

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**

## **Mémoire de MASTER**

Présentée par

**HAMZI Imane**

**SAYAH Amira**

Filière : Hydrocarbures

Option : Economie des hydrocarbures

---

### **Evaluation économique de la méthode d'injection du gas-lift (cas du champ El Adeb Larache)**

---

**Devant le jury :**

Mr/Mme	KHADRAOUI	Fahima	Prof/MCA	.....	Présidente
Mr/Mme	YESSA	Yasmine	Prof/MCA	.....	Examinatrice
Mr/Mme	BOUKHANOUDA	Zakia	Prof/MCA	.....	Promotrice

Année Universitaire : 2022/2023

## ***Remerciements***

*Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donné la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.*

*Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre promotrice **Mme. Zakia Boukhanoufa** pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux*

*Nous remercions chaleureusement nos promotrices et nos promoteurs : **Mme. Zoulikha Guendouz, Mme. Djouher Zeroukhi, M. Lotfi Belhadj, M. Sofiane Yacoubi** et toutes les personnes de division de production In Amenas pour leurs aides, leurs conseils précieux durant la période du stage.*

*Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du département économie des hydrocarbures, qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.*

*Enfin, tous nos remerciements, nos reconnaissances et notre gratitude vont à nos très chers parents et à notre précieuse familles pour leurs soutient indéfectibles, sans Oublier nos amis (es).*

## **Dédicaces**

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi,*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études,*

*A mes chers frères, pour leur appui et leur encouragement,*

*A l'ensemble de ma famille et plus particulièrement à mon oncle Derradji pour leurs conseils ainsi que leur soutien inconditionnel qui m'a permis de réaliser ce travail,*

*A tout le personnel de la division production In-Amenas,*

*A tous mes amis,*

*A Tous ceux que j'aime et je respecte.*

*Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infallible.*

*Merci d'être toujours là pour moi*

*Amira SAYAH*

## Dédicaces

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

*A **mon père**, qui m'a soutenue jusqu'au bout de chemin que je me suis dessiné, synonyme de courage, de la force et surtout la dignité, que dieu le garde pour nous.*

*A **ma mère**, ma source d'inspiration infinie, sans laquelle je ne serais qui je suis, je souhaite te dire du plus profond de mon cœur que je te suis reconnaissante pour chaque sacrifice, chaque encouragement et chaque moment précieux que nous avons partagé.*

*A **ma grande mère, mes frères, mon adorable sœur, mes neveux et mes nièces** qui ont été mes compagnes de joie, mes confidents les plus fidèles et mes plus grands soutiens, je vous aime de tout mon cœur et je vous remercie du fond de mon âme pour tout ce que vous êtes pour moi.*

*A **mes copines**, aux soldats invisibles, je ne peux pas trouver les mots justes et sincères pour exprimer mon affection et mes pensées, en témoignage de l'amitié qui nous unit et des souvenirs de tous les moments que nous avons passés ensemble, je vous dédie ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et bonheur.*

*Et enfin, à ma chère binôme **Amira** dont la collaboration a été fructueuse et enrichissante, je te dédie ce travail en reconnaissance de ta créativité, ton dévouement, ta perspicacité.*

*Imane Hamzi*

## Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Le tarif applicable à la superficie du périmètre. ....	38
Tableau 2.2 : Le taux de la redevance varie en fonction de tranches de la production. ....	39
Tableau 2.3 : Le pourcentage de TRP applicable selon les seuils. ....	41
Tableau 2.4 : Tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel selon la loi n°13-01. ..	43
Tableau 2.5 :Variation du taux de la r en redevance en fonction des tranches de la production journalière en 2013. ....	44
Tableau 2.6 : Pourcentages de déduction annuelle et taux d’Uplift en 2013.....	45
Tableau 2.7 : Taux d’impôt complémentaire sur le résultat (ICR). ....	45
Tableau 2.8 : Les montants de la taxe superficielle (loi n°19-13 du 11/12/2019).....	54
Tableau 2.9 : Les taux d’impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH).....	57
Tableau 2.10 : Les taux réduits d’I.R.H.....	61
Tableau 4.1 : Les horizons de production de tous les gisements exploités de la région d’In Amenas. ....	101
Tableau 4.2 : Caractéristiques des réservoirs F4 et F6. ....	105
Tableau 4.3 : Les réserves d'huile de réservoir F4 et F6.....	106
Tableau 4.4 : Caractéristiques des fluides de réservoir F4 et F6. ....	106
Tableau 4.5 : Causes de fermeture des puits du champ EAL. ....	107
Tableau 4.6 : Les diamètres de réseau GL.....	108
Tableau 4.7 : Les opérations puits. ....	109
Tableau 4.8: Les hypothèses économiques.....	109
Tableau 4.9: Profil de production .....	110
Tableau 4.10: Présentation des résultats CAPEX.....	111
Tableau 4.11 : Présentation des OPEX.....	111
Tableau 4.12 : Cash-flows avant fiscalité.....	112
Tableau 4.13 : Impôt sur le résultat. ....	113
Tableau 4.14 : Impôt sur le revenu des hydrocarbures .....	114
Tableau 4.15: La redevance .....	114
Tableau 4.16: Les cash-flows après fiscalité .....	116
Tableau 4.17 : Les résultats économiques à un prix fixe.....	117
Tableau 4.18 : La variation de la VAN par rapport aux variations des prix de brut .....	117

## Liste des figures

Figure 1.1 : Migrations primaire et secondaire du pétrole. ....	5
Figure 1.2 : les différents types de pièges. ....	6
Figure 1.3 : Prospection géophysique sur terre. ....	9
Figure 1.4 : Les forages d'exploration. ....	10
Figure 1.5 : Principe d'enregistrement des diagraphies. ....	11
Figure 1.6 : Etapes de vie d'un gisement d'hydrocarbures. ....	15
Figure 1.7 : Les types de réserves présentes dans un réservoir. ....	16
Figure 1.8 : Gas-lift intermittent et continue. ....	21
Figure 1.9 : Gas-Lift direct. ....	22
Figure 1.10 : Gas-Lift inverse. ....	23
Figure 1.11 : Gas-lift avec production dans le casing ....	24
Figure 1.12 : Gas-Lift double. ....	24
Figure 1.13 : Gas-lift parallèle. ....	25
Figure 2.1 : Formes possibles des contrats ....	51
Figure 2.2 : Schéma global d'un contrat de recherche et d'exploitation. ....	53
Figure 3.1 : Modes de financement des investissements. ....	73
Figure 3.2 : Points de décision critiques le long de la chaîne EP. ....	75
Figure 3.3 : Choix d'un projet selon sa VAN. ....	84
Figure 3.4 : Courbe représentative de la relation entre la VAN et le TRI. ....	86
Figure 3.5 : Courbe de calcul de la durée de récupération. ....	87
Figure 3.6 : Arbre de décision. ....	90
Figure 4.1 : Organigramme de SONATRACH. ....	97
Figure 4.2 : Organigramme de la division production. ....	98
Figure 4.3 : Situation géographique d'In-Amenas. ....	100
Figure 4.4 : Puits DL-101. ....	101
Figure 4.5 : Secteurs d'exploitation de la région In-Amenas. ....	102
Figure 4.6 : Organigramme de la DP In-Amenas. ....	103
Figure 4.7 : Positionnement des champs de la région In-Amenas. ....	104
Figure 4.8 : Position des puits de EAL. ....	105
Figure 4.9 : Profil de production du brut en MMbbl. ....	110
Figure 4.10 : La répartition des CAPEX ....	111
Figure 4.11: Présentation des OPEX ....	112

Figure 4.12 : Présentation des cash-flows .....	113
Figure 4.13 : Présentation des différentes taxes .....	114
Figure 4.14 : Représentation graphique de la variation de sensibilité de la VAN par rapport aux prix.....	118

## Listes des abréviations

**2D** : Deux dimensions.

**3D** : Trois dimensions.

**ALNAFT** : Agence nationale pour la valorisation des hydrocarbures.

**ARH** : Agence de régulation des hydrocarbures.

**ART** : Article.

**BAV** : Bordereaux avis de versement.

**BEP** : Baril équivalent pétrole.

**CA** : Chiffre affaires

**CAPEX** : Capital expenditures « dépenses investissements »

**CF** : Cash-flow.

**CID** : Code des impôts directs.

**DA** : Dinars algérien.

**DGE** : Direction des grandes entreprises.

**DL** : Edjelleh.

**DP** : Division de production.

**DR** : Délai de récupération.

**EAL** : El Adeb Larache.

**EMV** : Valeur monétaire espérée.

**EP** : Exploration-Production.

**ESP** : Electric Submersible Pumps.

**FOB** : Free On Board.

**GL** : Gas-Lift.



**GNL** : Gaz naturel liquéfié.

**GOC** : Gas Oil Contact.

**GOR** : Gas Oil Ratio.

**GPL** : Gaz de pétrole liquéfié.

**ICR** : Impôts Complémentaires sur le revenu.

**IDP** : Impôts sur le résultat.

**IP** : Indice de productivité.

**IR** : Impôts sur le résultat.

**IRH** : Impôts sur le revenu pétrolier.

**LQS** : Liquéfaction et séparation.

**NM3** : Normaux mètres cubes.

**OPEX** : Dépense d'exploitation.

**PCP** : Progressing Cavity Pumps.

**PIB** : Produit intérieur brut.

**PPH** : Puits producteurs d'huile.

**PSC** : Production sharing contract.

**PV** : Valeur de production.

**SH** : Sonatrach.

**SONATRACH** : Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures.

**SRP** : Sucker rod pumps.

**TPE** : Taux sur les profits exceptionnels.

**TRC** : Transport par canalisation.

**TRI** : Taux de rentabilité interne.

**TRP** : Taxe sur le revenu pétrolier.

**VA** : Valeur actuelle.

**VAN** : Valeur actuelle nette.

**WOC** : Water Oil Contact.

# Sommaire

Remerciements	
Dédicaces	
Liste des tableaux .....	I
Liste des figures .....	II
Liste des abréviations .....	IV
Introduction générale .....	A
<b>Chapitre 1 : L'amont pétrolier et les modes de récupération</b>	
Introduction.....	2
Section 1 : La genèse de pétrole .....	3
Section 2 : Exploration et production des hydrocarbures .....	6
Section 3 : Les modes de récupération des hydrocarbures .....	16
Conclusion .....	31
<b>Chapitre 2 : Le cadre règlementaire et fiscal relatif aux hydrocarbures en Algérie</b>	
Introduction.....	33
Section 1 : Evolution du régime fiscal relatif aux hydrocarbures en Algérie .....	34
Section 2 : Présentation des éléments de la nouvelle loi 19-13 .....	46
Section 3 : Les dispositions et les avantages fiscaux de la nouvelle loi 19-13.....	53
Conclusion .....	63
<b>Chapitre 3 : Evaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement</b>	
Introduction.....	65
Section 1 : Notions sur l'investissement.....	66
Section 2 : Le projet d'investissement .....	69
Section 3 : Evaluation économique d'un projet pétrolier .....	74
Conclusion .....	92
<b>Chapitre 4 :Evaluation de la rentabilité de projet El Adeb Larache</b>	
Introduction.....	94
Section 1 : Présentation de l'organisme d'accueil .....	95
Section 2 : Etude de cas du champ El-Adeb-Larache.....	108
Conclusion et recommandations .....	119
Conclusion générale .....	121
Bibliographie	
Table des matières	
Annexe	
Résumé	

---

# **Introduction générale**

---

## *Introduction générale*

La production d'hydrocarbures et les recettes d'exportation continuent d'occuper une place centrale dans l'économie algérienne. Le secteur pétrolier et gazier a représenté 19 % du produit intérieur brut (PIB), 93 % des exportations de marchandises et 38 % des recettes budgétaires entre 2016 et 2021.

L'exploitation optimale de ce secteur demande une connaissance parfaite des données de base pour arriver à une récupération maximale des réserves en place du champ et la continuité de la production avec un coût minimal, c'est l'objectif principal de tous les pays producteurs d'huile. Les quantités vendues de pétrole et de gaz ne sont seulement pas liées aux réserves en place, mais beaucoup plus, à la récupération ou la rentabilité de l'investissement sur l'exploitation du réservoir.

Il demeure bien entendu qu'avec le temps, la pression du gisement commence à chuter de façon progressive en devenant insuffisante pour faire extraire l'effluent jusqu'en surface et au-delà vers les installations de séparation, ce qui va provoquer un déclin considérable de production. Devant cette situation, il est impératif d'intervenir avec une énergie supplémentaire, dont le but est de maintenir les paramètres de production à un niveau appréciable, et cela, en utilisant les différentes méthodes de récupération assistées. Parmi ces modes d'activation, on a : **Gas-Lift**.

Parmi les gisements d'huile les plus importants dans l'Algérie, on trouve la région d'In Amenas, dans cette dernière il y a plusieurs champs et dans notre étude nous prenons le cas d'EL-ADEB LARACHE.

D'après l'historique de production de ce champ, on constate que quelques puits ont été fermés progressivement à cause de plusieurs problèmes, un fort pourcentage d'eau et de GOR, l'activation par la technique d'auto gas-lift qui n'a pas donné de bons résultats, mauvais état mécanique des puits (casing percée carbonifères) et poisson laissé au fonds, ...etc. Et le déclin de la pression qui influe beaucoup sur la production et l'activation des puits.

Pour remédier à cette situation, SONATRACH envisage d'investir dans un projet qui consiste à la réalisation d'un réseau Gaz Lift, d'une longueur totale d'environ 17 km, de diamètre 3" et 2", pour raccorder les puits producteurs d'huile en GL depuis le poste de sectionnement N° (04) du Gazoduc 12" Tiguentourine /Assekaifaf. Huit puits sur 44 déjà fermés sont concernés par l'injection du gas-Lift.

## *Introduction générale*

Dans notre travail, nous allons essayer de répondre la problématique suivante :

**« Quel est l'impact économique de la méthode d'injection de Gas-Lift dans le gisement d'EL-ABED LARACHE ? ».**

Pour bien cerner notre problématique de recherche nous avons proposés les hypothèses suivantes :

**H<sub>1</sub>** : la méthode d'injection de GL est fiable et elle va améliorer la récupération des réserves en place et la continuité de la production.

**H<sub>2</sub>** : L'évaluation des projets par des critères qui ne prennent pas en considération le risque, peut amener SONATRACH à prendre une décision favorable au projet même si cela impliquerait qu'elle réalise des projets non rentables.

**H<sub>3</sub>** : la méthode d'injection de GL a un impact économique et technique positif sur le champ.

Pour répondre à la problématique principale nous avons subdivisé notre travail de en deux parties :

La première partie regroupe deux chapitres importants :

Le premier chapitre intitulé « L'amont pétrolier et les modes de récupération » est subdivisé en trois sections : la première section est consacrée à la genèse de pétrole, la deuxième section porte sur les généralités et différentes notions de la phase Exploration/Production et la troisième section fait le point sur les modes de récupération et principalement la méthode d'injection de gas-lift.

Le deuxième chapitre intitulé « Le cadre réglementaire et fiscal relatif au secteur des hydrocarbures en Algérie » regroupe deux sections : la première section présente évolution du régime fiscale relatif aux hydrocarbures en Algérie. Les dispositions et les avantages fiscales de la nouvelle loi 19-13 sont présentés dans la deuxième section.

La deuxième partie relative à la partie pratique comprend aussi d'autres deux chapitres :

Le premier chapitre de cette partie élabore les principaux critères d'évaluation d'un projet d'investissement et il subdivise en trois sections.

Enfin, le dernier chapitre regroupe deux sections : la première est consacrée à la présentation de l'entreprise d'accueil. La deuxième section dans laquelle nous avons tenté d'appliquer les différents critères d'évaluation étudiés précédemment sur un cas réel de projet d'investissement. Et aussi le processus décisionnel dans les projets E-P.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale qui récapitule l'essentiel des résultats de notre travail.

---

# **Chapitre 1**

*L'amont pétrolier et les modes de récupération*

---

## **Introduction**

Un projet d'Exploration-Production est défini comme étant une succession continue et complémentaire de plusieurs travaux pétroliers dont le but est de découvrir de nouveaux gisements, de maintenir et de renouveler les ressources en hydrocarbures. La réalisation de ce dernier comporte plusieurs étapes. Dans ce chapitre, nous présentons des généralités sur les hydrocarbures, l'activité Exploration Production, ses caractéristique (méthodes, coûts, risques...) et l'évolution de cette activité en l'Algérie.

L'activation des puits permet la production des puits non ou insuffisamment éruptifs, elle concerne principalement les puits producteurs d'huile, mais ses techniques peuvent s'appliquer aussi aux puits producteurs d'eau d'usages divers, tels ceux pour alimenter les utilités ou un maintien de pression. Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement de surface ou lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant.



## **Section 1 : La genèse de pétrole**

### **1. Définition de pétrole**

Le pétrole, du latin Petra et Oleum, soit « huile de pierre » est une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie. Il est issu d'un mélange variable d'hydrocarbures (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène) associé à d'autres atomes, principalement de soufre, d'azote et d'oxygène. Certains de ses composants peuvent être gazeux, liquides et parfois solides selon la température et la pression. Cela explique la consistance variable du pétrole, plus ou moins visqueuse ou liquide. C'est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé « huile » ou « pétrole brut », il provient de la décomposition d'organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas.

La transformation de la matière organique en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roches réservoirs » constituant les gisements pétrolifères « conventionnels » exploités de nos jours.

L'exploitation du pétrole comme source d'énergie, dite fossile, est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine. Dense, facilement stockable et transportable, le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides. Il est aussi fréquemment utilisé pour la pétrochimie (caoutchoucs, plastiques, textiles, chimie) <sup>1</sup>.

#### **1.1. La formation des gisements des hydrocarbures**

Le pétrole est une matière première facilement exploitable lorsqu'il se concentre dans un réservoir par des phénomènes de migration.

##### **➤ Migration primaire**

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz issus du

---

<sup>1</sup> Données de l'AIE et de l'UFIP consulté le 23/02/2023 à 16 :13,  
<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/petrole>,

## *Chapitre 1 : L'amont pétrolier et les modes de récupération*

kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors éventuellement vers une future roche-réservoir.

### ➤ **Migration secondaire**

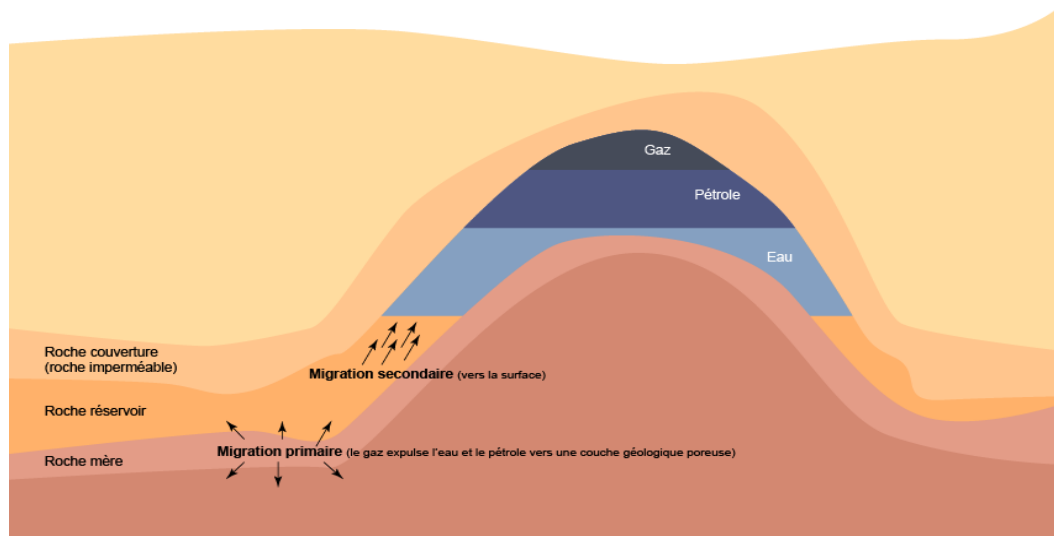
De faible densité, le pétrole expulsé (mêlé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère :

- 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.

En effet, 10 à 40% des hydrocarbures restent piégés dans la roche-mère, et qui est connu sous le nom : « huile de schiste » ou de « pétrole de schiste » qui est moins facile à extraire que le pétrole sous forme de gisements, il requiert des techniques d'exploitation particulières comme la fracturation hydraulique <sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Saadi, W. « *La stratégie d'intensification de l'effort Exploration\Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien* », Mémoire de master, Université M'hamed Bougara, Boumerdès. 2022. P 19.



