entreprise.

3.1.2.3 Les investissements selon la finalité

Selon ce critère, il existe deux types d'investissements :

3.1.2.3.1 Les investissements productifs

Les investissements productifs sont ceux qui ont pour but de produire des biens ou services destinés à être commercialisés sur le marché. Parmi ces investissements, on peut distinguer :

- Substitution aux importations : Il s'agit d'investissements visant à produire localement des biens qui étaient auparavant importés, réduisant ainsi la dépendance vis-à-vis des importations.
- Modernisation de l'outil de production : Ces investissements sont axés sur l'amélioration et la mise à niveau des équipements, des technologies et des processus de production pour accroître l'efficacité et la compétitivité.
- Mise en valeur des ressources naturelles : Ils consistent à exploiter de manière optimale les ressources naturelles disponibles pour en tirer des produits ou des services commercialisables sur le marché.
- Exportation : Ces investissements sont orientés vers la production de biens ou services destinés à être exportés vers d'autres marchés, ce qui contribue à la croissance des exportations et à la diversification des sources de revenus.

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

3.1.2.3.2 Les investissements non directement productifs

Les investissements non directement productifs sont difficiles à quantifier en termes d'avantages financiers tangibles. Ils se subdivisent en plusieurs catégories : .⁴⁶

- Investissements sociaux : Comprennent les dépenses dans des domaines comme la santé, l'enseignement, l'éducation, et d'autres services sociaux qui contribuent au bien-être général de la population.
- Investissements d'infrastructures : Englobent les dépenses pour la construction et la maintenance des infrastructures physiques telles que les routes, les ponts, les barrages, et autres équipements publics essentiels au fonctionnement de la société.
- Investissements d'appui à la production : Incluent les investissements dans la formation du personnel, l'assistance technique, l'encadrement et le soutien technique nécessaire pour améliorer la productivité et l'efficacité des entreprises.

3.2 Définition et caractéristiques d'un projet d'investissement

3.2.1.1 Définition d'un projet d'investissement

Le projet d'investissement représente « *l'acquisition d'un ensemble d'immobilisation Permettant de réaliser ou développer une activité donnée, dans son aspect commun, il correspond à une dépense immédiate dont on attend des avantages futurs* ». ⁴⁷

« *On entend par projet aussi bien l'acquisition d'un bien que la réalisation d'un ensemble complexe. Dans ce cas comme dans l'autre, le projet d'investissement est donc un programme complet d'actions impliquant l'acquisition et l'exploitation d'immobilisations corporelles, incorporelles ou financières* ».

« *Un projet d'investissement représente l'acquisition d'un ensemble d'immobilisations permettant de réaliser ou de développer une activité (ou un objectif) donnée. Dans son aspect commun, il correspond à une dépense immédiate dont on attend des avantages futurs* »⁴⁸

⁴⁶ Naouri, N, & Sediki, H. (2015). Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA (Mémoire de Master en Sciences Commerciales, Option : Finance). Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Tizi Ouzou. P56

⁴⁷ Houdayer R, Évaluation financière des projets ,2ém Edition Économie, Paris, 1999, P09

⁴⁸ Brown, A. (2018). Le rôle des projets d'investissement dans le développement économique. *Revue des Affaires Economiques*, 15(2), 98

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

« Un projet d'investissement est un programme complet et autonome d'actions impliquant l'acquisition et l'exploitation d'immobilisations corporelles ou incorporelles »

Parmi toutes ces définitions, nous retiendrons une qui le mérite d'insister sur le caractère global et relativement autonome que doit présenter un projet.

*« Il s'agit d'un ensemble complet d'activités et d'opérations qui consomment des ressources limitées (telles que main d'œuvre, devise, etc.) et dont on (on = certains individus, groupes ou classes sociales ou la collectivité entière) attend des revenus ou autres avantages monétaires ou non monétaire ».*⁴⁹

3.2.3.2 Les caractéristiques d'un projet d'investissement

3.2.3.2.1. La Finalité du Projet

Peut concerner plus particulièrement l'un de ces trois éléments :

- La création d'un bien : Ce type de projet vise à développer et produire de nouveaux biens ou services. Il peut s'agir de la conception d'un produit innovant sur le marché, de l'amélioration d'un produit existant, ou encore du développement d'un service complémentaire ou totalement nouveau.
- La conquête d'un marché : Dans ce cas, le projet est orienté vers l'expansion de l'entreprise sur de nouveaux marchés géographiques ou sectoriels. Cela peut impliquer la création de filiales dans d'autres pays, l'exploration de segments de marché inexplorés, ou encore l'élargissement de la clientèle à de nouveaux groupes démographiques.
- Le changement technologique : Ce type de projet vise à intégrer de nouvelles technologies dans les processus de production ou les produits de l'entreprise. Cela peut inclure l'adoption de solutions numériques, l'automatisation des tâches, l'utilisation de l'intelligence artificielle, ou encore la mise en place de systèmes de gestion plus efficaces.

3.2.3.2.2. Il est Complet

C'est-à-dire que sa réalisation ou son succès ne dépend pas de l'approbation de dépenses supplémentaires.

⁴⁹ Naouri, N., & Sediki, H. (2015). Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA (Mémoire de Master en Sciences Commerciales, Option: Finance). Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Tizi Ouzou. P59

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

3.2.3.2.3. Il est Autonome

C'est-à-dire qu'il ne peut être considéré comme une simple phase d'un programme plus large, dont la réalisation conditionne son succès.

3.2.3.2.4. Il Implique l'Acquisition et l'Exploitations d'Immobilisation Corporelles ou Incorporelles

Il existe certes des projets d'activité qui peuvent jouer un rôle important dans la vie de l'entreprise, sans pour cela constituer des projets d'investissement, car l'acquisition d'immobilisation n'y joue qu'un rôle négligeable.

3.2.3.3 Les Dépenses d'investissement

Les dépenses liées à un investissement représentent le capital investi, qui peut être dépensé en une ou plusieurs fois en fonction de la nature et de la durée de vie économique de l'investissement. Ce capital investi est mesuré par les dépenses annuelles d'études préalables et les frais accessoires, tels que les honoraires.

Le coût de l'investissement proprement dit comprend plusieurs éléments, dont certains sont souvent négligés ou sous-estimés :⁵⁰

- Le Prix d'Achat : Il s'agit du coût des biens constituant l'investissement, qu'ils soient meubles ou immeubles, et est généralement facilement identifiable à travers les catalogues ou les devis des fournisseurs.
- Les Frais Accessoires d'Achat : Ce sont les frais supplémentaires comme le transport, les droits de douane, qui sont parfois omis ou sous-évalués.
- Les Frais d'Installation : Pour les immobilisations corporelles, ces frais peuvent être significatifs mais sont souvent oubliés.
- Le Coût de Mise en Route : Ce coût, ainsi que celui de la formation du personnel (lorsqu'il s'agit de matériel nécessitant une nouvelle technologie), sont souvent négligés.

Il est important de noter que ces deux derniers postes peuvent être importants lorsque la formation du personnel n'a pas été perçue comme nécessaire avant la mise en service, ce qui peut entraîner des déchets et des rebuts lors des premières fabrications.

⁵⁰ Manuel B et Serge M, guide pratique d'analyse des projets, Edition Economica, Paris, 1987, P 46.

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

En outre, il convient de considérer les coûts des investissements complémentaires au projet principal. Souvent, ces coûts supplémentaires sont omis ou sous-évalués, notamment dans les investissements visant à l'informatisation ou à l'amélioration des processus administratifs. De nombreuses entreprises auraient pu bénéficier de retarder l'automatisation de certains processus afin de former leur personnel et d'organiser préalablement les travaux à informatiser.

Ainsi, le coût réel de l'investissement est souvent supérieur au montant qui est comptabilisé par le service comptable, car il englobe toutes les sorties d'argent liées au projet, que ces sorties soient considérées comme des immobilisations ou des charges sur le plan comptable.

3.2.3.4 Les phases d'un projet d'investissement

Le processus d'un projet d'investissement se déroule en plusieurs phases :⁵¹

- **Phase d'identification :**

Cette phase détermine la viabilité économique, financière et technique de l'idée d'investissement. Elle implique une analyse approfondie de l'entreprise pour détecter ses forces, faiblesses, opportunités et menaces, ainsi que pour évaluer les besoins financiers du projet.

- **Phase de préparation :**

Toutes les fonctions de l'entreprise contribuent à trouver des solutions au problème posé, en se concentrant sur celle qui répond le mieux aux besoins. Cela comprend le développement et la confirmation des paramètres, l'estimation des coûts et une analyse financière.

- **Phase d'évaluation :**

Cette phase mesure les différentes composantes du projet et choisit celles qui répondent le mieux aux exigences de l'entreprise, en mettant l'accent sur la rentabilité.

- **Phase de décision :**

Le décideur évalue les possibilités de décision : accepter le projet s'il est avantageux, le rejeter s'il est inopportun ou s'il manque de fonds, ou poursuivre les études pour approfondir les informations.

- **Phase d'exécution :**

C'est la phase de mise en œuvre concrète du projet en allouant les fonds nécessaires à sa réalisation.

⁵¹ Koechl J, les choix d'investissements, Edition Dunod, Paris, 2003, P 11.

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

- **Phase de contrôle :**

Elle implique le suivi et le contrôle du déroulement des travaux, la comparaison des réalisations avec les prévisions, le respect des normes et de la qualité, ainsi que le respect des termes du contrat.

La figure qui suit nous montre les phases de prise de la décision d'investissement :

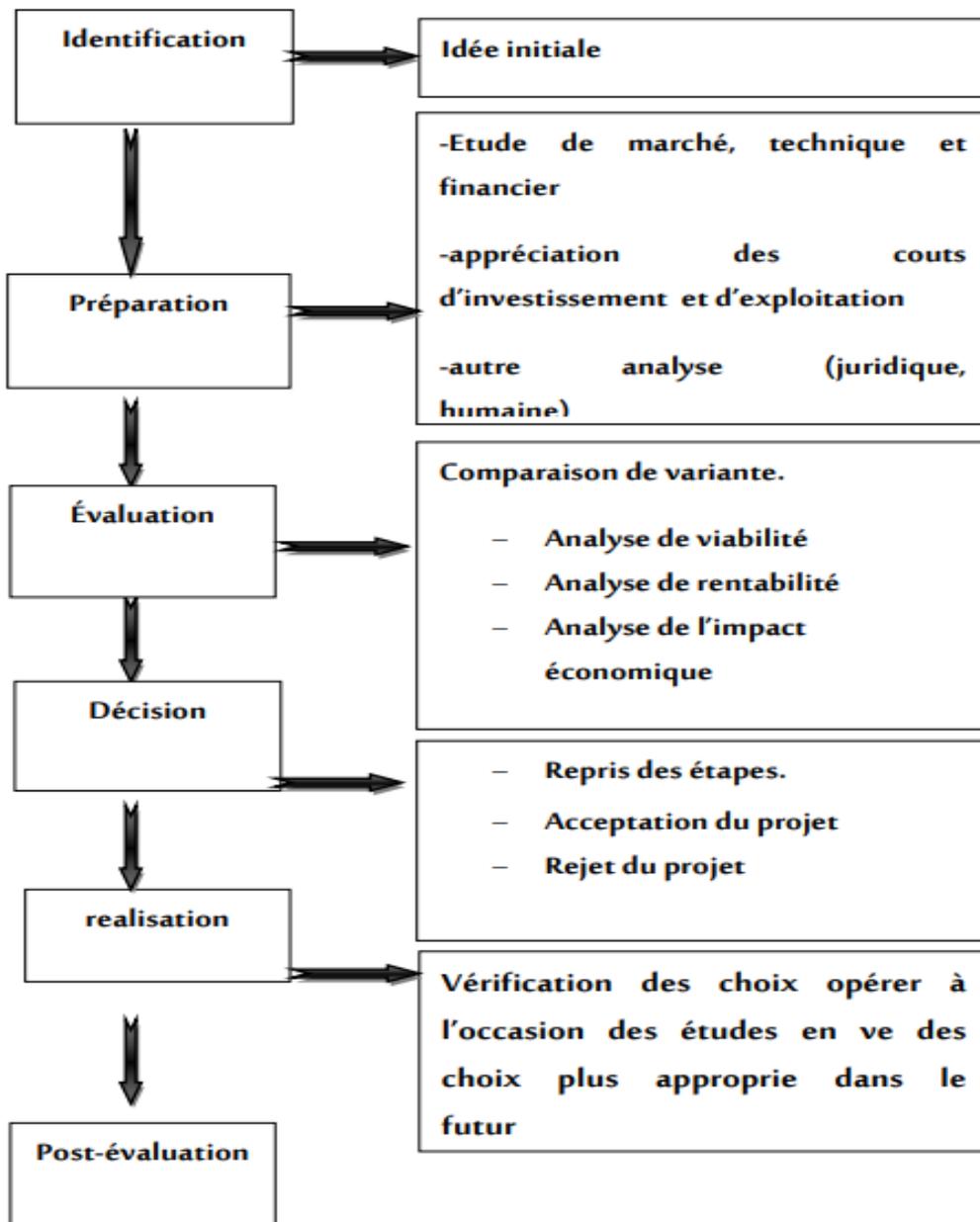


Figure 15: Le cycle de vie d'un projet,

Source: Lasary, évaluation et financement du projet, Edition distribution, El outhmania, 2007, P22.

3.3 Évaluation économique d'un projet pétrolier

L'évaluation économique d'un projet pétrolier nécessite la consolidation de trois catégories principales de données : techniques, économiques, contractuelles.⁵²

- **Données Techniques** : Celles-ci englobent les investissements (CAPEX), les dépenses d'exploitation (OPEX) et les profils de production. Les investissements représentent les coûts initiaux liés à l'acquisition d'équipements, à la construction d'infrastructures, etc. Les dépenses d'exploitation incluent les coûts récurrents pour faire fonctionner le projet, tels que les salaires du personnel, l'entretien des installations, etc. Les profils de production décrivent la quantité d'hydrocarbures que le projet est capable de produire sur une période donnée.
- **Données Économiques** : Elles comprennent des éléments tels que l'amortissement, l'actualisation, l'inflation et le prix des hydrocarbures. L'amortissement reflète la dépréciation des actifs au fil du temps, tandis que l'actualisation est utilisée pour ramener les flux de trésorerie futurs à leur valeur actuelle. L'inflation est prise en compte pour évaluer l'impact des variations des prix sur les coûts et les revenus du projet. Le prix des hydrocarbures est crucial car il influence directement les revenus générés par la vente des produits pétroliers.
- **Données Contractuelles** : Elles portent sur les conditions contractuelles et fiscales qui régissent le projet. Cela inclut les termes du contrat de concession, les obligations fiscales telles que les taxes et les redevances, les réglementations environnementales, etc. Ces éléments peuvent avoir un impact significatif sur la rentabilité globale du projet et doivent donc être pris en compte lors de l'évaluation économique.

1.3.1 L'investissement (CAPEX)

1.3.1.1 Les dépenses d'exploration

Les coûts d'exploration dans le secteur pétrolier sont souvent moins élevés que d'autres coûts associés à l'exploitation. Ces coûts sont engagés avant la découverte de ressources pétrolières et bénéficient d'une garantie de remboursement liée à la probabilité de succès du programme d'exploration, généralement comprise entre 10% et 30%. Ils comprennent diverses dépenses telles que :

⁵² Zebiri, B., & Chebbah, A. E. 2020. *Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative* (Mémoire de Master en Sciences et Technologies). Université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES. P80

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

- Les coûts d'acquisition de données sismiques 2D et 3D.
- Les coûts d'acquisition d'autres méthodes d'exploration géophysique.
- Les coûts liés au personnel impliqué dans les opérations d'exploration.
- Les coûts de traitement des données sismiques pour en extraire des informations exploitables.
- Les coûts d'interprétation et d'exploitation des données recueillies lors des opérations d'exploration.
- Les coûts de forage d'exploration pour tester les zones identifiées comme potentiellement riches en hydrocarbures.

1.3.1.2 Les investissements de développement

Les investissements de développement représentent :

- Les coûts de forage de développement pour étendre les activités d'exploration réussies et accéder aux réserves prouvées.
- Les coûts liés aux installations de production telles que les plates-formes offshore, les installations terrestres, les équipements de traitement du pétrole brut, etc.
- Les coûts associés aux systèmes de transport du pétrole et de gaz, y compris les pipelines, les terminaux maritimes ou terrestres, les stations de compression, etc.
- Les coûts des systèmes d'évacuation, qui comprennent la logistique pour acheminer les produits pétroliers vers les marchés de vente, les terminaux d'exportation, les navires-citernes, etc.

Ces investissements sont cruciaux pour passer de la phase d'exploration à celle de production commerciale. Ils visent à mettre en place les infrastructures nécessaires pour extraire, traiter et transporter les hydrocarbures découverts vers les marchés où ils seront commercialisés. Ces coûts peuvent être significatifs et nécessitent une planification minutieuse pour assurer une exploitation efficace et rentable du gisement pétrolier.

1.3.2 Les dépenses d'exploitation (OPEX)

Les dépenses d'exploitation sont les coûts opératoires des installations de production. Ces dépenses sont principalement : ⁵³

⁵³ Zebiri, B., & Chebbah, A. E. 2020. *Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative* (Mémoire de Master en Sciences et Technologies). Université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES. P80

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

- Les coûts des supports généraux des filiales, qui incluent les frais administratifs, les frais de personnel, les dépenses liées à la gestion des installations, etc.
- Les coûts des opérations puits/surface, qui englobent les activités directement liées à l'extraction du pétrole ou du gaz, telles que les opérations de forage, de complétion des puits, de stimulation, etc.
- Les coûts de maintenance des équipements et des installations pour assurer leur bon fonctionnement et leur durabilité.
- Les coûts de logistique, qui comprennent les dépenses liées au transport des produits pétroliers, à la gestion des stocks, à l'approvisionnement en matériaux et en équipements, etc.

1.3.3 L'amortissement

L'amortissement est un processus comptable essentiel qui consiste à répartir la perte de valeur d'un actif au fil du temps en raison de l'usure, de l'écoulement du temps ou de l'obsolescence. Il vise à refléter de manière plus précise la valeur réelle des actifs d'une entreprise dans ses états financiers.

Lorsqu'une entreprise acquiert des actifs, tels que des équipements, des installations ou des propriétés, ces actifs sont enregistrés dans ses livres comptables à leur coût d'acquisition initial, également appelé valeur nette comptable. Cependant, avec le temps et l'utilisation, la valeur de ces actifs diminue, ce qui entraîne une perte de valeur pour l'entreprise.⁵⁴

Pour prendre en compte cette perte de valeur dans les états financiers, l'entreprise utilise le processus d'amortissement. Chaque année, une fraction de la valeur nette comptable de l'actif est enregistrée comme une dépense d'amortissement. Cette dépense est déduite du bénéfice imposable de l'entreprise, ce qui réduit son bénéfice net et, par conséquent, ses impôts.

L'amortissement permet donc de refléter plus fidèlement la valeur réelle des actifs de l'entreprise au fil du temps, tout en contribuant à la juste évaluation de sa performance financière et à la conformité avec les principes comptables.

1.3.4 L'actualisation

L'actualisation consiste à déterminer le pouvoir d'achat que la valeur d'une marchandise fournira à l'avenir. Il est calculé en tenant compte de l'inflation. Mettre à jour le montant revient

⁵⁴ Smith, J. (2020). Comptabilité financière : Principes et applications. Revue Comptabilité et Finance, 10(2), 42

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

à déterminer ce que nous pourrions obtenir à la date à laquelle ce montant sera perçu. Certaines entreprises incluent des clauses d'actualisation dans les contrats qui leur permettent de modifier les prix en fonction de l'évolution de certains indices. L'actualisation est également utilisée pour investir. Cela détermine la valeur des gains en capital attendus lorsqu'ils sont disponibles.

55

1.3.5 Le prix des hydrocarbures Selon la loi (N° 19-13)

Ces dispositions concernant le prix des hydrocarbures selon la loi (N° 19-13) sont les suivantes :

- Les prix de base pour les hydrocarbures liquides exportés sont déterminés par les prix FOB mensuels publiés par une source spécialisée ou par l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT) en l'absence de cette publication.
- Les prix de base pour les produits pétroliers destinés au marché national sont libres, sauf pour les carburants et le GPL.
- Les prix de base pour ces derniers produits sur le marché national sont notifiés chaque année par l'Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH).
- Les prix du pétrole brut et du condensat sont calculés annuellement par l'ARH selon une méthodologie définie par la réglementation.
- Pour le gaz naturel exporté, le prix est basé sur le contrat de vente du mois précédent.
- Pour le gaz naturel vendu à un client dont la consommation annuelle dépasse un seuil spécifié, le prix est négocié librement.
- Enfin, le prix du gaz naturel pour les producteurs d'électricité et les distributeurs de gaz sur le marché national est fixé et notifié chaque année par l'ARH. ⁵⁶

⁵⁵ Zebiri, B., & Chebbah, A. E. 2020. *Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative* (Mémoire de Master en Sciences et Technologies). Université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES, p82

⁵⁶ Articles (146) (147) (148) (149) (150) (206) (207) (208) de la loi (N° 19-13) relatives aux hydrocarbures

1.4 Les critères d'évaluation des projets d'investissement

1.4.1 Approche déterministe

Pour maximiser ses profits, une entreprise doit identifier les investissements les plus rentables. La théorie microéconomique classique propose plusieurs méthodes pour résoudre ce problème de choix parmi les opportunités d'investissement :

- La Valeur Actuelle Nette (V.A.N) : qui mesure la valeur actuelle des flux de trésorerie générés par un investissement en les actualisant au taux d'actualisation approprié.
- Le Taux de Rentabilité Interne (T.R.I) : qui représente le taux de rendement permettant d'égaliser la valeur actuelle des investissements avec leur coût initial.
- Le Délai de Récupération : qui indique le temps nécessaire pour récupérer le montant initial investi.
- L'Indice de Profitabilité (I.P) : qui compare le montant des bénéfices futurs d'un investissement avec le montant initial investi. Valeur actuelle nette (V.A.N)

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

$$V.A. N = \sum C. Fn / (1 + i)^n - I_0$$

VAN = Valeur actuelle nette

C.Ft = Cash-Flow (l'ensemble des flux de liquidités générés par les activités d'une société)⁵⁷

I₀ = L'investissement initial

i = Taux d'actualisation

n = L'année d'exploitation

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

⁵⁷ Naouri, N., & Sediki, H. (2015). Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA (Mémoire de Master en Sciences Commerciales, Option: Finance). Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Tizi Ouzou, p69

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

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

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

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

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

1.4.1.2 Délai de récupération

Le délai de récupération désigne la période durant laquelle les revenus générés par un projet permettent de rembourser le montant initial de l'investissement et de le rémunérer au taux d'actualisation. En d'autres termes, c'est la durée nécessaire pour récupérer l'investissement initial. L'année de récupération, quant à elle, est l'année à partir de laquelle la Valeur Actuelle Nette (VAN) du projet devient positive, indiquant ainsi que les gains du projet surpassent les coûts initiaux.

1.4.1.3 Indice de profitabilité (I.P)

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

$$I.P = V.A. N / IO^{58}$$

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

1.4.2 Approche probabiliste

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

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

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

⁵⁸ Zebiri, B., & Chebbah, A. E. 2020. *Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative* (Mémoire de Master en Sciences et Technologies). Université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES, p85

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

PS: La Probabilité de Succès

IR : L'Investissement de Recherche

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

✚ Si $(E.M.V > 0)$: C'est un succès ;

✚ Si $(E.M.V < 0)$: C'est un échec

1.4.2.2 L'analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité est une méthode qui permet d'évaluer l'impact économique des variations de certains facteurs de risque importants sur les indicateurs économiques d'un projet d'investissement. Cette analyse se déroule en plusieurs étapes :⁵⁹

- Identification des facteurs de risque : Cette étape consiste à déterminer les variables incertaines du modèle déterministe, qui sont des événements dont la réalisation est incertaine.
- Estimation de l'amplitude des valeurs possibles : Pour chaque paramètre incertain identifié, il est nécessaire d'évaluer la valeur maximale possible ou probable qu'il peut prendre.
- Evaluation des conséquences : Chaque paramètre est ensuite déplacé individuellement vers ses valeurs extrêmes, et l'on observe les modifications des indicateurs économiques pertinents induites par ce déplacement.

L'analyse de sensibilité permet ainsi de mieux appréhender le potentiel et les risques associés au projet d'investissement en tenant compte des variations possibles des facteurs de risque identifiés.

1.4.2.3 L'arbre de décision

Elle consiste à construire un graphe qui permet de présenter sous forme d'un arbre les différentes combinaisons possibles des décisions successives. Elle permet de déterminer de manière commode la meilleure solution.⁶⁰

La méthode de l'arbre de décision repose sur la construction d'un graphe où les "nœuds" représentent les différentes alternatives disponibles et les "branches" les conséquences de

⁵⁹Rabhi, S., & Zaidi, S. (2014). *Étude de la rentabilité d'un projet d'investissement et son financement* (Mémoire fin de cycle). Centre de Comptabilité et d'Audit (CCA), p27

⁶⁰ Bridier M et Michalof S, guide pratique d'analyse des projets, Edition Economica, Paris,1987, P 46

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

chaque alternative. Cette méthode nous permet d'analyser les conséquences potentielles de décisions successives.

Une étape essentielle de cette méthode est l'estimation des probabilités associées à chaque événement possible. Cette tâche peut être complexe car elle implique d'évaluer la probabilité de réalisation de chaque événement, ce qui nécessite souvent des données et des analyses approfondies. Les probabilités estimées sont ensuite indiquées sur l'arbre de décision pour permettre une évaluation complète des différentes alternatives.⁶¹

En résumé, la méthode de l'arbre de décision est un outil puissant pour prendre des décisions complexes en tenant compte des différentes possibilités et de leurs probabilités associées. Elle offre une visualisation claire des différentes voies et conséquences possibles, ce qui facilite l'analyse et la prise de décision.

1.5 La décision d'investissement

1.5.1 Importance de la décision d'investissement

Les décisions d'investissement revêtent une importance stratégique pour plusieurs raisons :

- Elles sont à long terme et constituent le moteur essentiel de croissance et de survie de l'entreprise.
- Elles mobilisent des ressources importantes.
- Souvent irréversibles à moyen et long terme, ces décisions engagent l'entreprise de manière significative.
- Elles influent sur l'image de marque de l'entreprise, étant donné leur impact sur l'environnement économique et financier.

Ainsi, toute décision d'investissement doit faire l'objet d'une étude rigoureuse qui comprend :

- Une évaluation quantitative de la rentabilité du projet en définissant le critère d'évaluation.
- Une analyse des risques, car les investissements impliquent toujours une incertitude sur l'avenir.

⁶¹ Zebiri, B., & Chebbah, A. E. 2020. *Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative* (Mémoire de Master en Sciences et Technologies). Université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES, p91

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

- Une réflexion stratégique pour préciser les objectifs à long terme de l'entreprise, notamment par :
- L'analyse externe, qui étudie les facteurs clés de succès dans les activités actuelles ou envisagées en segmentant en domaines homogènes et en étudiant les rapports de force entre les acteurs.
- L'identification des points forts et des points faibles de l'entreprise dans les domaines cibles.
- La construction de scénarios simulant différentes évolutions possibles des paramètres de décision de l'entreprise et de leurs conséquences.
- La recherche d'un portefeuille d'activités équilibré en fonction du cycle de vie des produits.

1.5.2 La prise de décision dans les projets d'exploration-production

Au fil des années, le processus décisionnel des compagnies pétrolières s'est complexifié de manière significative. Ce phénomène s'explique par la nécessité pour ces entreprises de choisir parmi une multitude de projets, en prenant en considération des variables incertaines telles que le prix du pétrole brut et la disponibilité des ressources. Les indicateurs traditionnels utilisés dans ce processus, tels que la Valeur Actuelle Nette (VAN), le Taux de Rendement Interne (TRI) et l'Indice de Profitabilité, se sont révélés limités en raison d'une prise en compte insuffisante du risque, élément crucial dans l'industrie pétrolière. De plus, ces indicateurs ne permettent pas de saisir les interactions entre les différents projets, ce qui rend leur utilisation moins efficace dans un contexte aussi complexe.

1.5.2.1 L'importance des calculs économique pour la prise décision dans les projets

E/P

Les calculs économiques revêtent une importance cruciale dans les projets d'Exploration/Production (E/P) pour prendre des décisions stratégiques telles que :

- L'acquisition d'un bloc d'exploration.
- Le forage d'un puits d'exploration ou d'un puits d'appréciation.
- Le lancement du développement d'un champ pétrolier.
- La mise à niveau des installations existantes, toutes basées sur des considérations "économiques".

Ces calculs économiques sont effectués à chaque étape de la chaîne Exploration/Production, et les points de décision critiques incluent :

CHAPITRE 2 : notions sur les investissements

- - La décision d'entrer dans un permis d'exploration ou non.
- - La décision concernant un développement supplémentaire, à prendre ou non.
- - La décision de lancer le développement ou non, et si oui, cela mène à la décision finale d'investissement.

1.5.2.2 La rémunération des capitaux propres

Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) est un indicateur économique crucial utilisé dans le monde des affaires et des entreprises pour évaluer le taux de rentabilité annuelle moyen que les associés d'une entreprise peuvent espérer obtenir compte tenu des investissements réalisés.

Le CMPC tient compte des trois principales sources de revenus d'une entreprise pour financer ses investissements :

- Les capitaux propres apportés par les associés.
- Les capitaux externes provenant d'organismes financiers et d'autres organismes prêteurs.
- L'autofinancement généré par les résultats bénéficiaires des années précédentes et non distribués aux associés.

Ce calcul permet à une entreprise de déterminer la source de revenus la plus avantageuse pour un financement offrant une rentabilité optimale. La formule mathématique pour calculer le CMPC est la suivante :⁶²

$$\text{Fonds propres} \times \text{coût des fonds propres} + \text{fonds externes} \times \text{coût des Fonds externes} \times (1 - \text{taux d'impôt}) \div \text{fonds propres} + \text{fonds externes}.$$

⁶² BABUSIAUX (D), Décision D'investissement Et calcul Économique Dans L'entreprise, édition TECHNIP 1990.

Conclusion

Ce chapitre a mis en lumière l'importance cruciale des décisions d'investissement dans le domaine de l'exploration et de la production des hydrocarbures. Ces décisions, étant donné leur caractère hautement capitalistique et les niveaux de risques élevés associés, doivent être prises de manière réfléchie et fondée sur des bases solides.

Nous avons exploré le processus de prise de décision, mettant en évidence l'importance des calculs économiques et des données fiables pour évaluer la rentabilité des projets. En particulier, nous avons examiné la construction d'un échéancier de flux de trésorerie et les principaux critères de décision utilisés pour évaluer la viabilité économique des investissements.

Ce chapitre nous a donc préparés pour aborder le chapitre suivant, où nous plongerons plus en profondeur dans l'évaluation de la rentabilité des projets d'exploration et de production des hydrocarbures. Nous explorerons les méthodes et les outils utilisés pour prendre des décisions éclairées et optimiser les rendements sur ces investissements stratégiques.

CHAPITRE 03 :
LA LOI (N°19-13) SUR LES
HYDROCARBURES

Introduction

L'industrie des hydrocarbures occupe une place prépondérante dans l'économie algérienne, représentant une source majeure de revenus et un moteur de croissance économique. Cependant, pour maintenir et accroître la compétitivité du secteur, attirer les investissements étrangers et intégrer les meilleures pratiques internationales, une réforme du cadre juridique et fiscal était nécessaire. C'est dans ce contexte que la loi n°19-13 sur les hydrocarbures a été promulguée en décembre 2019.

Ce chapitre explore les objectifs, les principales dispositions et les implications de cette nouvelle législation. Il met en lumière pour comprendre les enjeux et les opportunités que présente la loi n°19-13 et vise à transformer le secteur des hydrocarbures pétrolier et gazier algérien.

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

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

La loi des hydrocarbures N° 19-13 modifie la loi N° 13-01 et révisé le cadre institutionnel, juridique et fiscal du secteur de l'énergie.⁶³

En favorisant un environnement plus attractif pour les investisseurs tout en modernisant les pratiques d'exploitation. Nous examinerons également les différents types de contrats introduits par la loi, les mesures incitatives pour l'exploration et la production, ainsi que les impacts attendus sur le développement économique du pays.

⁶³ Zebiri, B., & Chebbah, A. E. 2020. *Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative* (Mémoire de Master en Sciences et Technologies). Université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES. P14

2.1. Définition de la loi sur les hydrocarbures

2.1.1. Définition :

Les lois sur les hydrocarbures représentent un ensemble de règles juridiques régissant les activités industrielles et commerciales liées aux hydrocarbures sous diverses formes : liquide, gazeuse et solide. Ces lois sont cruciales car les hydrocarbures sont des ressources économiques stratégiques.

2.1.2. Loi algérienne sur les hydrocarbures

Au fil des décennies, le législateur algérien a élaboré diverses dispositions pour améliorer le climat d'investissement et maximiser les avantages économiques et juridiques de l'industrie des hydrocarbures. Ces réformes visent à résoudre les problèmes de mécanismes et de mesures que l'État doit suivre pour faciliter les investissements dans ce secteur stratégique. En se concentrant sur la valorisation, la protection et l'exploitation des ressources en hydrocarbures au profit de l'État, le législateur a constamment révisé les textes légaux.

La loi est structurée en grands chapitres couvrant des aspects administratifs, juridiques, économiques et fiscaux spécifiques au secteur des hydrocarbures.⁶⁴

2.2. Evolution du cadre législatif régissant les hydrocarbures en Algérie Depuis l'indépendance

L'histoire des hydrocarbures en Algérie remonte à l'époque coloniale, avec des découvertes initiales à la fin du XIXe siècle. Cependant, ce n'est qu'après la Seconde Guerre mondiale, en 1948, que les Français ont commencé à prospector sérieusement dans le sud de l'Algérie. La première découverte significative date de décembre 1948, et les premiers grands gisements, comme celui de Hassi Messaoud, ont été découverts en 1956. La présence de ces ressources a prolongé la guerre d'Algérie, la France hésitant à renoncer aux riches gisements sahariens.

Après l'indépendance de l'Algérie en 1962, un cadre juridique pour la gestion des ressources en hydrocarbures est devenu nécessaire pour aligner le pays sur l'environnement international et soutenir son développement économique et social. Voici les étapes marquantes

⁶⁴ ALNAFT - Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

de l'évolution du cadre juridique régissant les hydrocarbures en Algérie depuis l'indépendance :

- **5 juillet 1962 : ndépendance et maintien des accords d'Évian**

L'Algérie devient propriétaire de ses ressources en hydrocarbures, bien que la France continue de contrôler la gestion à travers la Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie (SN REPAL), en vertu des accords d'Évian et du code pétrolier saharien de 1958.⁶⁵

- **31 décembre 1963 : Création de Sonatrach**

La Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures, qui deviendra le pilier de la politique nationale des hydrocarbures.

- **29 juillet 1965 : Signature de l'Accord d'Alger**

La signature qui maintient le régime des concessions mais oblige les sociétés françaises (Total et Elf) à reverser une partie de leurs bénéfices à l'État algérien.

- **24 août 1967 : Nationalisation des activités de raffinage-distribution**

Le gouvernement français a effectivement nationalisé les activités de raffinage et de distribution des sociétés américaines Mobil et Esso en France. Cette action a été menée dans le cadre d'une série de nationalisations plus larges visant à renforcer le contrôle de l'État sur certains secteurs clés de l'économie française.

- **Août 1968 : L'Obtention du Monopole de la Commercialisation des Produits Pétroliers et le Contrôle du Secteur Pétrochimique Algérien.**

la Sonatrach a acquis le monopole de la commercialisation des produits pétroliers en Algérie, ainsi que le contrôle du secteur pétrochimique. Cette étape historique a été cruciale pour l'Algérie, marquant un tournant dans son contrôle des ressources énergétiques et de son développement industriel.

- **19 octobre 1968 : Accord entre Sonatrach et Getty Oil**

⁶⁵ Le code pétrolier saharien de 1958

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

Cet accord a abouti à la restitution de 51% des intérêts américains en Algérie à la Sonatrach, consolidant ainsi la position de l'Algérie dans son secteur énergétique.

- **Le 30 janvier 1969 : e Report de la Revalorisation de la Redevance de l'Impôt pour les Sociétés Françaises en Algérie**

La question de la revalorisation de la redevance de l'impôt pour les sociétés françaises opérant en Algérie était à l'étude. Cette mesure, visant à augmenter les revenus de l'État algérien et à rééquilibrer les termes fiscaux avec la France, a été reportée pour des raisons diverses, allant des considérations politiques aux évaluations financières approfondies. Ce report a eu des répercussions sur les relations économiques entre les deux pays à l'époque, reflétant les ajustements et les défis inhérents à leur coopération post-indépendance.

- **24 février 1971 : Nationalisation totale des ressources en hydrocarbures**

Imposant aux entreprises étrangères de s'associer avec Sonatrach et de créer des sociétés de droit algérien pour investir dans la recherche et la production.

- **27 février 1975 : Réforme Fiscale Majeure dans le Secteur des Hydrocarbures**

Promulgation de l'ordonnance 75-13, augmentant les redevances et impôts sur les hydrocarbures liquides et gazeux, et établissant un taux d'impôt direct pétrolier de 85% sur les bénéfices de Sonatrach.

- **19 août 1986 : Libéralisation Partielle du Secteur des Hydrocarbures**

L'Algérie promulgue une loi sur les hydrocarbures, marquée par une ouverture dans l'amont pétrolier, dans un contexte du "choc pétrolier" qui a conduit le pays à une grave crise financière. Cette loi "libérale" qui vise essentiellement la relance des investissements, a introduit une nouveauté dans les contrats : le partage des découvertes des hydrocarbures liquides.⁶⁶

Dans le cadre de cette loi 86-14, les activités de prospection, de recherche et d'exploitation des gisements d'hydrocarbures, de transport d'hydrocarbures par canalisations, de liquéfaction de gaz naturel (GN), et de traitement et de séparation de gaz de pétrole liquéfié (GPL) sont soumis à une redevance et à un impôt sur les résultats.

⁶⁶ Loi relative aux hydrocarbures n°86-14

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- **4 décembre 1991 : Élargissement de la Loi Algérienne en 1991**

Révision de la loi pour inclure la prospection et les découvertes de gaz naturel, permettant également l'arbitrage international pour les litiges entre investisseurs étrangers et Sonatrach.

- **28 avril 2005 : Réforme et modernisation du secteur**

Promulgation d'une Nouvelle loi sur les hydrocarbures visant à moderniser le système fiscal et à attirer les investisseurs étrangers, supprimant le monopole de Sonatrach sur les activités de recherche et de production. Ces changements s'inscrivent dans la poursuite des réformes économiques portant essentiellement sur l'ouverture à la concurrence de différents secteurs d'activités et en vue de l'adhésion de l'Algérie à l'OMC⁶⁷.

- **29 juillet 2006 : Révision de la loi de 2005**

Révision de la loi 05-07 par l'ordonnance 06-10, rétablissant le monopole de Sonatrach et introduisant une taxe sur les surprofits.

- **20 février 2013 : Mesures incitatives pour l'exploration**

Amendement de la loi pour introduire des mesures incitatives visant à améliorer l'attractivité du domaine minier national, y compris pour les hydrocarbures non conventionnels.

- **11 décembre 2019 : Simplification et nouveaux types de contrats**

Promulgation de la loi 19-13, simplifiant le régime fiscal et introduisant trois formes de contrats : contrat de participation, contrat de partage de production et contrat de services à risque. Cette loi maintient la règle 51%/49% et prévoit des taux réduits de redevance pour les hydrocarbures non conventionnels et offshores⁶⁸

⁶⁷ Loi relative aux hydrocarbures n°05-07 du 28 Avril 2005

⁶⁸ Loi relative aux hydrocarbures n°19 -13 du 11 Décembre 2019

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

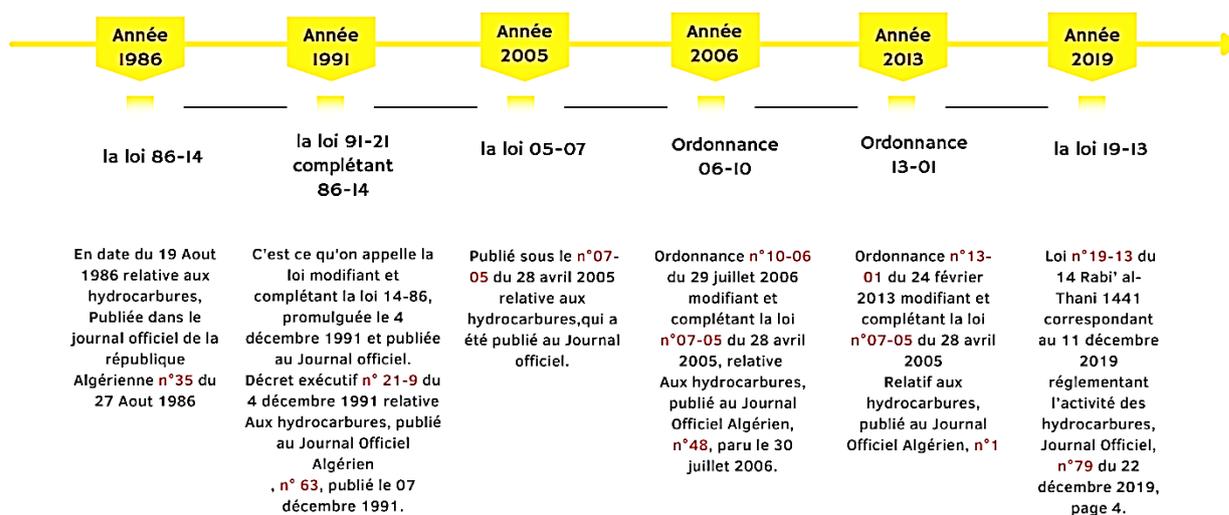


Figure 16: Historique de Loi algérienne sur les hydrocarbures

2.3. Dispositions générales

Dans le cadre des dispositions générales de la loi algérienne sur les hydrocarbures, l'article 2.2 énonce plusieurs aspects importants régissant les activités du secteur pétrolier et gazier en Algérie. Ces dispositions sont cruciales pour la régulation, la transparence et la bonne gestion des ressources énergétiques du pays. Voici une analyse détaillée de ces dispositions :

2.3.1. Champ d'application et définitions

La présente loi détermine :

La loi sur les hydrocarbures en Algérie établit un cadre complet pour réglementer les activités liées aux ressources énergétiques. Elle détermine :

- Le régime juridique applicable aux activités d'hydrocarbures ; ce qui inclut les droits et obligations des différentes parties impliquées dans ces activités. Cela garantit la conformité légale de toutes les opérations et établit des normes pour la conduite des affaires dans le secteur.
- Cadre Institutionnel encadrant l'exercice des activités d'hydrocarbures, Elle institue des organismes clés tels que l'ALNAFT, chargée de la valorisation des ressources en hydrocarbures, et l'ARH, qui agit comme une autorité de régulation pour assurer le respect des règles et des normes du secteur.
- Le régime fiscal applicable aux activités amont. Cela englobe tous les aspects fiscaux liés à la prospection, la recherche, le développement, l'exploitation, ainsi que la gestion et la remise en état des sites. Ces dispositions fiscales visent à établir un équilibre entre les

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

intérêts de l'État et ceux des investisseurs, tout en garantissant une exploitation responsable des ressources.

- Les droits et obligations des personnes exerçant les activités d'hydrocarbures.⁶⁹

2.3.1.1. Détails des Concepts et Dispositions

Au sens de la présente loi, il est entendu par : ⁷⁰

- **Abandon et Remise en État des Sites :**

Les opérations d'abandon et de remise en état des sites d'exploitation incluent le démantèlement des installations, la décontamination des sols et des eaux, et la replantation ou la remise en état des écosystèmes affectés. L'objectif est de minimiser l'impact environnemental des activités pétrolières et gazières, conformément aux normes environnementales nationales et internationales. Ces opérations doivent être planifiées dès le début du projet et financées tout au long de la durée de vie du site.

- **Accord d'Unitisation :**

Un accord d'unitisation est conclu lorsque des gisements d'hydrocarbures s'étendent sur plusieurs périmètres appartenant à différentes entités. Cet accord permet le développement conjoint du gisement, optimisant ainsi les ressources et les coûts. Les modalités de financement, de développement, et de partage de la production sont définies dans l'accord. Cela garantit une exploitation efficace et équitable des ressources transfrontalières.

- **Acte d'Attribution :**

L'acte d'attribution est un document officiel délivré par l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT), octroyant aux entreprises le droit d'exercer des activités de prospection, de développement ou d'exploitation des hydrocarbures sur un périmètre défini. Cet acte formalise l'engagement des parties et précise les conditions de l'exploration et de l'exploitation.

- **Activités Amont :**

Les activités amont comprennent :

- Prospection : Identification des zones potentiellement riches en hydrocarbures.

⁶⁹ Article (01) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷⁰ législation Algérienne sur les Hydrocarbures." *Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire*, 4 décembre 1991.

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- Recherche : Études géologiques et géophysiques détaillées, ainsi que forages exploratoires.
- Développement : Construction des infrastructures nécessaires à l'extraction des hydrocarbures.
- Exploitation : Extraction, traitement, et transport des hydrocarbures.
- Abandon : Fermeture et remise en état des sites en fin de vie.
- **Autorisation de Prospection :**

L'autorisation de prospection est un permis non exclusif délivré par ALNAFT, permettant aux entreprises de réaliser des travaux de prospection préliminaire dans une zone donnée. Ce permis est généralement de courte durée et ne garantit pas le droit d'exploitation en cas de découverte de ressources.

- **Concession Amont :**

La concession amont est un droit exclusif accordé par ALNAFT à une entreprise nationale pour mener des activités de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures dans une zone spécifique. Ce droit inclut la possibilité de développer et de produire des hydrocarbures découverts.

- **Contrat d'Hydrocarbures :**

Un contrat d'hydrocarbures est un accord légal entre l'État, représenté par ALNAFT, et les entreprises (nationales ou étrangères) pour l'exploration, le développement et l'exploitation des ressources en hydrocarbures. Ce contrat détaille les obligations des parties, les conditions de partage de la production, les responsabilités environnementales, et les mécanismes de résolution des litiges.

- **Exploitation :**

L'exploitation inclut les travaux approuvés pour extraire les hydrocarbures du sous-sol et les traiter pour une utilisation commerciale. Cela comprend l'installation de puits de production, la construction de pipelines, et l'installation de centres de traitement pour séparer, purifier et stocker les hydrocarbures extraits.

- **Périmètre d'Exploitation :**

Le périmètre d'exploitation est une zone géographique spécifique délimitée par ALNAFT contenant des gisements d'hydrocarbures commercialement exploitables. Cette délimitation

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

permet de concentrer les efforts de développement et de production dans des zones précises, optimisant l'efficacité et la rentabilité des opérations.

- **Plan de Développement :**

Le plan de développement est un document détaillé qui décrit toutes les étapes nécessaires pour le développement, la production, et l'abandon d'un site d'hydrocarbures. Il inclut des projections financières, des plans d'infrastructure, des évaluations environnementales, et des stratégies de gestion des risques.

- **Prospection :**

La prospection est la phase initiale des activités amont, visant à détecter la présence de gisements d'hydrocarbures. Elle inclut l'utilisation de techniques géophysiques (comme la sismique 2D et 3D) et géologiques, ainsi que la réalisation de forages exploratoires pour confirmer la présence de ressources.

- **Titre Minier :**

Le titre minier est un permis exclusif délivré par ALNAFT, autorisant une entreprise à exercer des activités de prospection, de développement et d'exploitation des hydrocarbures dans une zone spécifique. Ce titre est essentiel pour légaliser et sécuriser les opérations d'exploration et de production.

- **Torchage :**

Le torchage est l'opération de brûlage du gaz naturel excédentaire ou non récupérable de manière économique. Bien que nécessaire pour des raisons de sécurité et de gestion opérationnelle, le torchage est souvent minimisé pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et l'impact environnemental.

2.3.1.2. Introduction de l'Arbitrage International

L'une des innovations clés de la révision de la loi de 1991 a été l'introduction de l'arbitrage international comme mécanisme de résolution des litiges entre les investisseurs étrangers et Sonatrach. Cette disposition visait à renforcer la confiance des investisseurs en offrant une méthode neutre et reconnue internationalement pour régler les différends. L'arbitrage international permet aux parties de soumettre leurs litiges à une instance arbitrale,

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

dont les décisions sont contraignantes et exécutoires, réduisant ainsi l'incertitude et les risques liés aux investissements étrangers en Algérie.⁷¹

2.3.2. Principes :

Les activités d'hydrocarbures en Algérie sont régies par la loi en vigueur ainsi que par les règlements pris pour son application. Cette législation s'applique à toutes les opérations liées aux hydrocarbures, qu'elles soient conduites sur le territoire terrestre ou dans les espaces maritimes où l'État algérien exerce sa souveraineté ou ses droits souverains. Ces espaces incluent le plateau continental et la zone économique exclusive, où l'État a le droit d'explorer et d'exploiter les ressources naturelles.

Selon l'article 18 de la Constitution algérienne, les hydrocarbures, qu'ils soient découverts ou non, situés dans le sol et le sous-sol du territoire terrestre et des espaces maritimes sous souveraineté algérienne, sont la propriété collective de la nation. L'État est responsable de la gestion de ces ressources, en veillant à leur développement durable. La valorisation des hydrocarbures doit se faire dans le respect des conditions prévues par la législation en vigueur.

Les activités d'hydrocarbures doivent être menées en appliquant les meilleures techniques et pratiques internationales, visant à prévenir, réduire et gérer les risques associés. Il est impératif d'optimiser la conservation des gisements et d'assurer une récupération économique optimale des hydrocarbures. Les entreprises doivent veiller à limiter le taux d'épuisement des ressources et respecter les normes de protection de l'environnement. Les règles spécifiques de conservation des gisements sont établies par voie réglementaire.

Aucune entité ne peut entreprendre des activités d'hydrocarbures sans posséder les capacités techniques et/ou financières nécessaires pour mener à bien ces opérations. Une autorisation préalable, conforme aux dispositions légales en vigueur, est également requise pour exercer ces activités. Cette autorisation garantit que seules les entreprises qualifiées et capables d'assumer les risques et responsabilités inhérents aux opérations d'hydrocarbures soient engagées dans ce secteur.

Les titres miniers, qui sont des permis pour explorer et exploiter les ressources en hydrocarbures, appartiennent à l'État algérien. Ces titres sont délivrés exclusivement à l'Agence

⁷¹ Boukrouh, Yasmine. "Les Réformes du Secteur Énergétique en Algérie." *El Watan*, 2021.

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT) par décret présidentiel et ne confèrent aucun droit de propriété sur le sol ou le sous-sol. La délivrance d'une concession amont ou la conclusion d'un contrat d'hydrocarbures est conditionnée par l'obtention d'un titre minier par ALNAFT, avec des modalités précisées par voie réglementaire.

L'exercice des activités d'hydrocarbures est considéré comme un acte de commerce. Toute personne, qu'elle soit physique ou morale, peut exercer une ou plusieurs de ces activités, à condition de respecter la législation en vigueur. Ces activités peuvent être menées via une entité de droit algérien, une succursale, une société étrangère, ou toute autre forme juridique permettant d'être reconnue comme un sujet fiscal en Algérie.⁷²

2.3.3. L'occupation de terrain

- **Occupation des Terrains pour les Activités d'Hydrocarbures**

Dans les conditions définies par la législation actuelle, les entités impliquées dans les activités d'hydrocarbures, telles que l'entreprise nationale, les parties contractantes, les concessionnaires et les prospecteurs, ont le droit d'occuper les terrains nécessaires à leurs opérations. Ces entités peuvent également entreprendre ou faire entreprendre les travaux d'infrastructure requis pour mener à bien leurs activités. Cela inclut la construction de routes, de plateformes de forage, de pipelines, et de toutes autres infrastructures essentielles à l'exploration, au développement et à l'exploitation des ressources en hydrocarbures.⁷³

- **Installation d'Infrastructures dans les Périmètres d'Exploitation**

L'entreprise nationale, en vertu de sa concession amont, ainsi que les parties contractantes et les prospecteurs, ne peuvent s'opposer à l'installation de pipelines, de câbles, ou de toute autre infrastructure dans un périmètre d'exploitation. De même, ils ne peuvent empêcher la réalisation de toute autre activité, quelle que soit sa nature, à condition que cette installation ou activité soit techniquement possible et n'entrave pas les opérations amont. Cela vise à assurer une cohabitation harmonieuse des diverses infrastructures et activités sur les sites d'exploitation.⁷⁴

- **Droits et Avantages des Entités d'Hydrocarbures**

⁷² ACHITOUENE : « Risk assessment and decision-making in exploration & Production projects, » mémoire de master en Petroleum Economics & Management, Institut Algérien de Pétrole, Mai 2006. p 12.

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

⁷⁴ Article (14) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

Les entités impliquées dans les activités d'hydrocarbures, à savoir l'entreprise nationale, les parties contractantes, les concessionnaires et les prospecteurs, peuvent réaliser les ouvrages nécessaires à leurs activités. Elles bénéficient des droits et avantages suivants, conformément aux conditions et formes prévues par la législation en vigueur : ⁷⁵

- Occupation des terrains : Droit d'utiliser les terrains requis pour leurs opérations.
- Droits annexes et servitudes : Droit d'accès et de passage, y compris la construction d'aqueducs et d'autres infrastructures nécessaires.

- **Expropriation des Terrains**

L'expropriation par l'État des terrains nécessaires à l'exercice des activités amont et au transport par canalisation est effectuée exclusivement au bénéfice de l'entreprise nationale. Cette expropriation doit se faire conformément à la législation et à la réglementation en vigueur. L'État procède ainsi pour garantir que les terrains indispensables aux opérations d'exploration, de développement et de transport des hydrocarbures soient disponibles, tout en respectant les droits des propriétaires fonciers. ⁷⁶.

2.3.4. Régime des données

- **Propriété et Gestion des Données**

Les données relatives aux hydrocarbures sont la propriété exclusive de l'État algérien. L'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT) est chargée de la gestion, de la conservation, de l'utilisation, de la mise à disposition, et de la diffusion de ces données. ALNAFT peut décider de rendre ces données accessibles à titre onéreux ou gratuit, en fonction des besoins et des conditions qu'elle définit. ⁷⁷

- **Obligations de Communication des Données**

Les entités impliquées dans les activités d'hydrocarbures, telles que l'entreprise nationale titulaire d'une concession amont, les parties contractantes, et les prospecteurs, ont l'obligation de communiquer toutes les données relatives à leurs activités à ALNAFT. Cette obligation s'applique nonobstant toute disposition législative contraire. ALNAFT détermine les

⁷⁵ Article (15) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷⁶ Article (16) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷⁷ Article (18) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

conditions et les procédures de cette communication. Les données acquises directement par ALNAFT dans l'exercice de ses missions sont également soumises à ces règles.

- **Banque de Données des Hydrocarbures**

ALNAFT est responsable de la gestion et de la mise à jour de la banque de données relative au domaine minier des hydrocarbures en Algérie. Cette banque de données centralise toutes les informations pertinentes sur les ressources et activités d'hydrocarbures du pays. ALNAFT fixe les conditions d'accès et de diffusion de tout ou partie de ces données. Elle assure également la coordination avec les autres organismes publics impliqués dans la gestion des données, garantissant une gestion intégrée et efficace de l'information.⁷⁸

2.4. Le cadre institutionnel

Le cadre institutionnel régissant les activités d'hydrocarbures en Algérie repose sur plusieurs entités clés, dont :

- Le ministre chargé des hydrocarbures,
- L'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT)
- L'Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH).

Ces institutions ont des rôles complémentaires pour assurer une gestion efficace et transparente des ressources hydrocarbures du pays.⁷⁹

2.4.1. Le ministre

Le ministre chargé des hydrocarbures a plusieurs responsabilités spécifiques en vertu de la législation en vigueur :⁸⁰.

- **Attribution des Titres Miniers** : Le ministre sollicite l'attribution des titres miniers à ALNAFT, permettant ainsi l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.

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

⁷⁹ Article (20) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸⁰ Article (21) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- **Approbation des Concessions et Contrats** : Il requiert l'approbation des concessions amont, des actes modificatifs, des contrats d'hydrocarbures et de leurs avenants, conformément aux dispositions légales.
- **Autorisations d'Exploitation** : Le ministre octroie les autorisations pour l'exploitation des installations du secteur des hydrocarbures, sur recommandation de l'ARH. Les modalités et conditions de ces autorisations sont définies par des textes réglementaires.
- **Concessions de Transport par Canalisation** : Il accorde les concessions pour le transport des hydrocarbures par canalisation, suivant les recommandations de l'ARH.
- **Activités de Raffinage et de Distribution** : Le ministre octroie les autorisations pour les activités de raffinage, de transformation, de stockage et de distribution des produits pétroliers, toujours sur recommandation de l'ARH.

ALNAFT et l'ARH sont des autorités indépendantes créées conformément à la loi n° 05-07 du 28 avril 2005, modifiée et complétée, relatives aux hydrocarbures. Elles disposent de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. Chacune est dotée d'un conseil de surveillance et d'un comité de direction.⁸¹

Le **conseil de surveillance** de chaque agence est composé de cinq membres, sélectionnés pour leur expertise technique, économique et juridique dans le domaine des hydrocarbures. Les membres, y compris le président, sont désignés par décret présidentiel sur proposition du Premier ministre pour un mandat de trois ans, renouvelable une fois.⁸²

2.4.2. ALNAFT

ALNAFT a pour missions principales :⁸³

- **Évaluation du Domaine Minier** : Évaluer les potentialités du domaine minier par la réalisation d'études de bassins et l'acquisition de données, soit par ses propres moyens, soit en recourant à des services tiers.
- **Gestion des Réserves** : Tenir et actualiser un état des réserves en hydrocarbures.
- **Promotion des Investissements** : Encourager les investissements dans les activités amont des hydrocarbures.

⁸¹ Article (22) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸² Article (26) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸³ Article (42) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- **Gestion de la Banque de Données** : Gérer et mettre à jour la banque de données des activités amont.
- **Sélection des Périmètres** : Sélectionner les périmètres pour les concessions amont ou les contrats d'hydrocarbures.
- **Élaboration des Modèles Contractuels** : Développer les modèles d'actes d'attribution, de concessions amont et de contrats d'hydrocarbures.
- **Organisation des Appels d'Offres** : Organiser des appels à la concurrence pour les activités amont, incluant la détermination des critères d'évaluation et de qualification, les procédures de soumission et l'évaluation des offres.
- **Contrôle de la Conservation des Gisements** : Veiller au respect des normes de conservation des gisements durant l'exploitation des hydrocarbures.
- **Planification à Moyen et Long Terme** : Soumettre annuellement au ministre les plans à moyen et long terme des activités amont.
- **Collecte et Redistribution des Redevances** : Collecter la redevance hydrocarbures et la reverser à l'administration fiscale après déduction du montant correspondant au pourcentage fixé à l'article 36 de la loi.
- **Délivrance d'Autorisations de Torche** : Émettre des autorisations exceptionnelles pour le torchage du gaz dans les activités amont.

2.4.3. ARH

L'ARH a des responsabilités spécifiques et complémentaires, notamment : ⁸⁴

- **Plan National de Développement des Infrastructures** : Élaborer un plan national de développement des infrastructures de transport par canalisation et de stockage et distribution des produits pétroliers, en concertation avec l'entreprise nationale.
- **Recommandations pour les Concessions de Transport** : Étudier les demandes d'attribution de concessions de transport par canalisation et soumettre ses recommandations au ministre.
- **Régulation des Prix et Tarifs** : Déterminer et notifier les prix de vente des produits pétroliers, les prix de cession du gaz naturel sur le marché national, les tarifs de transport par canalisation, et les tarifs de liquéfaction et de séparation des gaz de pétrole liquéfiés.

⁸⁴ Article (44) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- **Évaluation Environnementale** : Approuver les études d'impact sur l'environnement, les études de dangers et les études de risques relatives aux activités de recherche, en consultation avec les départements ministériels et les wilayas concernés, conformément à l'article 157 de la loi.
- **Autorisations d'Exploitation** : Étudier les demandes d'autorisation d'exploitation des installations du secteur des hydrocarbures et recommander au ministre l'octroi des autorisations requises.

2.5. Dispositions propres aux contrats d'hydrocarbures

2.5.1. Définition des Contrats d'Hydrocarbures en Droit Algérien

La définition des contrats d'hydrocarbures en Algérie a évolué au fil des réformes économiques et législatives depuis le milieu des années 1980. Ces réformes ont reflété les changements dans le marché des hydrocarbures et les besoins d'adaptation institutionnelle. Voici une synthèse des définitions des contrats d'hydrocarbures selon trois lois clés : la loi 86-14, la loi 05-07 et la loi 19-13.

2.5.1.1. Loi 86-14 du 19 avril 1986

Cette loi ne donnait pas une définition précise des contrats d'hydrocarbures. Selon l'article 20, les opérations d'exploration, de recherche et d'exploitation devaient se faire en partenariat, ce partenariat étant précisé à l'article 21. Celui-ci détaillait les tâches, les charges, le partage des risques et les bénéfices pour les étrangers. En somme, la loi 86-14 précisait les rôles et les actions nécessaires à l'activité pétrolière, mais sans définir formellement les contrats d'hydrocarbures.⁸⁵

2.5.1.2. Loi 05-07

Avec l'intensification de la concurrence et les mutations économiques, la loi 05-07 a réorganisé les modalités de passation des contrats d'hydrocarbures en introduisant une nouvelle organisation institutionnelle. Elle a défini deux formes de contrats principaux :

- Les contrats de recherche et d'exploitation
- Les contrats de partenariat⁸⁶

⁸⁵ Loi n° 86-14 du 19 avril 1986 relative aux hydrocarbures

⁸⁶ Loi n° 05-07 du 28 avril 2005 modifiée et complétée relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

2.5.1.3. Loi 19-13

La loi 19-13 a encore réorganisé les mécanismes d'investissement dans le domaine des hydrocarbures, permettant une plus grande diversité contractuelle. Selon l'article 76, elle a introduit trois formes de contrats :

- Contrats de participation
- Contrats de partage de production
- Contrats de services à risque ⁸⁷

2.5.2. Comparaison des Définitions des Contrats d'Hydrocarbures

- Loi 86-14 : Absence de définition précise, partenariat comme mécanisme clé.
- Loi 05-07 : Introduction de contrats de recherche et d'exploitation, ainsi que de partenariat, avec une nouvelle organisation institutionnelle.
- Loi 19-13 : Diversification des formes contractuelles (participation, partage de production, services à risque) et mécanisme de concession exclusif à Sonatrach.

Ces évolutions législatives montrent une progression vers une plus grande clarté et flexibilité dans la gestion des contrats d'hydrocarbures, répondant aux besoins de modernisation et de compétitivité du secteur en Algérie.