**Figure 1.1** : Migrations primaire et secondaire du pétrole.

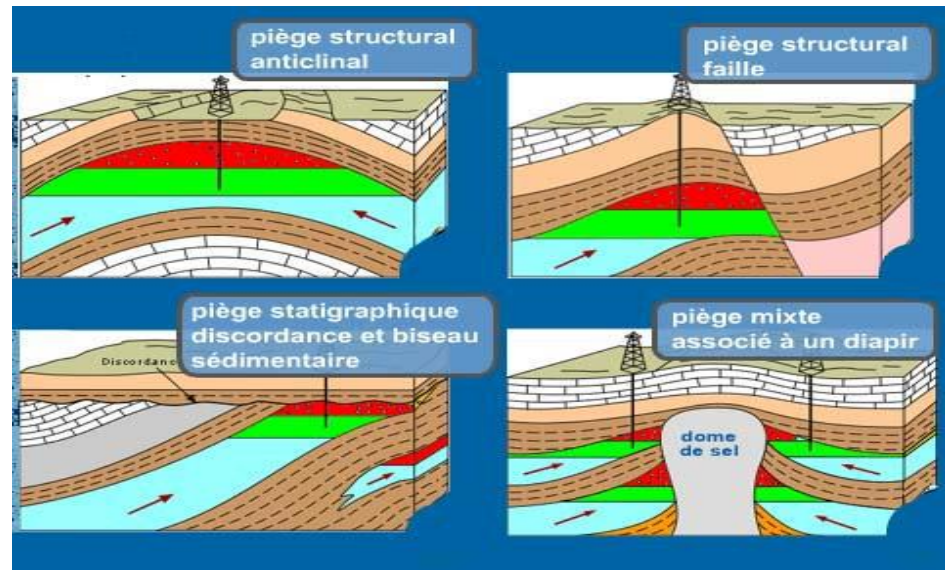
*Source* : Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation).

## 1.2. Les différents « pièges à pétrole »

Un piège, i.e. un volume fermé important, est nécessaire pour constituer une accumulation d'hydrocarbures. Il en existe plusieurs types :

- **Les pièges structuraux** : ils présentent une géométrie fermée, causée par des déformations des roches. Les pièges anticlinaux et les pièges contre failles sont les plus connus. Dans le premier cas, les hydrocarbures s'accumulent sous l'anticlinal jusqu'à ce qu'ils atteignent un point de fuite (par débordement) pour continuer ensuite à migrer. Dans le deuxième cas, les fluides circulant dans une couche perméable sont coincés sous des couches imperméables dans un biseau formé par le déplacement des couches à la faveur d'une faille.
- **Les pièges stratigraphiques** : ils ne possèdent pas de géométrie fermée. La migration se trouve bloquée par une variation latérale de la qualité du réservoir, qui évolue vers une roche imperméable et permet ainsi éventuellement la formation d'accumulations d'hydrocarbures. Pour traverser ce type de piège, les hydrocarbures doivent s'accumuler suffisamment jusqu'à ce qu'ils arrivent à percer la roche imperméable<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Sylvie Pegaz-Fiornet, consulté le 23/03/2023 à 10 :20, <https://theses.hal.science/tel-01451247/>.



**Figure 1.2 :** les différents types de pièges.

*Source :* Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation).

## **Section 2 : Exploration et production des hydrocarbures**

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

### **1. Les étapes de l'activité Exploration/Production**

#### **1.1. L'exploration**

C'est la première phase effectuée dans l'industrie pétrolière. Elle vise à trouver des gisements de pétrole et de gaz naturel sous la surface terrestre ou sous-marine, afin de les extraire pour les transformer en carburants, produits pétrochimiques et autres matières premières. Cette activité est souvent menée par des entreprises spécialisées dans le secteur de l'énergie, qui utilisent des techniques de géologie, de géophysique et d'autres méthodes pour identifier les zones où des hydrocarbures pourraient être présents.

### **1.1.1. La prospection**

En prospection pétrolière, le géologue sur terrain est équipé de matériel approprié (carte topographique, boussole, marteau, carnet de note etc.). Il observe et recherche les moindres indices qui pourraient laisser supposer que la région renferme des hydrocarbures. Il étudie les affleurements ou couches géologiques de surface et détermine si ces dernières peuvent, soit générer et expulser ou emmagasiner les hydrocarbures au cours de leur longue histoire. Il inclut aussi les données de photographies aériennes et d'images de télédétection par satellite pour une vision globale de la structure de la région.

Etude géologique de terrain pour déterminer :

- La stratigraphie et la structure de la région ;
- Le système pétrolier (Roches mères, réservoirs, couvertures ...) ;
- Les indices d'hydrocarbures surface.

### **1.1.2. Les méthodes géophysiques**

#### **1.1.2.1. Méthodes potentielles**

Les méthodes potentielles concernent la gravimétrie, la magnétométrie qui mesure respectivement les variations de la pesanteur et les variations du champ magnétique. Ces dernières, complémentaires, appelées gravi-mag donnent un aperçu structural d'ensembles des couches géologiques en profondeurs ainsi que leur orientation.

- **La gravimétrie** : Technique géophysique permettant à partir de l'intensité de la pesanteur terrestre d'identifier des anomalies pouvant être liées aux structures géologiques ;
- **La magnétométrie** : Basée sur la mesure du champ magnétique terrestre, cette méthode permet d'identifier des anomalies magnétiques pouvant être liée à des structures géologiques.

Ces deux méthodes complémentaires sont acquises en même temps à partir d'un avion survolant l'espace à étudier, Cette activité est appelée aero-mag.

#### **1.1.2.2. Méthode sismique**

La méthode sismique permet de faire une radiographie assez précise des structures des couches en profondeur. Il s'agit de la sismique réflexion qui reste de loin la méthode la plus

## *Chapitre 1 : L'amont pétrolier et les modes de récupération*

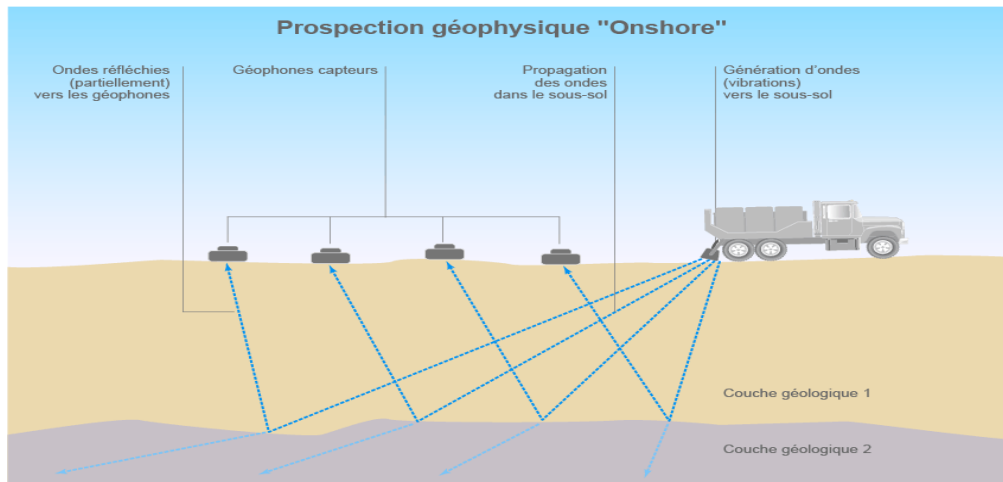
utilisée en prospection pétrolière. Dans les travaux relevant de la géologie de l'ingénieur (travaux de génie civil, hydrogéologie...), il s'agit le plus souvent de la sismique réfraction.

- **La sismique 2D (deux dimensions) :** est utilisée pour étudier la structure interne de la Terre. Elle consiste à envoyer des ondes sismiques dans le sol en utilisant des sources d'énergie (par exemple des marteaux ou des vibreurs) et à mesurer les temps de parcours et les amplitudes des ondes réfléchies à la surface. Ces mesures sont ensuite utilisées pour construire des profils verticaux de la structure du sous-sol. La sismique 2D est particulièrement utile pour étudier les couches de roche horizontales ou quasi-horizontales et pour identifier les failles et les autres discontinuités dans le sous-sol ;
- **La sismique 3D :** est une technique d'exploration géophysique qui utilise des ondes sismiques pour créer une image tridimensionnelle de la géologie sous-surface.

Dans le processus de la sismique 3D, plusieurs sources sismiques (généralement des explosifs ou des vibreurs) sont déployées à la surface et génèrent des ondes sismiques qui pénètrent les roches sous-surface. Les ondes sont ensuite enregistrées par un réseau de capteurs appelés géophones ou sismomètres.

Les données enregistrées sont ensuite traitées pour créer une image 3D de la structure sous-surface. Cela permet aux géologues et aux ingénieurs de cartographier avec précision l'emplacement, la taille et l'orientation des réservoirs de pétrole et de gaz, ainsi que d'autres caractéristiques sous-surface telles que les failles et les dômes de sel.

La sismique 3D a révolutionné la façon dont l'industrie pétrolière et gazière explore et exploite les réserves de pétrole et de gaz. Elle permet une meilleure compréhension de la structure géologique sous-surface, ce qui réduit les risques d'exploration et d'exploitation et augmente l'efficacité de la production et d'interpréter les réservoirs d'une manière qualitative et quantitative (elle facilite la recherche directe des hydrocarbures). La sismique 3D est également utilisée dans d'autres domaines tels que l'exploration minière et la géologie environnementale.



**Figure 1.3 :** Prospection géophysique sur terre.

Source : Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation).

### 1.1.3. Forage d'exploration

Le forage est l'étape ultime et l'arbitre suprême du processus d'exploration. En effet, la connaissance du sous-sol, acquise grâce aux études géologiques et géophysiques, permet d'évaluer globalement l'intérêt d'un prospect, mais ne donne pas la possibilité d'affirmer que le gisement pressenti existe bien. Seul l'accès direct au sous-sol, grâce au forage, en apporte la certitude. D'autre part, le forage fournit aux explorateurs diverses informations précieuses sur la lithologie et les fluides. Un forage d'exploration dure quelques mois (de 2 à 6), mais les durées sont difficiles à prévoir du fait des incertitudes géologiques à ce degré de connaissance.

En effet, il subsiste des doutes importants sur les profondeurs, la dureté des roches et les pressions interstitielles de formation, que seul le forage viendra justement balayer. En moyenne, un forage sur cinq. Voire seulement un sur sept ou dix dans des zones mal connues, débouche sur la découverte d'un gisement économiquement exploitable.

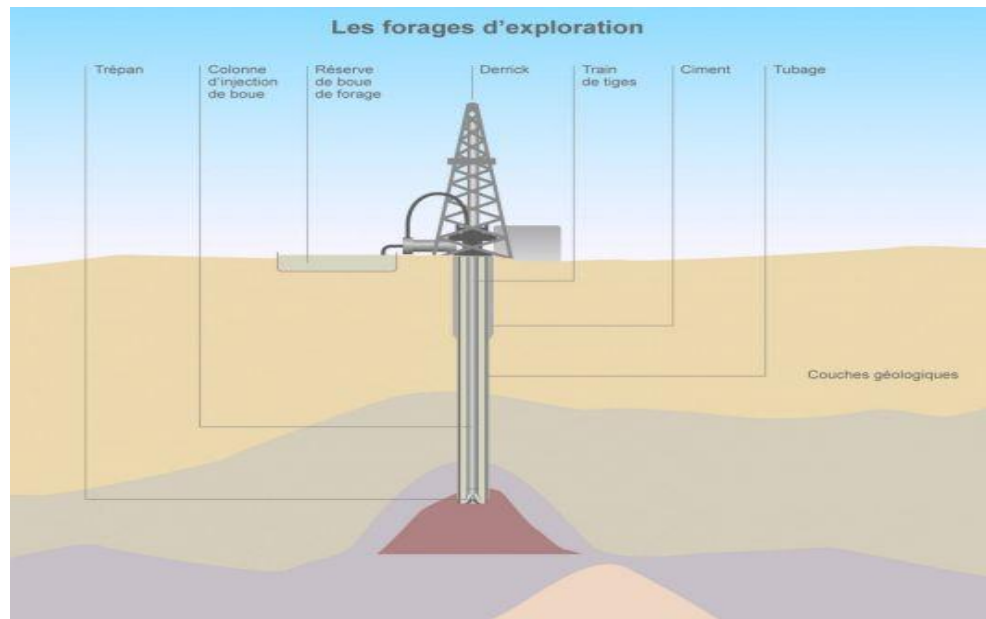
Les différents types de puits Il existe trois types de puits suivant le degré de « maturité » de la zone concernée par les activités pétrolières d'Exploration-Production.

Le puits d'exploration peut devenir puits de découverte si un réservoir imprégné de pétrole est trouvé. Il permet :

- De vérifier la présence d'hydrocarbures ;
- De recueillir des données/informations afin de définir la nature des couches géologiques et du fluide contenu dans la roche ;

## Chapitre 1 : L'amont pétrolier et les modes de récupération

- D'acquérir les premières données concernant la zone d'intérêt (Comme la pression initiale, la température, la perméabilité, la productivité) ;
- De décider de l'abandon de l'exploration ou de la poursuite du forage de puits additionnels (puits d'évaluation) qui seront nécessaires afin de disposer d'autres données pour prendre une décision finale.



**Figure 1.4 :** Les forages d'exploration.

Source : Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation).

### 1.1.3.1. Diagraphies

Les diagraphies permettent de déterminer la nature de la roche, ses composants en fluide ou gazeux et ses paramètres pétro physiques (Porosité, Perméabilités, Saturation en fluide etc.).

Cette technique consiste à descendre dans le puits des outils de diagraphie à l'aide d'un câble électrique et de les faire remonter toute en enregistrant simultanément les paramètres physico-chimiques des roches traversées, présentés par la suite sous forme d'une charte ou « log de diagraphie ».



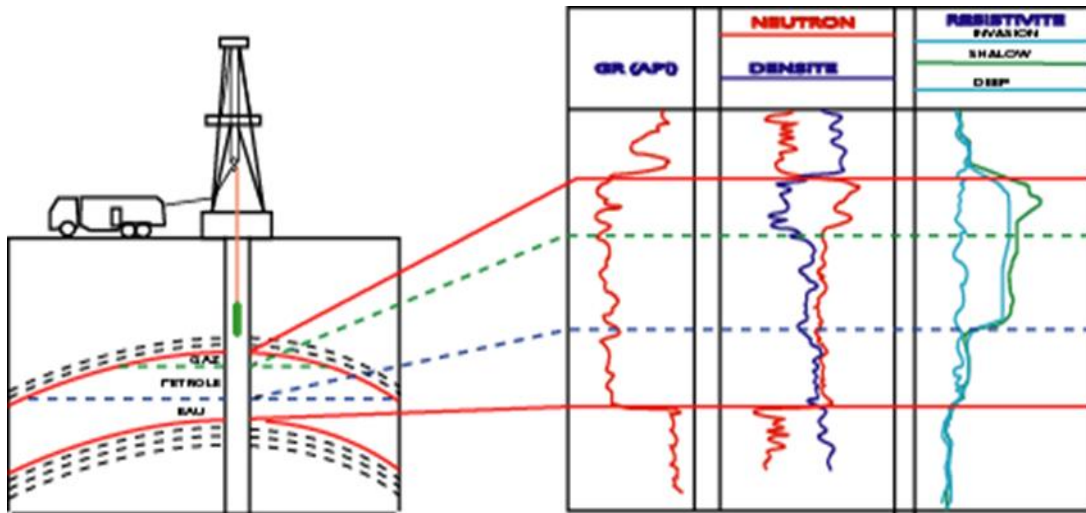


Figure 1.5 : Principe d'enregistrement des diagraphies.

Source : Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation).

## 1.2. Etape développement

A l'issus de la phase de délinéation, si les caractéristiques du gisement découvert paraissent suffisantes pour en envisager l'exploitation, s'enclenche alors la phase de développement qui consiste à forer les futurs puits producteurs et à installer tous les matériels connexes permettant la production <sup>4</sup>.

## 1.3. La production des hydrocarbures (exploitation)

Après les différentes phases de l'exploration, de nouvelles études déterminent la rentabilité du gisement au cours du temps, le nombre et le type de forages souhaitables, les installations les plus adaptées. La production commence ensuite, soit par déplétion naturelle, soit en mettant en jeu des techniques de récupération assistée.

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

Dans le secteur de l'industrie pétrolière, plusieurs paramètres intervenant dans l'évaluation des stratégies sont sujets à des risques qui doivent être pris en compte eu égard aux objectifs du

<sup>4</sup> Zebiri, I et Chebbah, A. « 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 », Mémoire de master, Université de M'hamed bougara, Boumerdès. 2022.

## *Chapitre 1 : L'amont pétrolier et les modes de récupération*

décideur, ces derniers peuvent être multiples : Rendement, remplacement de la production, amélioration du domaine minier...etc.

### **2.1. Risques géologiques**

L'exploration des hydrocarbures est une activité très coûteuse et risquée, car il y a souvent une grande incertitude quant à la présence et la localisation des réserves en hydrocarbures. Les risques géologiques peuvent inclure des facteurs tels que la complexité de la géologie de la zone d'exploration, la présence de zones à haut risque sismique, des conditions météorologiques extrêmes, et des caractéristiques géologiques qui rendent l'exploration et la production difficiles.

### **2.2. Risques environnementaux**

L'activité d'exploration-production peut causer des impacts environnementaux importants, tels que la pollution de l'eau et du sol, les émissions de gaz à effet de serre, les risques de déversement de pétrole et de gaz, et les risques de contamination des eaux souterraines. Les entreprises doivent prendre des mesures pour minimiser ces impacts, telles que l'utilisation de technologies propres et durables pour l'exploration et la production, ainsi que la mise en œuvre de protocoles de sécurité stricts pour minimiser les risques de déversement et de pollution.

### **2.3. Risques de sécurité**

Les activités d'exploration et de production peuvent être dangereuses pour les travailleurs sur le terrain, avec des risques tels que les accidents de forage, les explosions, les incendies, les effondrements de structures, et les déversements de produits chimiques toxiques. Les entreprises doivent mettre en place des protocoles de sécurité stricts pour minimiser ces risques, tels que l'utilisation d'équipements de sécurité de haute qualité, la formation régulière des travailleurs sur la sécurité, et la mise en place de procédures d'urgence en cas d'accident.

### **2.4. Risques de marché**

Les prix du pétrole et du gaz sont influencés par une variété de facteurs tels que l'offre et la demande, les politiques économiques et fiscales, et les fluctuations des taux de change.

## ***Chapitre 1 : L'amont pétrolier et les modes de récupération***

Les entreprises doivent prendre en compte ces risques de marché lorsqu'elles planifient et investissent dans de nouveaux projets d'exploration et de production.

### **2.5. Risques économiques et financiers**

L'activité d'exploration et de production peut être coûteuse, en raison des coûts élevés liés à l'achat de terres et de permis d'exploration, ainsi qu'aux coûts de forage, de production, et de transport. Les fluctuations des taux de change peuvent également affecter la rentabilité des projets. Les entreprises doivent évaluer les risques économiques et financiers de leurs projets d'exploration et de production, et mettre en place des mesures pour atténuer ces risques, tels que la diversification des sources d'énergie et des marchés.

## **3. Les gisements et les réserves**

### **3.1. Définition d'un gisement**

Le gisement est constitué d'une (ou plusieurs) roche(s) réservoir(s) contenant des hydrocarbures à l'état monophasique (huile ou gaz) ou diphasique (huile et gaz.), de l'eau, et pouvant être en communication avec une formation aquifère parfois très étendue, le tout surmonte d'une roche couverture étanche faisant piège <sup>5</sup>.

#### **3.1.1. L'étude de gisement**

Leur but essentiel est de développer un gisement (nombre de puits, emplacement) et de faire des prévisions de production. Ceci nécessite un minimum de connaissances, sur le (ou les) réservoir(s), obtenues essentiellement à partir de plusieurs forages dit de reconnaissance, avec des données fondamentales obtenues par les carottages, les diagraphies et les essais de puits.

D'autres informations peuvent être obtenues à partir d'études géologiques et géophysiques fines.

Un certain nombre de mécanismes naturels concourent à la production, tels que, par exemple, l'expansion des fluides eux-mêmes ou l'invasion du gisement par l'eau de la formation aquifère. La récupération des hydrocarbures en place est en outre souvent améliorée par une

---

<sup>5</sup> AFAN, H et KALGHLGH, S. « Etude comparative entre des types d'EOR en fonction des caractéristiques du gisement. ». Mémoire de master. Université de Kasdi Merbah. Ouargla.2021. P 22.

intervention dans la roche telle que, par exemple, une injection d'eau ou de gaz. Cela nécessite la connaissance des :

- des volumes de fluides en place, de leur répartition et des possibilités d'écoulement dans la roche ;
- du comportement de ces fluides lors de la décompression du gisement ;
- des lois qui régissent les écoulements dans la roche soit d'un fluide seul, soit de plusieurs fluides simultanément ;
- des différents facteurs provoquant le déplacement des fluides vers le puits et leur importance dans différentes hypothèses de soutirage <sup>6</sup>.

### **3.1.2. La vie d'un gisement**

La durée de vie d'un gisement pétrolier ou gazier correspond à la période durant laquelle on extrait les hydrocarbures qu'il renferme. Cette durée varie généralement de 15 à 30 ans. Pour les gisements abritant de très grandes quantités d'hydrocarbures, elle peut se prolonger jusqu'à 50 ans et plus.

➤ La durée de vie d'exploitation dépend de :

- La conjoncture favorable ;
- Le volume et la nature des quantités d'hydrocarbures à extraire ;
- Le rythme de production ;
- Les techniques d'exploitation.

➤ Le cycle de vie du gisement comprend trois étapes :

- La phase de l'exploration : 2 à 5 ans ;
- Phase de développement : 3 à 4 ans ;
- La phase de production : suivant la taille de gisement et le rythme de la production.

➤ L'abandon :

On cesse d'exploiter un gisement à partir du moment où, pour diverses raisons, la production de pétrole et de gaz coûte plus d'argent qu'elle n'en rapporte ou si les recettes générées par le projet n'arrivent pas à couvrir les dépenses nécessaires par l'investissement et aussi pour payer la fiscalité.

---

<sup>6</sup> Ibid.

On arrête la production lorsque le cumul des cash-flows devient stable ou négatif<sup>7</sup>.

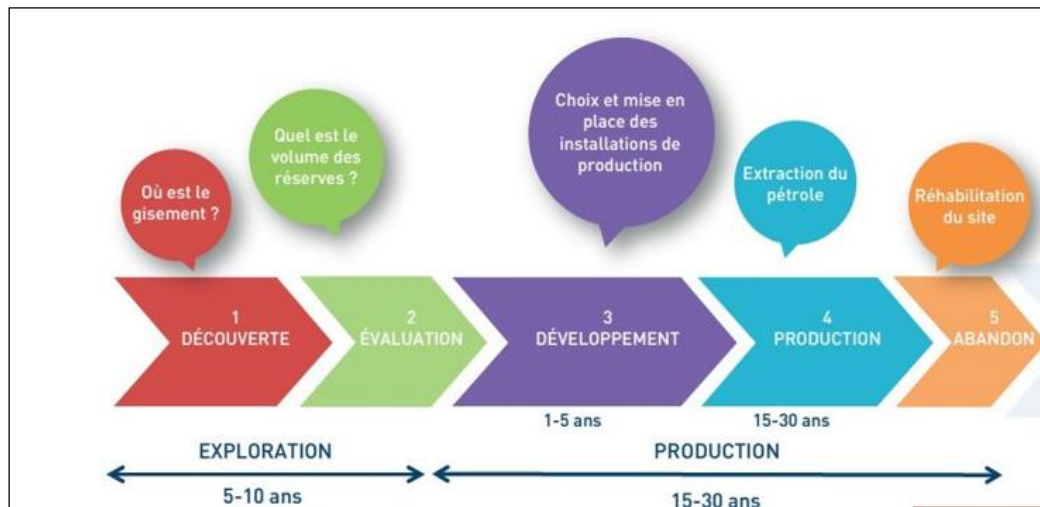


Figure 1.6 : Etapes de vie d'un gisement d'hydrocarbures.

*Source :* Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation).

### 3.2. Définition des réserves

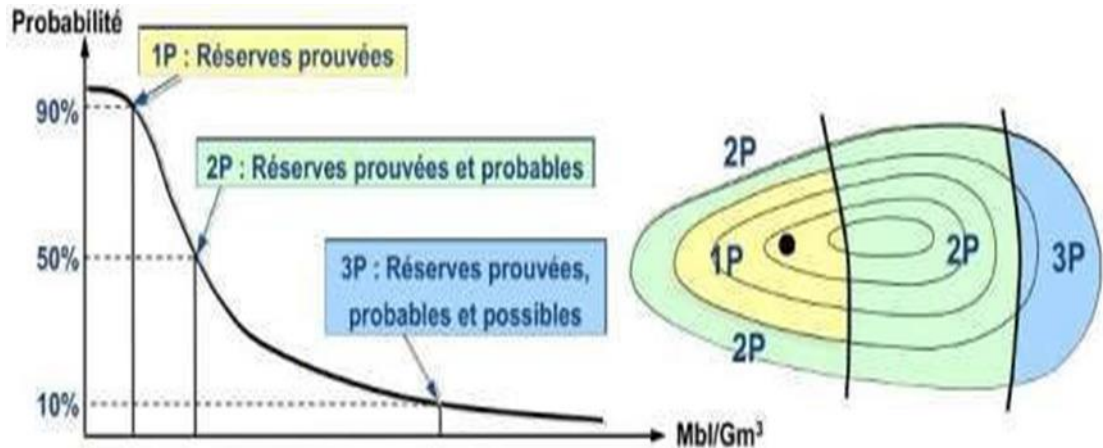
Les réserves sont, au sens géologique, l'état des ressources à un moment donné, et qui sont économiquement et techniquement récupérables avec les technologies et les coûts du moment. La notion se différencie donc de celle de ressource. La notion de réserve concerne essentiellement les ressources non renouvelables, minières ou énergétiques, et notamment celles en hydrocarbures.

On distingue trois types de réserves :

- **Une réserve prouvée** est une ressource qui a une probabilité de récupération supérieure ou égale à 90 % au vu des conditions économiques et techniques du moment. On parle, pour le pétrole de réserve 1P ou de P90 ;
- **Une réserve probable** est une ressource dont on pense que la probabilité d'être produite est supérieure à 50 % au vu des conditions techniques et économiques du moment. Pour le pétrole, les **réserves 2P ou P50** correspondent donc aux réserves probables et prouvées ;
- **Une réserve possible** est une réserve ayant une chance d'être produite supérieure à 10 % « en tenant compte de circonstances favorables » et compte-tenu des conditions

<sup>7</sup> Saadi, W. « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien », Mémoire de master, Faculté des hydrocarbures et de la chimie, Boumerdès, 2022. P 32.

techniques et économiques du moment. Les **réserves 3P ou P10** sont donc la somme des réserves prouvées, probables et possibles <sup>8</sup>.



**Figure 1.7 :** Les types de réserves présentes dans un réservoir.

*Source :* Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation).

### Section 3 : Les modes de récupération des hydrocarbures

L'exploitation d'un champ pétrolier s'effectue suivant plusieurs étapes que l'on désigne par un ordre chronologique.

#### 1. Récupération primaire

Lorsque l'huile arrive spontanément à la surface grâce à la présence de gaz comprimé, ou aux différences de pression hydrostatique ou géostatique. Les quantités recueillies pendant cette phase sont en général peu importantes (5-10 %) par rapport aux potentialités du gisement.

#### 2. Récupération secondaire

Elle consiste à utiliser des méthodes qui ne modifient pas les propriétés physico-chimiques de l'huile, mais la remplacent par un autre fluide, nécessairement meilleur marché. On distingue

<sup>8</sup> Cristina D'Alessandro, consulté le 02/04/2023 à 19 :45,  
<http://geoconfluences.enslyon.fr/glossaire/reserves-probables-prouvees>

ainsi, l'utilisation de pompes immergées, l'injection d'eau (méthode fréquemment employée), l'injection du gaz de la formation ou d'autres gaz miscibles (azote, CO<sub>2</sub>...) <sup>9</sup>.

### **2.1. Méthodes D'Artificial-Lift Par Pompage**

#### **2.1.1. Pompe centrifuge immergée (Electric Submersible Pumps ESP)**

Le pompage centrifuge immergé est un mode de récupération assistée, généralement il est utilisé dans les réservoirs qui ont un haut water-cut et un bas GOR.

Il est considéré comme un moyen efficace et économique de soulever des grands volumes de fluide de grandes profondeurs sous une variété des conditions des puits. Les équipements de pompage sont capables de produire de 60,000 b/d. La pompe fonctionne avec plus haute efficacité quand elle pompe le liquide seulement.

La première unité de pompage a été installée dans un puits de pétrole dans 1928 et depuis ce temps le concept s'est prouvé partout dans le monde pétrolier.

#### **2.1.2. Pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps)**

Le pompage s'effectue grâce à une pompe volumétrique verticale composée d'un cylindre et d'un piston creux muni d'un clapet et descendue dans le tubing, vissé à l'extrémité d'un train de tiges. L'ensemble est actionné depuis la surface par un moteur qui entraîne une unité à balancier ou un élévateur hydraulique.

#### **2.1.3. Pompe moineau (Progressing Cavity Pumps PCP)**

Ce type de pompes volumétriques à cavités progressant est issu des travaux de l'ingénieur français René Moineau en 1932, Son fonctionnement est le suivant :

- Un rotor composé d'une vis hélicoïdale en acier tourne à l'intérieur d'un stator en élastomère moulé et profilé en double hélice interne ;
- La rotation va générer des cavités ou alvéoles progressant le long de l'axe, ce qui dans le cas d'une pompe verticale, va entraîner le fluide de bas en haut avec un débit directement proportionnel à la vitesse de rotation de l'hélice.

---

<sup>9</sup> Bensadallah, A. « ***Critère de choix de polymères pour la récupération assistée de pétrole*** ». Mémoire de master en génie de procédés, Université de Blida 1. 2020.

## 2.1.4. Pompe hydraulique

Le pompage hydraulique applique le principe de pascal à l'activation des puits en transmettant, par un fluide moteur, une pression générée en surface vers le fond d'un puits pour activer :

- Soit un piston moteur entraînant, par un mouvement alternatif, une pompe volumétrique à piston.
- Soit hydro-éjecteur (jet pump) équipé d'une Duse débouchant sur une venturi, dans le but d'entraîner avec le fluide moteur, le fluide de la couche productrice.
- Soit une turbopompe dans laquelle une turbine fait tourner une pompe centrifuge

Dans notre projet on utilise la méthode de gaz-lift pour l'activation des puits <sup>10</sup>.

## 2.2. Méthodes Artificial Lift par Gas-Lift

### 2.2.1. Définition du gas-lift

C'est une technique de production activée et permettant la mise en Production pour les puits non ou insuffisamment éruptifs par diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface. Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production.

C'est le procédé qui se rapproche le plus à l'écoulement naturel.

### 2.2.2. Principe de gas-lift

La densité du gaz, même en pression, est sensiblement plus faible que celle d'un liquide. Le gas-lift consiste à injecter du gaz dans le tubing pour alléger la colonne et réduire la pression de fond en débit. Cette réduction de pression de fond permet d'augmenter le débit selon les caractéristiques du réservoir.

Le principe est d'injecter du gaz préalablement comprimé qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible ; et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile, à travers des vannes. Le gaz étant plus léger va diminuer la densité de la colonne du fluide contenu dans le tubing.

---

<sup>10</sup> Mechich, M et al. « L'Artificial-Lift choix d'un mode d'activation adéquat dans le champ d'El-Adeb larache », Mémoire de master en production, Université de Kesdi Merbah, Ouargla, 2017.



### **2.2.3. Processus du gas-lift**

Le gas-lift est la forme de production assistée qui se rapproche le plus du phénomène naturel d'écoulement de l'huile, on peut le considérer comme extension de celui-ci.

Dans un puits d'écoulement naturel, lorsque le fluide remonte vers la surface, la pression de la colonne de fluide diminue et le gaz se libère, réduit la densité et réduit encore le poids de la colonne de fluide au-dessus de formation.

Cette diminution du poids produit une pression différentielle du fond puits-réservoir, ce qui fait produire le puits.

Lorsqu'un puits produit de l'eau et que la quantité de gaz libre dans la colonne est réduite, on peut maintenir la même différence de pression entre le fond et le réservoir, en injectant du gaz qui s'ajoutera au gaz insuffisant produit par la formation.

### **2.2.4. Applications du gas-lift**

Le gas-lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

- **Les puits à huile** : L'application principale du gas-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.
- **Les puits à eau** : Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gas-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gas-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).
- **Démarrage des puits** : Dans certains cas, le gas-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée.
- **Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up)** : Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gas-lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire <sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> Cherad, A. « *Optimisation du réseau du gaz lift dans la partie nord du champ de Hassi Messaoud* ». Mémoire de master. Université des sciences et de la technologie Houari Boumediene, Alger. 2009.

### **2.2.5. Avantages et inconvénients de gas lift**

#### **2.2.5.1. Avantages**

- Flexibilité ;
- Investissement faible pour l'équipement du puits ;
- Adaptation sur puits déviés ;
- Possibilité de présence de sable ;
- Matériel réduit sur le puits en surface ;
- Interventions légères sur les puits ;
- Possibilité de traitement ;
- Utilisation possible du gaz produit sur place.

#### **2.2.5.2. Inconvénients**

- Nécessité d'une source de gaz ;
- Problèmes de redémarrage (régimes transitoires) ;
- Importance des installations de surface (compresseurs GL) ;
- Sensibilité du procédé à la pression en tête de puits ;
- Délai de mise en place ;
- Limites d'activation par déplétion importante ;
- Gaz de formations corrosives ;
- Problèmes d'hydrates ;
- Adaptation du casing au gas lift ;
- Installation haute pression ;
- Rendement faible (10 à 30%).

### **2.2.6. Types de gas-lift**

#### **2.2.6.1. Selon le mode d'injection**

##### **➤ Gas-lift continu**

Cette méthode consiste à amplifier le mécanisme naturel d'allègement de l'huile produite par le gaz associé (libre ou dissous dans le gisement) en injectant du gaz dans le tubing. Le point d'injection et le débit d'injection sont déterminés de manière à alléger suffisamment la colonne d'effluent et obtenir ainsi une pression en fond de puits suffisamment basse en fonction du débit désiré. Cette technique est très utilisée pour des débits de quelques dizaines à plusieurs milliers de mètres cubes par jour.

### ➤ Gaz-lift intermittent

Il se fait temporairement par injection d'un volume bien déterminé de gaz sous pression à forte débit dans la partie inférieure de la colonne de production, dans le but de chasser le fluide qu'elle contient vers le haut. Une fois la pression dans la partie basse commence à diminuer, le fluide quitte son accumulation et sera chassé de la même façon et ainsi de suite <sup>12</sup>.

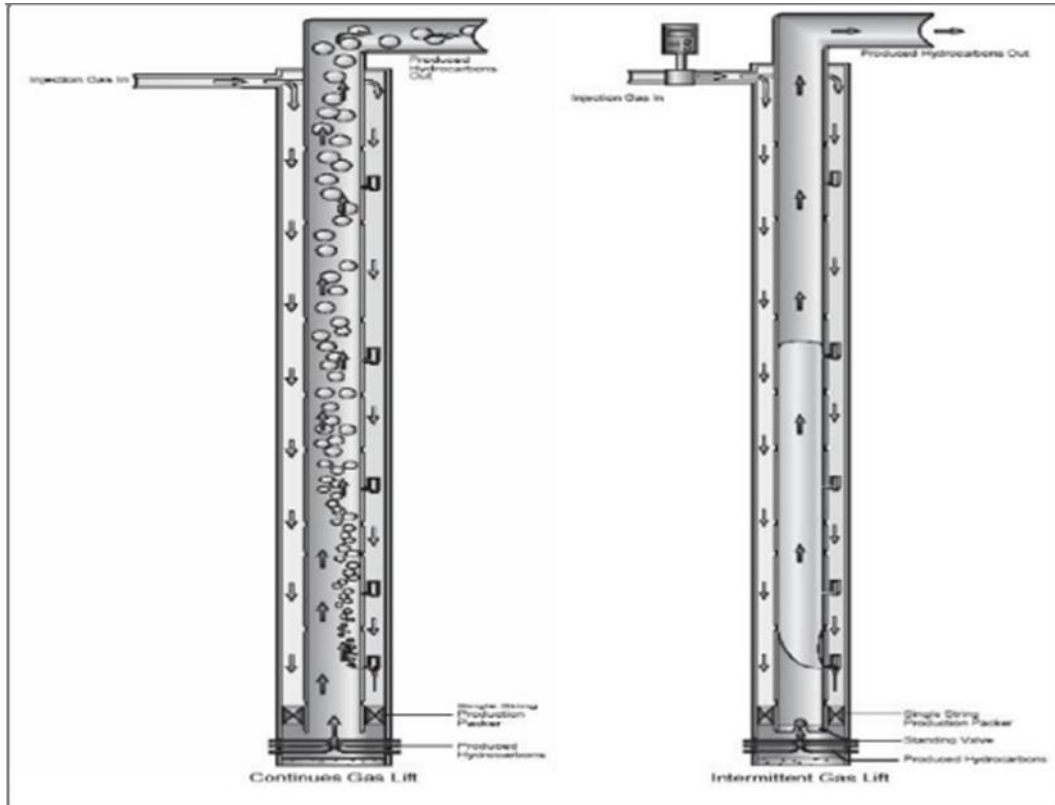


Figure 1.8 : Gas-lift intermittent et continue.

Source : Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation).

### 2.2.6.2. En fonction du type de complétion

#### A. Complétions pour gas-lift direct

L'injection de gaz est effectuée dans l'annulaire tubing-casing et le réservoir produit par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

<sup>12</sup> Séminaire. Équipements de puits éruptif ; REZKI Khalil ; IAP Boumerdes ; institut algérien du Pétrole, janvier 2009.

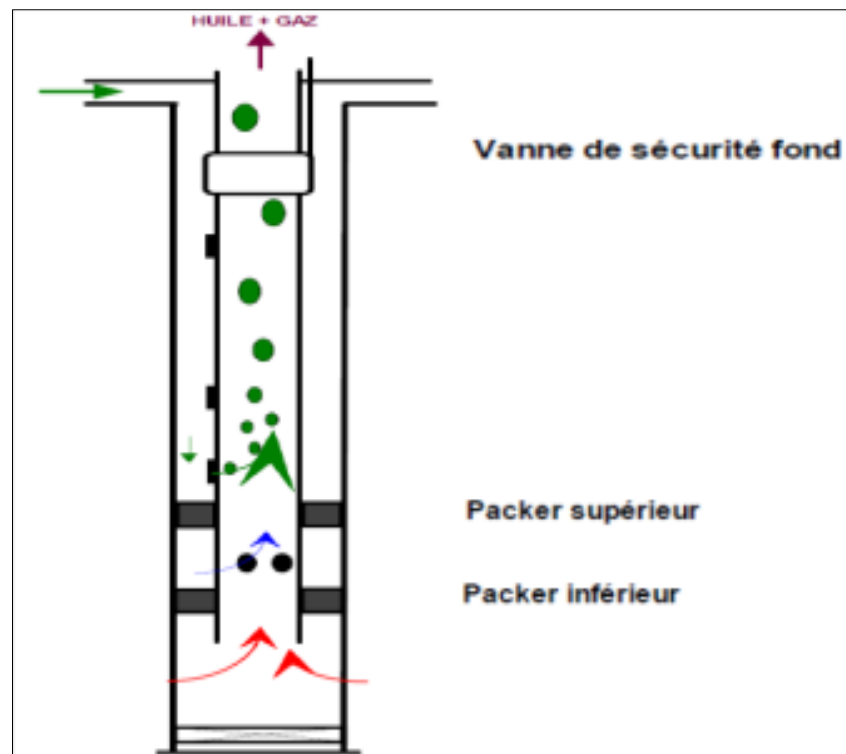


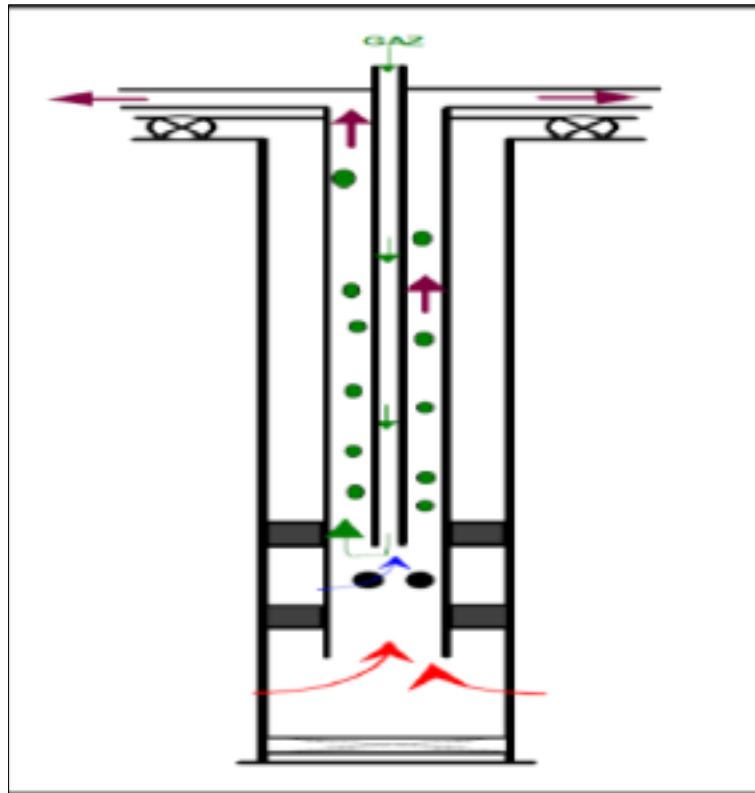
Figure 1.9 : Gas-Lift direct.

Source : Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation).

**B. Gas-lift inverse (Inverse gas-lift):**

➤ **Tubing concentrique (Concentric tubing string)**

L'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le Tubing, généralement à partir d'une opération Snubbing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing macaroni, cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la complétion plus de 4".



**Figure 1.10** : Gas-Lift inverse.

*Source* : Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation).