2.5.3. Formes de contrat d'hydrocarbures

2.5.3.1. Concession amont

Une concession amont est attribuée à SONATRACH lorsque celle-ci opère seule. Les caractéristiques principales de cette concession sont les suivantes :

- **Durée** : La concession amont est accordée par ALNAFT pour une durée initiale de trente (30) ans.
- **Objectifs** : Elle peut être attribuée pour la recherche et l'exploitation, ou uniquement pour l'exploitation de gisements déjà découverts.
- **Contenu** : La concession amont fixe plusieurs aspects, notamment : ⁸⁸
 - Le périmètre de la concession amont.
 - Les termes et conditions de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures.
 - Les modalités de réduction et de restitution des surfaces dans le périmètre.
 - Les conditions de prolongation de la durée de la concession.

⁸⁷ Loi n° 19-13 du 11 décembre 2019 relative aux hydrocarbures

⁸⁸ Article (74) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- Les conditions de retrait de la concession.
- Le délai pour la présentation à ALNAFT du plan de recherche ou de développement pour approbation.
- Les conditions de rétention de surfaces.
- Les modalités d'information d'ALNAFT en cas de désignation d'un autre opérateur amont.
- Les conditions de modification de la concession.

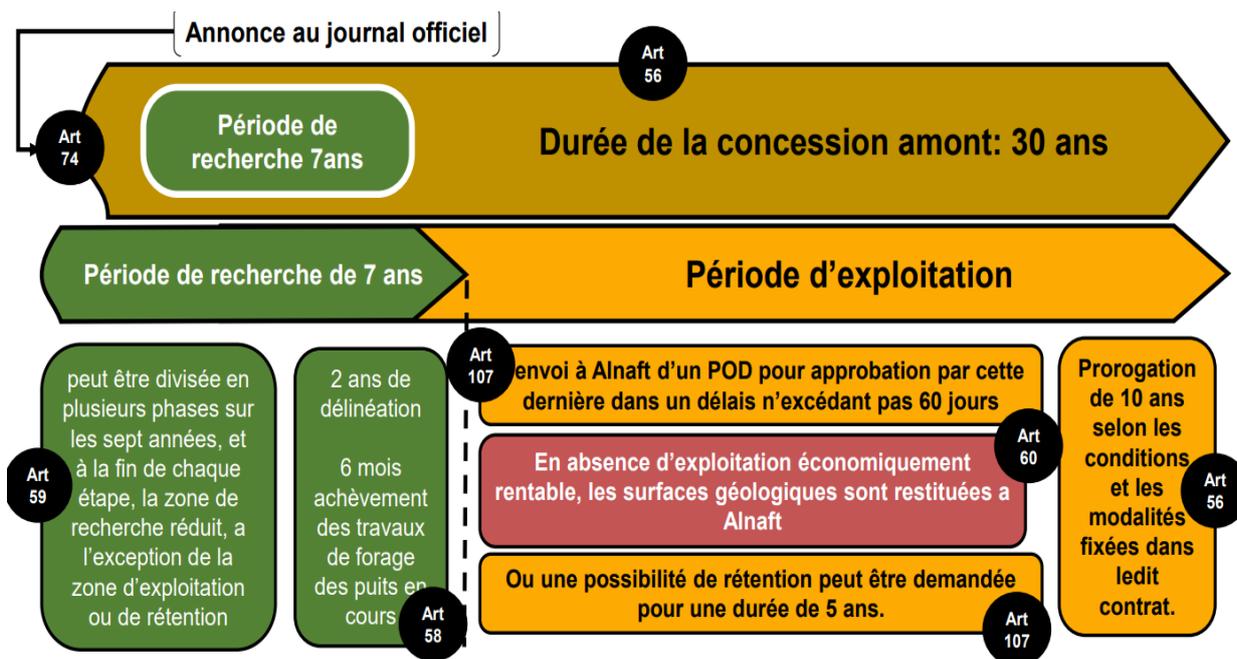


Figure 17: Concession amont

*Source : données fournies par le département Évaluation Économique de la société
ALNAFT*

2.5.3.2. Les contrats d'hydrocarbures

À conclure par l'entreprise nationale avec un ou plusieurs cocontractants prennent l'une des formes suivantes :

- Un contrat de participation ;
- Un contrat de partage de production ;
- Un contrat de services à risque⁸⁹.

⁸⁹ Article (76) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

Les contrats d'hydrocarbures organisent entre les parties contractantes les modalités d'exercice, à l'intérieur du périmètre, des activités de recherche et, en cas de découverte d'un ou de plusieurs gisements commercialement exploitables, des activités d'exploitation⁹⁰.

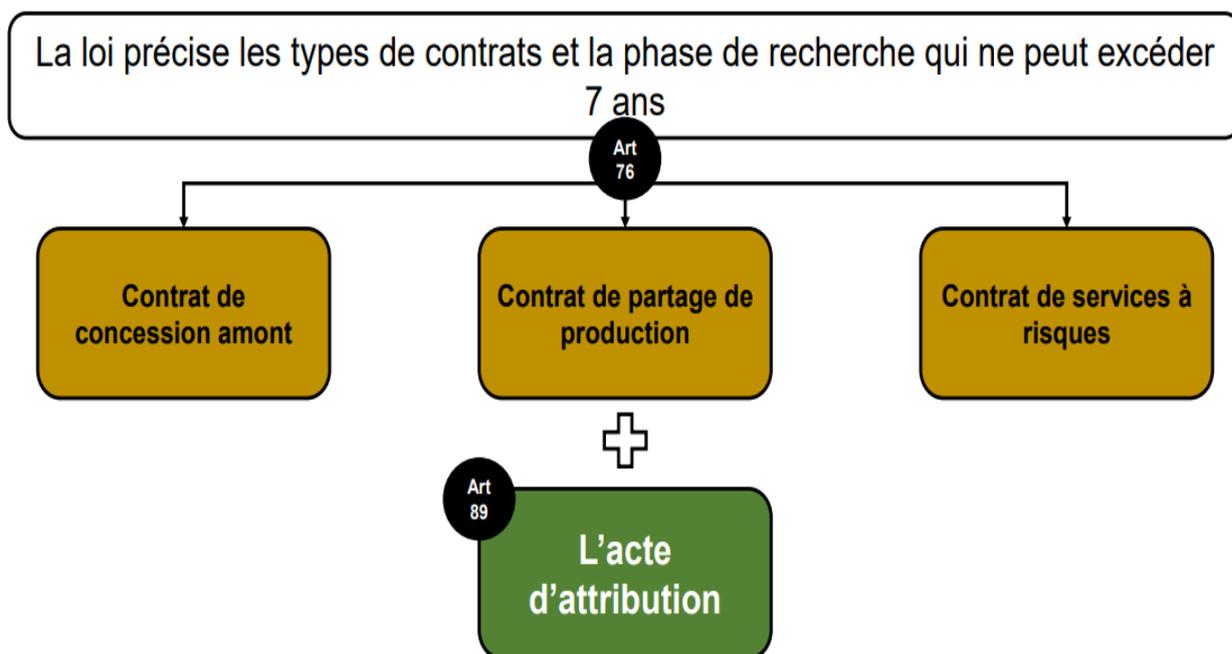


Figure 18: Contrats d'hydrocarbures

Source : données fournies par le département Évaluation Économique de la société ALNAFT

2.5.3.2.1. Le contrat de participation

Les contrats de participation sont des accords établis entre plusieurs parties, où une entreprise nationale, telle que Sonatrach en Algérie, détient une participation minimale de 51%. Ce type de contrat permet à l'entreprise nationale de superviser les opérations et de garantir la conformité aux réglementations locales. En collaboration avec des partenaires internationaux, ces contrats visent à explorer, développer et produire des ressources pétrolières ou gazières. Les parties du contrat sont également soumises à des obligations fiscales proportionnelles à leur participation, incluant les impôts sur les revenus, les redevances et autres taxes applicables, calculées en fonction de la proportion dans laquelle chaque partie participe au contrat. Le contrat de participation organise entre les parties contractantes les modalités d'exercice, à

⁹⁰ Article (77) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

l'intérieur du périmètre, des activités de recherche et, en cas de découverte d'un ou de plusieurs gisements commercialement exploitables, des activités d'exploitation⁹¹.

- **Objectif** : Organiser les activités de recherche et d'exploitation dans un périmètre défini entre les parties.
- **Contenu** : Fixation des droits, obligations et responsabilités de chaque partie, y compris les obligations financières pendant les phases de recherche et d'exploitation. Cela inclut le financement des opérations, la gestion des équipements, et la répartition des revenus en cas de découvertes exploitables.
- **Propriété** : Les installations construites dans le cadre de ce contrat appartiennent aux parties contractantes.

Le contrat de participation fixe les droits et les obligations des parties contractantes, y compris les obligations de financement de chacune d'elles, pendant la période de recherche, et en cas de découverte d'un gisement commercialement exploitable, pendant la période d'exploitation et ce, en tenant compte des taux de participation des personnes constituant les parties contractantes⁹².

Les installations réalisées en exécution d'un contrat de participation sont la propriété des parties contractantes⁹³.

La responsabilité de la conduite des opérations amont et les missions de l'opérateur amont sont définies dans un accord d'opérations signé par les parties contractantes⁹⁴.

⁹¹ Article (77) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹² Article (78) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹³ Article (80) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹⁴ Article (82) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

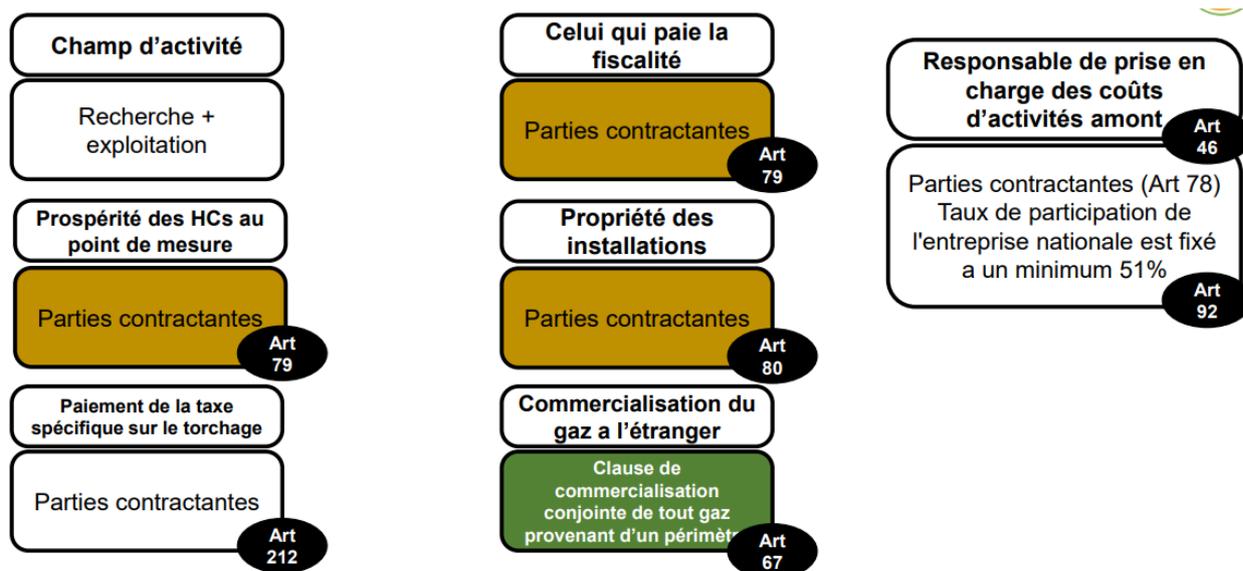


Figure 19: Contrats de Participation

Source : données fournies par le département Évaluation Économique de la société ALNAFT

2.5.3.2.2. Contrat partage de production

Le contrat de partage de production établit un cadre complet pour la collaboration et la gestion des activités pétrolières, en définissant les droits de propriété, les mécanismes de partage des revenus, le remboursement des coûts, le financement des opérations, et les responsabilités opérationnelles entre les parties impliquées.

- **Objectif** : Définir les modalités d'exercice des activités de recherche et d'exploitation, ainsi que le partage des productions en cas de découvertes commercialement exploitables.
- **Contenu** : Mécanismes de partage des productions, ordre de priorité pour le remboursement des coûts et la rémunération du co-contractant étranger, ainsi que les modalités d'enlèvement des hydrocarbures.
- **Propriété** : Les installations et les hydrocarbures extraits deviennent la propriété de l'entreprise nationale, avec des mécanismes précis pour la gestion financière et opérationnelle.

Le contrat de partage de production constitue un accord essentiel qui régit les opérations de recherche et, éventuellement, d'exploitation, entre les parties contractantes au sein d'une

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

zone déterminée. Ce contrat sert de cadre organisé pour définir les modalités selon lesquelles ces activités seront menées. En cas de découverte de gisements pétroliers commercialement viables, il établit également les démarches à suivre pour l'exploitation de ces ressources.

Un aspect crucial de ce contrat réside dans ses mécanismes de partage de production. Il spécifie comment la production sera distribuée, en particulier en ce qui concerne les quantités de pétrole allouées au remboursement des coûts pétroliers et à la rémunération du co-contractant étranger. De plus, il définit l'ordre de priorité pour le remboursement de ces coûts ainsi que les conditions et les limites relatives à l'extraction des hydrocarbures attribuées au co-contractant étranger.

En ce qui concerne la propriété, le contrat stipule clairement que toutes les installations construites dans le cadre de cet accord deviennent la propriété exclusive de l'entreprise nationale. De même, les hydrocarbures extraits deviennent la propriété de cette entreprise dès leur mesure, avec la responsabilité de se conformer aux obligations fiscales en vigueur.

De plus, le contrat de partage de production accorde une certaine liberté au co-contractant étranger. Celui-ci peut disposer librement de sa part de production pour couvrir les coûts pétroliers qui lui incombent et obtenir sa rémunération nette au point de livraison. Toutefois, ces dispositions doivent être conformes aux termes et aux conditions préalablement définis dans le contrat de partage de production.

En résumé, ce contrat est un document complexe qui encadre minutieusement les opérations pétrolières en définissant les modalités d'exercice, les mécanismes de partage de production, la propriété des installations et des ressources, ainsi que les droits et les responsabilités des parties impliquées, y compris les dispositions financières spécifiques au co-contractant étranger.⁹⁵

Le co-contractant étranger assure le financement des opérations amont, selon les modalités et conditions définies dans le contrat de partage de production⁹⁶.

Un accord d'opérations, conclu entre les parties contractantes, représente un volet crucial du processus. Cet accord se focalise sur la gestion des opérations amont et clarifie les missions de l'opérateur amont. Ce dernier agit au nom et pour le compte de toutes les parties contractantes, garantissant ainsi une coordination harmonieuse et efficace des activités.

⁹⁵ Article (83) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹⁶ Article (84) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

Dans cet accord, chaque détail opérationnel est minutieusement défini. Cela inclut les tâches spécifiques que l'opérateur amont doit accomplir, les procédures à suivre pour assurer la sécurité et la conformité réglementaire, ainsi que les responsabilités en matière de gestion des ressources humaines, matérielles et financières nécessaires aux opérations.

De plus, l'accord d'opérations précise les mécanismes de communication et de rapport entre les parties contractantes et l'opérateur amont. Il établit des lignes directrices claires pour la prise de décision et la résolution des problèmes potentiels qui pourraient survenir au cours des opérations⁹⁷.

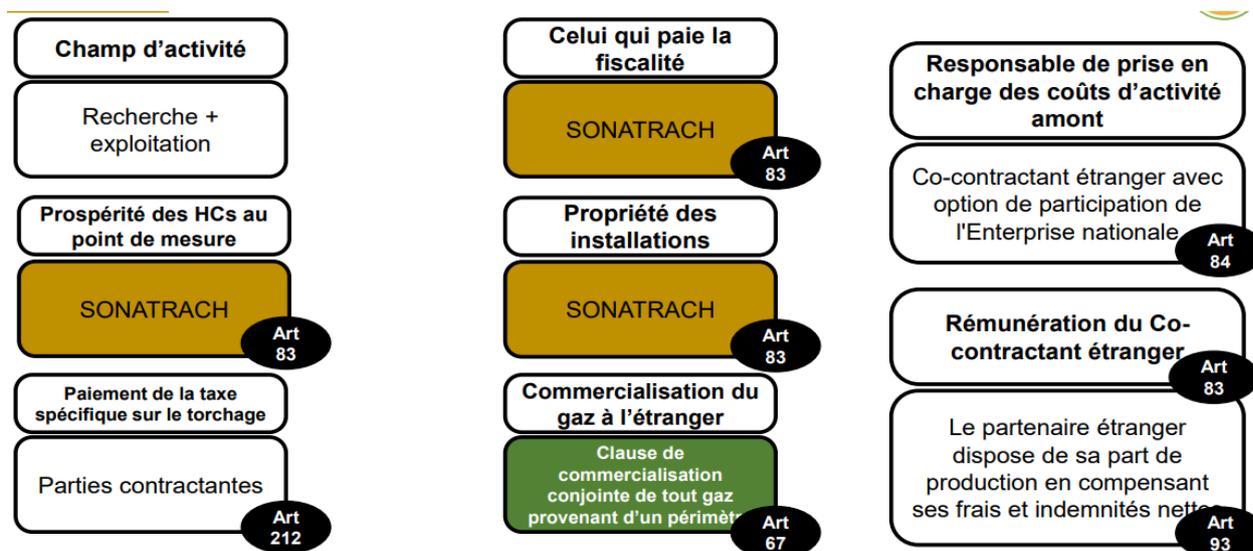


Figure 20: Contrats de Partage de production

Source : données fournies par le département Évaluation Économique de la société ALNAFT

2.5.3.2.3. Contrat service à risques

Le contrat de services à risque établit un ensemble de mécanismes essentiels pour la répartition des revenus, le remboursement des coûts pétroliers et la rémunération du co-contractant étranger. Il définit également l'ordre de priorité pour le remboursement de ces coûts et limite la part des revenus attribuée au cocontractant étranger. En ce qui concerne la propriété, toutes les installations construites dans le cadre de ce contrat deviennent la propriété exclusive de l'entreprise nationale. De même, les hydrocarbures extraits deviennent la propriété de

⁹⁷ Article (85) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

l'entreprise nationale dès le point de mesure, et cette dernière assume la responsabilité de s'acquitter de la fiscalité applicable.

Le co-contractant étranger assume la responsabilité du financement des opérations amont conformément aux conditions définies dans le contrat de services à risque. Cependant, l'entreprise nationale a la possibilité de participer au financement des opérations amont en fonction des modalités établies.⁹⁸

La conduite des opérations amont et les missions de l'opérateur amont sont clairement définies dans le contrat de services à risque ou dans un accord d'opérations signé par toutes les parties contractantes. Cela garantit une compréhension claire des rôles et des responsabilités, assurant ainsi une exécution efficace des opérations dans le cadre du contrat de services à risque.⁹⁹.

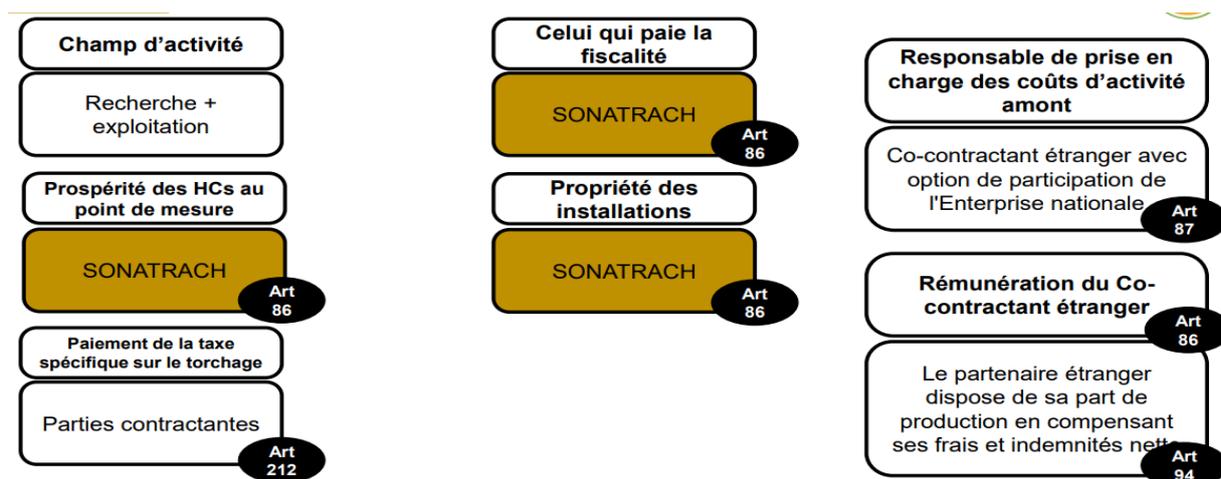


Figure 21: Contrats de service a risqué

Source : données fournies par le département Évaluation Économique de la société ALNAFT

Ces contrats, jouent un rôle crucial dans la régulation et la gestion des activités pétrolières, assurant ainsi un environnement juridique stable et équilibré pour toutes les parties impliquées.

⁹⁸ Article (87) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹⁹ Article (88) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

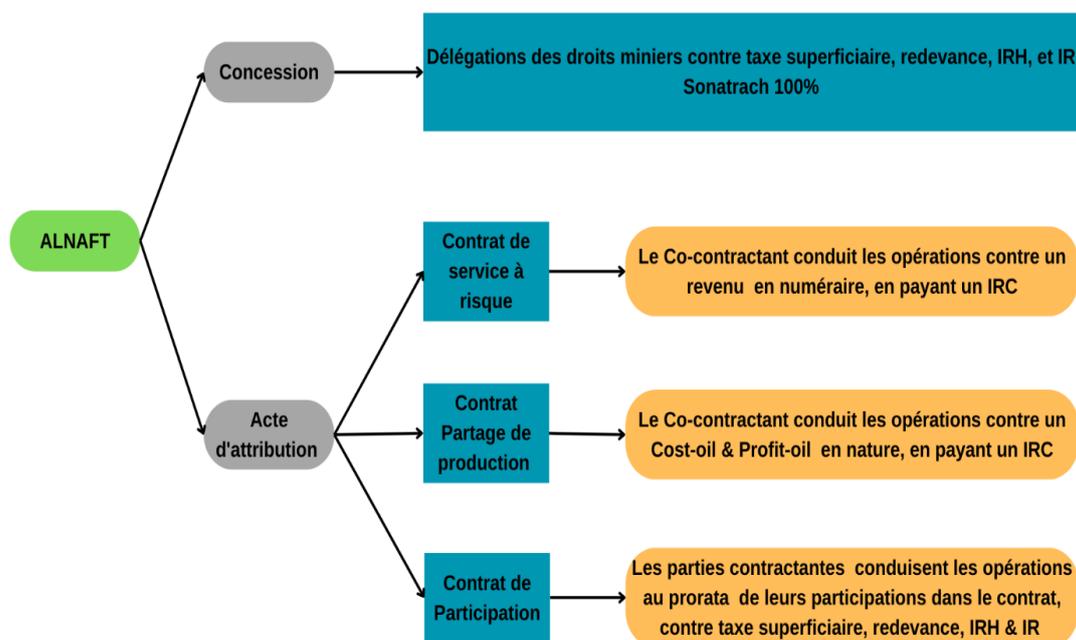


Figure 15: formes possibles des contrats.

Source : donné par le département évaluation économique de la société ALNAFT

2.5.4. Durée des contrats d'hydrocarbures

- **Durée Générale du Contrat :**

Le contrat d'hydrocarbures est initialement conclu pour une durée de trente (30) ans, débutant à partir de sa date d'entrée en vigueur.

- **Période de Recherche :**

La période de recherche, incluse dans le contrat, ne peut dépasser sept (7) ans à compter de la date d'entrée en vigueur, sauf si une prorogation est accordée.

Cette période est divisée en une ou plusieurs phases distinctes.

Chaque phase de recherche est définie par une durée spécifique et un programme de travaux minimum. Les conditions de transition d'une phase à une autre est également précisées dans le contrat d'hydrocarbures.

- **Période d'Exploitation :**

La période d'exploitation commence à la date de notification de l'approbation du plan de développement du périmètre d'exploitation par ALNAFT.

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

Cette période se termine à l'échéance du contrat d'hydrocarbures.¹⁰⁰

- **Prolongation du Contrat :**

La durée initiale de trente (30) ans peut être prolongée pour une période additionnelle qui ne peut excéder dix (10) ans.

- **Contrats Portant sur Gisements Découverts :**

Pour un contrat d'hydrocarbures portant spécifiquement sur un ou plusieurs gisements déjà découverts, la durée est de vingt-cinq (25) ans à partir de la date d'entrée en vigueur.

Ce type de contrat peut également être prolongé pour une période maximale de dix (10) ans.

ALNAFT attribue une concession amont pour la durée fixée dans le contrat, couvrant la gestion et l'exploitation des gisements découverts.¹⁰¹

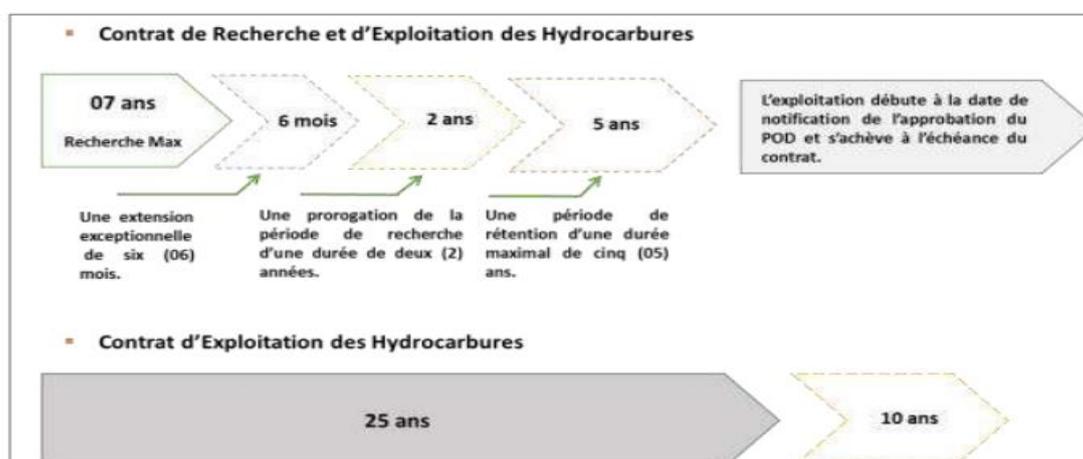


Figure 22: Durée des contrats d'hydrocarbures

Source : donné par le département évaluation économique de la société ALNAFT

2.6. Régime fiscal applicable aux activités amont

Le régime fiscal applicable aux activités amont des hydrocarbures en Algérie comprend plusieurs impôts, taxes et redevances qui assurent une contribution équitable et structurée des entreprises opérant dans le secteur au budget de l'État. Voici les détails des principales composantes de ce régime :

¹⁰⁰ Article (56) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰¹ Article (57) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

2.6.1. Types de Taxes et Redevances : ¹⁰²

- La taxe superficiaire : Cette taxe est payée annuellement pendant toute la durée de la concession amont ou du contrat d'hydrocarbures, à partir de la date d'entrée en vigueur.
- La redevance hydrocarbures : Redevance spécifique aux volumes d'hydrocarbures produits.
- L'impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH) : Impôt calculé sur le revenu généré par les activités d'hydrocarbures.
- L'impôt sur le résultat : Impôt sur le bénéfice net réalisé par les entreprises dans le secteur.
- L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger : Impôt appliqué aux rémunérations des partenaires étrangers impliqués dans les activités amont.
- La redevance forfaitaire sur la production anticipée : Redevance perçue sur les productions réalisées avant l'échéance du plan de développement.
- La taxe foncière sur les biens autres que les biens d'exploitation : Taxe appliquée aux propriétés foncières autres que celles directement utilisées pour l'exploitation des hydrocarbures.

2.6.2. La Taxe Superficiare :

C'est une taxe annuelle, versée au trésor public. Elle s'applique à tous les périmètres contractuels. Cette taxe est déterminée selon un tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel exprimée en kilomètres carrés. Les tarifs applicables, varient en fonction des différentes phases et des zones où se situe le périmètre contractuel.¹⁰³

La taxe superficiare est un élément central du régime fiscal et est déclarée et payée annuellement pendant toute la durée de la concession amont ou du contrat d'hydrocarbures, à compter de l'entrée en vigueur du contrat. Voici ses principales caractéristiques : ¹⁰⁴.

- **Entités Responsables du Paiement :**

- 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.

¹⁰² Article (162) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰³ Article 33, la loi « 05-07 » relative aux hydrocarbures.

¹⁰⁴ Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- **Application de la Taxe :**

- Périmètre de Recherche : S'applique à la superficie couverte par la période de recherche.
- Surface de Rétenion : Couvre les surfaces retenues pour des opérations spécifiques.
- Périmètre d'Exploitation : S'applique à la superficie dédiée aux activités d'exploitation.

- **Superficie Soumise à la Taxe :**

- La superficie assujettie à la taxe est celle utilisée durant l'année précédant le paiement.

- **Mode de Paiement :**

- Le paiement de la taxe est effectué auprès de l'administration fiscale algérienne, par tout instrument de paiement autorisé, assurant ainsi une collecte efficace et transparente des fonds.

Cette structure fiscale vise à garantir que les entreprises contribuent de manière appropriée aux revenus de l'État, tout en régulant de manière efficace les activités d'hydrocarbures. Elle permet également de maintenir une certaine équité entre les différentes entités opérant dans le secteur, qu'elles soient nationales ou internationales.¹⁰⁵

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

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

Superficie = En (Km²)

Montant = En (DA / Km²)

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

La taxe superficiare n'est pas déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et de l'impôt sur le résultat¹⁰⁶.

¹⁰⁵ Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰⁶ Article (88) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

2.6.3. La redevance hydrocarbures

La redevance hydrocarbures est un paiement mensuel imposé sur toute quantité d'hydrocarbures extraite et mesurée après les opérations de traitement à partir d'un périmètre d'exploitation. Voici les détails de cette redevance :

- **Quantités Exclues de la Redevance :**

Certaines quantités d'hydrocarbures sont exemptées du calcul de la redevance, à savoir :

- Consommation pour les besoins de production : Les hydrocarbures utilisés dans le processus de production, dans des limites techniquement admissibles, ne sont pas soumis à la redevance.
- Pertes avant le point de mesure : Les quantités perdues avant le point de mesure, également dans des limites techniquement admissibles, sont exclues.
- Réinjection dans les gisements : Les hydrocarbures réinjectés dans les gisements, à condition que cette réinjection soit prévue dans le plan de développement approuvé, ne sont pas soumis à la redevance.

- **Répartition des Quantités :**

Si la production d'hydrocarbures d'un périmètre d'exploitation est traitée dans les installations d'un autre périmètre d'exploitation couvert par une autre concession amont ou contrat d'hydrocarbures, les quantités d'hydrocarbures afférentes à chaque périmètre seront réparties sur une base équitable.¹⁰⁷

- **Justification des Quantités Excédentaires :**

Les quantités d'hydrocarbures dépassant les seuils admissibles de consommation, perte ou réinjection doivent être justifiées auprès d'ALNAFT.¹⁰⁸

- **Entités Responsables du Paiement :**¹⁰⁹

- L'entreprise nationale : Responsable du paiement de la redevance dans le cadre d'une concession amont, d'un contrat de partage de production, ou d'un contrat de services à risque.
- Les parties contractantes : Responsables dans le cadre d'un contrat de participation.