➤ **Gas-lift avec production dans le casing**

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing. Ce procédé présente quelques défauts :

- Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, telles que des mesures de pression ou de température ;
- De gros volumes de gaz sont nécessaires ;
- Le design et les équipements sont spéciaux ;
- Le puits n'est pas adapté au gas-lift intermittent.

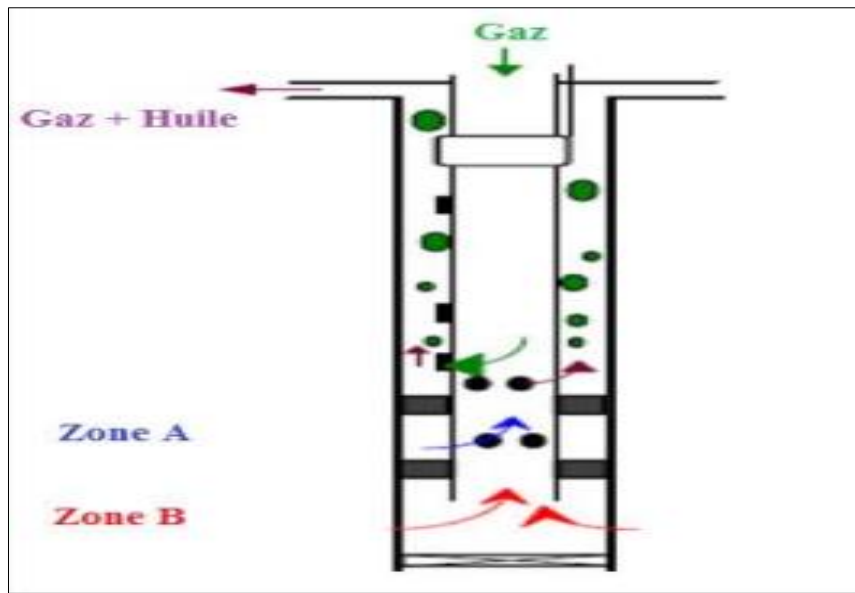


Figure 1.11 : Gas-lift avec production dans le casing.

Source : Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation)

➤ Gas-lift double (dual gas-lift)

Pour les complétions multiples où on veut exploiter deux niveaux d'une manière séparée, le problème de ce type de gaz lift se réside dans L'encombrement surtout au niveau des vannes.

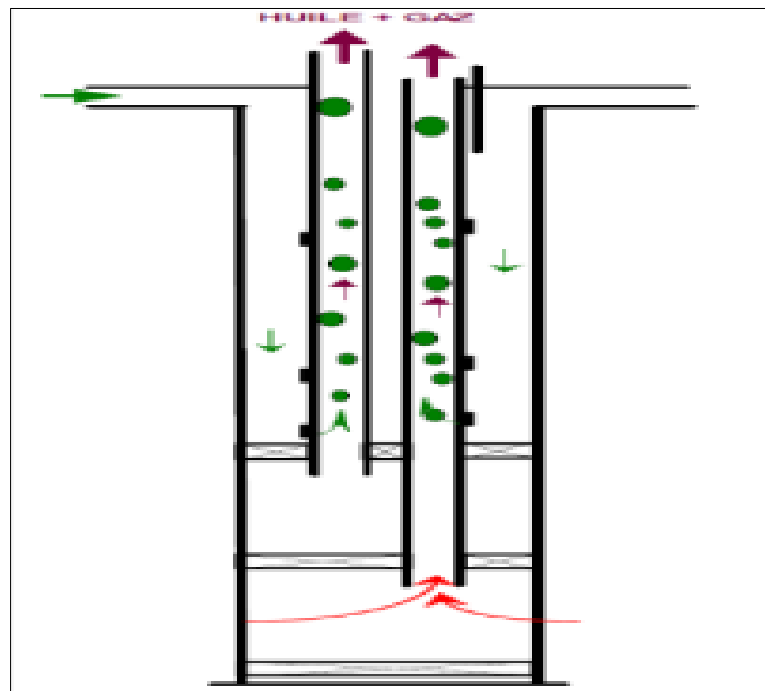


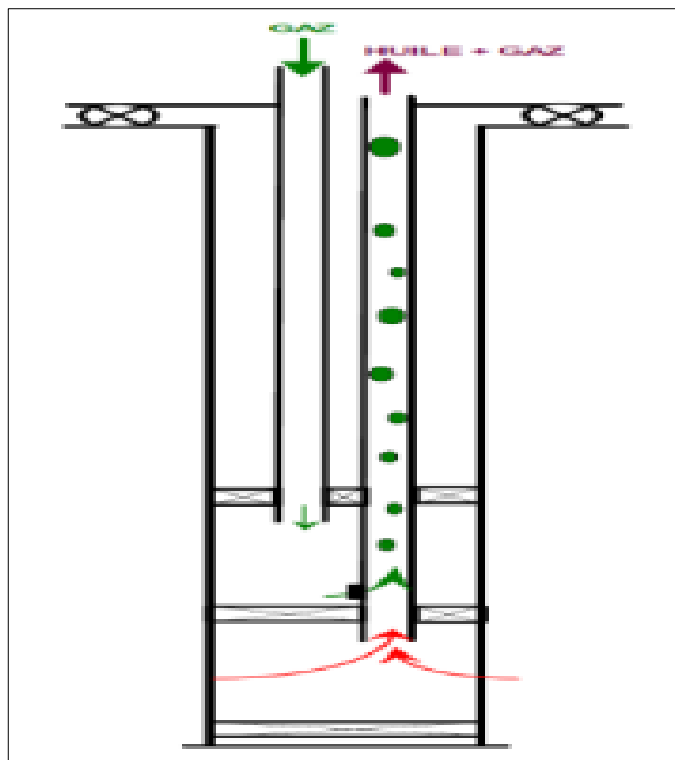
Figure 1.12 : Gas-Lift double.

Source : Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation).

### ➤ Le gas-lift parallèle (parallel gas-lift)

Gaz-lift parallèle : Ce mode de production est pour les complétions doubles, il possède les mêmes inconvénients que le précédent au niveau de la mise en place de la complétion, le gaz est injecté dans le tubing alors que second produit, il est utilisé dans le cas où :

- Le gaz d'injection corrode le casing ;
- Arrêt de production de l'un des niveaux où la conversion de leur tubing ;
- Comme injecteur de gaz lift <sup>13</sup>.



**Figure 1.13** : gas-lift parallèle.

Source : Documents internes de SONATRACH (Division Exploitation)

### 2.2.6.3. En fonction du circuit d'injection en surface

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (gas-oil ratio) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

<sup>13</sup> J. Bellarby (26-04-2009), Well completion design, ELSEVIER.

### ➤ **Gas-lift en circuit fermé**

Le gaz qui servi au gaz- lift est récupère à la sortie des séparateurs. Après passage par des phases de traitement (dégazolinage, déshydrations), il est comprimé par une batterie de compresseur et réinjecté dans le puits.

### ➤ **Gas-lift en circuit ouvert**

Du gaz traité provenant d'un gisement de gaz est utilisé pour le gas lift. Après utilisation ce gaz est brûlé à la torche ou bien commercialisé <sup>14</sup>.

### ➤ **Auto gas-lift**

L'huile de réservoir est lifté grâce au gaz d'un réservoir de gaz situe au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer <sup>15</sup>.

## **2.2.7. Les principaux paramètres du gaz-lift**

### ➤ **La pression de la tête du puits**

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins. Il en découle que les puits en gaz lift ne doivent jamais être « dusé » en tête de puits. Une règle du pouce dit que les besoins en gaz sont divisés par 2 quand la pression en tête de puits est divisée par 2.

### ➤ **Pression du gaz injecté**

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vanes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en « single point » ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits. Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (To Kick Off The Well).

---

<sup>14</sup> James Aubrey Carroll. *«Multivariate production systems optimization»*. Mémoire de master, université de STANFORD.

<sup>15</sup> Ibid.



## ***Chapitre 1 : L'amont pétrolier et les modes de récupération***

De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits.

### **➤ Profondeur de l'injection du gaz**

Plus le point d'injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts. De même, une part importante de la production possible d'un puits peut être perdue si le gaz est injecté à partir d'une vanne de décharge fuyarde au lieu de la vanne opératrice (operating one). Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible.

### **➤ IP important et effet du SKIN**

La productivité d'un puits dépend directement du Draw-Down et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gaz-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gaz-lift amène des débits spectaculaires.

On appelle effet de Skin, l'endommagement des premiers centimètres du réservoir. L'effet de Skin a pour effet direct de réduire l'IP et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l'acidification, la ré-perforation...etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz <sup>16</sup>.

## **2.2.8. Choix d'un procédé d'activation**

### **A. Critères économiques**

Le problème qui se pose est de déterminer quel systèmes d'activation permettra de récupérer l'huile le plus vite (actualisation), en plus grande quantité (récupération des réserves), et au moindre coût (rentabilité).

Mais le coût global de l'activation (coût d'investissement et coût de fonctionnement) n'est pas facile à évaluer.

Ainsi, en ce qui concerne l'investissement, s'il est relativement facile de prévoir le coût du matériel spécifique d'activation (pompe, unité de pompage, compresseur pour le gaz-lift etc.),

---

<sup>16</sup> Ghattout, M et Boutouatou, A. « ***Optimisation Du Gaz-Lift A Haoud Berkaoui. Mémoire de Master en Production professionnel*** », Université de kasdi merbah, Ouargla. 2018.

## *Chapitre 1 : L'amont pétrolier et les modes de récupération*

il est par contre beaucoup plus difficile d'évaluer la part du surcoût lié au procédé d'activation dans l'investissement initial.

En effet, par exemple, la complétion initiale du puits est conçue, lorsque cela est possible, en tenant compte de l'option d'activation des puits qui sera implantée plus tard. De même, le compte des équipements supplémentaires qui sont requis pour l'activation.

En ce qui concerne le fonctionnement, si en cours d'exploitation, les frais direct d'exploitation et de maintenance des systèmes d'activation peuvent être assez facilement isolés, il est par contre beaucoup plus difficile de les prévoir à priori.

En effet, par exemple la dépense d'énergie propre au procédé d'activation suppose au préalable, le calcul du rendement énergétique du procédé, ce qui est loin d'être facile. De même, le coût de maintenance et de réparation des équipements est généralement basé sur des hypothèses fondées sur des statistiques (Établies dans telle ou telle partie du monde ou sur tel ou tel gisement) qui ne sont pas forcément représentatives pour le gisement considéré.

De plus, comme pour l'investissement, il n'est pas aussi simple d'imputer les dépenses de traitement de la production valorisable (huile et gaz), ou non valorisable (eau, sable et sédiment). Ces traitements peuvent être en effet influencés par le mode d'activation retenue. Ainsi, certains procédés favorisent la formation d'émulsion, le moussage ou facilitent l'injection en fond de puits d'inhibiteurs de corrosion, d'anti-émulsion...

### **B. Critères techniques**

Le choix d'une méthode d'activation des puits demande au préalable d'étudier sans à priori les différents procédés possibles, et de déterminer lequel est le plus compatible avec les spécifications de production requises (débits et pression de tête principalement) et avec les contraintes dues au gisement et à son environnement. Trois classes de critère interviennent dans ce choix.

La première, la plus simple, tient à la source d'énergie nécessaire au procédé, à sa disponibilité et à son coût d'accès. De ce point de vue, les procédés à faible rendement énergétique seront désavantagés dans les zones où l'approvisionnement en énergie est cher.

Le deuxième critère est représenté par le couple des paramètres hauteur de refoulement de la pompe (ou pression à procurer) et débit liquide à produire, dont le produit représente la puissance utile à mettre en œuvre. Notons que la hauteur de refoulement requise est en relation avec la pression en fond de puits et la profondeur du puits.

## ***Chapitre 1 : L'amont pétrolier et les modes de récupération***

Les autres critères, enfin prennent en compte l'ensemble des diverses contraintes d'exploitations qui proviennent notamment des facteurs suivants :

### **➤ L'environnement général**

L'état du site, les conditions climatiques, l'environnement industriel interviennent, ainsi que les normes de sécurité et de préservation de l'environnement. Ainsi les choix peuvent s'infléchir vers les procédés à haute Technicité et maintenance important, mais à meilleures performances énergétiques lorsqu'une main d'œuvre qualifiée est disponible pour assurer la maintenance et les réparations à coût acceptable. Au contraire, la disponibilité sur gisement de gaz fatal non valorisable facilement, procurant de l'énergie à bas prix, favorisent les procédés aux rendements les moins performants.

### **➤ L'infrastructure de surface et l'environnement immédiat**

Le fait que les puits soient isolés ou, au contraire, groupés voire en grappe (cluster) influence le choix du procédé. Les équipements complémentaires de surface sont généralement conséquents : la place disponible et son coût, la multiplication des équipements doivent donc être pris en considération, ainsi que la maintenance et la longévité de ces équipements, le risque de panne, les moyens d'automatisations, la standardisation des pièces.

### **➤ L'architecture du puits**

En particulier le profil du puits, la place disponible, le nombre de niveaux à produire séparément, la profondeur du puits.

### **➤ Les caractéristiques de l'effluent à produire**

En particulier la température (en relation avec la profondeur du puits), le pourcentage d'eau, la présence de gaz libre, la présence de constituants corrosifs, le sable <sup>17</sup>.

---

<sup>17</sup> Mebrouk, A. « *Etude technico-économique sur la méthode de gas-lift dans le champ de Hassi R'mel. Mémoire de Master en économie des hydrocarbures* », Université de M'hamed Bougara, Boumerdes, 2012.

### **3. La récupération tertiaire :**

Il existe essentiellement quatre techniques différentes pour améliorer la récupération du pétrole et extraire 30 à 60 % du stock, au lieu des 20-40 % récupérables avec les méthodes conventionnelles.

- Tout d'abord, il est possible d'injecter des gaz (gaz naturel, azote, CO<sub>2</sub>) dans le puits pour augmenter la pression et, parfois, réduire la viscosité des hydrocarbures. Les gaz injectés demeurent piégés dans le puits. Cette technique peut donc associer récupération accrue de pétrole et stockage géologique de CO<sub>2</sub> ;
- Des solutions chimiques de diluant ou de surfactant peuvent aussi être employées pour réduire les tensions de surface et la pression capillaire dans les puits de pétrole.
- L'injection de microorganismes sélectionnés est un moyen de réduire la longueur des chaînes carbonées tout en générant *in situ* des surfactants et du CO<sub>2</sub> qui réduisent la viscosité du pétrole ;
- Enfin, l'injection de vapeur d'eau permet de réduire la viscosité et de vaporiser une fraction du pétrole <sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Futura, consulté le 03/03/2023 à 10 :43,  
<https://www.futura-sciences.com/planete/definitions/developpement-durable-recuperation-assistee-petrole-7113/>.

## **Conclusion**

Au tout début de l'exploitation pétrolière, l'écoulement des hydrocarbures qui sont le plus souvent légères est assuré par un potentiel suffisant qui permet le mouvement des fluides à partir du réservoir jusqu'aux installations de surface, C'est souvent le cas dans la plupart des réservoirs à travers le monde.

Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de leurs pressions, ainsi que de leurs énergies d'éruption.

Cette pression risque donc, à un moment donné, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle. Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif, et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle. Le gas-lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge en injectant du gaz dans le tubing à un endroit le plus profond possible.

---

## **Chapitre 2 :**

*Le cadre réglementaire et fiscal relatif aux  
hydrocarbures en Algérie*

---

## **Introduction**

L'Algérie a repris sa souveraineté sur le secteur des Hydrocarbures le 24 février 1971. Depuis cette date, le secteur a connu six transformations juridiques majeures représentées successivement par les lois :

La loi n°86-14 du 19 aout 1986, la loi n°05-07 du 28 avril 2005 modifiée et complétée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006 et amendée par la loi n°13-01 20 février 2013 et en fin la dernière loi n°19-13 du 11 décembre 2019.

Une refonte en profondeur du régime juridique des hydrocarbures, en particulier au plans fiscal et contractuel est aujourd'hui nécessaire voir indispensable pour restaurer l'attractivité du domaine minier national, dans un contexte caractérisé, par un faible niveau de réserves du pétrole et par une concurrence accrue entre les pays- producteurs pour attirer de nouveaux investisseurs.

Il est important de souligner que le projet de loi régissant les hydrocarbures prend en considération un retour d'expérience de plus de 30 années qui résulte de l'application des régimes juridiques actuel et antérieur.

Dans ce chapitre, on va aborder l'évolution de ces différentes lois relatives aux hydrocarbures sur le cadre juridique et institutionnel de l'activité d'exploration et d'exploitation, les modalités de conclusion du contrat de recherche et d'exploitation dans le cadre de la nouvelle loi 19-13, ainsi que les différents types de contrats.

## **Section 1 : Evolution du régime fiscal relatif aux hydrocarbures en Algérie**

Dans cette partie on va exposer les principales dispositions ainsi que les changements apportés aux composantes du régime fiscal de l'amont pétrolier pour les trois lois citées ci-dessous :

- La loi n°86/14 du 19 Août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures ; modifiée et complétée par la loi n°91-21 du 04 Novembre 1991.
- La loi n°05/07 du 28 Avril 2005 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée par l'ordonnance 6-10 du 29 juillet 2006 et amendée par la loi n° 13-01 du 24 février 2013.
- La loi n°19-13 du 11 décembre 2019.

### **1. La loi n°86-14 du 19 Août 1986**

L'Algérie promulgue sa première loi sur les hydrocarbures, marquée par une ouverture dans l'amont pétrolier, dans un contexte du choc pétrolier qui a conduit le pays à une grave crise financière. Cette loi "libérale" qui vise essentiellement la relance des investissements, a introduit une nouveauté dans les contrats : le partage des découvertes des hydrocarbures liquides (le partage production) qui a permis de relancer le partenariat dans l'exploration à un moment où la Sonatrach ne disposait ni des capacités financières ni des capacités technologiques pour renouveler des réserves largement entamées à l'époque.

Une période de stabilité juridique à durés 20 ans. Les lois qui lui succéderont vont aller dans le sens d'un degré d'ouverture toujours plus grand.

La loi n°86-14 du 19 Août 1986 ne dispose que le régime fiscal applicable aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisations des hydrocarbures à la liquéfaction de gaz naturel, au traitement et à la séparation des gaz du pétrole liquéfiés extraits des gisements, et définis par les dispositions de la présente loi <sup>19</sup>.

---

<sup>19</sup> Article 40 de la n°86-14 du 19 Août 1986.



## ***Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie***

Les dispositions fiscales applicables, autres que celles expressément prévues par la présente loi sont celles édictées par la législation fiscale en vigueur.

Les amendements introduits en 1991 ont été initiés pour compléter et améliorer la loi en vigueur en élargissant le partenariat au gaz naturel et aux gisements déjà découverts tout en améliorant le régime fiscal pour le rendre plus attractif. Des résultats probants ont été obtenus, surtout après 1990, en particulier l'amélioration des réserves qui ont retrouvé en 1997 leur niveau de 1971.

Ainsi, la loi 91-21 étend l'association avec des partenaires étrangers aux gisements déjà existants ainsi qu'aux gisements de gaz. Les partenaires étrangers, en outre, sont désormais en mesure de construire et d'exploiter des canalisations de transport d'hydrocarbures pour le compte de Sonatrach.

En effet, on peut résumer les principales dispositions de la loi 86-14 dans les points suivants :

- Monopole exercé par Sonatrach ;
- Titres miniers attribués exclusivement à Sonatrach ;
- Possibilité d'intervention des sociétés pétrolières étrangères dans les activités d'exploration-production (en association avec Sonatrach qui détient le titre minier) ;
- Régime fiscal applicable aux activités de :
  - ✓ Prospection, de recherche et d'exploitation des hydrocarbures ;
  - ✓ Transport des hydrocarbures par canalisation ;
  - ✓ Liquéfaction et de transformation des hydrocarbures

### **1.1. La redevance :**

Appelée aussi « royauté », la redevance est un prélèvement classique qui existait dès début de l'exploitation des hydrocarbures.

Elle s'applique aux quantités d'hydrocarbures extraites et elle est payable au Trésor avant le 10 de chaque mois suivant celui de la production, par voie de bordereaux avis de versement (BAV) et elle peut être acquittée en nature.

La base imposable de la redevance est fixée en fonction de la valeur des quantités d'hydrocarbures au prix du mois n-1, extraites du périmètre d'exploitation calculée au point de mesure, à l'exclusion des quantités consommées pour les besoins de production, des quantités perdues et des quantités réinjectées dans le puits d'hydrocarbures.

## ***Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie***

La loi prévoit principalement trois taux en fonction des zones :

- Zone N : 20%
- Zone A : 16.25%
- Zone B : 12.5%

Avec possibilité d'application, sous certaines conditions, d'un taux qui ne saurait être inférieur à 10%.

- Sanctions :

Tout retard dans le paiement de la redevance entraîne une majoration de 1 pour mille (1‰), par jour de retard <sup>20</sup>.

### **1.2. Impôt sur le résultat « IDP »**

L'impôt sur le résultat frappe les bénéfices réalisés dans le cadre des activités de Prospection, de Recherche, d'Exploitation des hydrocarbures, dont la loi n°86-14 du 19 Août 1986 prévoit l'application de différents taux en fonction des zones et de l'activité exercée :

- Zone N : 85 %.
- Zone A : 75 %.
- Zone B : 65%.

Possibilité d'application, sous certaines conditions, d'un taux qui ne saurait être inférieur à 42%<sup>19</sup>.

Cet impôt est payable par acomptes avant le 25 de chaque mois qui suit celui au titre duquel ces derniers sont dus. Le paiement s'effectue auprès de la recette des impôts d'Alger centre (de la DGE). Tout retard dans le paiement de l'impôt direct pétrolier entraîne une majoration d'un pour mille (1 ‰) par jour de retard <sup>21</sup>.

### **1.3. Impôt sur la rémunération du partenaire étranger**

Il est institué par la loi de finances complémentaire pour 1991 qui a modifié l'article 39 de la loi 86-14 et s'applique à la quote-part du partenaire étranger dans le cadre d'un Contrat de partage de production ou de services à risque. La base imposable est la rémunération nette du partenaire, convertie en rémunération brute. Elle est applicable à un taux de 38 % sur la rémunération brute.

---

<sup>20</sup> Article 47 de la loi sur les hydrocarbures 86-14.

<sup>21</sup> Article 36 et 52 de la loi sur les hydrocarbures 86-14

## ***Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie***

Le paiement de l'impôt sur la rémunération se fait, par acompte mensuel, égal à 1/12 de l'impôt dû au titre de l'exercice précédent, avant le 25 de chaque mois par SONATRACH au nom et pour le compte de l'associé étranger sur la base des éléments que lui fournit ce dernier. À la clôture de l'exercice, il est procédé à la liquidation de l'impôt sur la rémunération en déduisant de l'impôt annuel les acomptes versés. Tout retard dans le paiement entraîne une majoration d'un pour mille (1 ‰) par jour.

### **2. La loi n°05-07 du 28/04/2005**

Durant cette période et vu les tendances du marché international, les autorités ont initié un projet de loi sur les hydrocarbures qui ouvre d'une manière totale l'amont pétrolier aux investisseurs étrangers afin d'exploiter à fond le sous-sol.

La loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, avait comme objectif l'application du principe de mobilité et d'adaptabilité qui caractérise l'action de l'Etat, et dès lors à restituer à ce dernier celles de ses prérogatives autrefois exercées par SONATRACH. Pour atténuer les craintes autour de devenir de la Sonatrach, la loi instaure une clause particulière dans laquelle l'entreprise nationale des hydrocarbures bénéficie d'un renforcement accru et d'une pérennisation de son rôle fondamental dans la création de richesses au bénéfice de la collectivité nationale.

On peut résumer les taxes applicables selon la présente loi, dans les points suivants :

#### **2.1. La taxe superficielle**

La taxe superficielle est nouvelle dans la mesure où elle n'existait ni aux termes de la loi du 19 août 1986, ni aux termes des textes législatifs antérieurs. La taxe superficielle est calculée sur la base de la superficie du domaine à la date de l'échéance annuelle. Elle est versée au Trésor. Un tableau des montants en dinars algériens (DA) par zones et par périodes de recherche et d'exploitation, est établi par la loi pour déterminer les montants de la taxe <sup>22</sup>.

Le montant de la taxe superficielle est en DA par Km<sup>2</sup> :

---

<sup>22</sup> Article n°84 de la loi des hydrocarbures n°05-07.

## *Chapitre 2 : le cadre réglementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

**Tableau 2.1** : Le tarif applicable à la superficie du périmètre.

Années	Période de recherche			Période d'exploitation	Période de Rétention définie à l'article 42 + Période exceptionnelle Définie à L'article 37
	1 à 3 Inclus	4 et 5	6 et 7		
Zone A	4 000	6 000	8 000	16 000	400 000
Zone B	4 800	8 000	12 000	24 000	560 000
Zone C	6 000	10 000	14 000	28 000	720 000
Zone D	8 000	12 000	16 000	32 000	800 000

Source : Article n°84 de la loi n°05-07 du 28/04/2005.

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

### **2.2. La redevance**

L'article n°41 de la loi du 19 août 1986 fixe à 20 % le taux de la redevance applicable à la valeur de la production déterminée par voie réglementaire sur la base des prix du marché international. La loi n°05-07 du 28/04/2005 élargit le spectre des taux variables retenus selon, non seulement les zones qui sont désormais A, B, C, D et non plus A et B, mais également selon les niveaux de production par jour. Les taux de la redevance varient ainsi de 5,5 à 23%<sup>23</sup>. Ces transformations peuvent être analysées comme des assouplissements permettant d'adapter la redevance à la qualité des périmètres et aux niveaux de production.

La redevance est Calculée en utilisant la moyenne mensuelle du prix de base ; en déduisant le tarif de transport entre le point de mesure et le port de chargement ou la frontière d'export, ou le point de vente en Algérie.

Aussi, elle est déterminée mensuellement et payable à ALNAFT avant le 10 du mois qui suit celui de la production et elle est déductible pour le calcul de la T.R.P et l'I.C.R, les quantités sont décomptées après les opérations de traitement au champ au point de mesure.

Sont exclues pour le calcul de la redevance les quantités :

- Consommées pour les besoins directs de la production ;
- Perdues avant le point de mesure ;

<sup>23</sup> Article n°85 de la loi des hydrocarbures n° 05-07.

## Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie

- Réintroduites dans le gisement qui fait l'objet du même contrat d'exploitation.

**Tableau 2.2 :** Le taux de la redevance varie en fonction de tranches de la production.

Zone	A	B	C	D
00 à 20 000 bep/jour	5.5%	8%	11%	12.5%
20001 à 50000 bep/jour	10.5%	13%	16%	20%
50 001 à 100 000 bep/jour	15.5%	18%	20%	23%
100 001 et plus bep/jour	12%	14.5%	17%	20%

*Source :* Article 85 de la loi n°05-07.

Formule de calcul de la redevance :

$$\text{Redevance} = ((\text{production en bep} \times \text{prix de base}) - (\text{tarif de transport})) \\ \times \text{taux appliqué selon le volume de production et la zone}$$

### 2.3. Taxe sur le revenu pétrolier (TRP)

La taxe sur le revenu pétrolier, instituée par l'article n°86 de la loi n°05-07 du 28/04/2005 est une transformation, notamment en ce qui concerne le nom de l'impôt sur les résultats établis par l'article n°37 de la loi n°86-14 du 19 août 1986. En 1986, le taux de l'impôt sur les résultats était de 85 % du résultat brut de l'exercice, mais ce taux est ramené à 75 % dans la zone A et 65 % dans la zone B, « lorsque les conditions économiques de recherche et d'exploitation des gisements l'exigent ».

Il s'agissait déjà, là aussi, d'une introduction de quelques éléments d'assouplissement de l'impôt sur le revenu en tenant compte des difficultés d'exploitation dans certaines zones.

L'objectif est d'encourager la recherche et l'investissement dans des zones réputées plus difficiles.

La loi d'avril 2005 poursuit et approfondit la réforme dans cette direction puisque les taux sont de 30 ou 70 % selon les niveaux de production avec un mécanisme de déduction d'un

## ***Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie***

pourcentage selon les tranches annuelles d'investissement appelé up-lift. « Ce pourcentage d'up-lift couvre les coûts opératoires » et varie dans les quatre zones ABCD désormais établies <sup>24</sup>. Les encouragements en faveur des investisseurs, dans les zones réputées plus difficiles, sont donc plus marqués par rapport à la loi de 1986, confirmant ainsi la tendance libérale de la loi d'avril 2005.

Donc on peut résumer le calcul de la TRP dans les points suivants :

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

Calcul du revenu pétrolier :

$$\text{Revenu pétrolier} = \text{valeur de production annuelle} - \text{déductions autorisées}$$

Dont :

$$\begin{aligned} & \text{Valeur de production annuelle} \\ & = (\text{quantités soumises à la redevance} \times \text{prix de base}) \\ & - \text{tarif de transport} \end{aligned}$$

Déductions autorisées :

- La redevance ;
- Les tranches annuelles d'investissement de développement majorées au taux de l'Up-lift ;
- Les tranches annuelles d'investissement d'exploration majorées au taux de l'Up lift ;
- Les provisions pour abandon et/ou restauration ;
- Les frais de formation des RH nationales ;
- Le coût d'achat de gaz pour récupération assistée <sup>25</sup>.

Taux d'imposition :

- Si la P V est inférieure ou égale au premier seuil, le taux est de 30% ;
- Si la P V est supérieure au deuxième seuil, le taux est de 70% ;
- Si la PV est comprise entre les deux seuils, le taux est de  $40 / (S2-S1) \times (PV-S1) + 30$ .

<sup>24</sup> Article n°87 de la loi des hydrocarbures n°05-07

<sup>25</sup> Article n°86 de la loi sur les hydrocarbures n°05-07.

## *Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

**Tableau 2.3:** Le pourcentage de TRP applicable selon les seuils.

V exprimé en 109DA telle que définie à l'article 86 de la loi 05/07	Premier seuil	70
	Deuxième seuil	385
Taxe de la TRP	Premier niveau	30%
	Deuxième niveau	70%

*Source :* Article n°87 de la loi n°05-07 du 28/04/2005 sur les hydrocarbures.

### **2.4. Impôt Complémentaire Sur Le Revenu (ICR)**

L'impôt complémentaire sur le revenu (ICR) est payé annuellement par chaque contractant aux taux de l'impôt sur les bénéfices des sociétés « selon les termes et conditions en vigueur à la date du paiement et les taux d'amortissement prévus en annexe de la loi pétrolière ». Mais la TPR est déductible de la base fiscale pour le calcul de l'ICR. La loi ouvre la possibilité, assez nouvelle dans la fiscalité pétrolière, d'une consolidation des résultats de l'ensemble des activités pétrolières en Algérie.

Enfin la loi permet aussi de bénéficier d'un taux réduit de l'impôt sur les bénéfices des sociétés en vigueur pour le calcul de l'ICR (art.88) pour les activités relatives à l'électricité et à la distribution de gaz. Le législateur encourage donc un élargissement des activités des contractants pétroliers dans d'autres domaines connexes comme l'électricité ou la distribution de gaz par canalisation.

### **2.5. Taxe sur le torchage du gaz**

Une taxe non déductible sera imposée à l'opérateur au taux de huit mille dinars (8000 DA) par millier de normaux mètres cubes. Ce taux est actualisable dans les mêmes conditions que pour la taxe superficielle et la redevance.

### **2.6. Taxe foncière**

Acquittement d'un impôt foncier sur les biens autres que les biens d'exploitation, applicable selon les conditions de droit commun (art.248 à 261 CID).

## ***Chapitre 2 : le cadre réglementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie***

### **2.7. Taxe spécifique sur l'utilisation de l'eau**

Elle est de quatre-vingt (80) DA par mètre cube, actualisable, versée annuellement au Trésor public.

### **2.8. Taxe spécifique sur l'utilisation, cession ou transfert de crédit d'émission de gaz à effet de serre**

Il s'agit d'une taxe spécifique, non déductible, dont les modalités de calcul seront définies par voie réglementaire.

### **2.9. Droit de 1% sur les cessions de droits et obligations dans les contrats :**

1 % calculé sur la valeur de transaction, dans le mode de calcul sera fixé par voie réglementaire.

## **3. Loi n° 13-01 du 20/02/2013**

Devant les résultats mitigés de la loi des hydrocarbures, un nouvel amendement est promulgué en introduisant de nouvelles mesures incitatives qui permettent d'améliorer l'attractivité du domaine minier national, y compris l'offshore, et les gisements à géologie complexe, d'intensifier l'effort d'exploration et de mettre en évidence de nouvelles réserves d'hydrocarbures non conventionnelles.

L'amendement introduit également un système d'écrémage des superprofits applicable aux bénéficiaires du taux réduit de l'impôt complémentaire sur le résultat (ICR).

La loi amendée fait la distinction entre les différents gisements sur la base des critères suivant :

- Niveau de production ;
- Périmètres d'exploitation situés des zones caractérisées ;
- Type de gisement : conventionnel ou non conventionnel ;
- Fixation du taux de la Redevance à 5% pour les productions issues de gisements. D'hydrocarbures non conventionnels.



## *Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

- La détermination du taux de la TRP, qui était calculé sur la base du cumul de la valeur de la production passible de la redevance, et qui serait calculé dans la loi amendée sur une base de rentabilité.
- Détermination du taux de l'ICR sur la base des critères suivants : Niveau de production, situation géographique des gisements, nature de la géologie et le type de gisement.

### 3.1. La Taxe superficielle

Le montant en DA de la taxe superficielle par (Km<sup>2</sup>) est fixé comme suivant <sup>26</sup> :

Il est applicable à la superficie du périmètre. Le montant unitaire est fonction de la zone fiscale (A – B – C - D) ou le périmètre est établi :

**Tableau 2.4 :** Tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel selon la loi n°13-01.

			A	B	C	D
		Durée	Taxe (DA / Km <sup>2</sup> )			
Période de recherche	Phase initiale	3 ans	4000	4800	6000	8000
	2 <sup>ème</sup> phase	2 ans	6000	8000	10 000	12 000
	3 <sup>ème</sup> phase	2 ans	8000	12 000	14 000	16 000
Période de rétention + période exceptionnelle		0 ans	400 000	560 000	720 000	800 000
Période d'exploitation		25 ans	16 000	24 000	28 000	32 000

Source : Documents de la Sonatrach.

### 3.2. La redevance

Les modalités de détermination et de décompte des quantités d'hydrocarbures passibles de la redevance sont définies par le décret exécutif n°14/ 227 du 25 août 2014.<sup>32</sup> La formule se présente comme suit <sup>27</sup>:

$$\text{Redevance} = [( \text{quantités en tep} \times \text{prix de base} )] \times \text{taux}$$

<sup>26</sup> Article n°84 de la loi n°13-01.

<sup>27</sup> Article n°90 de la loi 13-01.

## Chapitre 2 : le cadre réglementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie

**Tableau 2.5 :** Variation du taux de la r en redevance en fonction des tranches de la production journalière en 2013.

	A	B	C	D	NC+ CAS 3 <sup>34</sup>
≤ 20 000	5.5%	8.0%	11.0%	12.5%	5.0%
≤ 50 000	10.5%	13.0%	16.0%	20.0%	
≤ 100 000	15.5%	18.0%	20.0%	23.0%	
>à 100 000	12 .0%	14.50%	17.0%	20.0%	

*Source :* Documents de la Sonatrach.

La redevance est acquittée mensuellement par l'opérateur auprès d'ALNAFT avant le 10 du moi qui suit celui de la production, (décret exécutif n° 14 - 227 du 25 aout 2014).

ALNAFT peut demander le paiement de la redevance en nature.

La redevance est déductible de la base fiscale pour le calcul de la TRP et ICR, est prise en compte pour la détermination du profit.

Une copie du dossier de paiement est déposée auprès de la DGE.

Pour les quantités d'hydrocarbures supérieures à 10 000 bep par jours déterminées sur une moyenne mensuelle, le taux de redevance, qui est fixé dans chaque contrat, applicable à l'ensemble de la production, et pour les quantités d'hydrocarbures non conventionnelles issues d'un périmètre d'exploitation de type cas 3<sup>28</sup>, le taux de redevance applicable à l'ensemble de la production est de 5% pour les hydrocarbures non conventionnels.

### 3.3. La taxe sur le revenu pétrolier

La formule de calcul se présente comme suivant :

$$TRP = \text{revenu pétrolier} \times \text{taux}$$

Dont :

$$\text{Revenu pétrolier} = \text{la valeur de la production} - \text{les déductions}$$

Les déductions autorisées sont : la redevance, Up-lift des investissements annuels, le coût d'abandon et restauration du site, frais de formation, cout d'achat du gaz.

L'Up-lift : c'est le pourcentage par lequel les tranches annuelles d'investissement sont augmentées pour les besoins du calcul de la taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P). Ce pourcentage « d'Up-lift » couvre les couts opératoires, 20% sur 5 ans et 12.5% sur 8 ans.

<sup>28</sup> Article n°87 de la loi n°13-01.

## *Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

**Tableau 2.6 :** Pourcentages de déduction annuelle et taux d’Uplift en 2013

Conventionnel	Type de gisement	Taux Uplift	Annuelle des investissements
	Zones A et B	15%	15 ans
	Zone C et D	20%	8 ans
	Récupération assistée	20%	5 ans
Non – conventionnel		20%	5 ans

*Source :* Documents de la Sonatrach.

### 3.4. La redevance d’eau

L’utilisation d’eau pour les opérations en hydrocarbures non conventionnels s’effectue en vertu d’une autorisation ou d’une concession.

La taxe est une charge déductible pour la détermination de l’assiette fiscale, cette taxe est prise en compte pour la détermination du profit brut (Pbi).

Taxe sur l’injection d’eau = 130 DA/m<sup>3</sup> x m<sup>3</sup> d’eau utilisé.

### 3.5. Impôt Complémentaire sur le Résultat (ICR)

L’article 88 de la loi 13 - 01 de décret exécutif n° 07 - 131 du 07/05/2007, modifié et complété, fixant les modalités de calcul de l’ICR (art88). L’ICR est calculé sur la base du profit réalisé en Algérie.

$$ICR = CA \times \text{taux ICR}$$

$$CA = \text{revenu pétrolier} - \text{les charges}$$

**Tableau 2.7 :** Taux d’impôt complémentaire sur le résultat (ICR).

Type de gisement	Loi n° 13-01 du 20/02/2013		
Conventionnel	Cas 1 et cas 3	19%	R1 < 1
	Cas 2	80%	R2 ≥ 1
		30%	

*Source :* Documents de la Sonatrach.

L’ICR est payé annuellement auprès de la DGE lors du dépôt de déclaration annuelle en date du 30/04 / de chaque exercice.

## ***Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie***

### **3.6. La taxe sur le torchage**

Le décret exécutif n°13-400 du 27 /11 /2013 définissant les conditions d'octroi par ALNAFT d'une autorisation de torchage du gaz, les seuils admissibles ainsi que les conditions de tarification spécifiques dans les zones éloignées ou isolées (décret exécutif n° 13-400 du 27/11/2013).

L'opérateur sollicitant une autorisation exceptionnelle de torchage doit s'acquitter d'une taxe spécifique payable au trésor public sur les volumes de gaz torché.

Cette taxe est fixée à 8000 dinars par millier de normaux mètre cubes de gaz torché.

Des conditions de tarification spécifiques sont prévues pour les zones éloignée ou isolées, caractérisées par un manque ou absence d'infrastructures permettant la récupération et /ou l'évacuation du gaz.

## **Section 2 : Présentation des éléments de la nouvelle loi 19-13**

### **1. Dispositions transitoires**

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

Les dispositions de la Nouvelle Loi concernant l'environnement, la santé et la sécurité sont applicables immédiatement aux contrats conclus sous les anciennes lois. Les dispositions sur la remise en état des sites sont applicables aux contrats de recherche et d'exploitation, aux contrats parallèles et aux concessions de transport établis en vertu de la loi (N° 05-07)<sup>29</sup>.

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

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

A la demande du contractant, la Nouvelle Loi pourra s'appliquer à un contrat de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures régi par la loi (N° 05-07) dans le cadre d'une concession amont ou d'un contrat d'hydrocarbures à condition qu'aucune production n'ait été

---

<sup>29</sup> Article (230) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## *Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

réalisée avant le 24 février 2013. La Nouvelle Loi prévoit des dispositions fiscales particulières pour le calcul de la fiscalité applicables à ces contrats.

### **2. Cadre institutionnel**

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

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

Chaque agence hydrocarbures est dotée d'un conseil de surveillance et d'un comité de direction <sup>30</sup>.

- Le conseil de surveillance est composé de cinq (5) membres désignés par décret présidentiel sur proposition du Premier ministre, pour une durée de trois (3) ans, renouvelable une (1) fois <sup>31</sup>.
- Le comité de direction est composé de six (6) membres nommés par décret présidentiel sur proposition du ministre <sup>32</sup> ;
- Un secrétaire général est désigné pour chaque agence hydrocarbures et nommé par décret présidentiel sur proposition du ministre <sup>33</sup>.

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

- D'approuver la stratégie, les plans, le budget et le bilan de réalisation de l'agence hydrocarbures ;
- D'approuver l'organisation de l'agence hydrocarbures proposée par son comité de direction ;
- D'approuver la rémunération des membres du comité de direction et du secrétaire général ;
- D'approuver le système de rémunération du personnel de l'agence hydrocarbures <sup>34</sup>.

---

<sup>30</sup> Article (25) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>31</sup> Article (26) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>32</sup> Article (28) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>33</sup> Article (31) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>34</sup> Article (27) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## ***Chapitre 2 : le cadre réglementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie***

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

### **3. Maintien de la règle 51/49 pour tout contrat d'hydrocarbures**

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

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

### **4. Différentes formes des contrats d'hydrocarbures**

#### **4.1. La concession amont**

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

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

La concession amont fixe, notamment :

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

## *Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

- Les conditions de sa modification <sup>35</sup>.