¹⁰⁷ Article (167) et (170) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰⁸ Article (170) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹⁰⁹ Article (171) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- **Taux de la Redevance :**

Le taux applicable à la valeur de la production est fixé à 10%.¹¹⁰

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

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

Assiette de redevance = P. V – Coût de transport – Coût de liquéfaction – Coût de séparation du gaz

La redevance hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et celui de l'impôt sur le résultat¹¹¹.

La redevance doit être acquittée mensuellement par l'opérateur auprès d'ALNAFT avant le 10 du mois suivant celui de la production, conformément au décret exécutif n° 14-227 du 25 août 2014. ALNAFT peut également exiger le paiement de cette redevance en nature. Cette redevance est déductible de la base fiscale pour le calcul de la Taxe sur le Revenu Pétrolier (TRP) et de l'Impôt sur les Bénéfices des Sociétés (IBS), et elle est prise en compte pour la détermination du profit. De plus, une copie du dossier de paiement doit être déposée auprès de la Direction Générale des Entreprises (DGE).

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

Le revenu des hydrocarbures obtenu à partir de la production issue d'un périmètre d'exploitation couvert par une concession amont ou un contrat d'hydrocarbures est soumis annuellement à l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH). Voici les détails pertinents concernant cet impôt :¹¹²

- **IRH :** L'impôt sur le revenu des hydrocarbures est un impôt annuel applicable aux revenus générés par la production d'hydrocarbures.
- **Objectif :** Il vise à assurer que les revenus issus de l'exploitation des hydrocarbures contribuent équitablement au budget de l'État, garantissant une juste part des profits générés par les ressources naturelles.
- **Assujettissement à l'IRH**

¹¹⁰ Article (172) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹¹¹ Article (175) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹¹² Article (177) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- Champ d'application : Tous les revenus obtenus à partir de la production d'hydrocarbures dans un périmètre d'exploitation, que ce soit sous une concession amont ou un contrat d'hydrocarbures, sont soumis à cet impôt.
- Base de calcul : Le revenu des hydrocarbures est calculé sur la base des quantités d'hydrocarbures extraites et vendues, après déduction des coûts admissibles et des quantités exclues, telles que les hydrocarbures utilisés pour les besoins de production, les pertes admissibles et les réinjections approuvées.
- **Calcul et Paiement de l'IRH**
 - Déclaration annuelle : Les entreprises opérant dans le secteur doivent déclarer annuellement leurs revenus issus de la production d'hydrocarbures.
 - Paiement : L'IRH doit être payé annuellement, conformément aux règles et procédures établies par l'administration fiscale algérienne.

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

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

L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque ;

Les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation¹¹³.

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

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

Les déductions autorisées sont :

- La redevance hydrocarbures ;
- Les tranches annuelles des investissements de recherche et de développement réalisés sur le périmètre ;
- Les coûts opératoires annuels liés à la production d'hydrocarbures ;
- Les provisions constituées pour faire face aux coûts d'abandon et de remise en état des sites

¹¹³ Article (178) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- Le coût d'achat du gaz pour les besoins de la production et de la récupération ;
- La rémunération brute du co-contractant étranger (le cas d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque). ¹¹⁴
- Le taux d'I.R.H est déterminé sur la base du facteur (R) calculé par le rapport des revenus nets cumulés et des dépenses cumulées :

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

- Les revenus nets cumulés : Depuis le début de la période d'exploitation jusqu'à la fin de l'exercice précédent (n-1) ;
- Les dépenses cumulées : Depuis l'entrée en vigueur de la concession amont ou du contrat d'hydrocarbures jusqu'à la fin de l'exercice précédent (n-1)¹¹⁵.
-

Tableau 1: Les taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H)

R	Taux
≤ 1	10%
≥ 3	50%
$1 > R > 3$	$(20\% * R) - 10\%$
L'année de l'entrée en vigueur (Art 181)	50%

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

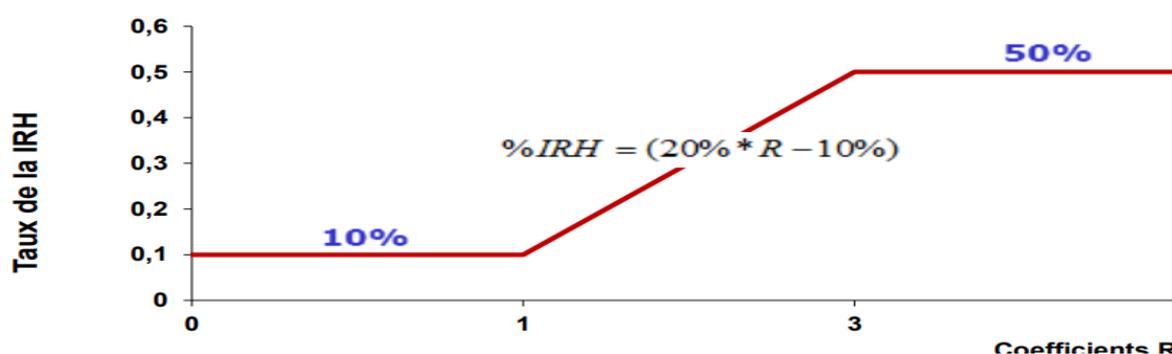


Figure 16: : Evolution du taux de l'IRH

Source : donné par le département évaluation économique de la société ALNAFT

¹¹⁴ Article (179) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹¹⁵ Article (180) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- Les tranches annuelles d'investissement sont calculées par application d'un taux annuel de 25% pour une durée de déductibilité de quatre (4) ans¹¹⁶.
- L'impôt sur le revenu des hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le résultat¹¹⁷.

2.6.5. L'impôt sur le résultat (I.R)

- Le résultat de l'exercice réalisé par l'entreprise nationale en exécution des concessions amont, des contrats de partage de production, des contrats de services à risque, ou par chaque personne partie à un contrat de participation, est soumis à l'impôt sur le résultat¹¹⁸.
- L'impôt sur le résultat est déclaré et payé à l'administration fiscale¹¹⁹.
- Le taux de l'impôt sur le résultat est fixé à trente pour cent (30%).¹²⁰
- L'impôt sur le résultat est calculé par le produit du résultat et du taux d'I.R :

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

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

L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger s'applique à la rémunération brute des co-contractants étrangers impliqués dans des contrats de partage de production ou des contrats de services à risque. Voici les détails concernant cet impôt :

- **Champ d'Application et Calcul de l'Impôt**
 - Rémunération Brute : La rémunération brute du co-contractant étranger, qu'elle soit en argent ou en nature, est soumise à cet impôt. Si la rémunération est déterminée en nature, les quantités concernées sont valorisées selon les prix définis dans le contrat d'hydrocarbures.¹²¹
 - Taux d'Impôt : Le taux applicable est de 30% de la rémunération brute.

¹¹⁶ Article (185) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹¹⁷ Article (187) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹¹⁸ Article (188) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹¹⁹ Article (192) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹²⁰ Article (191) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹²¹ Article (193) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- Déclaration et Paiement : L'entreprise nationale est responsable de déclarer et de verser l'impôt sur la rémunération au nom et pour le compte du co-contractant étranger, dans les délais fixés par l'administration fiscale. ¹²²
- **Responsabilité et Déduction**
- Responsabilité du Co-contractant Étranger : Le co-contractant étranger est responsable en cas de retard ou de défaut de déclaration ou de paiement de cet impôt.
- Déduction Fiscale : La rémunération brute soumise à l'impôt est déductible pour le calcul de l'impôt sur le résultat de l'entreprise nationale. Cela signifie que l'entreprise nationale peut déduire cette dépense avant de calculer son propre impôt sur le revenu. ¹²³

L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger assure que les partenaires étrangers participant aux projets d'hydrocarbures en Algérie contribuent également au budget de l'État. En fixant un taux de 30% sur la rémunération brute et en permettant la déduction de cette rémunération pour le calcul de l'impôt sur le résultat de l'entreprise nationale, cette disposition vise à équilibrer les bénéfices entre les parties contractantes et à renforcer la transparence fiscale.

2.6.7. La redevance forfaitaire sur la production anticipée

La redevance forfaitaire sur la production anticipée est une taxe spécifique appliquée aux quantités d'hydrocarbures produites avant la date officielle de mise en production. Voici les détails concernant cette redevance :

- **Définition et Champ d'Application**
- Production Anticipée : Cette redevance s'applique à la production d'hydrocarbures réalisée avant la date prévue de mise en production commerciale.
- Exclusivité : La production anticipée est soumise exclusivement à cette redevance forfaitaire, sans être assujettie à d'autres taxes ou redevances jusqu'à la mise en production officielle.
- **Calcul et Paiement de la Redevance**
- Base de Calcul : La redevance est calculée sur la base de la valeur de la production anticipée.

¹²² Article (194) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹²³ Article (197) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- Taux de la Redevance : Le taux appliqué est de 50% de la valeur de la production anticipée.
- Déclaration et Paiement Mensuel : La redevance forfaitaire doit être déclarée et payée mensuellement à l'administration fiscale.
- **Responsabilités de Paiement**
 - Entreprise Nationale : Dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque, c'est l'entreprise nationale qui est responsable du paiement de la redevance.
 - Parties Contractantes : Dans le cas d'un contrat de participation, ce sont les parties contractantes qui doivent s'acquitter de cette redevance.¹²⁴.

La redevance forfaitaire sur la production anticipée vise à garantir que l'État perçoit une part des bénéfices même avant le début de la production officielle des hydrocarbures. En imposant une taxe de 50% sur la valeur de la production anticipée et en exigeant un paiement mensuel, cette redevance assure une contribution fiscale substantielle dès les premières étapes de l'exploitation des ressources.¹²⁵

2.6.8. L'application de taux réduits

Des taux réduits de la redevance hydrocarbures et de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH) peuvent être accordés pour faciliter la rentabilité économique de certains projets d'hydrocarbures. Les détails concernant l'application de ces taux réduits sont les suivants :

- **Conditions d'Attribution**

Les taux réduits peuvent être accordés si au moins une des conditions suivantes est remplie.¹²⁶

- Géologie Complexe : La présence de formations géologiques complexes qui rendent l'exploration et l'exploitation plus difficiles.
- Difficultés Techniques : Des défis techniques significatifs liés à l'extraction des hydrocarbures.

¹²⁴ Article (200) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹²⁵ Article (198) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹²⁶ Article (202) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- Coûts Élevés : Des coûts de développement ou d'exploitation particulièrement élevés.
- **Procédure d'Attribution**
 - Arrêté Conjoint : Les taux réduits sont accordés par un arrêté conjoint du ministre chargé des finances et du ministre chargé des hydrocarbures, après évaluation des conditions spécifiques du projet.
- **Limites Minimales des Taux Réduits**
 - Redevance Hydrocarbures : Le taux réduit ne peut être inférieur à 5%.
 - Impôt sur le Revenu des Hydrocarbures (IRH) : Le taux réduit ne peut être inférieur à 20% pour le taux maximum (T_{max}).

L'application de taux réduits pour la redevance hydrocarbures et l'impôt sur le revenu des hydrocarbures vise à soutenir les projets qui rencontrent des défis techniques ou économiques significatifs. En permettant une réduction de ces taux, le cadre législatif cherche à assurer la viabilité économique de projets complexes ou coûteux, tout en fixant des seuils minimaux pour maintenir une contribution fiscale de base.

Tableau 2: Les taux réduits d'I.R.H

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

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

2.6.9. Les taxes spécifiques

2.6.9.1. La taxe sur le torchage du gaz

- **Principe de la Taxe sur le Torchage**

La taxe sur le torchage du gaz est une mesure spécifique destinée à réduire les émissions de gaz naturel non valorisé en imposant des frais pour les opérations de torchage. Cette taxe est non déductible et s'applique à toute quantité de gaz torchée.

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

- **Montant et Calcul de la Taxe**¹²⁷

- Montant de la Taxe : La taxe est fixée à douze mille dinars (12 000 DA) par millier de normaux mètres cubes (NM³) de gaz torché.
- Calcul : Le montant de la taxe est calculé en fonction des quantités de gaz torché au cours d'une année civile, en utilisant le tarif indexé notifié par ALNAFT pour l'activité amont et par ARH pour les activités aval.

- **Déclaration et Paiement**¹²⁸

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

- L'entreprise nationale dans le cadre de la concession amont.
 - Les parties contractantes dans le cadre du contrat d'hydrocarbures.
 - L'opérateur aval pour les activités aval.
 - Le concessionnaire pour l'activité de transport par canalisation.
- **Majorations et Exclusions**¹²⁹
 - Torchage Non Autorisé : Les quantités torchées sans autorisation sont soumises au paiement de la taxe avec une majoration de 50%.
 - Exclusions : Les quantités de gaz torchées sont exemptes de la taxe dans les situations suivantes :
 - Pendant l'exécution des activités de recherche, notamment lors des tests de puits d'exploration ou de délinéation, ainsi que lors de la mise en œuvre du pilote.
 - Durant la période de démarrage des nouvelles installations, pour des durées ne dépassant pas les seuils fixés par ALNAFT et ARH.
 - Dans les zones où les infrastructures pour la récupération ou l'évacuation du gaz sont inexistantes ou limitées.
 - Pour les installations en cours de travaux de mise à jour ou de maintenance.

La taxe sur le torchage du gaz vise à encourager la réduction des émissions de gaz naturel torché en imposant des coûts sur ces opérations. Toutefois, des exceptions sont prévues pour

¹²⁷ Article (211) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹²⁸ Article (211) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹²⁹ Article (212) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

certaines situations techniques et de démarrage, ainsi que pour les infrastructures manquantes, afin de garantir une application équitable et pragmatique de la taxe.¹³⁰

2.6.9.2. La redevance hydraulique applicable aux activités des hydrocarbures

L'utilisation d'eau dans les activités amont donne lieu au paiement d'une taxe spécifique non déductible. La redevance hydraulique est acquittée par :

L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont ;

Les parties contractantes dans le cas d'un contrat d'hydrocarbures¹³¹.

2.6.9.3. Droit de transfert

Tout transfert de droits et d'obligations liés aux activités d'hydrocarbures est soumis au paiement d'un droit de transfert à l'administration fiscale. Ce droit de transfert, non déductible, est équivalent à un pour cent (1%) de la valeur de la transaction. Cependant, il est important de noter que les transferts effectués par l'entreprise nationale sont exemptés de ce droit de transfert.

Cette disposition vise à encadrer les opérations de transfert dans le secteur des hydrocarbures, garantissant ainsi que les transactions soient correctement enregistrées et soumises à une contribution financière modeste. En exemptant l'entreprise nationale de ce droit, la loi reconnaît son rôle central et stratégique dans le secteur, facilitant ainsi ses opérations de restructuration et de réallocation des ressources sans les alourdir de charges fiscales additionnelles.

Conclusion

La nouvelle loi sur les hydrocarbures en Algérie marque une étape importante dans la réforme du cadre fiscal du secteur pétrolier et gazier. En réduisant significativement les principales taxes - la redevance sur les quantités produites, l'impôt sur les revenus pétroliers (IRH) et l'impôt sur le résultat (IR)- le gouvernement vise à alléger la pression fiscale sur les entreprises opérant dans ce secteur stratégique. Cette réforme est conçue pour stimuler les investissements, encourager la production et améliorer la rentabilité des opérations pétrolières et gazières.

¹³⁰ Article (213) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

¹³¹ Article (216) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

CHAPITRE 3 : la loi n 19-13 sur les hydrocarbures

Un des aspects notables de cette loi est l'allocation spécifique des obligations fiscales en fonction du type de contrat. Cette approche permet de mieux adapter le régime fiscal aux différentes réalités opérationnelles et contractuelles, créant ainsi un environnement plus attractif et compétitif pour les investisseurs. La mise en place de taux réduits, sous certaines conditions, pour des projets présentant des défis techniques ou économiques particuliers, illustre l'effort du gouvernement pour équilibrer les intérêts nationaux et ceux des investisseurs.

En somme, la nouvelle loi sur les hydrocarbures est un effort structuré pour revitaliser le secteur des hydrocarbures en Algérie, attirant des investissements tout en garantissant une exploitation durable et profitable des ressources naturelles du pays.

CHAPITRE 4 :

ÉTUDE DE RENTABILITE D'UN

PROJET D'INVESTISSEMENT

E/P REEL SELON LA LOI N°

19-13

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

Introduction

Après avoir présenté quelques notions liées aux projets d'investissement et défini les différents outils permettant d'évaluer un projet, une application empirique s'avère indispensable pour compléter et renforcer la compréhension des points théoriques abordés dans les chapitres précédents.

Dans ce chapitre, après une présentation de l'entreprise d'accueil, (ALNAFT), on se concentrera sur une évaluation économique concrète d'un projet de Recherche et Exploitation sous la loi n° 19-13, en utilisant les données fournies par ALNAFT. Nous développerons un modèle Excel pour structurer et analyser ces données, calculer les métriques essentielles permettant d'évaluer la rentabilité du projet.

4.1. Présentation de l'agence ALNAFT

4.1.1 Généralités sur ALNAFT :

L'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures est l'une des deux agences d'hydrocarbures créées en vertu de la loi 05-07 sur les hydrocarbures pour la gestion, la valorisation et le développement de l'industrie des hydrocarbures en Algérie. ALNAFT joue un rôle central dans l'optimisation des ressources énergétiques du pays en supervisant diverses activités économiques et techniques liées aux hydrocarbures .



ALNAFT est située à l'adresse suivante : Chemin Kaddous, Lot N° G8, Haut Site Hydra, Alger. Cette localisation stratégique dans la capitale algérienne facilite la coordination avec les autres entités gouvernementales, les entreprises nationales et internationales, et les investisseurs potentiels. La proximité avec les centres de décision et les infrastructures administratives et commerciales d'Alger renforce l'efficacité opérationnelle de l'agence.

4.1.2 Statut Juridique et Organisationnel

ALNAFT jouit d'une personnalité morale distincte qui lui confère une autonomie administrative. Cette caractéristique permet à l'agence de prendre ses propres décisions de manière indépendante, sans recevoir d'instructions directes d'aucune autorité supérieure.

Elle représente l'autorité publique en matière de gestion des ressources en hydrocarbures, s'appuyant sur les lois fondamentales du pays, en particulier la loi sur les hydrocarbures.

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

L'indépendance fonctionnelle d'ALNAFT est fondée sur la diversité et la multiplicité des pouvoirs qui lui sont attribués. Cette indépendance permet à l'agence d'agir en toute impartialité pour le bénéfice de l'État et de l'économie nationale

En plus de son autonomie administrative, ALNAFT bénéficie d'une indépendance financière. Cette indépendance lui permet de gérer ses propres finances de manière autonome, sans dépendre directement des allocations budgétaires de l'État. Cette capacité à autogérer ses ressources financières est cruciale pour la flexibilité et la réactivité de ses opérations. Ces caractéristiques d'indépendance ont été clairement établies par la loi 05-07 et renforcées par la nouvelle loi sur les hydrocarbures N° 19-13.

4.1.3 Organisation d'ALNAFT

4.1.3.1 Président du comité de direction (PCD)

Le Président du comité de direction préside les six membres du comité (et il est membre avec eux) et veille au bon fonctionnement de l'agence.

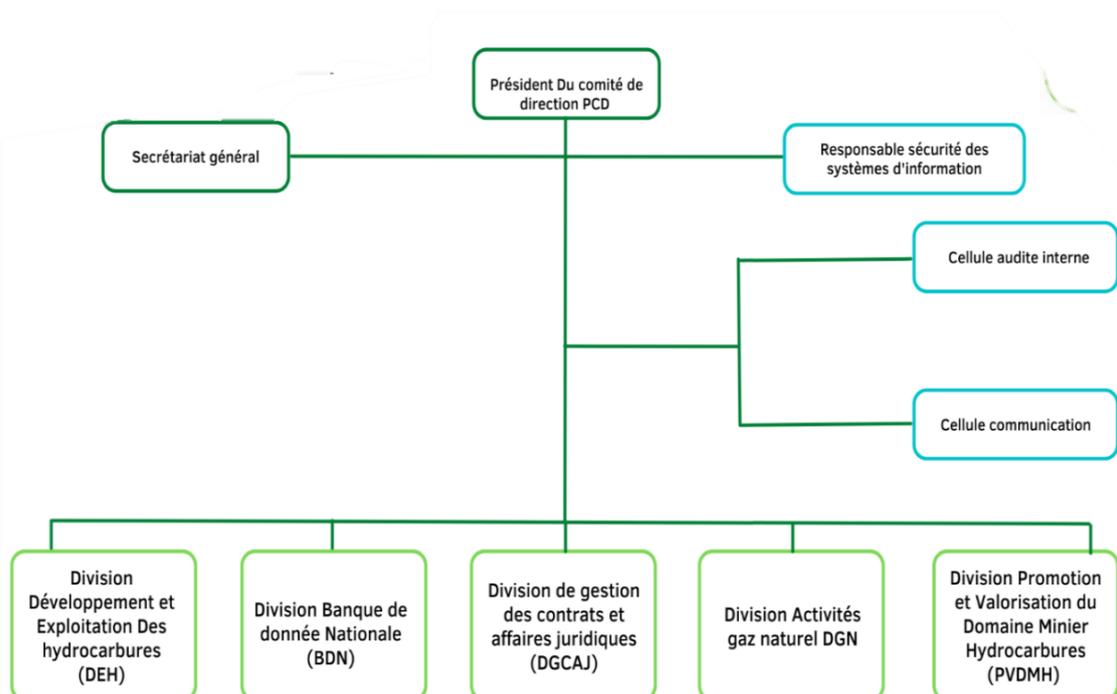


Figure24: Président du comité de la direction

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

Source : données fournies par le département Évaluation Économique de la société ALNAFT

- **Cellule Communication :**

La Cellule Communication d'ALNAFT joue un rôle essentiel dans la diffusion d'informations, la promotion des activités de l'agence et l'établissement de relations solides avec les intervenants du secteur des hydrocarbures. Voici les principales missions et responsabilités de cette cellule :

- La Cellule Communication est responsable de concevoir et de mettre en œuvre une stratégie de communication interne efficace. Cela inclut l'utilisation d'outils de communication variés tels que les images, les éditions et le site internet de l'agence. L'objectif est de garantir une circulation fluide et cohérente de l'information au sein de l'organisation, assurant ainsi que tous les employés soient informés et alignés avec les objectifs de l'agence.
- La cellule prend en charge les aspects organisationnels des événements organisés par ALNAFT. Cela peut inclure des conférences, des ateliers, des séminaires, et d'autres types de rassemblements. La gestion de ces événements nécessite une coordination minutieuse, allant de la logistique à la communication avec les participants, en passant par la promotion des événements eux-mêmes.
- Un autre rôle clé de la Cellule Communication est de centraliser les démarches et les contacts au profit des intervenants du secteur des hydrocarbures. Cela inclut la gestion des relations avec les compagnies pétrolières et gazières, les investisseurs, et d'autres parties prenantes. La cellule agit en tant que point de contact principal pour toutes les doléances et requêtes, en liaison avec les autres structures d'ALNAFT, afin de fournir des réponses et des solutions appropriées.
- La cellule travaille également à asseoir, promouvoir et diffuser une image de marque basée sur le professionnalisme et la transparence. Cela implique la création de contenus et de messages qui renforcent la réputation d'ALNAFT en tant qu'agence fiable et compétente dans la gestion des ressources en hydrocarbures. Une image de marque solide est cruciale pour attirer des partenariats et des investissements de qualité.
- Enfin, la Cellule Communication développe et maintient un réseau d'information et de communication avec les principaux intervenants du secteur des hydrocarbures. Ce réseau inclut les compagnies pétrolières et gazières, les organismes de régulation, les investisseurs, et d'autres parties prenantes clés. En maintenant des canaux de

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

communication ouverts et efficaces, la cellule assure que l'agence reste informée des évolutions du secteur et peut réagir rapidement aux opportunités et aux défis.

• Cellule Le Responsable de la Sécurité des Systèmes d'Informations (RSSI) :

Le Responsable de la Sécurité des Systèmes d'Informations (RSSI) joue un rôle crucial au sein d'ALNAFT en garantissant la protection et la sécurité des systèmes d'information de l'agence. Voici un aperçu de ses principales missions et responsabilités :

- Sous l'autorité du Président du Comité de Direction, le RSSI est chargé de définir et de mettre en place la politique de sécurité des systèmes d'information. Cette politique doit être en accord avec la réglementation en vigueur ainsi qu'avec la stratégie globale de l'Agence. Le RSSI élabore des directives et des procédures pour garantir la confidentialité, l'intégrité et la disponibilité des données et des systèmes informatiques d'ALNAFT.
- Le RSSI mène des actions de sensibilisation auprès du personnel de l'agence sur les aspects de sécurité des systèmes d'informations. Il informe et forme les employés aux bonnes pratiques en matière de sécurité informatique, sensibilisant ainsi toute l'organisation aux risques potentiels et aux mesures de protection à adopter.
- Au besoin, le RSSI conduit des audits de sécurité des systèmes d'informations. Ces audits permettent d'évaluer la conformité aux normes de sécurité, de détecter les éventuelles vulnérabilités et de proposer des recommandations pour renforcer la sécurité des systèmes informatiques de l'agence.
- Le RSSI veille à l'application des dernières nouveautés en matière de sécurité des systèmes d'informations, conformément à la législation et à la réglementation en vigueur. Il reste informé des évolutions technologiques et des nouvelles menaces pour adapter les mesures de sécurité et garantir une protection optimale des données et des infrastructures informatiques.

• Cellule Audit Interne :

La Cellule Audit Interne d'ALNAFT est chargée de garantir la conformité, l'efficacité et l'amélioration continue des processus internes de l'agence. Voici un aperçu de ses principales missions et responsabilités :

- La Cellule Audit Interne est responsable de définir le référentiel interne d'ALNAFT. Ce référentiel comprend les normes, les procédures et les bonnes pratiques à suivre pour assurer la qualité, la transparence et la légalité des activités de l'agence. Il s'agit de créer

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

un cadre cohérent et conforme aux standards de l'industrie et aux exigences réglementaires.

- La Cellule Audit Interne élabore le plan annuel d'audit interne en identifiant les domaines et les processus à auditer. Ce plan est établi en tenant compte des risques potentiels, des objectifs stratégiques de l'agence et des priorités définies par la direction. Il sert de guide pour les missions d'audit à réaliser tout au long de l'année.
- La Cellule Audit Interne est chargée de mener les missions d'audit interne planifiées dans le cadre du plan annuel, ainsi que celles commandées par la hiérarchie. Ces missions consistent à évaluer l'efficacité des contrôles internes, à identifier les écarts par rapport aux normes et aux objectifs, et à formuler des recommandations pour améliorer les pratiques et les performances.
- Après chaque mission d'audit interne, la Cellule Audit Interne assure le suivi des résultats obtenus et accompagne les structures d'ALNAFT dans la mise en œuvre des recommandations formulées. Cela implique un suivi régulier des plans d'action, des correctifs apportés et des améliorations réalisées pour garantir la résolution des problèmes identifiés lors des audits.

4.1.3.2 Secrétariat général (SG)

Le secrétaire général est nommé par décision du président de la République, qui est assisté par le ministre chargé de l'énergie dans sa sélection. Le Secrétaire général assiste le Comité directeur dans ses tâches.

- **Cellule Sureté Interne :**

La Cellule Sûreté Interne joue un rôle crucial dans la protection des biens, des personnes et des informations au sein d'ALNAFT. Voici un aperçu de ses principales missions et responsabilités :

- La Cellule Sûreté Interne est chargée d'élaborer le plan de sûreté interne de l'agence. Ce plan comprend les mesures de sécurité à mettre en place pour prévenir les risques liés aux intrusions, aux accidents, aux vols, et autres menaces potentielles. Il est élaboré en coordination avec les responsables concernés pour garantir une approche holistique de la sécurité.
- La cellule assure le contrôle et la supervision de la mise en œuvre des plans de sûreté interne. Cela implique de vérifier que les mesures de sécurité sont correctement

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

appliquées dans tous les départements et sites de l'agence. Elle s'assure également de la mise à jour régulière des procédures et des dispositifs de sécurité pour faire face aux nouvelles menaces.

- La Cellule Sûreté Interne veille à faire respecter le règlement intérieur de l'entreprise en matière de sûreté interne. Elle sensibilise et forme le personnel aux bonnes pratiques de sécurité, tout en s'assurant du respect des consignes et des procédures établies pour garantir un environnement de travail sécurisé et conforme aux normes.
- La cellule gère le personnel du Service de Sûreté Interne (SIE) et contribue à son développement. Cela inclut le recrutement, la formation, l'évaluation des performances et la mise en place d'un plan de carrière pour les agents de sécurité. Elle veille à ce que l'équipe SIE soit compétente, motivée et bien équipée pour assurer efficacement la sécurité des biens et des personnes.
- La Cellule Sûreté Interne applique les consignes en matière de Santé, Sécurité et Environnement (HSE). Elle veille à ce que les activités de l'agence respectent les normes et les réglementations en matière de sécurité au travail, de protection de l'environnement et
- **Cellule Règlementation et marchés :**
 - La Cellule Sûreté Interne est chargée de surveiller de manière proactive les évolutions dans la législation du travail. Cela implique de suivre les modifications apportées aux lois, aux réglementations et aux conventions collectives qui régissent les relations de travail. Cette veille permet à l'agence de rester informée des changements juridiques et d'adapter ses pratiques en conséquence pour se conformer aux normes en vigueur.
 - La cellule assure le suivi étroit de toutes les procédures liées à la gestion des ressources humaines au sein d'ALNAFT. Cela comprend la gestion des contrats de travail, le suivi des congés et des absences, la gestion des performances et des évaluations, ainsi que le respect des droits des employés en termes de rémunération, d'avantages sociaux et de conditions de travail. Le suivi régulier permet d'identifier les éventuels écarts ou problèmes et de les résoudre de manière efficace.
 - La Cellule Sûreté Interne collabore avec les autres structures d'ALNAFT pour préparer et lancer les appels d'offres nécessaires à l'acquisition de biens et services essentiels pour l'agence. Cela implique de définir clairement les besoins, d'élaborer les cahiers des charges, de sélectionner les fournisseurs potentiels, de gérer le processus d'évaluation des offres et de veiller à ce que les procédures soient transparentes, équitables et conformes aux règles et règlements en vigueur en matière d'achat public.

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

- **Direction Ressources Humaines :**

- La Cellule Sûreté Interne est responsable de toutes les tâches administratives liées au personnel, y compris la tenue des dossiers administratifs de chaque employé. Cela inclut la gestion des informations personnelles, des fiches de paie, des congés, des absences, des évaluations annuelles, des formations suivies, etc. Elle veille à ce que tous les dossiers soient complets, à jour et conformes aux normes légales et réglementaires en matière de gestion des ressources humaines.
- La cellule assure la gestion des mouvements du personnel, notamment les recrutements, les départs, les mutations, les promotions, les changements de poste, etc. Elle coordonne les processus liés à ces mouvements, en veillant à respecter les procédures internes et les exigences légales. Elle s'assure également de communiquer efficacement ces mouvements aux parties concernées au sein de l'agence.
- La Cellule Sûreté Interne est chargée de suivre les contrats de travail des employés, y compris les périodes d'essai. Elle s'assure que les contrats sont conformes à la législation en vigueur, qu'ils sont correctement rédigés et signés, et qu'ils respectent les droits et obligations de toutes les parties impliquées. Elle surveille également les échéances des périodes d'essai et prend les mesures nécessaires en cas de prolongation ou de rupture du contrat.
- La cellule participe à l'élaboration des contrats de formation pour les employés qui suivent des programmes de développement professionnel. Elle veille à ce que les contrats incluent tous les détails pertinents, tels que les objectifs de formation, les modalités de suivi et d'évaluation, les coûts associés, etc. Elle assure également le suivi de l'exécution des contrats de formation, en s'assurant que les formations sont dispensées conformément aux accords établis et en évaluant les résultats obtenus.

-

- **Direction des Moyens Logistiques :**

- La Cellule Sûreté Interne est responsable de l'élaboration de programmes complets d'entretien pour les biens immobiliers et les équipements informatiques d'ALNAFT. Cela inclut la définition des calendriers d'entretien préventif, la planification des interventions régulières de maintenance, et l'organisation des inspections pour s'assurer du bon fonctionnement et de la durabilité des biens et équipements. Après la mise en œuvre, la cellule assure un suivi rigoureux pour évaluer l'efficacité des programmes et apporter des ajustements si nécessaire.

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

- La cellule coordonne et dirige l'aménagement des espaces de travail au sein d'ALNAFT, y compris les travaux et la maintenance des installations. Cela comprend la gestion des projets de rénovation, la coordination avec les prestataires externes, la supervision des travaux pour garantir leur conformité aux normes de sécurité et de qualité, ainsi que la gestion des budgets alloués à ces aménagements. Elle veille à ce que les espaces de travail soient ergonomiques, fonctionnels et adaptés aux besoins des employés.
- La Cellule Sûreté Interne est également chargée d'établir l'inventaire annuel du patrimoine d'ALNAFT. Cela implique de recenser tous les biens immobiliers, équipements, mobiliers et autres actifs de l'agence, en enregistrant leurs caractéristiques, leurs localisations, leurs valeurs, etc. L'inventaire permet de garantir une gestion efficace des actifs, de prévenir les pertes et les erreurs, et de faciliter les décisions liées à la maintenance, à l'assurance et à la gestion financière du patrimoine de l'agence.
- **Direction de la Comptabilité et du Budget :**
 - La Cellule Sûreté Interne est chargée de la tenue de la comptabilité d'ALNAFT. Cela comprend l'enregistrement précis et régulier de toutes les transactions financières de l'agence, la gestion des comptes bancaires, la préparation des états financiers périodiques, la vérification des factures et des dépenses, ainsi que le suivi des budgets alloués aux différents départements et projets.
 - La cellule consolide et suit les réalisations financières par rapport au budget prévu. Elle compare les dépenses réelles aux budgets alloués, analyse les écarts et identifie les causes des variations. Elle produit des rapports financiers réguliers pour informer la direction sur la situation financière de l'agence, ses performances et ses perspectives.
 - La Cellule Sûreté Interne assure les relations avec le commissaire aux comptes d'ALNAFT. Cela inclut la préparation des documents nécessaires pour les audits externes, la collaboration avec le commissaire aux comptes pendant les audits pour fournir les informations requises, répondre aux questions et clarifier les points soulevés, ainsi que la mise en œuvre des recommandations émises par le commissaire aux comptes pour améliorer la transparence et la fiabilité des états financiers.
 - La cellule contrôle les états de la paie du personnel pour garantir l'exactitude des calculs, des déductions, des avantages sociaux, des taxes, etc. Elle vérifie que toutes les informations relatives à la rémunération des employés sont correctement saisies, calculées et enregistrées dans le système de paie. Elle s'assure également du respect des

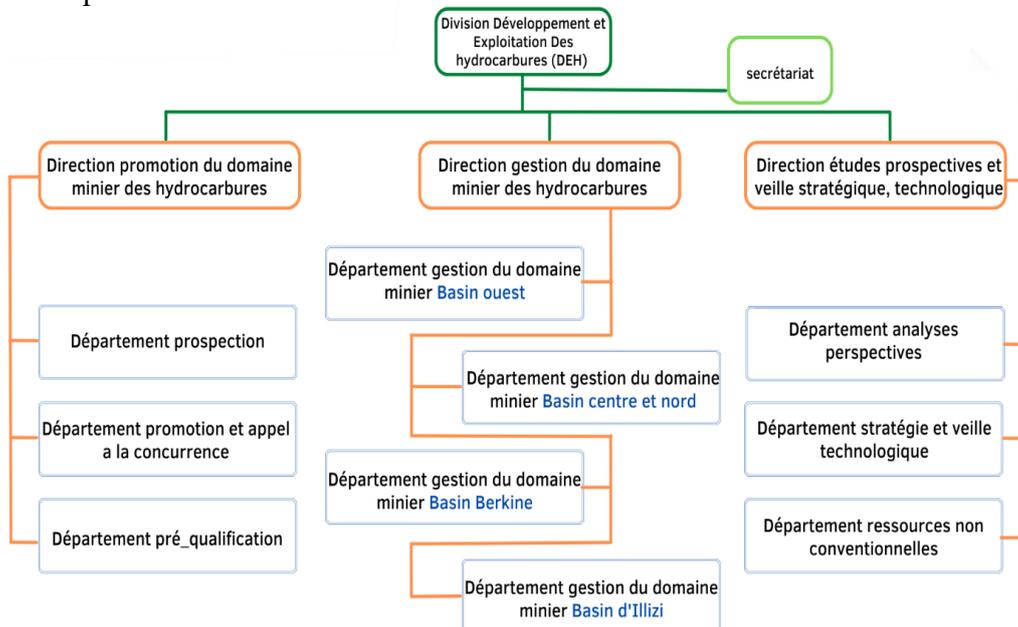
CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

réglementations en matière de rémunération et de la conformité aux contrats de travail et aux accords collectifs.

4.1.3.3 Division Développement et Exploitation Des hydrocarbures (DEH)

La Division Développement et Exploitation des Hydrocarbures (DEH) joue un rôle crucial au sein de l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT). Son mandat consiste à superviser et à coordonner les activités liées à l'exploration, au développement et à l'exploitation des ressources hydrocarbures en Algérie.

Sous l'égide de la DEH, des équipes d'experts hautement qualifiés travaillent sur des projets d'envergure visant à optimiser la production des champs pétroliers et gaziers du pays. Ces projets comprennent l'utilisation de



technologies de pointe pour améliorer l'extraction, la surveillance La DEH collabore étroitement avec les partenaires nationaux et internationaux pour promouvoir l'innovation, le transfert de technologie et le développement durable dans le secteur des hydrocarbures en Algérie. Son engagement envers l'excellence opérationnelle et son approche intégrée de la gestion des ressources font de la DEH un acteur clé de la stratégie énergétique du pays, contribuant ainsi à sa croissance économique et à sa position sur le marché mondial de l'énergie constante des opérations sur le terrain et la mise en œuvre de normes de sécurité strictes pour protéger l'environnement et garantir la sûreté des travailleurs.

Source : données fournies par le département Évaluation Économique de la société ALNAFT

- **Direction Réservoir Engineering & Développement :**

- Département Développement

- Examiner, analyser, suivre, les plans de développement et les budgets annuels ;

Figure 25: Organigramme de DEH.

- Promouvoir l'utilisation des nouvelles techniques d'engineering et développement de gisements ;
- Collaborer avec les autres structures en matière d'audit des études de base pour la définition des modèles et la caractérisation des réservoirs.

- Département Réserves & Simulation de réservoir

- Contrôler et assurer le suivi de l'estimation des réserves effectuée par les opérateurs ;
- Audit des modèles de simulation statiques et dynamiques des réservoirs ;
- Assurer le suivi de l'exploitation des gisements afin de garantir leur rendement optimal notamment en veillant au respect des profils de production approuvés par ALNAFT.

- Plan de développement

Le plan de développement nécessite la connaissance précise des éléments suivants :

- Délimiter le gisement sur une carte (définir le périmètre d'exploitation qui doit correspondre à la limite du gisement découvert) ;
- Les différents contacts HC/eau, sur une carte structurale ;
- Les réserves HC (volumes récupérables) prouvées, probables et possibles ;
- La production par puits, le volume global à récupérer et le plateau de production ;
- Les installations de surface : le centre de traitement des HC, les bacs de stockage et les conduites d'évacuation.

- Délai d'approbation du plan de développement

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

Le projet de plan de développement et le budget correspondant ainsi que toutes modifications qui leur seront apportées, doivent faire l'objet d'une approbation préalable écrite d'ALNAFT avant toute mise en œuvre.

- **Dans l'hypothèse où ALNAFT**, soixante (60) Jours au plus tard après réception de ce projet de plan de développement et du budget correspondant, n'a pas communiqué au Contractant son approbation, des objections et/ou des propositions de modification écrites de ce plan et du budget correspondant ou un complément d'information, le projet de plan de développement et le budget correspondant sont réputés avoir été acceptés.
- **Désaccord sur le plan de développement** : Dans l'hypothèse où, quatre-vingt-dix (90) jours au plus tard après la date de réception de la communication par ALNAFT par écrit de ses objections et/ou de ses modifications, ALNAFT et le contractant ne parviennent pas à un accord concernant les objections soulevées par ALNAFT et/ou les modifications demandées par elle, Le contractant aura le droit de faire appel à un expert.

ALNAFT notifiera alors au Contractant l'approbation du plan de développement final et du budget correspondant tels que déterminés par les conclusions de l'expert.

• **Direction Exploitation & Production :**

➤ Département production

- Contrôler et suivre le comptage des hydrocarbures au point de mesure ;
- Contrôler et suivre la qualité des études d'engineering de Suivre les programmes détaillés de production et d'expédition ;
- Étudier les demandes d'autorisations exceptionnelles de torchage du gaz et assurer le contrôle des quantités de gaz torchés.

➤ Département puits

- Analyser le rapport d'implantation de puits en période de développement et d'exploitation ;
- Procéder à l'étude, l'évaluation, et le suivi des puits candidats à la stimulation ;
- Interprétation des essais de puits afin de déterminer les paramètres de réservoir ;
- Assurer le suivi et le contrôle des opérations d'abandon de puits.

• **Direction Études Économiques :**

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

➤ Département Evaluation Economique

Contrôler les aspects économiques :

- Des plans de développement ;
- Des programmes annuels d'investissements et d'exploitation, en collaboration avec les autres structures d'ALNAFT ;
- Des plans d'unitisation ainsi que des programmes annuels d'investissements et d'exploitation liés ;
- Analyser les dossiers de commercialité des gisements ;
- Élaborer des études de rentabilité économique des projets de plans développement et d'exploitation.

➤ Département Coûts & Statistiques

Contrôler les aspects Investissements et Coûts Opératoires :

- Des plans de développement ;
- Des programmes annuels d'investissements et d'exploitation, en collaboration avec les autres structures d'ALNAFT ;
- Elaboration d'un Bulletin Statistique ;
- Élaborer des bases de données Coûts ;
- Examens techniques des demandes de pré qualification des compagnies.

➤ Cellule Hygiène, Sécurité et Environnement (HSE)

- Assurer une meilleure interface avec l'autorité de régulation des hydrocarbures notamment en ce qui concerne le suivi et traitement des études d'impact environnemental dans le cadre des dispositions des contrats entre SONATRACH et ALNAFT ;
- Assurer une meilleure interface avec l'autorité de régulation des hydrocarbures notamment en ce qui concerne le suivi et le traitement des abandons de puits ;
- Assurer le suivi et le contrôle des opérations d'abandon et de remise en l'état des sites, en collaboration avec les structures concernées de l'ARH.

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

4.1.3.4 Division Banque de donnée Nationale (BDN)

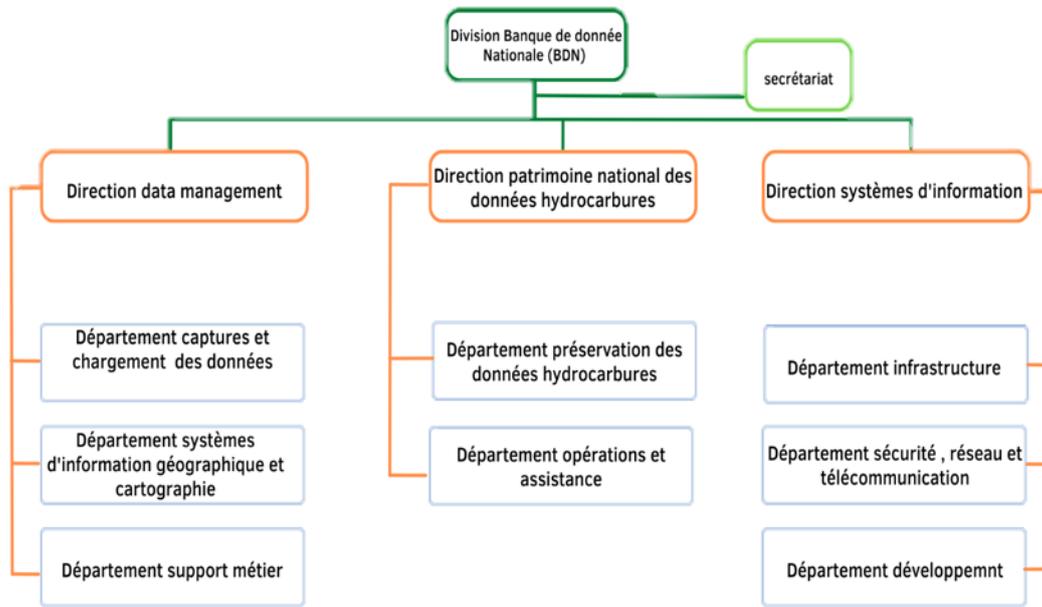


Figure 26: Organigramme BDN.

Source : données fournies par le département Évaluation Économique de la société ALNAFT

La Division Banque de Données Nationale est chargée de :

- - Développer et maintenir une stratégie d'archivage pour les données pétrotechniques issues des activités de prospection, de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, assurant ainsi la préservation du patrimoine de données sur supports physiques et numériques tout en garantissant leur intégrité.
- - Mettre à jour régulièrement le système de banque de données nationale pétrotechnique en créant et en actualisant des bases de données référentielles, afin de fournir aux utilisateurs un accès optimal aux données nécessaires à leurs activités.
- - Fournir un soutien aux autres divisions d'ALNAFT en matière de mise à disposition des données pétrotechniques et des applications métiers, en créant des packages de données adaptées aux besoins internes et externes, et en assurant la formation des utilisateurs pour une utilisation efficace des applications métiers.
- - Surveiller les évolutions technologiques en matière de gestion des données et de banques de données nationales, en assurant la gestion et la maintenance de

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

l'infrastructure informatique, ainsi que la mise en place de mesures de sécurité pour protéger le système d'information.

4.1.3.5 Division de gestion des contrats et affaires juridiques (DGCAJ)

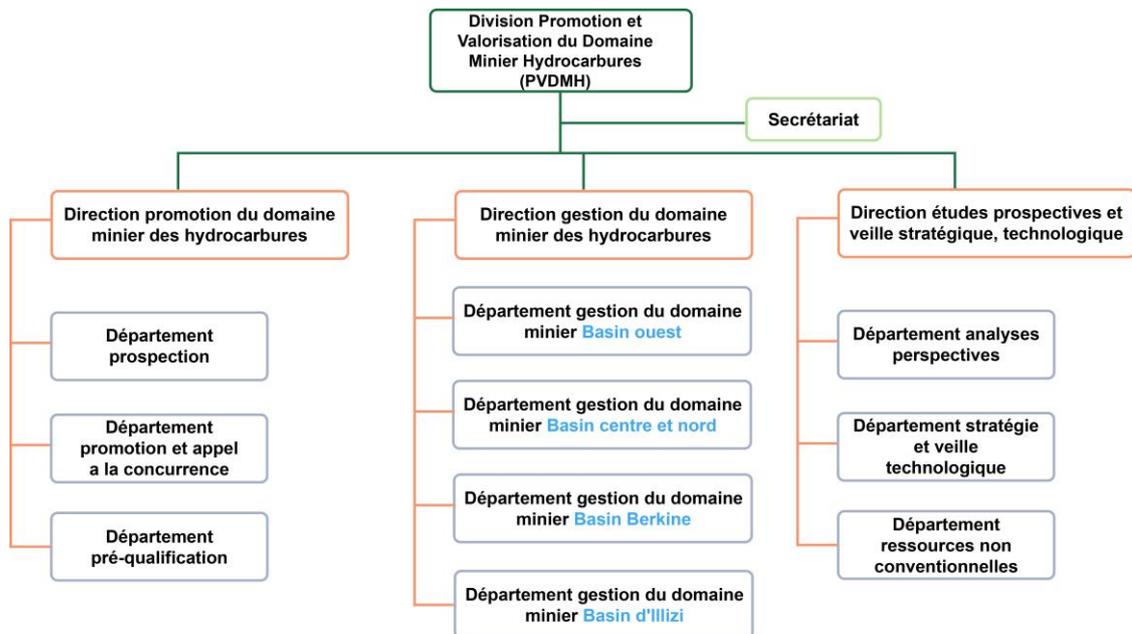


Figure 27: Organigramme DGCAJ.

Source : données fournies par le département Évaluation Économique de la société ALNAFT

• Direction Juridique et contrats :

- Assurer le suivi et le contrôle de l'exécution des contrats de recherche et/ou d'exploitation ;
- Assurer le suivi des dossiers relatifs aux litiges et contentieux pouvant survenir avec les contractants et les tiers ;
- Constituer le dépôt légal et assurer sa gestion, notamment, les originaux des contrats de recherche et/ou d'exploitation et les autres documents, ainsi que leur conservation au niveau d'ALNAFT ;
- Prendre en charge les travaux relatifs à l'examen des quitus de bonne fin d'exécution, en collaboration avec les autres structures d'ALNAFT ;

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

- Apporter un appui et une assistance, sur le plan juridique, aux différentes structures d'ALNAFT.

- Direction suivi financier des activités recherche et exploitation des hydrocarbures :
 - Examiner les budgets et les programmes annuels d'investissement en collaboration avec les structures concernées d'ALNAFT et en assurer le suivi ;
 - Examiner, avec la division PDMH, les demandes de pré qualification et des demandes de renouvellement de Pré qualification, sur le Plan juridique et financier.
- Direction fiscalité des activités recherche et exploitation :
 - Déterminer, collecter la redevance et la reverser au Trésor public Assurer le suivi des dossiers relatifs aux litiges et contentieux Pouvant survenir avec les contractants et les tiers ;
 - S'assurer du paiement par l'opérateur de la TRP, de la taxe superficielle, ainsi que, le cas échéant, des paiements des taxes concernant le torchage du gaz et l'utilisation de l'eau, ainsi que du paiement par le contractant des autres impôts et droits dus ;
 - Echanger des informations et collaborer avec les services de l'administration fiscale ;
 - Assister les compagnies pétrolières dans la mise en application du régime fiscal qui leur est applicable.

- **Direction audit et contrôle des coûts :**
 - Procéder à l'audit des comptes des contractants
 - Contrôler les coûts liés aux activités objet des contrats de recherche et/ou d'exploitation ;
 - Assister les autres structures d'ALNAFT dans le suivi et la gestion des contrats.

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

4.1.3.6 Division Activités gaz naturel DGN

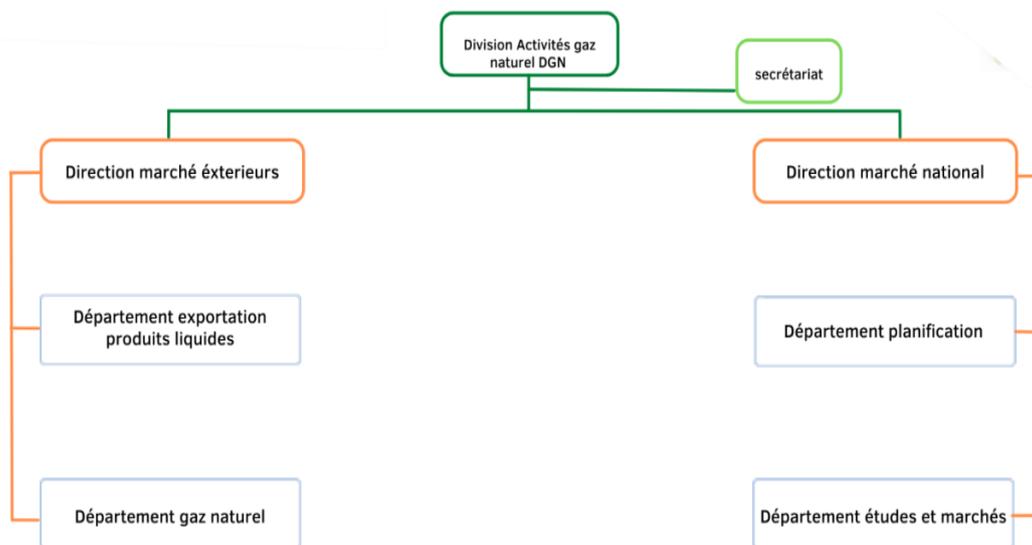


Figure 17: Organigramme DGN

Source : données fournies par le département Évaluation Économique de la société ALNAFT

- Direction Marchés Extérieurs :
 - Déterminer les prix de base du gaz naturel, pétrole, condensat, propane, butane, et des GPL ;
 - Elaborer les bilans sur les exportations de gaz, du pétrole brut, du condensat et du GPL ;
 - Collaborer avec les autres structures d'ALNAFT pour déterminer les quantités disponibles à l'exportation ;
 - Assurer une veille informationnelle sur les marchés gaziers, les marchés des hydrocarbures liquides et des autres formes d'énergies concurrentielles y compris sur le développement des gaz non conventionnels.
- Direction du Marché National :
 - Déterminer les taux de conversion en BEP du gaz produit par chacun des périmètres pour notification aux contractants ;
 - Participer aux projets de développement des modèles de planification ;
 - Tenir et actualiser un état des réserves, un état des besoins en gaz pour la satisfaction du marché national ainsi qu'un état des quantités de gaz disponibles à l'exportation.

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

4.1.3.7 Division Promotion et Valorisation du Domaine Minier Hydrocarbures (PVDMH)

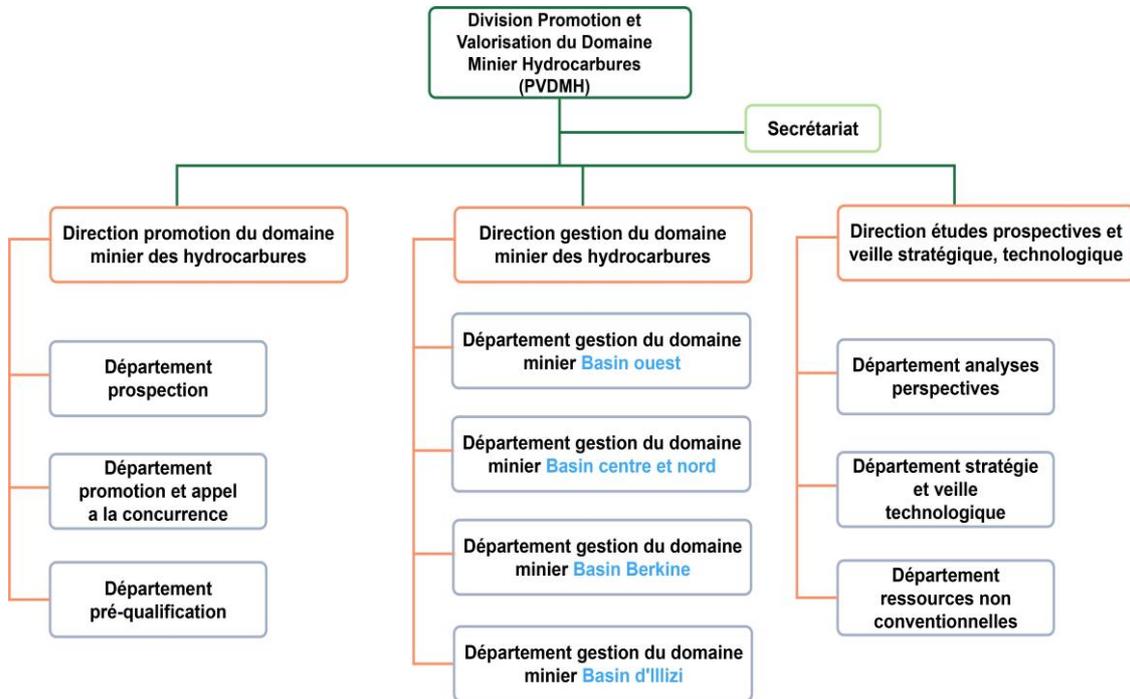


Figure 28: Organigramme de la Division Promotion et Valorisation du Domaine Minier Hydrocarbures d'ALNAFT

Source : données fournies par le département Évaluation Économique de la société ALNAFT

- Direction Promotion du Domaine Minier des Hydrocarbures (PDMH) :
 - Sélectionner et proposer les périmètres de recherche et/ou d'exploitation ou de prospection pour la promotion ;
 - Préparer les data packages et les présentations relatives aux périmètres objet de l'appel à la concurrence ;
 - Préparer les dossiers relatifs aux autorisations de prospection.
- Direction Gestion du Domaine Minier des Hydrocarbures GDMH :
 - Examiner et analyser, les réalisations par rapport aux engagements contractuels en termes de programmes physique et financier, anticipation de travaux, bonne exécution des travaux, rendus de surface, substitution du programme physique, prorogation du délai de la période de recherche...) ;

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

- Cette direction contient 65 contrats de Recherche et/ou d'Exploitation dont 56 sont conclus avec SONATRACH.
- Direction Etudes Prospectives et Veille Stratégique et Technologique :
 - Examiner les rapports d'évaluation des découvertes réalisées ;
 - Mettre à jour la carte du domaine minier hydrocarbures en collaboration avec la BDN.

4.2. Étude De Cas :

Le but de notre travail est de répondre à la problématique suivante :

- **Quels sont les principaux éléments de la loi 19-13 qui impactent la rentabilité des Projets gaziers ?**

Au terme de cette évaluation ou cette étude, nous allons étudier un projet XXX, un projet réel dont le nom a été anonymisé pour des raisons de confidentialité.

4.2.1 Aspect contractuel :

Le contrat X a débuté en 2018 et a une durée de 40 ans, jusqu'à la fin du projet en 2047.

- **Type de contrat :** Recherche et Exploitation (Participation)
- **Contractant :**
 - SONATRACH 51 %
 - CONTRACTANT 49 %
- **Périmètre :** XXX
- **Première année :** 2018
- **Date de fin de contrat :** 2058
- **Période de Production :** 2018 – 2040
- **Superficiel :** 1469.04 km²
- **Fee d'utilisation des installations TFT :** le Co-contractant paie à SONATRACH un fee d'utilisation des installations XXX de 0,4 \$/bep.
- **Frais de formation :** 0.5 % du budget annuel approuvé avec un maximum de 500 000 US\$.

4.2.2 Présentation des données technico-économiques

Les données technico-économiques concernent à la fois le profil de production des hydrocarbures, les investissements en recherche et développement ainsi que les coûts d'exploitation.

4.2.2.1 Profil de Production :

La production totale est estimée à 8.42 millions de B.E.P EN 2018 et atteindra un seuil maximal de 230 millions de B.E.P en 2022.

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

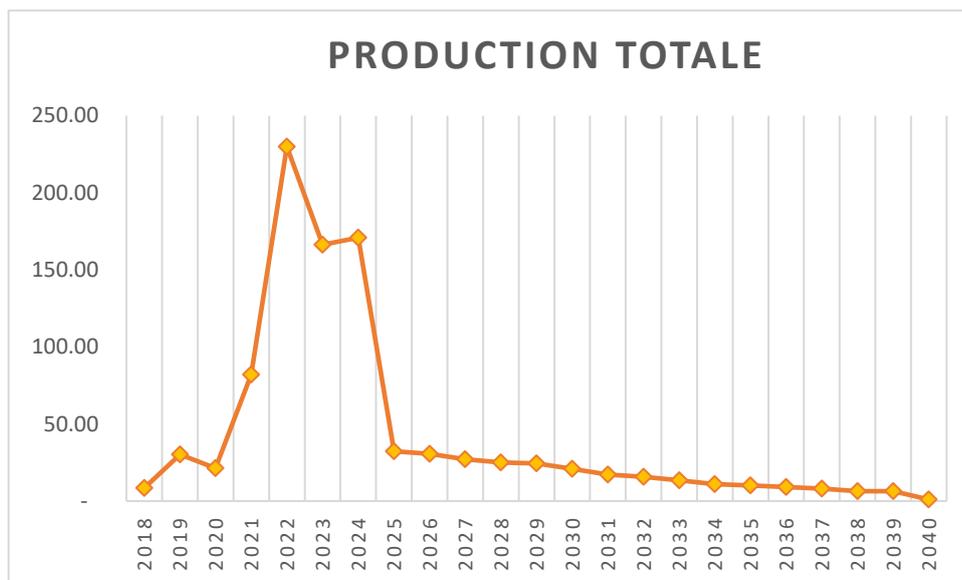


Figure 29: Évolution de la production totale annuelle en (MM BEP)

Source : Données fournies par ALNAFT

4.2.2.2 Les Investissements en Recherche et Développement (CAPEX) :

Les investissements nécessaires à la réalisation de ce projet sont estimés à 461.76 MM US\$ et réparties comme suit :

- **Des Investissements de Recherche :**
0 parce que démarrage de production direct
- **Des Investissements de Développement :**

Les investissements de développement nécessaires pour ce projet sont estimés à 461.76 MM US\$ et seront réalisés de 2018 à 2039.

- **Etudes:** 9.46 MM US\$
- **Forage:** 113.94 MM US\$
- **Installation due surface:** 338.37 MM US\$

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

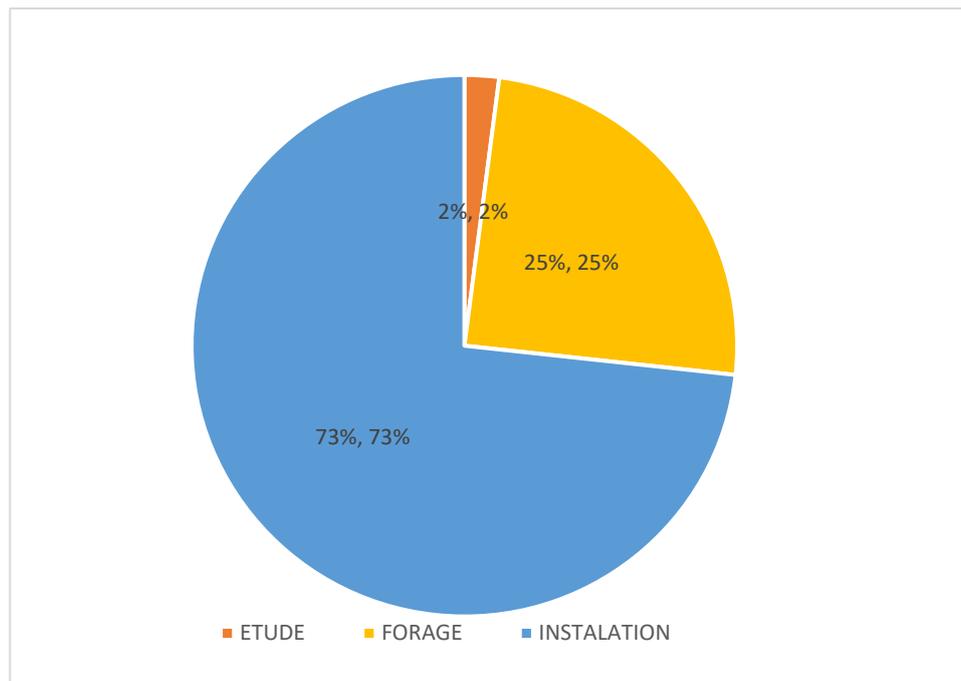


Figure 30: Répartition des CAPEX de développement

Source : Données fournies par ALNAFT

4.2.2.3 Les coûts opératoires (OPEX) :

Les coûts opératoires de ce projet sont estimés à 2,044.13 millions de dollars (MM US\$) depuis le début de la production en 2018 jusqu'à 2040.