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

Elle conclut avec le cessionnaire un contrat d'hydrocarbures en tenant compte du régime juridique afférent au contrat d'hydrocarbures retenu <sup>36</sup>.

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

- Un contrat de participation ;
- Un contrat de partage de production ;
- Un contrat de services à risque <sup>37</sup>.

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'exploitation <sup>38</sup>.

### **4.2. Le contrat de participation**

Le contrat de participation fixe les droits et les obligations des parties contractantes <sup>39</sup>.

Les hydrocarbures extraits en exécution d'un contrat de participation deviennent la propriété des parties contractantes au point de mesure. Ces hydrocarbures sont soumis à la fiscalité applicable aux parties contractantes, conformément à la présente loi <sup>40</sup>.

Les installations réalisées en exécution d'un contrat de participation sont la propriété des parties contractantes <sup>41</sup>.

La responsabilité de la conduite des opérations amont et les missions de l'opérateur amont sont définies dans un accord d'opérations signé par les parties contractantes <sup>42</sup>.

---

<sup>35</sup> Article (74) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>36</sup> Article (75) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>37</sup> Article (76) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>38</sup> Articles (77) (83) (86) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>39</sup> Article (78) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>40</sup> Article (79) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>41</sup> Article (80) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>42</sup> Article (82) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## *Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

### **4.3. Le contrat de partage de production**

Pour rappel le contrat de partage production a été introduit initialement par la loi n°86-14 du 19/08/1986.

La nouvelle loi, ce contrat appelé Production Sharing Contract (PSC) a été réintroduit par les articles n°83, 84 et 85. Le PSC définit les mécanismes de partage de production, notamment la production destinée au remboursement des coûts pétroliers et à la rémunération du co-contractant étranger, l'ordre de priorité de remboursement des coûts pétroliers, ainsi que les modalités et les limites d'enlèvement des quantités d'hydrocarbures lui revenant.

- Les installations réalisées en exécution d'un contrat de partage de production sont la propriété de l'entreprise nationale ;
- Les hydrocarbures extraits deviennent au point de mesure la propriété de l'entreprise nationale qui s'acquitte de la fiscalité qui lui est applicable <sup>43</sup>.

Le co-contractant étranger assure le financement des opérations amont, selon les modalités et conditions définies dans le contrat de partage de production <sup>44</sup>.

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

La responsabilité de la conduite des opérations amont et les missions de l'opérateur amont sont définies dans un accord d'opérations signé par les parties contractantes <sup>45</sup>.

### **4.4. Le Contrat de Services à Risques**

Ce type de contrat est défini dans les articles 86, 87 et 88 de la nouvelle loi et il est principalement consacré aux activités d'exploitation. Comme le PSC, dans cette forme contractuelle, le partenaire étranger finance les opérations en amont et reçoit sa rémunération en espèces, en contrepartie d'une partie des dépenses engagées selon les dispositions contractuelles (cost oil et profit oil). L'investisseur étranger, supporte seul le financement des opérations en amont à l'image du Contrat de Partage de Production. Les installations réalisées sont aussi la propriété exclusive de l'entreprise nationale dans ce type de contrat. D'un point de vue fiscal, les contacts avec les autorités locales sont aussi réduits, puisque c'est SONATRACH qui se charge de s'acquitter des obligations fiscales des partenaires étrangers.

---

<sup>43</sup> Article (83) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>44</sup> Article (84) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>45</sup> Article (85) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.



## Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie

En général, cette forme contractuelle est préconisée, lorsque l'entreprise nationale souhaite faire appel à l'expérience et à l'expertise d'une entreprise étrangère pour développer des gisements difficilement exploitables ou améliorer la récupération de gisements d'hydrocarbures matures <sup>46</sup>.

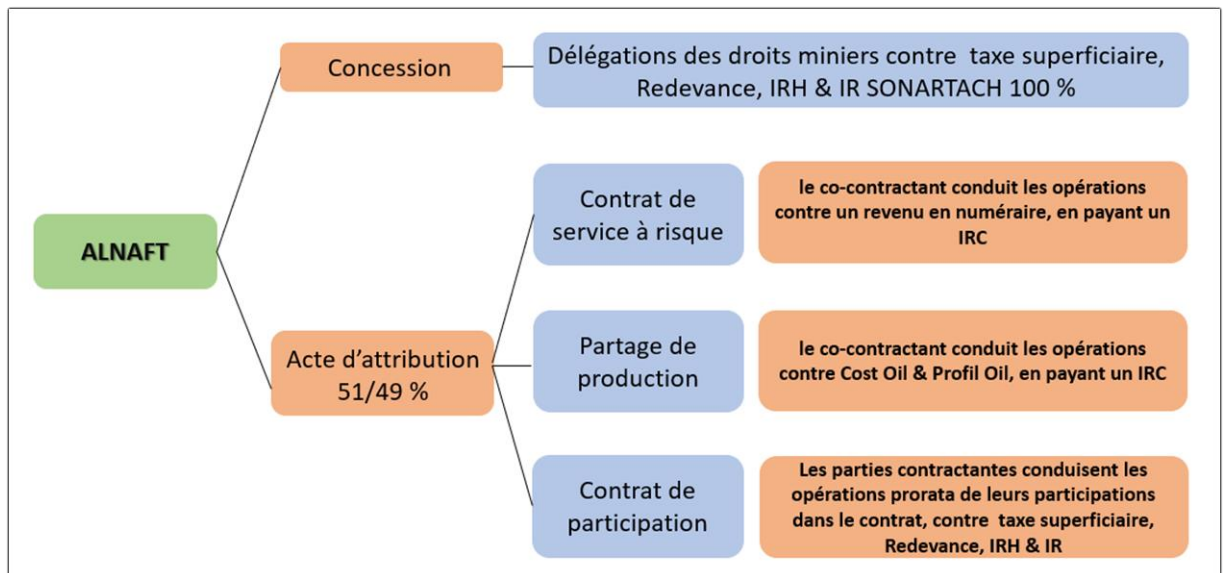


Figure 2.1 : Formes possibles des contrats.

Source : <https://www.aps.dz/economie/86807-nouvelle-loi-sur-les-hydrocarbures-trois-types-de-contrats-petroliers-retenus>

### 5. L'autorisation de prospection

L'autorisation de prospection confère au prospecteur un droit non exclusif d'exécuter des travaux de prospection. Les travaux de prospection permettent la détection d'hydrocarbures, notamment par l'utilisation de méthodes géologiques et géophysiques, y compris la réalisation de forages stratigraphiques. Un forage stratigraphique est un forage de puits ayant pour finalité la reconnaissance géologique des couches sédimentaires ou autres traversées par ce forage en vue de déterminer les caractéristiques liées au potentiel en hydrocarbures du périmètre concerné, notamment en matière de roche-mère, réservoir, extensions verticales des couches, et nature des fluides. L'Autorisation de prospection<sup>47</sup> est d'une durée de deux (02) années renouvelables une fois (2+2). SONATRACH, peut demander l'octroi d'un contrat de recherche et ou exploitation des hydrocarbures sur tout ou partie du périmètre ayant fait

<sup>46</sup> Article (86) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## ***Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie***

l'objet d'autorisation de prospection dans un délai n'excédant pas une (1) année. Les dépenses de prospection récupérées et préalablement approuvées par ALNAFT, seront considérées comme investissement de recherche rattaché à la première année d'entrée en vigueur du contrat <sup>47</sup>.

### **6. La durée des contrats d'hydrocarbures**

La concession ou le contrat de recherche et exploitation est conclu pour une durée de trente (30) ans <sup>48</sup>, à compter de sa date d'entrée en vigueur. Cette durée comprend :

- Une période de recherche, fixée dans le contrat d'hydrocarbures, qui ne peut excéder sept (7) ans à compter de sa date d'entrée en vigueur, sauf prorogation accordée de deux (2) ans. La période de recherche est composée d'une ou de plusieurs phases. La durée et le programme de travaux minimum de chaque phase ainsi que les conditions de passage d'une phase à une autre est définis dans le contrat d'hydrocarbures.
- Une extension exceptionnelle de six (06) mois peut être accordé à fin d'achever les travaux de forage d'un puits en cours. En cas de découvertes, cette période peut être prorogée de deux (02) ans diminués de la durée d'extension exceptionnelle effectivement utilisée.
- Une période de rétention d'une durée maximal de cinq (05) ans de la surface couvrant un gisement pour lequel une déclaration de gisements commercial ne peut être présentée en raison de manque d'infrastructures de transport ou absence de marché pour la production peut être accordé.
- Une période d'exploitation, qui débute à la date de notification par ALNAFT, de l'approbation du plan de développement du périmètre d'exploitation et prend fin à l'échéance du contrat d'hydrocarbures. Le plan de développement d'un gisement déclaré commercialement exploitable est présenté, pour approbation. Il doit permettre l'optimisation de la production pendant toute la durée de vie du gisement. Dans un délai de soixante (60) jours, à compter de sa soumission, il doit faire l'objet d'approbation par ALNAFT.

La durée du contrat d'hydrocarbures peut être prorogée pour une période ne pouvant excéder dix (10) ans, selon les conditions et les modalités fixées dans le contrat.

---

<sup>47</sup> Article (47) de la loi sur les hydrocarbures 19-13.

<sup>48</sup> Article (56) de la nouvelle loi sur les hydrocarbures 19-13

## Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie

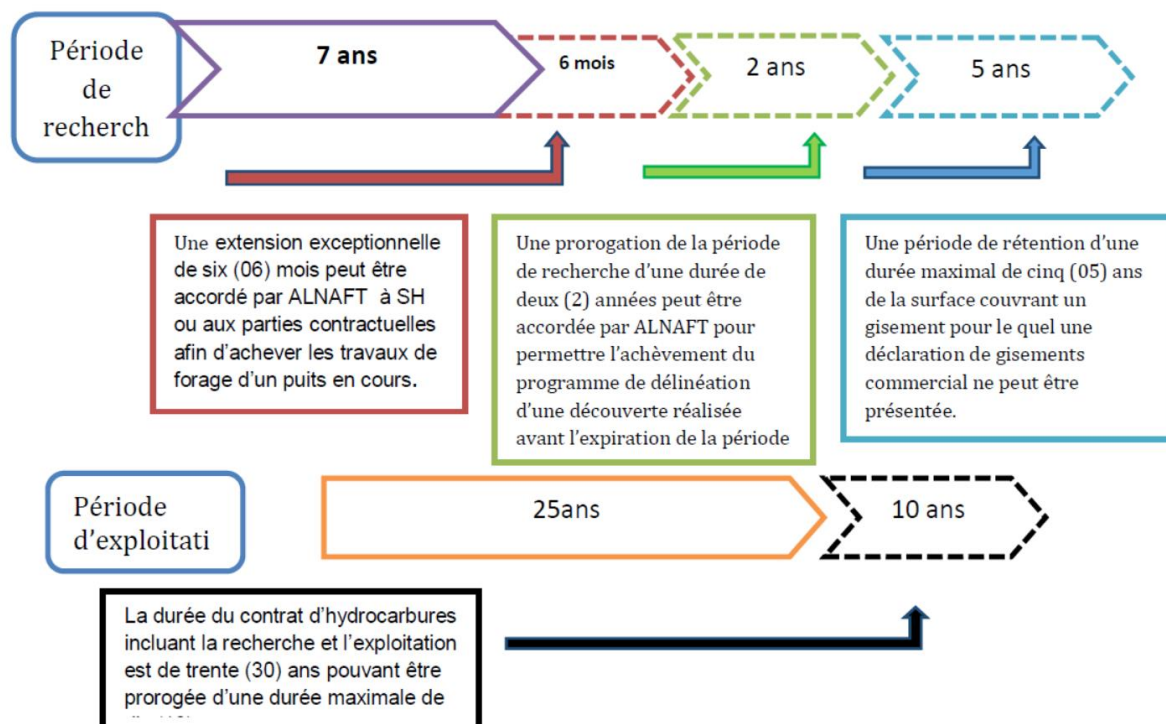


Figure 2.2 : Schéma global d'un contrat de recherche et d'exploitation.

Source : Réalisé par nous-même à partir de la loi N° 19-13.

### Section 3 : Les dispositions et les avantages fiscales de la nouvelle loi 19-13

La nouvelle loi sur les hydrocarbures a introduit un ensemble de nouvelles mesures fiscales qui mettent l'accent sur la stimulation du secteur pétrolier et gazier et la réduction de la pression fiscale que subissent les entreprises exerçant dans ce secteur. Cette baisse significative de la charge fiscale provient de la réduction des trois principales taxes du régime fiscal algérien sur les hydrocarbures, à savoir la redevance sur les quantités produites, l'impôt sur les revenus pétroliers (IRH) et l'impôt sur le résultat (IR).

#### 1. Les dispositions fiscales de la loi présente

##### 1.1. La taxe superficiare

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

La taxe superficiare est payée par :

## *Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

- 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 <sup>49</sup>.

La taxe superficielle s'applique :

- Au périmètre couvert par la période de recherche ;
- À la surface objet d'une rétention ;
- Au périmètre d'exploitation <sup>50</sup>.

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

Le paiement est effectué auprès de l'administration fiscale, par tout instrument de paiement autorisé <sup>51</sup>.

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

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

Superficie = En (Km<sup>2</sup>)

Montant = En (DA / Km<sup>2</sup>)

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

**Tableau 2.8 :** Les montants de la taxe superficielle (loi n°19-13 du 11/12/2019).

Période	Période de recherche		Période d'extension exceptionnelle / Période de prorogation / Période de rétention	Période d'exploitation
	De la 1ère année à la 4 <sup>ème</sup> année incluse	De la 5 <sup>ème</sup> année à la 7 <sup>ème</sup> année incluse		
Montant unitaire (DA/Km <sup>2</sup> )	7.000	14.000	40.000	30.000

*Source :* Article (166) sur la loi des hydrocarbures 19-13.

<sup>49</sup> Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>50</sup> Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>51</sup> Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## ***Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie***

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

### **1.2. La redevance :**

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

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

- Consommées pour les besoins de production (limitées à des seuils techniquement admissibles) ;
- Perdues avant le point de mesure (limitées à des seuils techniquement admissibles) ;
- Réinjectées dans les gisements (Si les gisements aient fait l'objet du plan de développement approuvé) <sup>52</sup>.

Les quantités d'hydrocarbures afférentes à chaque périmètre d'exploitation seront réparties sur une base équitable si la production d'hydrocarbures du périmètre d'exploitation est traitée dans les installations d'un périmètre d'exploitation couvert par une autre concession amont ou un autre contrat d'hydrocarbures <sup>53</sup>.

Les quantités excédant les seuils admissibles doivent être justifiées auprès d'ALNAFT <sup>54</sup>.

La redevance hydrocarbures est payée par :

- L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque ;
- Les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation <sup>55</sup>.

Le taux de la redevance hydrocarbures applicable à la valeur de la production est de dix pour cent (10%) <sup>56</sup>:

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

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

---

<sup>52</sup> Articles (167) (170) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>53</sup> Article (169) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>54</sup> Article (170) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>55</sup> Article (171) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>56</sup> Article (172) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## ***Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie***

La redevance hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et celui de l'impôt sur le résultat <sup>57</sup>.

### **1.3. L'impôt sur le revenu des hydrocarbures « IRH »**

Le revenu des hydrocarbures obtenu au titre de la production des hydrocarbures issue du périmètre d'exploitation couvert par une concession amont ou un contrat d'hydrocarbures est soumis annuellement à l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H) <sup>58</sup>.

$$**I.R.H = Revenu Pétrolier \times Taux d'I.R.H**$$

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

- L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque ;
- Les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation <sup>59</sup>.

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

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

Les déductions annuelles suivantes :

- La redevance hydrocarbures ;
- Les tranches annuelles des investissements de développement exclusivement imputés au périmètre d'exploitation ;
- Les tranches annuelles des investissements de recherche réalisés sur le périmètre ;
- Les coûts opératoires annuels liés à la production d'hydrocarbures, y compris les coûts d'abandon et de remise en état des sites réalisés en cours d'exploitation ;
- Les provisions constituées pour faire face aux coûts d'abandon et de remise en état des sites ;
- Le coût d'achat du gaz pour les besoins de la production et de la récupération ;

---

<sup>57</sup> Article (175) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>58</sup> Article (177) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>59</sup> Article (178) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## *Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

- La rémunération brute du co-contractant étranger, visée à l'article (193), dans le cas d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque ;
- La base négative de (s) l'exercice(s) précédent(s) <sup>60</sup>.

Le taux dépend de la rentabilité du projet, qui est limitée entre 10% et 50% selon un ratio (R) :

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

Tel que :

La somme des Revenus : du début de période d'exploitation à l'année (N-1).

La somme des Dépenses : de la date d'entrée en vigueur à l'année (N-1) <sup>61</sup>.

**Tableau 2.9** : Les taux d'impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH).

Impôt sur le résultat des hydrocarbures	Hydrocarbures	
	$R \leq 1$	10%
	$1 < R < 3$	$(20\% * R) - 10\%$
	$R \geq 3$	50%

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

Pour les concessions amont couvrant un gisement d'hydrocarbures en production, le taux est de 50% pour l'exercice d'entrée en vigueur, alors que les tranches annuelles d'investissement sont calculées en appliquant un taux annuel de 25% pour une période déductible de quatre (4) ans. Il est à noter que l'impôt sur le revenu prévenant des hydrocarbures est payé en douze (12) mensualités provisoires.

La taxe sur les revenus pétroliers (TRP) a été remplacée par l'impôt sur les revenus des hydrocarbures (IRH), en apportant des modifications dans le mode de calcul de base de cet impôt.

Selon les dispositions de la nouvelle loi n°19-13 du 11/12/2019, les tranches ne sont plus calculées progressivement. La formule de calcul de ce segment, qui est actuellement basée sur la rentabilité des investissements a été remplacée par une formule basée sur le gain du dollar investi qui, contrairement à la formule de la loi n°05-07 du 28/04/2005, ne prend pas en

<sup>60</sup> Article (179) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>61</sup> Article (180) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## ***Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie***

compte la valeur temps de l'argent. En outre, les taux applicables à cette taxe sont réduits et varient entre 10% et 50% au lieu de 20% à 70% pour la loi n°05-07 du 28/04/2005.

### **1.4. L'impôt sur le Résultat**

Le résultat de l'exercice réalisé par l'entreprise nationale ou par chaque personne partie à un contrat de participation<sup>62</sup>.

Cet impôt s'applique à un taux fixe de 30%<sup>63</sup>. L'impôt sur le résultat est payable à l'administration fiscale dans le même délai que la déclaration annuelle de revenu<sup>64</sup>.

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

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

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

### **1.5. L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger**

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

Dans le cas où la rémunération brute du co-contractant étranger est déterminée en nature, la valorisation des quantités concernées est effectuée par application des prix définis conformément au contrat d'hydrocarbures<sup>65</sup>.

Le taux de l'impôt sur la rémunération du cocontractant étranger est fixé à trente pour cent (30%) de la rémunération brute<sup>66</sup>.

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

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

---

<sup>62</sup> Article (188) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>63</sup> Article (192) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>64</sup> Article (191) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>65</sup> Article (193) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>66</sup> Article (194) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.



## *Chapitre 2 : le cadre réglementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

La rémunération brute du co-contractant étranger est déductible pour le calcul de l'impôt sur le résultat de l'entreprise nationale <sup>67</sup>.

### **2. Les taxes spécifiques :**

#### **2.1. La taxe sur le torchage du gaz**

Les opérations de torchage sont soumises au paiement d'une taxe spécifique, non déductible, de douze mille dinars (12.000 DA) par millier de normaux mètres cubes (NM3) de gaz torché <sup>68</sup>.

Le montant de la taxe est calculé sur la base des quantités torchées pendant une année civile donnée et du tarif indexé notifié par ALNAFT pour l'activité amont et par ARH pour les activités aval <sup>69</sup>.

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

- L'entreprise nationale dans le cadre de la concession amont ;
- Les parties contractantes dans le cadre du contrat d'hydrocarbures ;
- L'opérateur aval pour les activités aval ;
- Le concessionnaire pour l'activité de transport par canalisation <sup>70</sup>.

Les quantités torchées sans autorisation sont soumises au paiement de la taxe avec application d'une majoration de 50% <sup>71</sup>.

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

- Pendant l'exécution des activités de recherche, lors des opérations de 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 périodes n'excédant pas les seuils fixés par ALNAFT et ARH ;
- Pour les zones dans lesquelles les infrastructures permettant la récupération ou l'évacuation du gaz sont inexistantes ou limitées ;
- Les installations qui font l'objet de travaux de mise <sup>72</sup>.

---

<sup>67</sup> Article (197) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>68</sup> Article (210) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>69</sup> Article (211) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>70</sup> Article (212) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>71</sup> Article (213) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>72</sup> Article (215) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## *Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

### **2.2. La redevance hydraulique applicable aux activités des hydrocarbures**

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

La redevance hydraulique est acquittée par :

- L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont ;
- Les parties contractantes dans le cas d'un contrat d'hydrocarbures <sup>73</sup>.