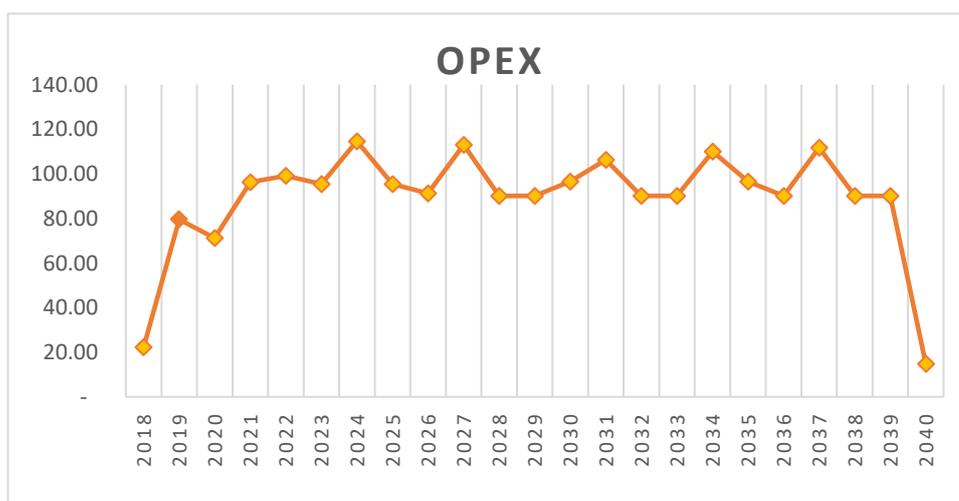


Figure 31: Présentation des OPEX en (MM US\$)

Source : Données fournies par ALNAFT

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

4.2.3 Les hypothèses technico-économiques :

- **Année de base de calcul économique : 2023**
- **Période contractuelle : 2018 - 2058**
- **Prix du pétrole brut [US \$/Baril] : 30\$ à 100\$**
- **Prix du gaz naturel [US \$/MMBtu] : 8.95 % du prix du brut**
- **Prix du GPL [US \$/Baril] : 63 % du prix du brut**
- **Prix du condensat [US \$/Baril] : 95 % du prix du brut**
- **Prix de base du Brent : 60 \$**
- **Les tarifs de transport :**
 - **Pétrole Brut : 5.02\$/bbl**
 - **Condensat : 8.57\$/bbl**
 - **GPL : 8.24 \$/bbl**
 - **Gaz naturel : 8.23\$/Mm³**

Tableau 3: Tarifs de transport

Tarifs de transport en DA	
Brut	704/14
Condensate	1200
GPL	1154
Gaz naturel	1153

Taux de change prévisionnel du dinar algérien en (US\$) : 140 DA/US\$

- **Taux d'actualisation : 10 %**
- **Taux d'inflation : 0 %**

**CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n°
19-13**

- Taux de Conversion:

Tableau 4: Taux de Conversion

	TM / MM m ³	TEP	BBL	MMBTU	BEP
Pétrole Brut	1	1	7.89	-	7.890
Gaz Naturel	1000	0.945	-	37.2	7.456
Condensat	1	1.114	8.79	-	8.789
GPL	1	1.153	11.648	-	9.097

Source : Données fournies par ALNAFT

4.2.4 Le calcul économique

4.2.4.1 Recette et coût

- Les Recettes du projet

$$\text{Recette} = \text{Production} \times \text{Prix}$$

Tableau 5: Les recettes du Project XXX en fonction du prix.

	BRUT		GAZ NATURAL		GPL		Condensat		reccette
	PROD (MMBBL)	PRIX	PROD (MMBTU)	PRIX	PROD (MMBBL)	PRIX	PROD (mmbbl)	PRIX	
2018	0	60	36.06	5.37	1.52	37.80	0	57	251.1
2019	0	60	129.04	5.37	5.7	37.80	0	57	908.4

Source : Réalisé par nous-même

- Cout de transport

$$\text{Coût de transport} = \text{Production} \times \text{Tarif de transport}$$

- Les tarifs de transport :

- Pétrole Brut : 5.02\$/bbl

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

- Condensat : 8.57\$/bbl
- GPL : 8.24 \$/bbl
- Gaz naturel : 8.23\$/Mm³

Tableau 6: Les coût de transport du projet XXX en (MM US\$)

	BRUT	GAZ N	GPL	Condensat	TOTAL
2018	0	7.9829	1.077403343	0	9.060298469
2019	0	28.567	4.030974578	0	32.59832567

Source : Réalisé par nous-même

4.2.4.2 Les frais de formation

Selon le contrat, la formule pour calculer les frais de formation est la suivante :

$$\text{Frais de formation} = (\text{CAPEX total} + \text{OPEX}) \times \text{Taux} \leq 0.5 \text{ MM US\$}$$

Les frais de formation du projet XXXX : 10.371 MM US\$

4.2.4.3 Calcul des taxes et impôts

On retient un prix de base de 60 USD pour le pétrole brut dans nos calculs fiscaux.

**CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n°
19-13**

Tableau 7: Les impotst du projet XXX en (MM US\$)

ANEE	TARIF	SUPERFICIER	EN MMUS\$
2018	30000	1469.04	0.31
2019	30000	1469.04	0.31

Source : Réalisé par nous-même

4.2.4.4 La taxe superficière

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

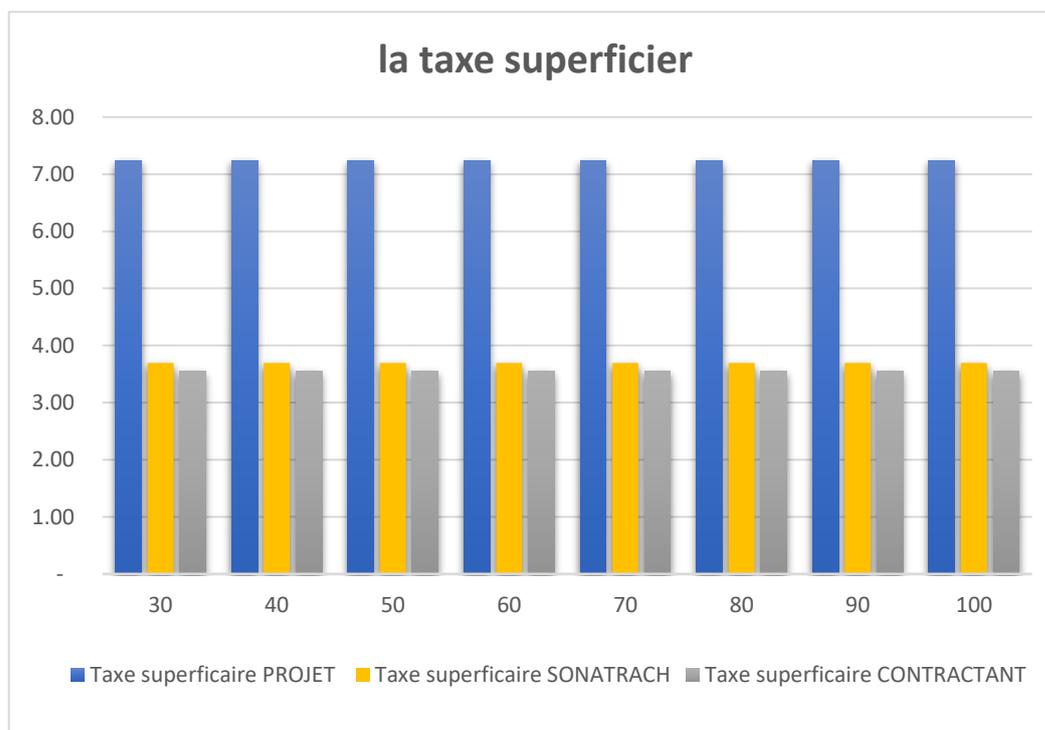


Figure 33: Taxe superficière du projet en MM US\$

Source : Réalisé par nous-même

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

4.2.4.5 La Redevance :

$$\text{Redevance} = P.V \times \text{Taux de redevance } 10 \%$$

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

Tableau 8 : La redevance en MM US\$ selon la Loi n° 19-13

PRODUCTION VALORISE	Taux de redevance	Redevance
42957.85	10 %	4295.785

Source : Réalisé par nous-même

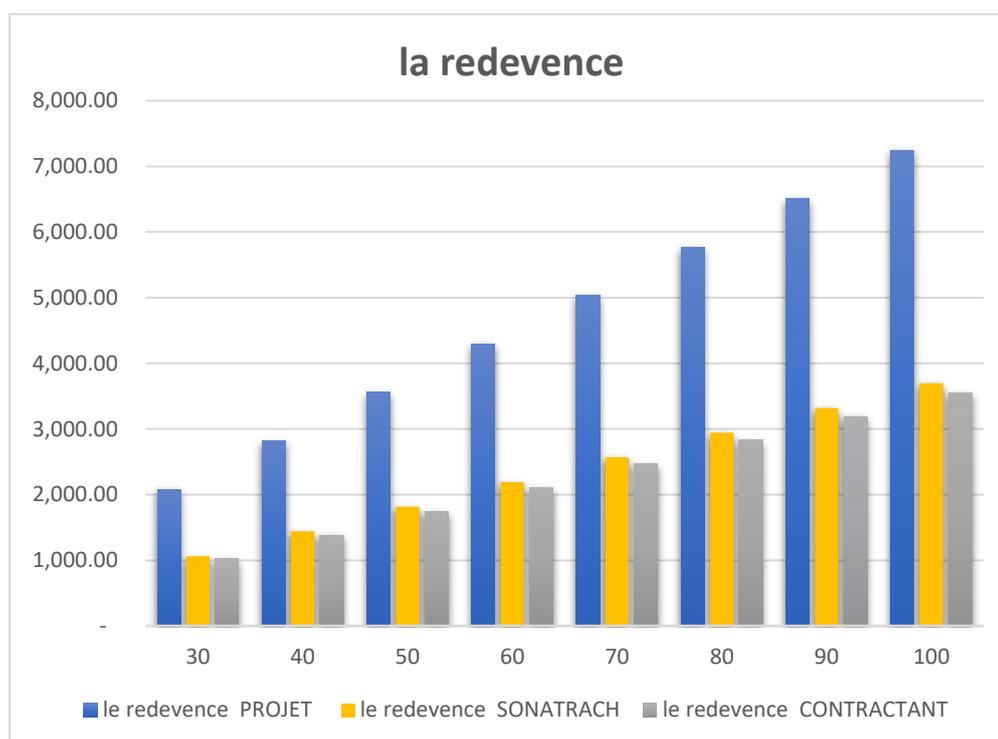


figure 34: Évolution de La redevance du proje en MM US\$

Source : Réalisé par nous-même

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

4.2.4.6 L'impôt sur le revenu des hydrocarbures selon la loi n° 19-13

$$I = \text{Le Revenu des hydrocarbures} \times \text{Taux IRH}$$

$$\text{Le Revenu des hydrocarbures} = P.V - \text{Les déductions autorisées}$$

On prend l'année 2023 comme un exemple pour le calcul de I.R.H :

	2023
Tranches annuelles des investissements de recherche	0
Tranches annuelles des investissements de développement	73.61
Redevance	875.73
OPEX	95.46
Provision abandon	12.15
Total des déductions autorisées	1,056.94

Source : Réalisé par nous-même

- La production valorisée de l'année 2023: **8,757.31 MM US\$**

$$\text{Revenu des hydrocarbures}_{2025} = 8757.31 - 1056.94 = 7700.37 \text{ MM US\$}$$

- Le facteur $R > 3$, donc le taux d'I.R.H appliqué est de 50 %⁴. (Article (180) de la loi n° 19-13 relative aux hydrocarbures)

$$I.R.H_{2023} = 7700.37 \times 50 \% = 3850.185 \text{ MM US\$}$$

- La Taxe sur le revenu DES HYDROCARBURE total du projet XXX : **18,002.25 MMUS\$**

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

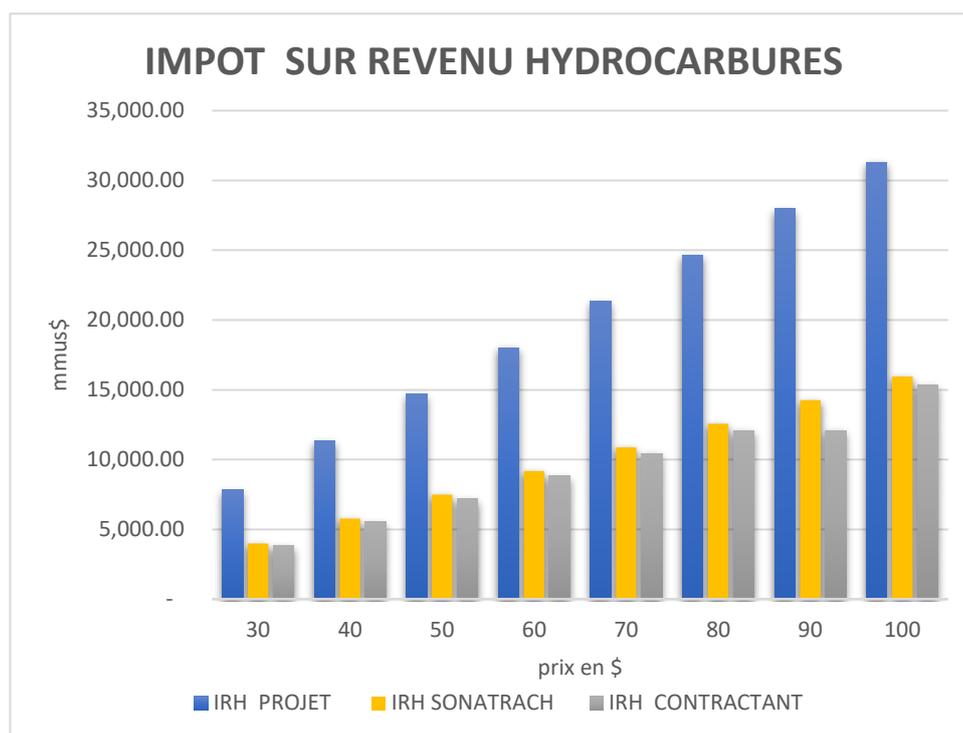


Figure 35: Évolution de T.R.P et d'I.R.H du projet en MM US\$

Source : Réalisé par nous-même

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

$$\text{Résultat de l'exercice} = P.V - \text{Les Charges autorisés}$$

4.2.4.7 L'impôt sur le résultat selon la loi n° 19-13

Tableau 9: Les charges de l'année 2023 en MM US\$

	2023
OPEX	95.46
Provision abandon	12.15
Amortissement	18.28
Redevance	875.73
I.R.H	3850.18
COUT d'CHAT GAZ	0
Total des charges	4851.80
La production valorisée	8757

Source : Réalisé par nous-même

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13

Assiet= La production valorisée - Total des charges

$$8757 - 4851.80 = 3905.2 \text{ MM US\$}$$

$$\text{I.R}_{2023} = 3905.2 \times 30 \% = 1171.56 \text{ MM US\$}$$

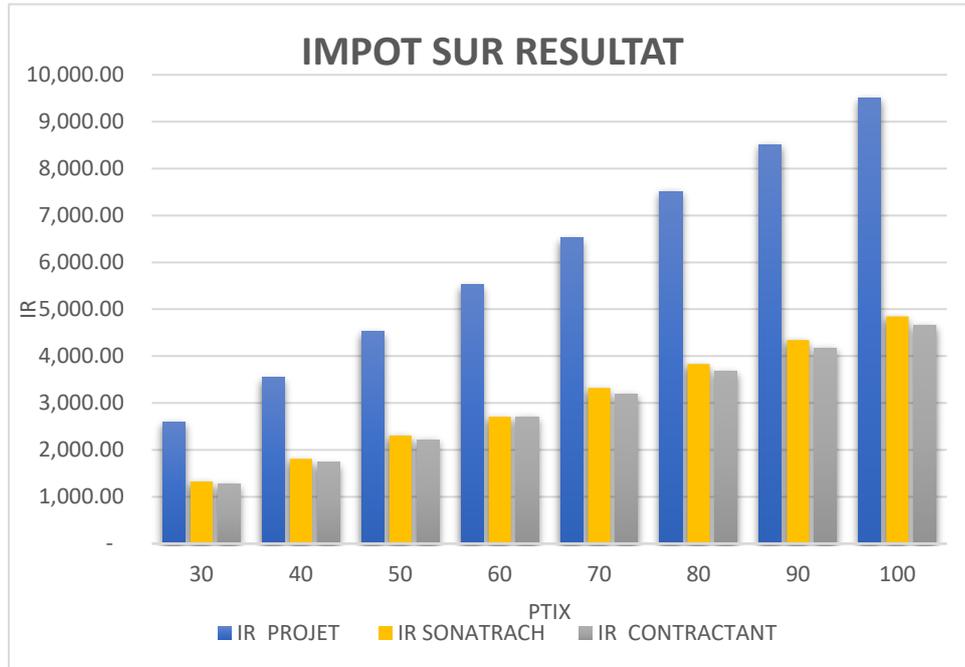


figure 36: Évolution d'I.R. du projet en MM US\$

4.2.4.8 La taxe sur le torchage du gaz

$$\text{Taxe de Torchage} = \text{Quantité de gaz torché} \times \text{Tarif de torchage}$$

- Le tarif de torchage : 12000 DA / 1000 Nm³

Mais dans cette cas on a pas le torchage

4.2.4.9 La redevance hydraulique

$$\text{Redevance hydraulique} = \text{Volume d'eau utilisé} \times \text{Tarif hydraulique}$$

- Le tarif de torchage : 130 DA / MMm³

- Mais dans cette cas on a pas l'injection d'eau

**CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n°
19-13**

4.2.5 L'étude économique comparatif du projet :

D'accord, nous allons effectuer notre calcul en utilisant des prix du brut variant de 30 \$ à 100 \$. Pour ce faire, nous allons analyser l'impact de ces différentes valeurs sur les paramètres financiers de notre projet, tels que les coûts de transport, la valeur nette actuelle (VAN), les revenus, et d'autres métriques de rentabilité.

4.2.5.1 Les résultats économiques du projet

• **Les cash flux du projet**

	30	40	50	60	70	80	90	100
CASH FLOW AVANT FIS CALITE	18,042.17	25,383.86	32,725.54	40,067.23	47,408.92	54,750.60	62,092.29	69,433.97
CASH FLOW APRES FISCALITE	5645.967	7696.95	9878.867	12092.93	14306.992	16521.055	18735.117	20949.18
CF SONATRACH	3018.35	4117.96	5270.97	6437.52	7604.08	8770.63	9937.18	11103.74
CF CONTRACTANT	2517.80	3574.29	4682.08	5802.89	6923.70	8044.50	9165.31	10286.11

**CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n°
19-13**

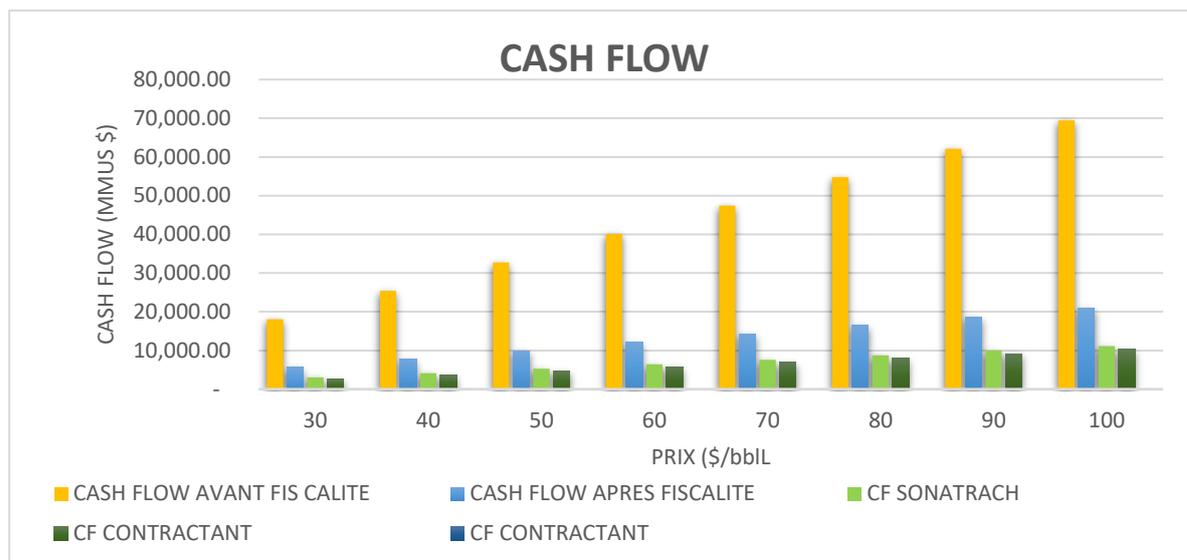


Figure37 : Cash-Flow du projet en MM US\$

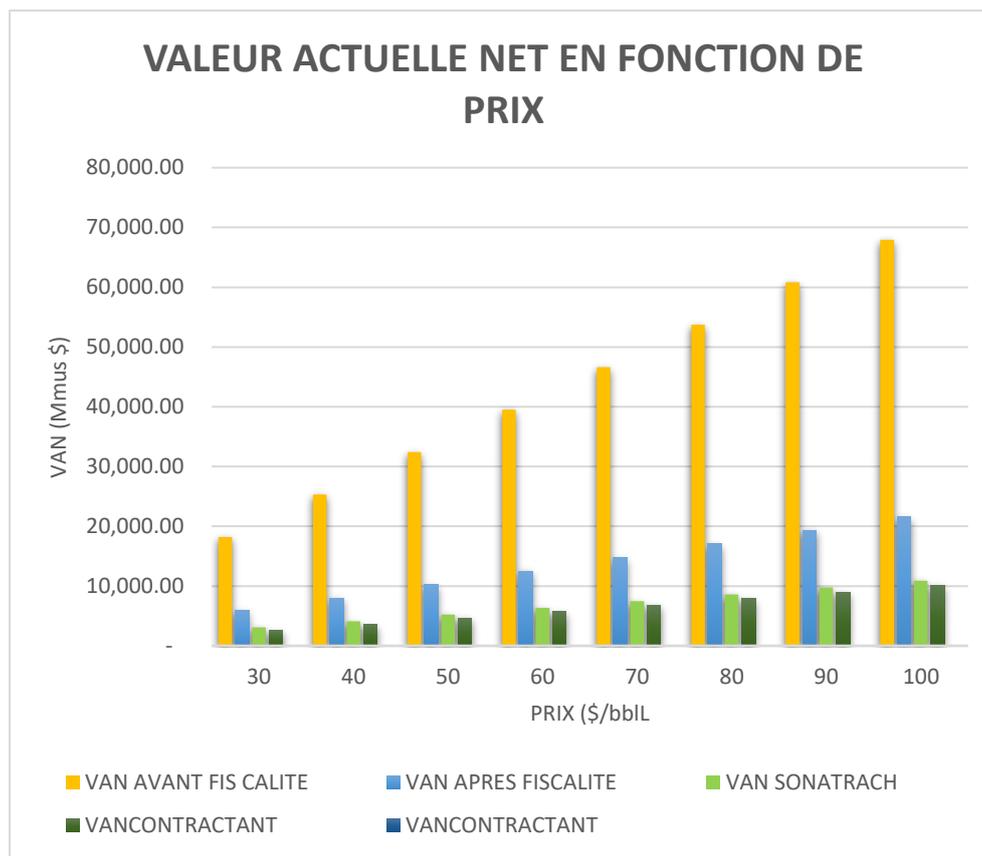
Source : Réalisé par nous-même

• **La valeur actuelle nette du projet**

	30	40	50	60	70	80	90	100
VAN AVANT FIS CALITE	18,211.16	25,317.59	32,424.01	39,530.44	46,636.87	53,743.29	60,849.72	67,956.15
VAN APRES FISCALITE	5909.7082	7978.86	10212.629	12485.283	14757.937	17030.592	19303.246	21575.9
VAN SONATRACH	3059.97	4105.97	5218.75	6347.92	7477.09	8606.26	9735.44	10864.61
VANCONTRACTANT	2586.00	3590.98	4660.12	5745.01	6829.90	7914.79	8999.68	10084.57

Source : Réalisé par nous-même

CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n° 19-13



✓ **VAN avant fiscalité (vert clair) :**

- La VAN avant fiscalité augmente de manière significative avec l'augmentation du prix du baril.
- À 30 \$/bbl, elle est d'environ 10,000 M\$, atteignant près de 70,000 M\$ à 100 \$/bbl.

✓ **VAN après fiscalité (bleu clair) :**

- La VAN après fiscalité est généralement plus faible que celle avant fiscalité.
- Elle suit également une tendance ascendante, passant de près de 5,000 M\$ à 30 \$/bbl à environ 35,000 M\$ à 100 \$/bbl.

✓ **VAN contractant (orange) :**

- - La VAN pour le contractant est relativement faible en comparaison avec les autres mesures.
- - Elle reste en dessous de 10,000 M\$ même aux prix les plus élevés.

✓ **VAN Sonatrach (gris) :**

- La VAN pour Sonatrach est également faible, mais elle est relativement stable, légèrement augmentant avec le prix du baril.

✓ **Revenu fiscal actuel (bleu foncé) :**

**CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n°
19-13**

- Le revenu fiscal actuel augmente avec le prix du baril.
- Il commence à environ 5,000 M\$ à 30 \$/bbl et atteint près de 25,000 M\$ à 100 \$/bbl.

• **Délai de récupération du capital investi du Projet**

Le délai de récupération du capital investi, également connu sous le nom de période de récupération, est une mesure financière utilisée pour déterminer combien de temps il faudra pour que les flux de trésorerie d'un projet remboursent le montant initial de l'investissement.

On l'investissement initiale =24.9MMUS

	30\$	\$40	\$50	\$60	\$70	\$80	\$90	\$100
Loi n° 19-13	10ans	10 ans	10 ans	9 ans	9 ans	8ans	8 ans	8 ans

Source : Réalisé par nous-même

4.2.5.2 Les résultats économiques de l'état

• **Les revenus fiscaux de l'État**

	30	40	50	60	70	80	90	100
REVENU FISCUEX	12506.02	17691.6	22772.49	27826.82	32881.14	37935.47	42989.8	48044.12
REVENU FISCU ACTUEL LE	12565.19	17620.64	22545.15	22545.15	32329.87	37222.24	42114.6	47006.97

Source : Réalisé par nous-même

**CHAPITRE 4 : Étude de rentabilité d'un projet d'investissement E/P réel selon la loi n°
19-13**

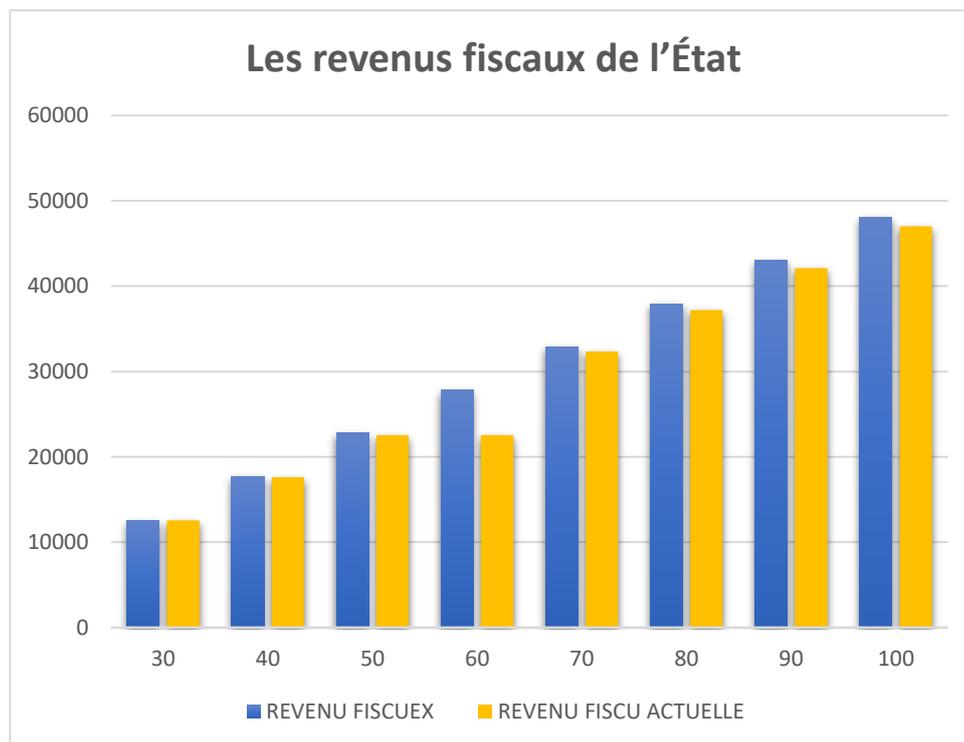


Figure 39: Les revenus fiscaux de l'État en MM US\$

Source : Réalisé par nous-même

Conclusion

Cette étude vise à répondre à la question : comment évaluer la rentabilité d'un projet d'investissement pétrolier en Algérie selon la loi 19-13. Un modèle Excel a été développé pour effectuer les calculs nécessaires, incluant la production, la Valeur Actuelle Nette (VAN) et d'autres indicateurs de rentabilité.

L'analyse a porté sur un projet réel anonymisé, débuté en 2018 et prévu pour durer jusqu'en 2058, avec une période de production de 2018 à 2040. Les principaux investissements de développement s'élèvent à 461,76 millions de dollars, et les coûts opératoires sont estimés à 2 044,13 millions de dollars pour l'ensemble de la période de production.

Les résultats montrent que la VAN, avant et après fiscalité, augmente significativement avec le prix du baril de pétrole brut, variant de 30 \$ à 100 \$. Le délai de récupération du capital investi se situe entre 8 et 10 ans, selon les fluctuations des prix du pétrole. Les revenus fiscaux de l'État augmentent également proportionnellement avec les prix des hydrocarbures.

En conclusion, la rentabilité d'un projet pétrolier en Algérie dépend fortement des prix des hydrocarbures, des investissements en capital et des coûts opératoires. Cette étude met en lumière les impacts économiques et financiers selon différents scénarios de prix, fournissant ainsi une base solide pour les décisions d'investissement dans l'industrie pétrolière algérienne.

CONCLUSION GENERAL

CONCLUSION GENERAL

La mise en œuvre de la loi 19-13 dans le secteur gazier en Algérie a suscité des changements profonds qui ont des répercussions significatives sur plusieurs aspects clés, notamment l'économie, l'attraction des investissements et la gestion des risques, tout en visant un développement durable à long terme du secteur gazier.

Tout d'abord, les principaux changements introduits par cette loi ont trait aux structures de coûts et de revenus des projets gaziers. L'introduction de taxes et de redevances a remodelé la manière dont les entreprises évaluent la rentabilité de leurs investissements. Cela a nécessité une révision approfondie des modèles économiques pour s'adapter aux nouvelles contraintes financières tout en maintenant un niveau de rentabilité acceptable.

En ce qui concerne les investissements, la loi 19-13 a instauré un cadre réglementaire plus transparent et prévisible, ce qui a contribué à améliorer la perception des investisseurs étrangers. Cependant, malgré ces avancées, des obstacles subsistent, notamment en termes de stabilité politique, de sécurité juridique et de contraintes opérationnelles, qui peuvent limiter l'engagement total des investisseurs dans le secteur gazier algérien.

La gestion des risques est devenue une préoccupation majeure pour les acteurs du secteur. Les risques économiques, environnementaux et opérationnels nécessitent des stratégies robustes pour être gérés efficacement. Cela inclut la diversification des partenariats, l'adoption de technologies innovantes pour optimiser les processus et réduire les coûts, ainsi qu'une gestion rigoureuse des ressources pour minimiser les impacts environnementaux.

Par ailleurs, la loi 19-13 vise également à contribuer à la transition énergétique en encourageant des projets gaziers plus respectueux de l'environnement. Cela pourrait se traduire par des investissements dans des technologies propres et des pratiques durables, participant ainsi à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la préservation des ressources naturelles.

Premièrement, en ce qui concerne l'impact sur la rentabilité économique des projets, il est crucial de collecter des données financières détaillées avant et après l'application de la loi. Cela inclut l'analyse des coûts d'exploitation tels que les dépenses d'exploration, de production et de transport, ainsi que la comparaison des revenus générés par ces projets. Par exemple, en utilisant des méthodes d'analyse comparative, comme des tests statistiques appropriés, on peut déterminer si la loi a effectivement conduit à une réduction des coûts d'exploitation et à une augmentation des marges bénéficiaires des entreprises impliquées.

CONCLUSION GENERAL

Deuxièmement, pour évaluer la réussite des projets sous l'égide de la loi 19-13, il est nécessaire de définir des critères de succès clairs. Ces critères pourraient inclure l'atteinte des objectifs de production, le respect des échéances et la satisfaction des partenaires impliqués. En collectant des données objectives sur ces critères, comme les rapports de performance et les retours d'expérience des parties prenantes, on peut évaluer si les projets ont réussi à atteindre ces objectifs et à répondre aux attentes des partenaires.

Troisièmement, l'impact des taxes sur la rentabilité des projets mérite une analyse approfondie. Cela implique de comparer les niveaux de taxes avant et après l'introduction de la loi 19-13 et d'évaluer comment ces changements ont influencé la rentabilité globale des projets gaziers. En utilisant des modèles financiers pour simuler différents scénarios fiscaux, il est possible d'estimer l'effet des variations de taxes sur les flux de trésorerie et les bénéfices nets des projets.

En intégrant ces approches analytiques, basées sur des données empiriques et des analyses quantitatives rigoureuses, il devient possible de fournir une évaluation détaillée et documentée de la validité des hypothèses formulées concernant l'impact de la loi 19-13 sur les projets gaziers. Ces analyses fournissent une base solide pour comprendre comment cette législation peut influencer positivement ou négativement la rentabilité et la réussite opérationnelle des projets dans le secteur gazier.

Enfin, sur le plan économique, cette loi pourrait stimuler la diversification économique de l'Algérie en favorisant l'essor de secteurs connexes tels que l'industrie pétrochimique et les énergies renouvelables. Cela contribuerait à créer un tissu économique plus robuste et diversifié, moins dépendant des fluctuations du marché gazier, et favoriserait ainsi la résilience économique du pays à long terme.

ANNEXES

LES ANNEXES

• DATA

loi 19_13

projet	XXX
Premiere annee	2018
Annee de base	2023
Dernier annee	2058
1er a de production	2018
fin de production	2040

ACTUALISATION	10%
INFLATION	0%

financement SH	51%
financement CO	49%

Prix de vente		
Brut	\$ 60	
Condensat	95%	\$ 57.0
GPL	63%	\$ 37.8
Gaz naturel	8.95%	\$ 5.4

taux de change	140
taux de formation	0.50%
taux de redevance	10%
utilisation instalation	0.4
superficiel	1469.04

Tarifs de transport en DA	
Brut	704
Condensat	1200
GPL	1154
Gaz naturel	1153

Frient de route LIQUIDE	0.50%
Frient de route GAZ	0.50%

fractionement GPL	1%
-------------------	----

cout separation gpl	51.2402
cout liquification GN	0

Tableau de Conversion						
	TM/MMm³	TEP	BBL	MMBTU	1000M	BEP
Brut	1	1	7.89			7.890
Gaz naturel	1000	0.945		37.2		7.456
Condensat	1	1.114	8.79			8.789
GPL	1	1.153	11.648			9.097

Production

	Petrole brut	Gaz naturel	GPL	Condensat
	MMBbl	Mm³	MMBbl	MMBbl
2018	-	0.97	1.52	-
2019	-	3.47	5.70	-
2020	-	2.44	3.94	-
2021	-	2.56	3.90	59.88
2022	-	2.73	4.38	206.26
2023	-	2.28	3.64	146.38
2024	-	2.05	3.28	153.03
2025	-	3.71	5.91	-
2026	-	3.51	5.59	-
2027	-	3.11	4.97	-
2028	-	2.87	4.62	-
2029	-	2.80	4.50	-
2030	-	2.41	3.91	-
2031	-	1.96	3.23	-
2032	-	1.80	2.98	-
2033	-	1.52	2.56	-
2034	-	1.24	2.11	-
2035	-	1.15	1.98	-
2036	-	1.02	1.78	-
2037	-	0.90	1.59	-
2038	-	0.73	1.34	-
2039	-	0.71	1.31	-
2040	-	0.11	0.21	-
2041	-	-	-	-
2042	-	-	-	-
2043	-	-	-	-
2044	-	-	-	-
2045	-	-	-	-
2046	-	-	-	-
2047	-	-	-	-
2048	-	-	-	-
2049	-	-	-	-
2050	-	-	-	-
2051	-	-	-	-
2052	-	-	-	-
2053	-	-	-	-
2054	-	-	-	-
2055	-	-	-	-
2056	-	-	-	-
2057	-	-	-	-
2058	-	-	-	-

CAPEX de recherche

	Etudes	Forage	Fimprduc	TOTAL
	MMUSD			
2018	-	-	-	-
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
2023	-	-	-	-
2024	-	-	-	-
2025	-	-	-	-
2026	-	-	-	-
2027	-	-	-	-
2028	-	-	-	-
2029	-	-	-	-
2030	-	-	-	-
2031	-	-	-	-
2032	-	-	-	-
2033	-	-	-	-
2034	-	-	-	-
2035	-	-	-	-
2036	-	-	-	-
2037	-	-	-	-
2038	-	-	-	-
2039	-	-	-	-
2040	-	-	-	-
2041	-	-	-	-
2042	-	-	-	-
2043	-	-	-	-
2044	-	-	-	-
2045	-	-	-	-
2046	-	-	-	-
2047	-	-	-	-
2048	-	-	-	-
2049	-	-	-	-
2050	-	-	-	-
2051	-	-	-	-
2052	-	-	-	-
2053	-	-	-	-
2054	-	-	-	-
2055	-	-	-	-
2056	-	-	-	-
2057	-	-	-	-
2058	-	-	-	-

LES ANNEXES

• CAPEX ET OPEX:

CAPEX de DEVELOPPMENT				
	Etudes	Forage	INSTALATI	TOTAL
MMUSD				
2018	0.4	1.03	1.28	2.73
2019	2.3	0.39	4.84	7.53
2020	2.8	13.24	4.13	20.21
2021	1.7	8.18	4.62	14.55
2022	1.4	32.75	63.66	97.85
2023	0.7	58.34	102.77	161.82
2024	0.0	0.00	56.06	56.06
2025	0.0	0.00	17.95	17.95
2026	0.0	0.00	7.91	7.91
2027	0.0	0.00	10.09	10.09
2028	0.0	0.00	23.48	23.48
2029	0.0	0.00	21.24	21.24
2030	0.0	0.00	2.83	2.83
2031	0.0	0.00	2.83	2.83
2032	0.0	0.00	2.83	2.83
2033	0.0	0.00	2.26	2.26
2034	0.0	0.00	2.26	2.26
2035	0.0	0.00	2.26	2.26
2036	0.0	0.00	1.70	1.70
2037	0.0	0.00	1.70	1.70
2038	0.0	0.00	1.13	1.13
2039	0.0	0.00	0.57	0.57
2040	0.0	0.00	0.00	-
2041	0.0	0.00	0.00	-
2042	0.0	0.00	0.00	-
2043	0.0	0.00	0.00	-
2044	0.0	0.00	0.00	-
2045	0.0	0.00	0.00	-
2046	0.0	0.00	0.00	-
2047	0.0	0.00	0.00	-
2048	0.0	0.00	0.00	-
2049	0.0	0.00	0.00	-
2050	0.0	0.00	0.00	-
2051	0.0	0.00	0.00	-
2052	0.0	0.00	0.00	-
2053	0.0	0.00	0.00	-
2054	0.0	0.00	0.00	-
2055	0.0	0.00	0.00	-
2056	0.0	0.00	0.00	-
2057	0.0	0.00	0.00	-
2058	0.0	0.00	0.00	-

OPEX			
	FIX	VARIABLE	TOTAL
MMUSD			
2018	13.87	8.32	22.19
2019	49.71	29.82	79.53
2020	44.50	26.70	71.20
2021	60.14	36.08	96.22
2022	61.92	37.15	99.07
2023	59.66	35.80	95.46
2024	71.64	42.99	114.63
2025	59.66	35.80	95.46
2026	57.07	34.24	91.31
2027	70.63	42.38	113.01
2028	56.27	33.76	90.03
2029	56.27	33.76	90.03
2030	60.34	36.21	96.55
2031	66.44	39.87	106.31
2032	56.27	33.76	90.03
2033	56.27	33.76	90.03
2034	68.70	41.22	109.92
2035	60.34	36.21	96.55
2036	56.27	33.76	90.03
2037	69.83	41.90	111.73
2038	56.27	33.76	90.03
2039	56.27	33.76	90.03
2040	9.23	5.54	14.77
2041	-	-	-
2042	-	-	-
2043	-	-	-
2044	-	-	-
2045	-	-	-
2046	-	-	-
2047	-	-	-
2048	-	-	-
2049	-	-	-
2050	-	-	-
2051	-	-	-
2052	-	-	-
2053	-	-	-
2054	-	-	-
2055	-	-	-
2056	-	-	-
2057	-	-	-
2058	-	-	-

Prevision abandon	
	MMUSD
2018	9.30
2019	9.65
2020	9.84
2021	15.35
2022	14.91
2023	12.15
2024	13.13
2025	11.82
2026	9.87
2027	9.02
2028	7.65
2029	6.31
2030	5.74
2031	5.16
2032	4.57
2033	3.75
2034	3.60
2035	1.18
2036	-
2037	-
2038	-
2039	-
2040	-
2041	-
2042	-
2043	-
2044	-
2045	-
2046	-
2047	-
2048	-
2049	-
2050	-
2051	-
2052	-
2053	-
2054	-
2055	-
2056	-
2057	-
2058	-

superficier	
2018.00	1469.04
2019.00	1469.04
2020.00	1469.04
2021.00	1469.04
2022.00	1469.04
2023.00	1469.04
2024.00	1469.04
2025.00	1469.04
2026.00	1469.04
2027.00	1469.04
2028.00	1469.04
2029.00	1469.04
2030.00	1469.04
2031.00	1469.04
2032.00	1469.04
2033.00	1469.04
2034.00	1469.04
2035.00	1469.04
2036.00	1469.04
2037.00	1469.04
2038.00	1469.04
2039.00	1469.04
2040.00	1469.04
2041.00	0.00
2042.00	0.00
2043.00	0.00
2044.00	0.00
2045.00	0.00
2046.00	0.00
2047.00	0.00
2048.00	0.00
2049.00	0.00
2050.00	0.00
2051.00	0.00
2052.00	0.00
2053.00	0.00
2054.00	0.00
2055.00	0.00
2056.00	0.00
2057.00	0.00
2058.00	0.00

actualisation	
2018	1.61
2019	1.46
2020	1.33
2021	1.21
2022	1.10
2023	1.00
2024	0.91
2025	0.83
2026	0.75
2027	0.68
2028	0.62
2029	0.56
2030	0.51
2031	0.47
2032	0.42
2033	0.39
2034	0.35
2035	0.32
2036	0.29
2037	0.26
2038	0.24
2039	0.22
2040	0.20
2041	
2042	
2043	
2044	
2045	
2046	
2047	
2048	
2049	
2050	
2051	
2052	
2053	
2054	
2055	
2056	
2057	
2058	

LES ANNEXES

- **Formation**

ANNEE	FRMTION	TAUX	BUDGET
2018	0.125	0.50%	24.93
2019	0.435	0.50%	87.07
2020	0.457	0.50%	91.41
2021	0.500	0.50%	110.77
2022	0.500	0.50%	196.92
2023	0.500	0.50%	257.28
2024	0.500	0.50%	170.69
2025	0.500	0.50%	113.41
2026	0.496	0.50%	99.22
2027	0.500	0.50%	123.09
2028	0.500	0.50%	113.51
2029	0.500	0.50%	111.28
2030	0.497	0.50%	99.37
2031	0.500	0.50%	109.13
2032	0.464	0.50%	92.86
2033	0.461	0.50%	92.29
2034	0.500	0.50%	112.18
2035	0.494	0.50%	98.81
2036	0.459	0.50%	91.73
2037	0.500	0.50%	113.43
2038	0.456	0.50%	91.16
2039	0.453	0.50%	90.60
2040	0.074	0.50%	14.77
2041	-	-	-
2042	-	-	-
2043	-	-	-
2044	-	-	-
2045	-	-	-
2046	-	-	-
2047	-	-	-
2048	-	-	-
2049	-	-	-
2050	-	-	-
2051	-	-	-
2052	-	-	-
2053	-	-	-
2054	-	-	-
2055	-	-	-
2056	-	-	-
2057	-	-	-
2058	-	-	-

10.371

LES ANNEXES

coûts de transport

	BRUT	GAZN	GPL	Condensat	TOTAL
	MM US\$				
2018	-	8.0	1.08	-	9.06
2019	-	28.6	4.03	-	32.60
2020	-	20.1	2.79	-	22.88
2021	-	21.0	2.76	58.39	82.20
2022	-	22.5	3.10	201.13	226.70
2023	-	18.8	2.57	142.74	164.13
2024	-	16.9	2.32	149.23	168.47
2025	-	30.6	4.18	-	34.76
2026	-	28.9	3.96	-	32.86
2027	-	25.6	3.52	-	29.14
2028	-	23.7	3.27	-	26.95
2029	-	23.1	3.19	-	26.25
2030	-	19.8	2.77	-	22.58
2031	-	16.2	2.28	-	18.46
2032	-	14.8	2.11	-	16.93
2033	-	12.5	1.81	-	14.36
2034	-	10.2	1.50	-	11.69
2035	-	9.5	1.40	-	10.86
2036	-	8.4	1.26	-	9.65
2037	-	7.4	1.12	-	8.57
2038	-	6.0	0.95	-	6.94
2039	-	5.9	0.93	-	6.79
2040	-	0.9	0.15	-	1.08
2041	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-
2051	-	-	-	-	-
2052	-	-	-	-	-
2053	-	-	-	-	-
2054	-	-	-	-	-
2055	-	-	-	-	-
2056	-	-	-	-	-
2057	-	-	-	-	-
2058	-	-	-	-	-

983.88

Cout separation GPL

ANNEE	QTE	LE COUT
2018	0.13	6.70
2019	0.49	25.06
2020	0.34	17.32
2021	0.33	17.15
2022	0.38	19.28
2023	0.31	15.99
2024	0.28	14.43
2025	0.51	25.98
2026	0.48	24.60
2027	0.43	21.88
2028	0.40	20.32
2029	0.39	19.80
2030	0.34	17.21
2031	0.28	14.20
2032	0.26	13.11
2033	0.22	11.26
2034	0.18	9.30
2035	0.17	8.72
2036	0.15	7.85
2037	0.14	6.99
2038	0.11	5.89
2039	0.11	5.77
2040	0.02	0.92
2041	-	-
2042	-	-
2043	-	-
2044	-	-
2045	-	-
2046	-	-
2047	-	-
2048	-	-
2049	-	-
2050	-	-
2051	-	-
2052	-	-
2053	-	-
2054	-	-
2055	-	-
2056	-	-
2057	-	-
2058	-	-

329.74

Cout Liquification GN

ANNEE	QTE	LE COUT
2018	969.30	-
2019	3,468.72	-
2020	2,439.79	-
2021	2,555.16	-
2022	2,727.93	-
2023	2,284.44	-
2024	2,054.31	-
2025	3,713.70	-
2026	3,509.99	-
2027	3,110.25	-
2028	2,874.82	-
2029	2,800.35	-
2030	2,405.70	-
2031	1,963.45	-
2032	1,799.17	-
2033	1,523.49	-
2034	1,237.61	-
2035	1,148.40	-
2036	1,018.89	-
2037	903.77	-
2038	727.19	-
2039	711.36	-
2040	113.03	-
2041	-	-
2042	-	-
2043	-	-
2044	-	-
2045	-	-
2046	-	-
2047	-	-
2048	-	-
2049	-	-
2050	-	-
2051	-	-
2052	-	-
2053	-	-
2054	-	-
2055	-	-
2056	-	-
2057	-	-
2058	-	-

LES ANNEXES

• Production valorise

ANNEE	recette	cout trans	c.separtio	liquif gn	pv
2018	251	9.06	6.70	-	235.42
2019	908	32.60	25.06	-	850.58
2020	636	22.88	17.32	-	596.02
2021	4,071	82.20	17.15	-	3,971.75
2022	12,468	226.70	19.28	-	12,221.63
2023	8,937	164.13	15.99	-	8,757.31
2024	9,257	168.47	14.43	-	9,074.41
2025	965	34.76	25.98	-	904.37
2026	913	32.86	24.60	-	855.06
2027	809	29.14	21.88	-	758.33
2028	749	26.95	20.32	-	701.65
2029	730	26.25	19.80	-	683.53
2030	628	22.58	17.21	-	588.63
2031	514	18.46	14.20	-	481.61
2032	472	16.93	13.11	-	442.00
2033	401	14.36	11.26	-	375.46
2034	327	11.69	9.30	-	306.12
2035	304	10.86	8.72	-	284.74
2036	271	9.65	7.85	-	253.50
2037	241	8.57	6.99	-	225.02
2038	196	6.94	5.89	-	183.04
2039	192	6.79	5.77	-	179.15
2040	31	1.08	0.92	-	28.51
2041	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-
2051	-	-	-	-	-
2052	-	-	-	-	-
2053	-	-	-	-	-
2054	-	-	-	-	-
2055	-	-	-	-	-
2056	-	-	-	-	-
2057	-	-	-	-	-
2058	-	-	-	-	-
					42,957.85

La redevance

ANNEE	pv	taux	redevnce
2018	235.42	10%	23.54
2019	850.58	10%	85.06
2020	596.02	10%	59.60
2021	3971.75	10%	397.17
2022	12221.63	10%	1222.16
2023	8757.31	10%	875.73
2024	9074.41	10%	907.44
2025	904.37	10%	90.44
2026	855.06	10%	85.51
2027	758.33	10%	75.83
2028	701.65	10%	70.17
2029	683.53	10%	68.35
2030	588.63	10%	58.86
2031	481.61	10%	48.16
2032	442.00	10%	44.20
2033	375.46	10%	37.55
2034	306.12	10%	30.61
2035	284.74	10%	28.47
2036	253.50	10%	25.35
2037	225.02	10%	22.50
2038	183.04	10%	18.30
2039	179.15	10%	17.92
2040	28.51	10%	2.85
2041	-	-	-
2042	-	-	-
2043	-	-	-
2044	-	-	-
2045	-	-	-
2046	-	-	-
2047	-	-	-
2048	-	-	-
2049	-	-	-
2050	-	-	-
2051	-	-	-
2052	-	-	-
2053	-	-	-
2054	-	-	-
2055	-	-	-
2056	-	-	-
2057	-	-	-
2058	-	-	-
			4295.79

LES ANNEXES

• Impot sur le revenu des hydrocarbures IRH

ANNEE	pv	tair	taid	redevence	opex	p abex	cag	ENU HYDROCARBU	Taux	IRH
2018	235.42	-	0.68	23.54	22.19	9.30	-	179.70	0.50	89.85
2019	850.58	-	2.57	85.06	79.53	9.65	-	673.77	0.50	336.89
2020	596.02	-	7.62	59.60	71.20	9.84	-	447.76	0.50	223.88
2021	3,971.75	-	11.26	397.17	96.22	15.35	-	3,451.74	0.50	1,725.87
2022	12,221.63	-	35.04	1,222.16	99.07	14.91	-	10,850.45	0.50	5,425.22
2023	8,757.31	-	73.61	875.73	95.46	12.15	-	7,700.37	0.50	3,850.18
2024	9,074.41	-	82.57	907.44	114.63	13.13	-	7,956.65	0.50	3,978.32
2025	904.37	-	83.42	90.44	95.46	11.82	-	623.24	0.50	311.62
2026	855.06	-	60.94	85.51	91.31	9.87	-	607.44	0.50	303.72
2027	758.33	-	23.00	75.83	113.01	9.02	-	537.47	0.50	268.73
2028	701.65	-	14.86	70.17	90.03	7.65	-	518.95	0.50	259.47
2029	683.53	-	15.68	68.35	90.03	6.31	-	503.15	0.50	251.58
2030	588.63	-	14.41	58.86	96.55	5.74	-	413.07	0.50	206.53
2031	481.61	-	12.59	48.16	106.31	5.16	-	309.39	0.50	154.70
2032	442.00	-	7.43	44.20	90.03	4.57	-	295.76	0.50	147.88
2033	375.46	-	2.68	37.55	90.03	3.75	-	241.45	0.50	120.72
2034	306.12	-	2.54	30.61	109.92	3.60	-	159.44	0.50	79.72
2035	284.74	-	2.40	28.47	96.55	1.18	-	156.15	0.50	78.07
2036	253.50	-	2.12	25.35	90.03	-	-	136.00	0.50	68.00
2037	225.02	-	2.12	22.50	111.73	-	-	88.67	0.50	44.33
2038	183.04	-	1.41	18.30	90.03	-	-	73.29	0.50	36.65
2039	179.15	-	1.51	17.92	90.03	-	-	69.70	0.50	34.85
2040	28.51	-	-	2.85	14.77	-	-	10.90	0.50	5.45
2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
								36,004.49		18,002.25

LES ANNEXES

- **Tranche de l'investissement annual**

TAIR			TAID		
ANNEE	CAP R	TRANCH	ANNEE	CAP D	TRANCH
2018	-	-	2018	2.73	0.68
2019	-	-	2019	7.53	2.57
2020	-	-	2020	20.21	7.62
2021	-	-	2021	14.55	11.26
2022	-	-	2022	97.85	35.04
2023	-	-	2023	161.82	73.61
2024	-	-	2024	56.06	82.57
2025	-	-	2025	17.95	83.42
2026	-	-	2026	7.91	60.94
2027	-	-	2027	10.09	23.00
2028	-	-	2028	23.48	14.86
2029	-	-	2029	21.24	15.68
2030	-	-	2030	2.83	14.41
2031	-	-	2031	2.83	12.59
2032	-	-	2032	2.83	7.43
2033	-	-	2033	2.26	2.68
2034	-	-	2034	2.26	2.54
2035	-	-	2035	2.26	2.40
2036	-	-	2036	1.70	2.12
2037	-	-	2037	1.70	2.12
2038	-	-	2038	1.13	1.41
2039	-	-	2039	0.57	1.51
2040	-	-	2040	-	-
2041	-	-	2041	-	-
2042	-	-	2042	-	-
2043	-	-	2043	-	-
2044	-	-	2044	-	-
2045	-	-	2045	-	-
2046	-	-	2046	-	-
2047	-	-	2047	-	-
2048	-	-	2048	-	-
2049	-	-	2049	-	-
2050	-	-	2050	-	-
2051	-	-	2051	-	-
2052	-	-	2052	-	-
2053	-	-	2053	-	-
2054	-	-	2054	-	-
2055	-	-	2055	-	-
2056	-	-	2056	-	-
2057	-	-	2057	-	-
2058	-	-	2058	-	-

LES ANNEXES

- **Cumule depense**

	CAPEX	OPEX	DEPENSE	CUMUL DPENSE
2018	2.73	22.19	24.93	-
2019	7.53	79.53	87.07	24.93
2020	20.21	71.20	91.41	111.99
2021	14.55	96.22	110.77	203.41
2022	97.85	99.07	196.92	314.17
2023	161.82	95.46	257.28	511.10
2024	56.06	114.63	170.69	768.38
2025	17.95	95.46	113.41	939.06
2026	7.91	91.31	99.22	1,052.47
2027	10.09	113.01	123.09	1,151.69
2028	23.48	90.03	113.51	1,274.78
2029	21.24	90.03	111.28	1,388.29
2030	2.83	96.55	99.37	1,499.57
2031	2.83	106.31	109.13	1,598.94
2032	2.83	90.03	92.86	1,708.07
2033	2.26	90.03	92.29	1,800.93
2034	2.26	109.92	112.18	1,893.23
2035	2.26	96.55	98.81	2,005.41
2036	1.70	90.03	91.73	2,104.21
2037	1.70	111.73	113.43	2,195.94
2038	1.13	90.03	91.16	2,309.37
2039	0.57	90.03	90.60	2,400.53
2040	-	14.77	14.77	2,491.13
2041	-	-	-	-
2042	-	-	-	-
2043	-	-	-	-
2044	-	-	-	-
2045	-	-	-	-
2046	-	-	-	-
2047	-	-	-	-
2048	-	-	-	-
2049	-	-	-	-
2050	-	-	-	-
2051	-	-	-	-
2052	-	-	-	-
2053	-	-	-	-
2054	-	-	-	-
2055	-	-	-	-
2056	-	-	-	-
2057	-	-	-	-
2058	-	-	-	-

-

LES ANNEXES

- Cumule revenu net**

ANNEE	PV	TAX SUP	REDEVENCE	RED HYRAULUQUE	IRH	REVNU NET	RNC
2018	235.42	0.31	23.54	-	89.85	121.71	0
2019	850.58	0.31	85.06	-	336.89	428.32	121.71
2020	596.02	0.31	59.60	-	223.88	312.22	550.04
2021	3,971.75	0.31	397.17	-	1,725.87	1,848.39	862.26
2022	12,221.63	0.31	1,222.16	-	5,425.22	5,573.93	2,710.64
2023	8,757.31	0.31	875.73	-	3,850.18	4,031.08	8284.57
2024	9,074.41	0.31	907.44	-	3,978.32	4,188.33	12315.65
2025	904.37	0.31	90.44	-	311.62	502.00	16503.98
2026	855.06	0.31	85.51	-	303.72	465.52	17005.99
2027	758.33	0.31	75.83	-	268.73	413.45	17471.50
2028	701.65	0.31	70.17	-	259.47	371.70	17884.95
2029	683.53	0.31	68.35	-	251.58	363.28	18256.65
2030	588.63	0.31	58.86	-	206.53	322.92	18619.93
2031	481.61	0.31	48.16	-	154.70	278.44	18942.85
2032	442.00	0.31	44.20	-	147.88	249.60	19221.29
2033	375.46	0.31	37.55	-	120.72	216.88	19470.89
2034	306.12	0.31	30.61	-	79.72	195.47	19687.77
2035	284.74	0.31	28.47	-	78.07	177.88	19883.24
2036	253.50	0.31	25.35	-	68.00	159.84	20061.12
2037	225.02	0.31	22.50	-	44.33	157.87	20220.96
2038	183.04	0.31	18.30	-	36.65	127.78	20378.83
2039	179.15	0.31	17.92	-	34.85	126.08	20506.61
2040	28.51	0.31	2.85	-	5.45	19.90	20632.68
2041	-	-	-	-	-	-	0.00
2042	-	-	-	-	-	-	0.00
2043	-	-	-	-	-	-	0.00
2044	-	-	-	-	-	-	0.00
2045	-	-	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-	-	-
2051	-	-	-	-	-	-	-
2052	-	-	-	-	-	-	-
2053	-	-	-	-	-	-	-
2054	-	-	-	-	-	-	-
2055	-	-	-	-	-	-	-
2056	-	-	-	-	-	-	-
2057	-	-	-	-	-	-	-
2058	-	-	-	-	-	-	-

LES ANNEXES

• Taux

ANNEE	Rvnu Net C	Dpns cumul	R	taux
2018	-	-		50%
2019	121.71	24.93	4.882927032	50%
2020	550.04	111.99	4.911327922	50%
2021	862.26	203.41	4.239116193	50%
2022	2,710.64	314.17	8.627821363	50%
2023	8,284.57	511.10	16.20938146	50%
2024	12,315.65	768.38	16.02814775	50%
2025	16,503.98	939.06	17.57496789	50%
2026	17,005.99	1,052.47	16.15813521	50%
2027	17,471.50	1,151.69	15.17030362	50%
2028	17,884.95	1,274.78	14.02981747	50%
2029	18,256.65	1,388.29	13.15044263	50%
2030	18,619.93	1,499.57	12.41684674	50%
2031	18,942.85	1,598.94	11.84712744	50%
2032	19,221.29	1,708.07	11.25321153	50%
2033	19,470.89	1,800.93	10.81157011	50%
2034	19,687.77	1,893.23	10.3990629	50%
2035	19,883.24	2,005.41	9.914813697	50%
2036	20,061.12	2,104.21	9.533790277	50%
2037	20,220.96	2,195.94	9.208330457	50%
2038	20,378.83	2,309.37	8.824419999	50%
2039	20,506.61	2,400.53	8.542526604	50%
2040	20,632.68	2,491.13	8.282455011	50%
2041	-	-		
2042	-	-		
2043	-	-		
2044	-	-		
2045	-	-		
2046	-	-		
2047	-	-		
2048	-	-		
2049	-	-		
2050	-	-		
2051	-	-		
2052	-	-		
2053	-	-		
2054	-	-		
2055	-	-		
2056	-	-		
2057	-	-		
2058	-	-		

Friente de route

annee	recette gaz	taux gaz	reccette liquid	taux liquid	frient de Route
2018	194	0.50%	58	0.50%	1.26
2019	693	0.50%	215	0.50%	4.54
2020	487	0.50%	149	0.50%	3.18
2021	510	0.50%	3,561	0.50%	20.36
2022	545	0.50%	11,923	0.50%	62.34
2023	456	0.50%	8,481	0.50%	44.69
2024	410	0.50%	8,847	0.50%	46.29
2025	742	0.50%	223	0.50%	4.83
2026	701	0.50%	211	0.50%	4.56
2027	621	0.50%	188	0.50%	4.05
2028	574	0.50%	175	0.50%	3.74
2029	559	0.50%	170	0.50%	3.65
2030	481	0.50%	148	0.50%	3.14
2031	392	0.50%	122	0.50%	2.57
2032	359	0.50%	113	0.50%	2.36
2033	304	0.50%	97	0.50%	2.01
2034	247	0.50%	80	0.50%	1.64
2035	229	0.50%	75	0.50%	1.52
2036	204	0.50%	67	0.50%	1.36
2037	181	0.50%	60	0.50%	1.20
2038	145	0.50%	51	0.50%	0.98
2039	142	0.50%	50	0.50%	0.96
2040	23	0.50%	8	0.50%	0.15
2041	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-
2051	-	-	-	-	-
2052	-	-	-	-	-
2053	-	-	-	-	-
2054	-	-	-	-	-
2055	-	-	-	-	-
2056	-	-	-	-	-
2057	-	-	-	-	-
2058	-	-	-	-	-