### **2.3. Droit de transfert**

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

Les transferts effectués par l'entreprise nationale ne sont pas soumis au droit de transfert<sup>74</sup>.

## **3. Taux réduits de la redevance hydrocarbures et de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures**

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

- Une géologie complexe ;
- Des difficultés techniques d'extraction des hydrocarbures ;
- Des coûts élevés de développement ou d'exploitation <sup>75</sup>.

Les taux réduits sont accordés par arrêté conjoint du ministre chargé des finances et du ministre chargé des hydrocarbures <sup>76</sup>.

Les taux réduits ne peuvent être inférieurs à :

- **La redevance hydrocarbures : Cinq pour cent (5%) ;**

---

<sup>73</sup> Article (216) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>74</sup> Article (205) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>75</sup> Article (202) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>76</sup> Article (204) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## *Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

- **L'impôt sur le revenu des hydrocarbures** : Vingt pour cent (20%) pour le taux maximum ( $T_{\max}$ ).

**Tableau 2.10** : 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.

### **4. Les avantages fiscaux de la loi n°19-13 du 11/12/2019**

La loi 19-13 du 11 décembre 2019 reprend l'essentiel des dispositions établies par la loi 05-07 du 28 avril 2005 modifiée par la loi du 13 janvier 2013. À part les transformations relatives à la fiscalité et à l'appel d'offre, le régime juridique et les structures qui encadrent l'activité de recherche, d'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux et leur transport par canalisation restent fondamentalement le même. Aux termes de la loi du 11 décembre 2019, l'exploitation du gaz de schistes est soumise au même régime juridique que celui des hydrocarbures habituels, moyennant quelques précisions supplémentaires et quelques allègements fiscaux. Mais comme il n'y a pas encore de contrats dans ce domaine, on ne fera pas de commentaires sur le sujet. Pour analyser la politique algérienne actuelle des hydrocarbures, on se référera à notre analyse de la loi 05-07 du 28 avril 2005 en mettant en valeur les apports de la loi 19-13 du 11 décembre 2019. On tiendra compte aussi, lorsque c'est utile, des revendications formulées par le soulèvement populaire en cours depuis le 22 février 2019.

Le législateur algérien a introduit deux décisions d'une grande importance qui permettent de caractériser les politiques qu'il compte mener en matière pétrolière. La loi 19-13 du 11 décembre 2019 ouvre en effet le domaine pétrolier à la concurrence en instituant un appel d'offre pour l'obtention de contrats de recherche et d'exploitation et introduit de nets avantages fiscaux en faveur des sociétés étrangères.

Il va sans dire que la nouvelle loi sur les hydrocarbures introduit un ensemble de nouvelles mesures fiscales qui mettent l'accent sur la stimulation du secteur pétrolier et gazier et la réduction de la pression fiscale que subissent les entreprises exerçant dans ce secteur. Cette baisse significative de la charge fiscale provient de la réduction des trois principales taxes du

## *Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux des hydrocarbures en Algérie*

régime fiscal algérien sur les hydrocarbures, à savoir la redevance sur les quantités produites, l'impôt sur les revenus pétroliers (IRH) et l'impôt sur le résultat (IR).

Dans la nouvelle loi sur les hydrocarbures, une allocation particulière des obligations fiscales se fait par type de contrat. Dans ce contexte, nous illustrerons les principales dispositions fiscales introduites par la nouvelle loi sur les hydrocarbures en fonction de chaque type de contrat <sup>77</sup>.

---

<sup>77</sup> <https://pwc-algerie.pwc.fr/fr/files/pdf/2020/01/fr-algerie-pwc-loi-hydrocarbure-2020.pdf>. Consulté le 05/02/2023 à 15 :00.

## **Conclusion**

Une nouvelle loi sur les hydrocarbures a été promulguée pour remédier au ralentissement de l'effort d'exploration, notamment en partenariat, dans un nouveau contexte marqué par une baisse structurelle des prix de pétrole. Cette loi vise à aménager le cadre institutionnel et à introduire un régime fiscal simplifié et compétitif afin d'inciter la participation des partenaires étranger. Cette flexibilité permettra des résultats économiques acceptables aussi bien pour le partenaire étranger que pour l'entreprise nationale tout en garantissant des revenus appréciables pour l'état.

La nouvelle loi se rapporte aussi à la promotion du développement économique et social à travers des dispositions spécifiques relatives au recours en priorité aux biens et services produits en Algérie

Ces nouvelles mesures ont pour objectif, entre autres, de favoriser le développement et l'exploitation sûre, durable et optimale des ressources en hydrocarbures, satisfaire les besoins en énergie du marché nationale et de promouvoir la préservation et la protection de l'environnement.

---

## **Chapitre 3 :**

*Evaluation de la rentabilité d'un projet  
d'investissement*

---

## **Introduction**

L'investissement peut être défini comme un sacrifice de ressources fait aujourd'hui, dans l'espoir d'obtenir dans le futur des résultats certes étalés dans le temps mais d'un montant total supérieur à la dépense initiale. L'investissement est une démarche dans la vie de l'entreprise qui engage durablement celle-ci. L'investissement est toujours un pari sur l'avenir. Il consiste en un engagement qui représente la dépense initiale, en vue de dégager des flux financiers dont la valeur espérée est supérieure à la dépense initiale. Un projet d'investissement est un projet qui nécessite une injection de ressources pour se concrétiser. Par conséquent, avant de procéder, il est pertinent d'évaluer sa rentabilité.

La décision d'investir dans un quelconque projet se base principalement sur l'évaluation de son intérêt économique, et par conséquent, le calcul de sa rentabilité. La rentabilité d'un projet dépend des coûts qu'il induit et des gains qu'il procure. Si la somme des gains est supérieure aux coûts de l'investissement, celui-ci est rentable.

L'objet de ce chapitre est d'illustrer les critères pertinents à utiliser pour l'évaluation qui vont contribuer à la prise de décision d'investir, tout en traitant brièvement les généralités sur l'investissement et un projet d'investissement, pour enfin le conclure par les critères d'évaluation de la rentabilité, qui sont représentés selon deux approches, qu'on élaborera dans ce chapitre.

## **Section 1 : Notions sur l'investissement**

Tout investissement constitue un ensemble d'opération ou d'activité qui sont l'utilisation des ressources et des moyens disponible, dans le but d'obtenir des bénéfices dans le court, moyen ou long terme.

### **1. Définition d'investissements**

L'investissement est l'opération réalisée par un agent économique consistant à obtenir des biens de production (Machines, bâtiments, équipements, etc...). L'investissement représente alors l'accroissement de son capital technique.

Dans une entreprise, c'est une dépense destinée à maintenir ou à accroître son potentiel productif. Il ne faut pas donc confondre un investissement et une consommation intermédiaire. L'investissement correspond à l'achat de biens qui vont servir plusieurs fois au cours du processus de production alors que la consommation intermédiaire (matières premières, produit semi-fini etc. ...) est immédiatement détruite ou transformée dans ce processus <sup>78</sup>.

Dans une économie, les entreprises ne sont pas les seules à investir. L'Etat investit en réalisant des équipements collectifs (*infrastructures, écoles, etc.*) tandis que les investissements des ménages correspondent aux achats de logement (*les achats de biens durables comme des consommations*) et aux achats de biens d'équipements par les entrepreneurs individuels.

La notion économique d'investissement est différente, enfin, du sens courant d'investissement qui correspond à un placement financier (*investir en bourse*).

#### **1.1. Autres définitions**

##### **1.1.1. Définition financière**

L'investissement représente tout sacrifice de ressources fait aujourd'hui dans l'espoir d'obtenir dans le futur, des résultats étalés dans le temps mais d'un montant total supérieur à la dépense initiale <sup>79</sup>, donc c'est une opération par laquelle une entreprise achète des moyens de production en vue de son exploitation pour en tirer son revenu futur.

L'investissement représente pour l'entreprise une dépense importante qui nécessite souvent des financements extérieurs.

---

<sup>78</sup> Jean-Yves Capul, OLIVIER Garnier « *Dico SES l'essentiel de l'économie et des sciences sociales* ». Edition Hatier 2020. Page 118.

<sup>79</sup> BELAMARA mémoire fin d'étude « Cadrage et évaluation de projet » page 29. IFG SONATRACH.



### **1.1.2. Définition comptable**

En comptabilité, l'investissement correspond à l'acquisition ou à la création d'un bien durable destiné à demeurer au moins un an sous la même forme <sup>80</sup>.

## **2. Typologie de l'investissement**

La définition d'une typologie des investissements n'est pas aisée, la problématique de l'investissement étant différente selon le secteur, les tailles, la structure et la stratégie de l'entreprise. Il est intéressant de les classer par grandes catégories <sup>81</sup> :

### **2.1. Selon la nature**

Le premier critère de classement s'inspire de la comptabilité et se base sur la nature des actifs investis <sup>82</sup>.

#### **2.1.1. Les investissements corporels**

Ils correspondent à l'achat ou à la construction de biens d'équipement physiques, industriels ou commerciaux, ils permettent de renouveler le matériel vétuste ou obsolète ou aussi d'accroître le potentiel d'activité de l'entreprise que ce soit dans les secteurs où elle opère traditionnellement ou dans de nouveaux secteurs.

#### **2.1.2. Les investissements incorporels ou immatériels**

Ils correspondent à l'acquisition de connaissances et d'actifs incorporels (intellectuels) : achat de brevet et licences ; réalisation des travaux de recherches scientifiques, action de formation du personnel ... Etc.

---

<sup>80</sup><https://www.google.com/search?client=opera&q=d%C3%A9finition+comptable+de+l%27investissement&sourceid=opera&ie=UTF-8&oe=UTF-8> Consulté le 06/06/2023 à 22 :19.

<sup>81</sup> Mémoire « *Etude de rentabilité d'un projet d'investissement en partenariat étranger* » I.F.G Syndicat national SONATRACH.

<sup>82</sup> JEAN-YVES Capul, Disco SES, Edition Hatier, page 256.

## **2.2. Selon leurs objets**

Le second critère de classement s'appuie sur la stratégie de la firme.

### **2.2.1. Investissements directement productifs**

- **Investissements de remplacement (renouvellement) :** Ils ont pour objet le maintien d'un potentiel de production et de distribution. Il contribue à la continuité de l'activité de l'entreprise en assurant un renouvellement à l'identique de la capacité de production ;
- **Investissements de capacité (expansion) :** Ils contribuent à la croissance de l'entreprise lorsque celle-ci désire accroître ses parts de marchés ;
- **Investissements de productivité (modernisation) :** Ils permettent de faire des économies dans le processus de production visant à réduire les coûts ou à améliorer les produits existants ;
- **Investissements de diversification (innovation) :** Ils correspondent au développement d'activités nouvelles en liaison avec le lancement de nouveaux produits et la création de nouveaux marchés ;
- **Investissements stratégiques :** Destinés à créer les conditions les plus favorables pour assurer l'avenir de l'entreprise. Ils ont comme but la réduction des risques résultants du progrès technique et de la concurrence.

### **2.2.2. Investissements obligatoires**

Imposés par une réglementation d'ordre public. Ils peuvent concerner l'hygiène, la sécurité, et la lutte anti-pollution.

## **2.3. Selon le critère de risque**

Cette classification permet d'attirer l'attention sur les différents niveaux de risques pouvant caractériser tel ou tel type d'investissement. Les investissements de remplacement et ceux de modernisation comprennent peu de risque. En effet, pour les premiers, les caractéristiques et les effets sont connus et auront pour but de maintenir l'entreprise dans son état actuel.

Les seconds dont l'effet est un progrès de productivité, serviront à produire plus avec un montant de consommation donné ou on consomme moins pour un volume de production donné.

Les investissements de capacité et ceux d'innovation sont les plus risqués ; car ils sont destinés à modifier l'état actuel de l'entreprise, ces investissements font passer l'entreprise du connu à l'inconnu, d'un présent sécurisant un futur incertain <sup>83</sup>.

### **3. Les caractéristiques de l'investissement**

L'investissement présente quatre (04) caractéristiques fondamentales :

- Il immobilise des ressources pour une longue période de façon quasi-irréversible ;
- Il accroît la productivité de l'entreprise mais aussi l'alourdit, plus l'investissement pour une même production est élevé, moins il y a possibilité d'adaptation rapide en cas de changement de la conjoncture (problème de flexibilité) ;
- Il implique un arbitrage entre le présent et le futur : l'investissement est une dépense immédiate qui ramène des revenus étalés dans le temps, parfois sur de nombreuses années. Il faut renoncer à la satisfaction plus grande dans le futur ;
- Il comporte toujours une part de risque ; en effet, personne ne connaît l'avenir. Malgré la qualité des études et des prévisions, il n'est pas possible d'être assuré du revenu d'un investissement. Suivant les conditions réelles rencontrées, le résultat pourra être complètement différent de ce qui avait été prévu.

## **Section 2 : Le projet d'investissement**

Un projet correspond le plus souvent à la réalisation d'un ou de plusieurs nouveaux investissements. De ce fait, l'étude d'investissement doit démarrer par un cadre purement théorique afin de l'éclaircir. Il est important, pour un meilleur encadrement, de présenter les contours de concept général du projet d'investissement. Dans cette section, nous analysons le concept du projet d'investissement.

### **1. Définition d'un projet d'investissement**

Un projet d'investissement est un projet à long terme et à forte intensité de capital, dont l'objectif est de développer, d'ajouter ou d'améliorer un bien d'équipement. Les projets

---

<sup>83</sup> K, Sarni et H, Belmouhoub. « *Evaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement pétrolier exploration/production* ». Mémoire de master, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2020. Page 08.

d'investissement se définissent par leur grande échelle et leur coût élevé par rapport à d'autres investissements qui nécessitent moins de planification et de ressources <sup>84</sup>.

Le secteur Exploration –production obéit à des contraintes économiques particulières comme :

- La nécessité permanente des capitaux sans que l'on soit assuré pour autant de profit quelconque, en raison de caractère purement aléatoire de toutes découvertes d'hydrocarbures ce qui entraîne donc un risque important ;
- En exploitation, bien que le risque qui lui est attachée soit moindre, elle nécessite toujours des investissements plus importants que ceux consacrés à l'Exploration ;
- Dans ces conditions, réaliser un projet en Exploration-Production nécessite la disponibilité d'un ensemble de capitaux, de techniques et de connaissances ;
- La source des capitaux est souvent des entreprises industrielles spécialisées dans le domaine ou des organismes financiers internationaux.

## 2. Caractéristiques d'un projet d'investissement

- **Les dépenses d'investissement** : elles sont relatives à la mise en place de l'outil de production et sont généralement concentrées dans le temps (achat de terrain, réalisation des constructions, achat d'équipements, etc.) ;
- **Les dépenses d'exploitation** : elles sont relatives aux dépenses de fonctionnement de l'entreprise et donc récurrentes (*achat de matières premières, paiement de services extérieurs, paiement du personnel, etc.*) ;
- **Le facteur temps** : compte tenu de l'immobilisation plus ou moins longue des fonds investis, le facteur temps reste déterminant dans l'évaluation de la rentabilité d'un projet, la valeur de la monnaie du pays où est réalisé le projet aujourd'hui pouvant différer d'une année sur l'autre <sup>85</sup>;
- **Le facteur risque** : la notion de risque est inhérente à tout projet d'investissement productif car le gain attendu, à savoir le surplus des rentrées sur les sorties de trésorerie est tout simplement espéré et n'est pas certain. En effet, toute projection dans le temps est soumise à l'incertitude ;
- **La notion de rentabilité** : un investissement est considéré comme rentable dans les mesures où il rapporte plus d'argent qu'il n'en a coûté. Donc si on accepte d'échanger

---

<sup>84</sup> <https://www.investisorscier.com/> consulté le 13/05/2023 à 13 :34

<sup>85</sup> <https://xn--apprendreconomie-jqb.com/> consulté le 14/05/2023 à 17 :40.

une somme présente contre une série de revenus futurs, c'est qu'on espère que ceux-ci seront au total supérieur à la mise du fonds initial <sup>86</sup>.

### **3. Les étapes de la préparation d'un projet**

Les étapes sont en principe au nombre de quatre : l'identification, la faisabilité, l'évaluation, et l'avant-projet d'exécution <sup>87</sup>.

#### **3.1. L'étude d'indentification**

Elle correspond à la première maturation de l'idée de projet qui fait l'analyse des besoins ou de marché, le diagnostic d'une situation qui pose le ou les problèmes dominants ainsi que le ou les facteurs limitants. A la lumière des innovations possibles, elle dégage les premières esquisses de solution, l'un de ses objectifs est enfin de susciter le financement de l'étude de faisabilité dont elle définit le contenu.

#### **3.2. L'étude de faisabilité**

Elle vise à prouver que les choix techniques et économiques sont viables et qu'ils sont les meilleurs (optimisation). Dans le cas contraire, l'étude doit proposer des solutions mieux adaptées ou bien recommander l'abandon du projet. Les paramètres sommairement estimés lors de l'identification doivent être justifiés. Elle approfondit par conséquent les données de l'étude précédente et justifie techniquement et économiquement la solution proposée après discussion des autres solutions possibles, c'est le stade du choix et de sa justification.

#### **3.3. L'étude d'évaluation**

Elle est effectuée par l'organisme chargé du financement du projet, elle vérifié l'étude de faisabilité afin de préparer la prise de décision :

- Les objectifs du projet sont-ils oui ou non compatibles avec ceux du secteur économique considéré ?
- S'inscrivent-ils dans la stratégie nationale de développement ?
- Les choix techniques et économiques sont-ils meilleurs ?

---

<sup>86</sup> Denis BABUSIAUX. « *Décision d'investissement et calcul économique de l'entreprise* », édition Technic.1990. Page 256.

<sup>87</sup> Ibid.

- En conclusion : faut-il abandonner le projet ?
  - Retarder le projet ?
  - Financer le projet sous forme actuelle ou bien rajouter une variante ?
  - D'où l'importance des décisions d'investissement qui peuvent exister pour au moins quatre (04) raisons :
    - A long terme, les décisions constituent le moteur unique de croissance et de survie ;
    - Il aborde des ressources importantes ;
    - Il s'agit souvent d'un engagement à moyen et long terme irréversible ;
    - Il conditionne enfin, l'image de marque de l'entreprise en raison de l'influence de l'environnement économique et financier.

### **3.4. L'étude de l'avant-projet d'exécution**

Préparer enfin la réalisation : spécification détaillée des moyens de toute nature à mettre en œuvre, évaluation plus précise de leur coût (*d'autant que les délais entre l'étude de faisabilité et le projet d'exécution peuvent avoir entraîné des hausses de prix significatives prévues ou imprévues*).

## **4. Le financement des investissements**

Pour une entreprise qui a besoin de financer ses investissements, plusieurs possibilités sont ouvertes. Elle peut, tout d'abord, faire appel à sa propre épargne (*autofinancement constitué des amortissements et des bénéfices non distribués mis en réserve*). Elle peut également trouver des capitaux auprès de l'entreprise ou des actionnaires (*émission d'actions en bourse*) et augmenter ainsi son capital. Elle peut aussi recourir à des emprunts à moyen et long terme. Le crédit-bail constitue une autre possibilité : il s'agit d'un système de location avec une option d'achat à terme. Cette formule permet à l'entreprise de disposer de moyens de production sans immobiliser de capitaux <sup>88</sup>.

---

<sup>88</sup> Jean-Yves Capul, Disco SES, Edition Hatier, 2020. Page 259.

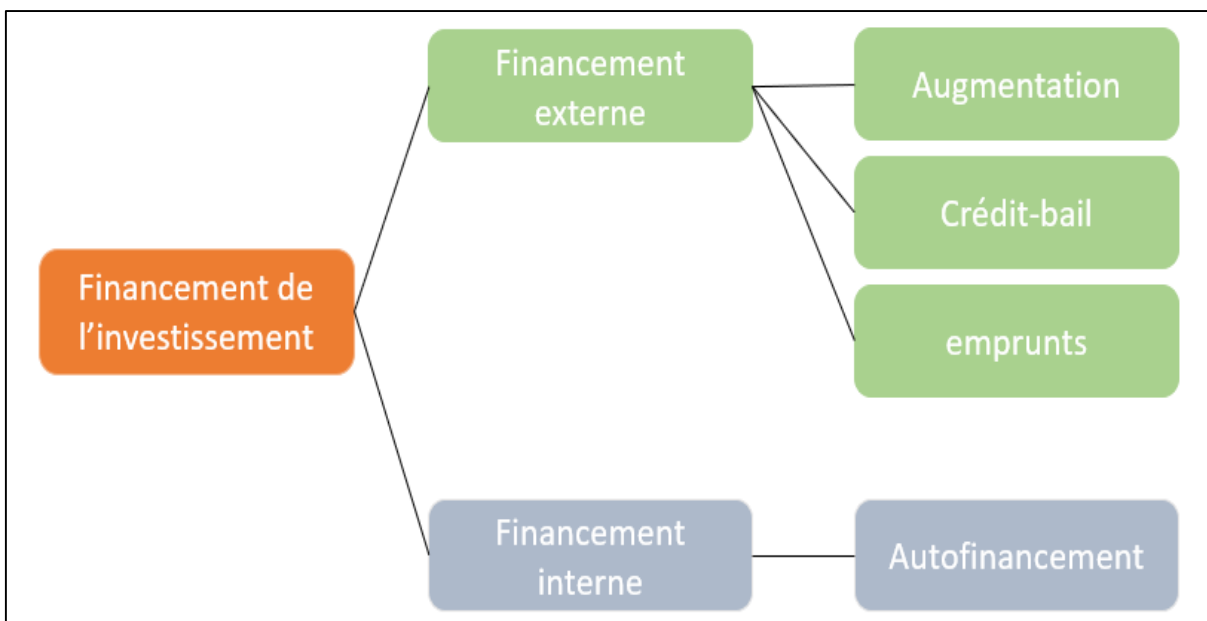


Figure 3.1 : Modes de financement des investissements.