LES ANNEXES

- Impot sur resultat**

annee	pv	amortissement	redevance	IRH	OPEX	PRV ABEX	COUT CHAT GAZ	asiate	taux	IR
2018	235	0.68	23.54	89.85	22.19	9.30	-	89.85	30%	26.96
2019	851	2.84	85.06	336.89	79.53	9.65	-	336.62	30%	100.99
2020	596	4.91	59.60	223.88	71.20	9.84	-	226.59	30%	67.98
2021	3,972	3.23	397.17	1,725.87	96.22	15.35	-	1,733.90	30%	520.17
2022	12,222	11.89	1,222.16	5,425.22	99.07	14.91	-	5,448.36	30%	1,634.51
2023	8,757	18.28	875.73	3,850.18	95.46	12.15	-	3,905.51	30%	1,171.65
2024	9,074	5.61	907.44	3,978.32	114.63	13.13	-	4,055.29	30%	1,216.59
2025	904	1.80	90.44	311.62	95.46	11.82	-	393.24	30%	117.97
2026	855	0.79	85.51	303.72	91.31	9.87	-	363.86	30%	109.16
2027	758	1.01	75.83	268.73	113.01	9.02	-	290.73	30%	87.22
2028	702	2.35	70.17	259.47	90.03	7.65	-	271.98	30%	81.59
2029	684	2.12	68.35	251.58	90.03	6.31	-	265.13	30%	79.54
2030	589	0.28	58.86	206.53	96.55	5.74	-	220.66	30%	66.20
2031	482	0.28	48.16	154.70	106.31	5.16	-	167.01	30%	50.10
2032	442	0.28	44.20	147.88	90.03	4.57	-	155.03	30%	46.51
2033	375	0.23	37.55	120.72	90.03	3.75	-	123.18	30%	36.95
2034	306	0.23	30.61	79.72	109.92	3.60	-	82.04	30%	24.61
2035	285	0.23	28.47	78.07	96.55	1.18	-	80.25	30%	24.07
2036	254	0.17	25.35	68.00	90.03	-	-	69.95	30%	20.98
2037	225	0.17	22.50	44.33	111.73	-	-	46.28	30%	13.88
2038	183	0.11	18.30	36.65	90.03	-	-	37.95	30%	11.38
2039	179	0.06	17.92	34.85	90.03	-	-	36.30	30%	10.89
2040	29	-	2.85	5.45	14.77	-	-	5.45	30%	1.63
2,041.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,042.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,043.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,044.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,045.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,046.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,047.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,048.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,049.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,050.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,051.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,052.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,053.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,054.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,055.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,056.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,057.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,058.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
								18,405.15		5,521.55

LES ANNEXES

- **Recette**

	BRUT	GAZ N	GPL	Condensat	TOTAL
MM US\$					
2018	-	194	57.55	-	251.18
2019	-	693	215.32	-	908.24
2020	-	487	148.84	-	636.22
2021	-	510	147.35	3,413.31	4,071.09
2022	-	545	165.70	11757.0	12,467.6
2023	-	456	137.42	8,343.65	8,937.43
2024	-	410	124.03	8,722.91	9,257.32
2025	-	742	223.25	-	965.12
2026	-	701	211.35	-	912.52
2027	-	621	188.03	-	809.34
2028	-	574	174.63	-	748.92
2029	-	559	170.17	-	729.58
2030	-	481	147.84	-	628.42
2031	-	392	122.05	-	514.27
2032	-	359	112.62	-	472.03
2033	-	304	96.74	-	401.08
2034	-	247	79.88	-	327.11
2035	-	229	74.91	-	304.32
2036	-	204	67.47	-	271.01
2037	-	181	60.03	-	240.57
2038	-	145	50.60	-	195.87
2039	-	142	49.61	-	191.72
2040	-	23	7.94	-	30.52
2041	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-
2051	-	-	-	-	-
2052	-	-	-	-	-
2053	-	-	-	-	-
2054	-	-	-	-	-
2055	-	-	-	-	-
2056	-	-	-	-	-
2057	-	-	-	-	-
2058	-	-	-	-	-
					44,271.47

-

LES ANNEXES

• Les Tarifs Supérieurs

	1 a 4eme	5 a 7	exepional	EXPLTION
2018	7000	14000	40000	30000
2019	7000	14000	40000	30000
2020	7000	14000	40000	30000
2021	7000	14000	40000	30000
2022	7000	14000	40000	30000
2023	7000	14000	40000	30000
2024	7000	14000	40000	30000
2025	7000	14000	40000	30000
2026	7000	14000	40000	30000
2027	7000	14000	40000	30000
2028	7000	14000	40000	30000
2029	7000	14000	40000	30000
2030	7000	14000	40000	30000
2031	7000	14000	40000	30000
2032	7000	14000	40000	30000
2033	7000	14000	40000	30000
2034	7000	14000	40000	30000
2035	7000	14000	40000	30000
2036	7000	14000	40000	30000
2037	7000	14000	40000	30000
2038	7000	14000	40000	30000
2039	7000	14000	40000	30000
2040	7000	14000	40000	30000
2041	-	-	-	-
2042	-	-	-	-
2043	-	-	-	-
2044	-	-	-	-
2045	-	-	-	-
2046	-	-	-	-
2047	-	-	-	-
2048	-	-	-	-
2049	-	-	-	-
2050	-	-	-	-
2051	-	-	-	-
2052	-	-	-	-
2053	-	-	-	-
2054	-	-	-	-
2055	-	-	-	-
2056	-	-	-	-
2057	-	-	-	-
2058	-	-	-	-

EXPLTION	TARIF	T EN DA	EN MM \$
2018	30,000.00	44071200.00	0.31
2019	30,000.00	44071200.00	0.31
2020	30,000.00	44071200.00	0.31
2021	30,000.00	44071200.00	0.31
2022	30,000.00	44071200.00	0.31
2023	30,000.00	44071200.00	0.31
2024	30,000.00	44071200.00	0.31
2025	30,000.00	44071200.00	0.31
2026	30,000.00	44071200.00	0.31
2027	30,000.00	44071200.00	0.31
2028	30,000.00	44071200.00	0.31
2029	30,000.00	44071200.00	0.31
2030	30,000.00	44071200.00	0.31
2031	30,000.00	44071200.00	0.31
2032	30,000.00	44071200.00	0.31
2033	30,000.00	44071200.00	0.31
2034	30,000.00	44071200.00	0.31
2035	30,000.00	44071200.00	0.31
2036	30,000.00	44071200.00	0.31
2037	30,000.00	44071200.00	0.31
2038	30,000.00	44071200.00	0.31
2039	30,000.00	44071200.00	0.31
2040	30,000.00	44071200.00	0.31
2041	-	0.00	-
2042	-	0.00	-
2043	-	0.00	-
2044	-	0.00	-
2045	-	0.00	-
2046	-	0.00	-
2047	-	0.00	-
2048	-	-	-
2049	-	-	-
2050	-	-	-
2051	-	-	-
2052	-	-	-
2053	-	-	-
2054	-	-	-
2055	-	-	-
2056	-	-	-
2057	-	-	-
2058	-	-	-

LES ANNEXES

- **Fiscalite**

ANNEE	REDEVANCE	IRH	IR	R, Forfaitai	Taxe superfi	R,hydraulic	TX trchage	TOTAL fis	total actual	cml cf actua
2018	23.54	89.85	26.96	0	0.3148	-	-	140.66	226.54	226.54
2019	85.06	336.89	100.99	0	0.3148	-	-	523.25	766.08	992.63
2020	59.60	223.88	67.98	0	0.3148	-	-	351.77	468.21	1460.83
2021	397.17	1725.87	520.17	0.00	0.3148	-	-	2,643.53	3,198.67	4659.51
2022	1222.16	5425.22	1634.51	0.00	0.3148	-	-	8,282.21	9,110.43	13769.94
2023	875.73	3850.18	1171.65	0.00	0.3148	-	-	5,897.88	5,897.88	19667.82
2024	907.44	3978.32	1216.59	0.00	0.3148	-	-	6,102.66	5,547.88	25215.69
2025	90.44	311.62	117.97	0	0.3148	-	-	520.34	430.04	25645.73
2026	85.51	303.72	109.16	0	0.3148	-	-	498.70	374.68	26020.41
2027	75.83	268.73	87.22	0	0.3148	-	-	432.10	295.13	26315.54
2028	70.17	259.47	81.59	0	0.3148	-	-	411.55	255.54	26571.08
2029	68.35	251.58	79.54	0	0.3148	-	-	399.78	225.67	26796.74
2030	58.86	206.53	66.20	0	0.3148	-	-	331.91	170.32	26967.07
2031	48.16	154.70	50.10	0	0.3148	-	-	253.27	118.15	27085.22
2032	44.20	147.88	46.51	0	0.3148	-	-	238.91	101.32	27186.54
2033	37.55	120.72	36.95	0	0.3148	-	-	195.54	75.39	27261.93
2034	30.61	79.72	24.61	0	0.3148	-	-	135.26	47.41	27309.34
2035	28.47	78.07	24.07	0	0.3148	-	-	130.94	41.72	27351.06
2036	25.35	68.00	20.98	0	0.3148	-	-	114.65	33.21	27384.27
2037	22.50	44.33	13.88	0	0.3148	-	-	81.04	21.34	27405.61
2038	18.30	36.65	11.38	0	0.3148	-	-	66.65	15.96	27421.56
2039	17.92	34.85	10.89	0	0.3148	-	-	63.97	13.92	27435.48
2040	2.85	5.45	1.63	0	0.3148	-	-	10.25	2.03	27437.51
2,041.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,042.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,043.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,044.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,045.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,046.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,047.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,048.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,049.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,050.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,051.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,052.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,053.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,054.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,055.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,056.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,057.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,058.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
								27826.82	27437.51	

LES ANNEXES

- **CF Projet Hors Fiscalite**

ANNEE	Recette Proj	Coût de tra	Coût de liq	Coût de s	CAPEX Rech	CAPEX Dev	OPEX	PrVISIONND	Formation	FRNTROT	CASH FLOW	cash flow ad	cumul cf a
2018	251.18	9.06	-	6.70	-	2.73	22.19	9.30	0.12	1.26	199.82	321.80	321.80
2019	908.24	32.60	-	25.06	-	7.53	79.53	9.65	0.44	4.54	748.89	1,096.45	1418.25
2020	636.22	22.88	-	17.32	-	20.21	71.20	9.84	0.46	3.18	491.13	653.69	2071.95
2021	4,071.09	82.20	-	17.15	-	14.55	96.22	15.35	0.50	20.36	3,824.77	4,627.97	6699.92
2022	12,467.61	226.70	-	19.28	-	97.85	99.07	14.91	0.50	62.34	11,946.96	13141.65	19841.57
2023	8,937.43	164.13	-	15.99	-	161.82	95.46	12.15	0.50	44.69	8,442.70	8,442.70	28284.27
2024	9,257.32	168.47	-	14.43	-	56.06	114.63	13.13	0.50	46.29	8,843.81	8,039.83	36324.09
2025	965.12	34.76	-	25.98	-	17.95	95.46	11.82	0.50	4.83	773.82	639.52	36963.61
2026	912.52	32.86	-	24.60	-	7.91	91.31	9.87	0.50	4.56	740.91	556.66	37520.27
2027	809.34	29.14	-	21.88	-	10.09	113.01	9.02	0.50	4.05	621.67	424.61	37944.88
2028	748.92	26.95	-	20.32	-	23.48	90.03	7.65	0.50	3.74	576.25	357.80	38302.68
2029	729.58	26.25	-	19.80	-	21.24	90.03	6.31	0.50	3.65	561.79	317.12	38619.80
2030	628.42	22.58	-	17.21	-	2.83	96.55	5.74	0.50	3.14	479.88	246.25	38866.05
2031	514.27	18.46	-	14.20	-	2.83	106.31	5.16	0.50	2.57	364.25	169.92	39035.97
2032	472.03	16.93	-	13.11	-	2.83	90.03	4.57	0.46	2.36	341.74	144.93	39180.91
2033	401.08	14.36	-	11.26	-	2.26	90.03	3.75	0.46	2.01	276.95	106.78	39287.68
2034	327.11	11.69	-	9.30	-	2.26	109.92	3.60	0.50	1.64	188.20	65.96	39353.65
2035	304.32	10.86	-	8.72	-	2.26	96.55	1.18	0.49	1.52	182.75	58.23	39411.88
2036	271.01	9.65	-	7.85	-	1.70	90.03	-	0.46	1.36	159.96	46.33	39458.21
2037	240.57	8.57	-	6.99	-	1.70	111.73	-	0.50	1.20	109.89	28.94	39487.15
2038	195.87	6.94	-	5.89	-	1.13	90.03	-	0.46	0.98	90.45	21.65	39508.80
2039	191.72	6.79	-	5.77	-	0.57	90.03	-	0.45	0.96	87.14	18.96	39527.76
2040	30.52	1.08	-	0.92	-	-	14.77	-	0.07	0.15	13.52	2.68	39530.44
2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
											40,067.23	39,530.44	

LES ANNEXES

- **CF Projet Apres Fiscalite**

ANNEE	CF Projet Hors	Revenus fis	CF APRES F	CF APRES F	cf actual	cumul
2018	199.82	140.66	59.15	95.26	153.42	153.42
2019	748.89	523.25	225.64	330.37	483.69	637.11
2020	491.13	351.77	139.36	185.48	246.88	883.99
2021	3,824.77	2,643.5	1,181.2	1,429.3	1729.45	2613.44
2022	11,946.96	8,282.2	3,664.7	4,031.2	4434.34	7047.79
2023	8,442.70	5,897.9	2,544.8	2,544.8	2544.81	9592.60
2024	8,843.81	6,102.7	2,741.1	2,491.9	2265.41	11858.01
2025	773.82	520.3	253.5	209.5	173.13	12031.14
2026	740.91	498.7	242.2	182.0	136.72	12167.86
2027	621.67	432.1	189.6	129.5	88.44	12256.29
2028	576.25	411.55	164.70	102.27	63.50	12319.79
2029	561.79	399.78	162.01	91.45	51.62	12371.41
2030	479.88	331.91	147.97	75.93	38.96	12410.38
2031	364.25	253.27	110.97	51.77	24.15	12434.53
2032	341.74	238.91	102.84	43.61	18.50	12453.03
2033	276.95	195.54	81.41	31.39	12.10	12465.13
2034	188.20	135.26	52.94	18.56	6.50	12471.63
2035	182.75	130.94	51.81	16.51	5.26	12476.89
2036	159.96	114.65	45.31	13.12	3.80	12480.69
2037	109.89	81.04	28.85	7.60	2.00	12482.69
2038	90.45	66.65	23.80	5.70	1.36	12484.06
2039	87.14	63.97	23.17	5.04	1.10	12485.15
2040	13.52	10.25	3.27	0.65	0.13	12485.28
2041	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-	-
2051	-	-	-	-	-	-
2052	-	-	-	-	-	-
2053	-	-	-	-	-	-
2054	-	-	-	-	-	-
2055	-	-	-	-	-	-
2056	-	-	-	-	-	-
2057	-	-	-	-	-	-
2058	-	-	-	-	-	-
	40,067.2	27,826.8	12,240.4	12,092.9	12,485.3	

LES ANNEXES

• Cash Flow de Sonatrach , 50%

ANNEE	Revenus				Charges												
	Recette	Fee d'utilis	Coût de tra	Coût de s	CAPEX Déve	OPEX	Provision d	Freintes de	Formation	Redevance	IRH	IR	Taxe super	R,Forfaitai	R,hydrauliq	TAX TRCH	
2018	128.10	1.65	4.62	3.42	1.39	11.32	4.74	0.64	0	12.01	45.82	13.75	0.16	0	0	0	
2019	463.20	5.94	16.63	12.78	3.84	40.56	4.92	2.32	0	43.38	171.81	51.50	0.16	0	0	0	
2020	324.47	4.17	11.67	8.83	10.31	36.31	5.02	1.62	0	30.40	114.18	34.67	0.16	0	0	0	
2021	2,076.26	16.07	41.92	8.75	7.42	49.07	7.83	10.38	0	202.56	880.19	265.29	0.16	0	0	0	
2022	6,358.48	45.08	115.62	9.83	49.90	50.53	7.60	31.79	0	623.30	2,766.86	833.60	0.16	0	0	0	
2023	4,558.09	32.58	83.70	8.16	82.53	48.68	6.19	22.79	0	446.62	1,963.59	597.54	0.16	0	0	0	
2024	4,721.23	33.50	85.92	7.36	28.59	58.46	6.70	23.61	0	462.80	2,028.94	620.46	0.16	0	0	0	
2025	492.21	6.33	17.73	13.25	9.16	48.68	6.03	2.46	0	46.12	158.93	60.17	0.16	0	0	0	
2026	465.38	5.99	16.76	12.54	4.03	46.57	5.03	2.33	0	43.61	154.90	55.67	0.16	0	0	0	
2027	412.77	5.31	14.86	11.16	5.14	57.63	4.60	2.06	0	38.67	137.05	44.48	0.16	0	0	0	
2028	381.95	4.91	13.74	10.36	11.97	45.92	3.90	1.91	0	35.78	132.33	41.61	0.16	0	0	0	
2029	372.09	4.78	13.39	10.10	10.83	45.92	3.22	1.86	0	34.86	128.30	40.57	0.16	0	0	0	
2030	320.49	4.11	11.52	8.77	1.44	49.24	2.93	1.60	0	30.02	105.33	33.76	0.16	0	0	0	
2031	262.28	3.36	9.41	7.24	1.44	54.22	2.63	1.31	0	24.56	78.89	25.55	0.16	0	0	0	
2032	240.73	3.09	8.63	6.68	1.44	45.92	2.33	1.20	0	22.54	75.42	23.72	0.16	0	0	0	
2033	204.55	2.62	7.32	5.74	1.15	45.92	1.91	1.02	0	19.15	61.57	18.85	0.16	0	0	0	
2034	166.82	2.13	5.96	4.74	1.15	56.06	1.84	0.83	0	15.61	40.66	12.55	0.16	0	0	0	
2035	155.20	1.98	5.54	4.45	1.15	49.24	0.60	0.78	0	14.52	39.82	12.28	0.16	0	0	0	
2036	138.21	1.76	4.92	4.00	0.86	45.92	-	0.69	0	12.93	34.68	10.70	0.16	0	0	0	
2037	122.69	1.56	4.37	3.56	0.86	56.98	-	0.61	0	11.48	22.61	7.08	0.16	0	0	0	
2038	99.89	1.27	3.54	3.00	0.58	45.92	-	0.50	0	9.34	18.69	5.81	0.16	0	0	0	
2039	97.77	1.24	3.46	2.94	0.29	45.92	-	0.49	0	9.14	17.77	5.55	0.16	0	0	0	
2040	15.56	0.20	0.55	0.47	-	7.53	-	0.08	0	1.45	2.78	0.83	0.16	0	0	0	
2041	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2042	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2043	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2044	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2045	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2046	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2047	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2048	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2049	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2050	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2051	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2052	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2053	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2054	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2055	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2056	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2057	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	
2058	-	-	-	0.00	-	-	-	-	0	0.00	-	-	-	0	0	0	

annee	revenu	charge	cf	cf actuel	cuml cf act
2018	129.75	97.87	31.88	51.34	51.34
2019	469.14	347.90	121.24	177.51	228.85
2020	328.64	253.17	75.47	100.46	329.31
2021	2,092.3	1,473.6	618.75	748.69	1078.00
2022	6,403.6	4,489.2	1914.36	2105.79	3183.79
2023	4,590.7	3,260.0	1330.69	1330.69	4514.48
2024	4,754.7	3,323.0	1431.73	1301.58	5816.06
2025	498.54	362.68	135.86	112.28	5928.34
2026	471.37	341.60	129.77	97.50	6025.84
2027	418.07	315.83	102.24	69.83	6095.67
2028	386.86	297.70	89.16	55.36	6151.03
2029	376.87	289.21	87.66	49.48	6200.51
2030	324.61	244.78	79.83	40.97	6241.48
2031	265.64	205.43	60.22	28.09	6269.57
2032	243.82	188.05	55.77	23.65	6293.22
2033	207.17	162.80	44.37	17.11	6310.33
2034	168.96	139.57	29.39	10.30	6320.63
2035	157.19	128.53	28.66	9.13	6329.76
2036	139.98	114.87	25.10	7.27	6337.03
2037	124.26	107.72	16.53	4.35	6341.39
2038	101.16	87.53	13.64	3.26	6344.65
2039	99.02	85.72	13.29	2.89	6347.54
2040	15.76	13.86	1.90	0.38	6347.92
2041	-	-	0.00	0.00	6347.92
2042	-	-	0.00	0.00	6347.92
2043	-	-	0.00	0.00	6347.92
2044	-	-	0.00	0.00	6347.92
2045	-	-	0.00	0.00	6347.92
2046	-	-	0.00	0.00	6347.92
2047	-	-	0.00	0.00	6347.92
2048	-	-	0.00	0.00	6347.92
2049	-	-	0.00	0.00	6347.92
2050	-	-	0.00	0.00	6347.92
2051	-	-	0.00	0.00	6347.92
2052	-	-	0.00	0.00	6347.92
2053	-	-	0.00	0.00	6347.92
2054	-	-	0.00	0.00	6347.92
2055	-	-	0.00	0.00	6347.92
2056	-	-	0.00	0.00	6347.92
2057	-	-	0.00	0.00	6347.92
2058	-	-	0.00	0.00	6347.92

6437.52 6347.92

LES ANNEXES

• Cash Flow de Contactant , 49%

ANNEE	REVENU		Charges													
	Recette	Fee d'utilis	Coût de tra	Coût de s	Freinte de r	CAPEX Dév	OPEX	Provision d'	Formation	Redevance	IRH	IR	Taxe super	R, Forfaitai	R, hydraul	TAX TRCH
2018	123.08	1.65	4.44	3.28	0.615	1.34	10.87	4.56	0.12	11.54	44.03	13.21	0.15	-	-	-
2019	445.04	5.94	15.97	12.28	2.225	3.69	38.97	4.73	0.44	41.68	165.07	49.48	0.15	-	-	-
2020	311.75	4.17	11.21	8.49	1.559	9.90	34.89	4.82	0.46	29.20	109.70	33.31	0.15	-	-	-
2021	1,994.83	16.07	40.28	8.40	9.974	7.13	47.15	7.52	0.50	194.62	845.68	254.88	0.15	-	-	-
2022	6,109.13	45.08	111.08	9.45	30.546	47.95	48.55	7.31	0.50	598.86	2,658.36	800.91	0.15	-	-	-
2023	4,379.34	32.58	80.42	7.84	21.897	79.29	46.77	5.95	0.50	429.11	1,886.59	574.11	0.15	-	-	-
2024	4,536.09	33.50	82.55	7.07	22.680	27.47	56.17	6.43	0.50	444.65	1,949.38	596.13	0.15	-	-	-
2025	472.91	6.33	17.03	12.73	2.365	8.80	46.77	5.79	0.50	44.31	152.69	57.81	0.15	-	-	-
2026	447.13	5.99	16.10	12.05	2.236	3.88	44.74	4.84	0.50	41.90	148.82	53.49	0.15	-	-	-
2027	396.58	5.31	14.28	10.72	1.983	4.94	55.37	4.42	0.50	37.16	131.68	42.74	0.15	-	-	-
2028	366.97	4.91	13.20	9.96	1.835	11.50	44.12	3.75	0.50	34.38	127.14	39.98	0.15	-	-	-
2029	357.49	4.78	12.86	9.70	1.787	10.41	44.12	3.09	0.50	33.49	123.27	38.97	0.15	-	-	-
2030	307.92	4.11	11.06	8.43	1.540	1.38	47.31	2.82	0.50	28.84	101.20	32.44	0.15	-	-	-
2031	251.99	3.36	9.04	6.96	1.260	1.38	52.09	2.53	0.50	23.60	75.80	24.55	0.15	-	-	-
2032	231.29	3.09	8.29	6.42	1.156	1.38	44.12	2.24	0.46	21.66	72.46	22.79	0.15	-	-	-
2033	196.53	2.62	7.04	5.52	0.983	1.11	44.12	1.84	0.46	18.40	59.16	18.11	0.15	-	-	-
2034	160.28	2.13	5.73	4.55	0.801	1.11	53.86	1.77	0.50	15.00	39.06	12.06	0.15	-	-	-
2035	149.12	1.98	5.32	4.27	0.746	1.11	47.31	0.58	0.49	13.95	38.26	11.80	0.15	-	-	-
2036	132.79	1.76	4.73	3.85	0.664	0.83	44.12	-	0.46	12.42	33.32	10.28	0.15	-	-	-
2037	117.88	1.56	4.20	3.42	0.589	0.83	54.75	-	0.50	11.03	21.72	6.80	0.15	-	-	-
2038	95.98	1.27	3.40	2.89	0.480	0.55	44.12	-	0.46	8.97	17.96	5.58	0.15	-	-	-
2039	93.94	1.24	3.33	2.83	0.470	0.28	44.12	-	0.45	8.78	17.08	5.34	0.15	-	-	-
2040	14.95	0.20	0.53	0.45	0.075	-	7.23	-	0.07	1.40	2.67	0.80	0.15	-	-	-
2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

annee	revenu	charge	cf	cumul cf	cf act
2018	123.08	95.81	27.27	43.92	43.92
2019	445.04	340.64	104.40	152.86	196.78
2020	311.75	247.86	63.88	85.03	281.80
2021	1994.83	1432.35	562.49	680.61	962.41
2022	6109.13	4358.74	1750.39	1925.43	2887.8
2023	4379.34	3165.22	1214.12	1214.12	4,102.0
2024	4536.09	3226.68	1309.41	1190.37	5,292.3
2025	472.91	355.29	117.62	97.20	5,389.5
2026	447.13	334.69	112.45	84.48	5,474.0
2027	396.58	309.25	87.33	59.65	5,533.7
2028	366.97	291.43	75.54	46.90	5,580.6
2029	357.49	283.15	74.35	41.97	5,622.5
2030	307.92	239.79	68.14	34.96	5,657.5
2031	251.99	201.23	50.76	23.68	5,681.2
2032	231.29	184.23	47.07	19.96	5,701.1
2033	196.53	159.49	37.04	14.28	5,715.4
2034	160.28	136.73	23.55	8.26	5,723.7
2035	149.12	125.96	23.15	7.38	5,731.1
2036	132.79	112.59	20.21	5.85	5,736.9
2037	117.88	105.56	12.32	3.24	5,740.2
2038	95.98	85.82	10.16	2.43	5,742.6
2039	93.94	84.06	9.88	2.15	5,744.7
2040	14.95	13.58	1.37	0.27	5,745.0
2041	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-
2051	-	-	-	-	-
2052	-	-	-	-	-
2053	-	-	-	-	-
2054	-	-	-	-	-
2055	-	-	-	-	-
2056	-	-	-	-	-
2057	-	-	-	-	-
2058	-	-	-	-	-

5802.89 5745.01

LISTE BIBLIOGRAPHIQUES

BIBLIOGRAPHIES

- **Mémoires fin d'étude :**

1. ALBANE Nesrine, SADI Wahiba, QULIYEVA Khumar, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022
2. BENIKHLEF Mohamed, BENLEMRAHET Amina Ibtissem, « analyse comparative de la fiscalité pétrolière en Algérie : étude de cas de la loi 13-01 par rapport à la loi 05-07 », mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2017/2018
3. H.ACHITOUENE : « Risk assessment and decision-making in exploration & Production projects, » mémoire de master en Petroleum Economics & Management, Institut Algérien de Pétrole, Mai 2006. p 12.
4. Lounis, N. (2018). Impact environnemental de l'exploitation des hydrocarbures en Algérie : Étude de cas sur la région de Hassi Messaoud. Revue Algérienne de Géologie et d'Environnement, 12(3).
5. NAOURI Nacer, SEDIKI Hakim « Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA », mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Commerciales Option : Finance, Université Mouloud MAMMERI de Tizi-Ouzou, TIZI OUAZOU, 2014-2015
6. Samira Lakhel, « Analyse de risqué en exploration production », Mémoire pour l'obtention du diplôme d'ingénieur en économie pétrolière, Faculté des hydrocarbures et de la chimie, université de Boumerdes, 2003.
7. ZEBIRI Brahim, CHEBBAH Abd Elhadi, « Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative» mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences et Technologies Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022

BIBLIOGRAPHIES

- **Ouvrages :**

8. Amrane, S. (2019). Techniques d'exploration géophysique dans l'industrie pétrolière. Alger : Éditions Algerian Petroleum Institute.
9. Belkacem, B., & Zouaoui, S. (2018). Stratégies de compétitivité des entreprises algériennes. *Revue des Entreprises Algériennes*, 12(3).
10. Benamar, A. (2019). Planification et développement des champs pétroliers : Techniques et bonnes pratiques. Alger : Éditions Pétrole et Gaz Algérie.
11. Bernard MICHAUD: « place of exploration and production in the petroleum industry » , publication Institut Français de Pétrole (IFP-School), 2006.
12. Boukrouh, Yasmine. "Les Réformes du Secteur Énergétique en Algérie." *El Watan*, 2021.
13. Brown, A. (2018). Le rôle des projets d'investissement dans le développement économique. *Revue des Affaires Economiques*, 15(2), 98
14. Haddad, K. (2019). Développement durable dans l'industrie pétrolière en Algérie : Défis et opportunités. *Revue Algérienne de Développement Durable*, 5(1),
15. H.K. Abdel-Aal, A. Bakr ET M.A. Al-Sahlawi, « Petroleum Economics and Engineering », Second Edition, Edition Marcel Dekker, New York, USA 1992, p 24.
16. J.Masseron : « L'économie des hydrocarbures », Edition Technip, Paris 1991, p 102.
17. Jorgenson, D. W. (1967). "The Theory of Investment Behavior". In R. Ferber (Ed.), *Determinations of Investment Behavior*. NBER.
18. Manuel B et Serge M, guide pratique d'analyse des projets, Edition Economica, Paris, 1987, P 46.
19. Morsli, A. (2018). Exploitation des schistes bitumineux en Algérie : Défis techniques et environnementaux. *Revue de Géologie Algérienne*, 12(2)

BIBLIOGRAPHIES

- **Lois et décrets exécutifs :**

20. Article (01) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
21. Article (03) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
22. Article (04) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
23. Article (05) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
24. Article (06) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
25. Article (08) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
26. Article (09) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
27. Article (13) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
28. Article (14) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
29. Article (15) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
30. Article (16) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
31. Article (162) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
32. Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
33. Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
34. Article (167) et (170) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
35. Article (170) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
36. Article (171) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
37. Article (172) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
38. Article (175) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
39. Article (177) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
40. Article (178) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
41. Article (179) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
42. Article (18) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
43. Article (180) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
44. Article (185) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
45. Article (187) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
46. Article (188) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
47. Article (19) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
48. Article (191) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
49. Article (192) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
50. Article (193) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
51. Article (194) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

BIBLIOGRAPHIES

52. Article (197) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
53. Article (198) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
54. Article (20) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
55. Article (200) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
56. Article (202) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
57. Article (21) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
58. Article (211) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
59. Article (211) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
60. Article (212) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
61. Article (213) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
62. Article (216) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
63. Article (22) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
64. Article (26) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
65. Article (42) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
66. Article (44) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
67. Article (56) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
68. Article (57) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
69. Article (74) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
70. Article (76) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
71. Article (77) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
72. Article (77) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
73. Article (78) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
74. Article (80) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
75. Article (82) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
76. Article (83) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
77. Article (84) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
78. Article (85) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
79. Article (87) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
80. Article (88) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
81. Article (88) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
82. Article 33, la loi « 05-07 » relative aux hydrocarbures.

BIBLIOGRAPHIES

- **Rapports Officiels :**

83. Rapport annuel de SONATRACH 2022 (mentionné deux fois).
84. Rapport annuelle de SONATRACH 2022 (mentionné deux fois).
85. Rapport annuelle de l'Algérie sur l'énergie.

- **Webographie :**

86. www.planete-energies.com