*Source : Jean-Yves Capul, Disco SES, Edition Hatier, page 259.*

#### 4.1. Financement interne (*l'autofinancement*)

Il correspond à l'utilisation des profits non distribués (*aux actionnaires*) mis en réserve par l'entreprise dans ce but. C'est ce qu'on appelle l'autofinancement. Ces profits qui sont réinvestis minimisent le coût de l'investissement puisqu'il n'y a pas d'intérêt à payer sur ces sommes-là. La capacité d'autofinancement d'une entreprise permet de mesurer sa capacité à autofinancer ses investissements.

L'évolution de l'autofinancement repose sur les prévisions d'exploitation, donc son volume dépendra partiellement de la rentabilité du programme d'investissement envisagé. L'autofinancement demeure une ressource potentielle <sup>89</sup>.

#### 4.2. Le financement externe direct

Quand les profits non distribués ne suffisent pas, ce qui est souvent le cas, l'entreprise doit chercher à l'extérieur des sources de financement. Une première solution est de recourir aux marchés financiers, ou éventuellement monétaire : l'entreprise va trouver directement ces fournisseurs de capitaux soit en leur empruntant (*émission d'obligation*) soit en leur vendant des parts de la société (*émission d'action*). Si l'entreprise émet des obligations, elle s'endette et

<sup>89</sup>Boughaba, A. « *Analyse et Evaluation des projet* ». Edition Berti. 2010. Page 155.

devra rembourser en payant en supplément l'intérêt, fixé selon les conditions du marché au moment de l'émission des obligations.

Si l'entreprise émet des actions nouvelles, elle n'aura rien à rembourser (*l'action n'est pas un titre d'emprunt, mais un titre de propriété*), ce qui est intéressant, mais elle dilue le capital de la société, risque d'en perdre le contrôle (*puisque'il y aura plus d'actionnaires*) et devra obtenir une rentabilité suffisante pour satisfaire les actionnaires.

#### **4.3. Le financement externe indirect ou intermédiaire**

Dans ce cas, l'entreprise empruntera aux banques qui elles se chargeront de trouver les fonds. L'intermédiaire se faisant évidemment payer, ce système est plus coûteux que le financement direct. Mais il a l'avantage d'être bien plus accessible, en particulier pour les entreprises, et c'est le plus grand nombre, non cotées en bourse.

L'opération de financement n'est pas en elle-même une création de richesse comme l'investissement. Par contre, elle influe sur la répartition de richesses générées par l'investissement, mais ceci ne veut pas dire que les conditions de financement n'influent pas sur le niveau des investissements.

### **Section 3 : Evaluation économique d'un projet pétrolier**

#### **1. La prise de décision dans les projets E-P pétrolière**

L'Exploration et la Production pétrolière sont des activités capitalistiques et risquées. Elles requièrent des points de décision critique tout au long de la chaîne de valeur.

L'aspect critique de ces décisions oblige les entreprises à être prudentes et à faire des études de rentabilité pertinentes et basées sur des données fiables.

Le schéma suivant présente les points de décision critique pour la chaîne E-P :



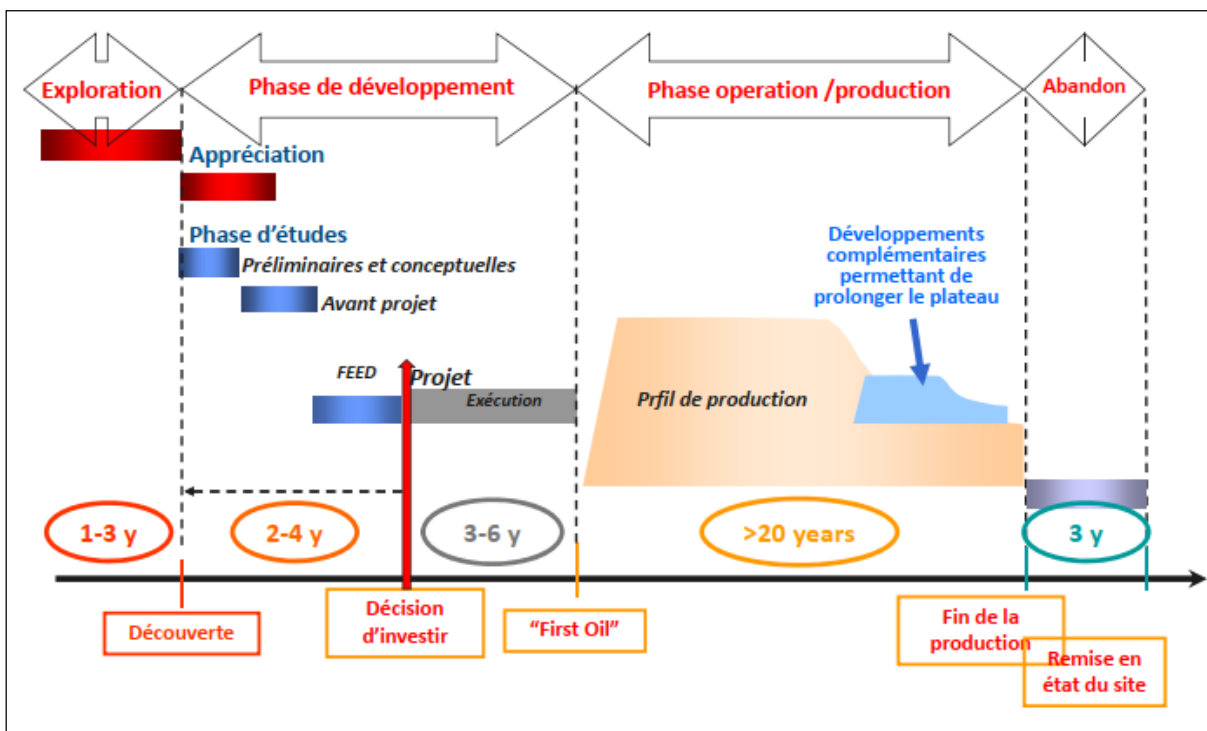


Figure 3.2 : Points de décision critiques le long de la chaîne EP.

*Source :* données fournies par le DEES de Sonatrach.

En effet ; sur l'ensemble des maillons de la chaîne pétrolière, l'entreprise est confrontée à des situations décisives qui engage la vie de cette dernière :

- Après la phase exploration qui engage d'importantes ressources financières pour la découverte des hydrocarbures, il faut prendre la décision de produire ou non, tenant compte des conditions techniques et économiques du moment ;
- La production du gisement entraîne le déclin de son profil de production avec le temps ; et l'entreprise peut être amenée à assister le gisement pour augmenter la production et prolonger son plateau ; cela constitue une autre décision importante qui nécessite une étude pertinente ;
- Le déclin de la production peut être très important et l'entreprise peut passer à des méthodes de récupération secondaires, là encore il faut prendre une décision basée sur des études de rentabilité.

On peut donc comprendre l'enjeu que constitue l'investissement dans l'Exploration et la Production pétrolière, et l'importance des études de rentabilité.

## **2. La Construction d'un Échéancier de Flux de Trésorerie**

La production d'un investissement est répartie sur une longue période. Considérant l'année comme période élémentaire de cette dernière (unité de temps), il faut donc prévoir le coût, la consommation de biens ou de services nécessaire pour réaliser un projet d'investissement donné, ainsi que la production future de l'équipement correspondant.

### **2.1. Estimation des Coûts d'Investissement et des Charges d'Exploitation**

La mise en œuvre d'un projet industriel nécessite l'affectation de ressources pour sa réalisation qui se répartissent en deux grandes catégories : Les ressources nécessaires pour la mise en place d'un projet constituent l'investissement. Les ressources nécessaires pour l'exploitation des projets constituent le coût d'exploitation. L'importance de ces deux catégories est très variable selon la nature du projet.

#### **2.1.1. Estimation des Coûts d'Investissement**

On distingue plusieurs méthodes d'estimations des coûts d'investissement à savoir :

- **Méthode Analytique** : consiste à analyser et à estimer poste par poste les différentes composantes du coût d'investissement, elle demande donc un travail long et délicat s'appuyant sur la consultation de fournisseurs éventuels. La méthode analytique permet habituellement une estimation plus précise, mais présente le risque d'oublier certains postes de dépenses.
- **Méthode Globale** : consiste à utiliser des informations concernant des équipements déjà mis en place et semblable à celui qui fait l'objet de l'étude.

Ces équipements peuvent présenter des caractéristiques différentes : date de réalisation, localisation, capacité de production. Le coût doit être corrigé par rapport à chacune d'elles.

#### **2.1.2. Estimation des Charges d'Exploitation**

Pour estimer les dépenses d'exploitation, il est évidemment nécessaire de pouvoir prévoir quelles seront les conditions d'utilisation de l'équipement, en particulier les quantités qui seront produites au cours de la période d'exploitation. Ceci permettra de calculer les différentes consommations de biens et de services nécessaires à l'exploitation. Pour la plupart des projets

d'investissement, les frais d'exploitation ne sont généralement pas constants dans le temps (période de démarrage et usures des équipements).

## **2.2. Estimation des Recettes**

Lorsque la production assurée par l'investissement fait effectivement l'objet d'une commercialisation, les prévisions de recettes seront données par les études de marché.

### **2.2.1. Estimation de Volume de Production**

Les volumes de production ne sont pas généralement constants sur la durée de vie d'un équipement. Ils varient selon trois phases :

- Monter en cadence de la production pour atteindre la capacité installée ;
- Marche normale ;
- Usure (perte de productivité).

On peut en effet être amené à tenir compte d'une croissance du marché ou d'une pénétration (éventuellement) progressive de ce marché.

### **2.2.2. Estimation des Prix de Vente :**

Les estimations des prix de vente sont souvent soumises à des incertitudes beaucoup plus grandes que celles qui concernent les volumes de productions, il faut tenir compte de la capacité de production de la concurrence (caractéristiques de l'offre peut entraîner une baisse des prix) et des progrès de productivité.

## **2.3. Amortissement Comptable**

L'amortissement pour dépréciation est la constatation comptable d'un amoindrissement de la valeur d'un élément d'actif, résultant de l'usage, du temps, de changements de technique et de toute autre cause dont les effets sont jugés irréversibles. Un bien est amorti sur une durée de vie probable. A la fin de cette durée la valeur nette comptable du bien est égale à zéro. On distingue plusieurs modes d'amortissement :

**2.3.1. Amortissement Constant**

Il s'agit d'un amortissement égal sur toute la durée de vie du bien. C'est la méthode la plus répandue, la plus facile à appliquer, la plus communément admise par le fisc.

Le taux d'amortissement linéaire est donné par la formule suivante :

$$T_a = [(V_0 + R + L - V_f) / (T \times V_0)] \times 100$$

Tel que :

$T_a$  : Taux d'amortissement

$V_0$  : Valeur initiale

$R$  : Frais de réparation

$L$  : Frais de liquidation

$V_f$  : Valeur finale

$T$  : La durée (période d'utilisation du matériel)

Dans le cas où :  $V_f = R = L = 0$  ;  $T_a = 100/T$  ;  $A = V_0 \times T_a$

**2.3.2. Amortissement Dégressif**

Pour le calcul de ce type d'amortissement on utilise deux méthodes : la méthode Exponentielle et la méthode de Softy.

- **Méthode Exponentielle** : on utilise un taux constant à une valeur dégressive (valeur résiduelle). Le taux constant pour l'amortissement dégressif est égal au taux d'amortissement linéaire multiplier par le coefficient applicable ce dernier dépend de la durée d'utilisation.

$$T_{ad} = T_a \times \text{Coefficient}$$

Durée d'utilisation 3 ou 4 ans	—————→	Coefficient 1,5
5 ou 6 ans	—————→	Coefficient 2
Supérieur à 6 ans	—————→	Coefficient 2,5

$$V_R = V_0 - \sum A$$

- **Méthode de Softy** : on applique le taux dégressif à une valeur constante (valeur d'origine)

$$T_{si} = (1 + T - N_i) / M$$

$T_{si}$  : taux d'amortissement de l'année  $i$

$T$  : durée d'utilisation

$N_i$  : numéro d'ordre de l'année considérée

$M$  : somme des numéros d'ordre des années considérées

$i$  : l'année considérée.

### **2.3.3. Amortissement Variable**

C'est le plus proche de la réalité, de la perte de valeur que les autres méthodes de calcul.

$$A_v = A_u \times \text{Production de l'année considérée}$$

$$A_u = V_0 / \text{Production totale pendant toute la durée de vie}$$

$A_v$  : Amortissement variable ;

$A_u$  : Amortissement unitaire ;

$V_0$  : Valeur initiale.

### **2.3.4 Amortissement Progressif**

Ce type d'amortissement n'est pas admis par le fisc. De plus, il n'est guère fiscalement intéressant pour l'entreprise.

## **2.4. Flux de Trésorerie**

Le terme de flux de trésorerie (cash flux) désigne la différence entre les recettes et les dépenses ou, de façon plus précise la différence entre les encaissements et les décaissements d'une année donnée.

La construction d'un échéancier de flux de trésorerie peut faire appel à la collecte et à l'analyse de nombreuses données, à des études de marché, etc. Les résultats que l'on obtiendra à la suite d'un calcul de rentabilité ne peuvent que refléter la valeur des hypothèses ayant servi de base au calcul. Les cash flux peuvent être assimilés à la somme de bénéfice net après impôt plus la dotation aux amortissements.

$$CF_t = B_{net} + A_t$$

Généralement, les flux de trésorerie seront négatifs la ou les premières années de la vie de l'équipement (dépenses d'investissement) et positifs ensuite (recettes d'exploitation supérieures aux dépenses d'exploitation).

### **3. Les données d'un projet pétrolier**

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

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

#### **3.1. L'investissement (CAPEX)**

##### ➤ **Les dépenses d'exploration**

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

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

##### ➤ **Les investissements de développement**

Les investissements de développement représentent :

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

#### **3.2. Les dépenses d'exploitation (OPEX)**

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

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

### **3.3. L'amortissement**

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

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

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

### **3.4. L'actualisation**

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

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

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

$$VA = \frac{CF_n}{(1+i)^n}$$

VA : valeur actuelle

CF : Cash-flow

i : le taux d'intérêt

n : nombre de période

### **3.5. L'inflation**

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

### **3.6. Le prix des hydrocarbures**

Selon la loi (N° 19-13) :

- Les prix de base utilisés pour les hydrocarbures liquides destinés à l'exportation sont des prix FOB mensuelles publiés par une publication spécialisée incontestable ou à défaut par l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT)<sup>90</sup>;
- Les prix de base utilisés pour les produits pétroliers destinés au marché national sont libres à l'exception de ceux applicables aux carburants et aux GPL ;
- Les prix de base utilisés pour les carburants et les GPL destinés au marché national sont notifiés annuellement par (ARH) ;
- Les prix du pétrole brut et du condensat sont calculés annuellement par (ARH) selon une méthodologie qui est définie par voie réglementaire ;
- Le prix de base utilisé pour les hydrocarbures gazeux destinés à l'exportation découlant du contrat de vente pour le mois (n-1) ;
- Le prix de base utilisé pour du gaz naturel à un client, dont les quantités annuelles consommées sur le territoire national pour ses propres besoins sont supérieures ou égales au seuil défini par arrêté du ministre, est librement négocié ;
- Le prix de base utilisé pour le gaz naturel aux producteurs d'électricité et aux distributeurs de gaz destinés au marché national est déterminé et notifié annuellement par (ARH)<sup>91</sup>.

## **4. Les critères d'évaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement**

La décision d'investir dans un quelconque projet se base principalement sur l'évaluation de son intérêt économique et par conséquent, du calcul de sa rentabilité. La rentabilité d'un projet dépend des coûts qu'il induit et des gains qu'il procure. Si la somme des gains est supérieure aux coûts de l'investissement, celui-ci est rentable.

L'objectif de ce point est d'illustrer les critères pertinents à utiliser lors de la prise de décision d'investir. Ces critères sont représentés selon deux approches : déterministe et probabiliste.

---

<sup>90</sup> Article (146) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

<sup>91</sup> Articles (146) (147) (148) (149) (150) (206) (207) (208) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.



#### 4.1. Approche déterministe

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

- La Valeur Actuelle Nette (V.A.N) ;
- Le Taux de Rentabilité Interne (T.R.I) ;
- Le Délai de Récupération ;
- Indice de profitabilité (I.P)

##### 4.1.1. La valeur actuelle nette (VAN)

La valeur actuelle nette est le critère de référence en matière de choix d'investissement. Elle se définit comme étant la valeur des cash-flows nets générés par un projet d'investissement, diminuée initiale. Tous les flux relatifs au projet doivent être actualisés par un taux qui constitue un cout d'opportunité du capital.

▪ **La formule de la VAN**

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

$I_0$ : Investissement initiale

$C.F_n$ : cash-flows prévisionnels de l'année n.

$n$ : durée de vie du projet.

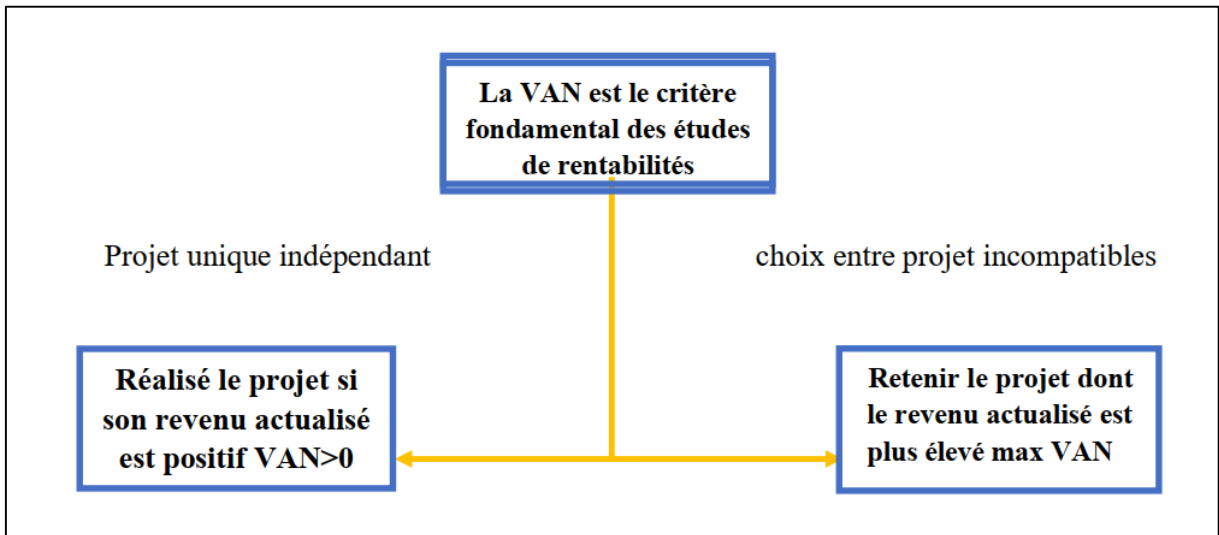
$i$  : taux d'actualisation

Cette méthode d'évaluation de la rentabilité consiste à comparer la dépense initiale notée (**I**) à la valeur actuelle de revenu attendu (**CF**) pendant la durée de vie de l'investissement.

La VAN est égale à la somme des cash-flows actualisés. Elle s'exprime par l'unité monétaire du projet. Trois cas de figures peuvent se présenter :

- **La VAN positive** : correspond à un projet dont le taux de rentabilité est supérieur à celui du marché et cela signifie que le projet est rentable, c'est-à-dire la rentabilité de l'investissement est supérieure aux couts des ressources utilisées donc l'acceptation de l'investissement du projet est recommandée. La création de la valeur de l'investissement est d'autant plus importante quand sa VAN est grande ;

- **Une VAN est nulle  $VAN = 0$**  : correspond à un projet dont le taux de rentabilité est égal à celui du marché et la rentabilité de l'investissement permet seulement de récupérer la mise initiale et le cout des ressources mises en œuvre don le projet est acceptable ;
- **Une VAN négative** : correspond à un projet dont le taux de rentabilité prévisionnel est inférieur à celui du marché et cela signifie que la rentabilité de l'investissement est inférieure aux couts des ressources mises en œuvre donc le projet ne peut être accepté.



**Figure 3.3** : Choix d'un projet selon sa VAN.

*Source* : Babusiaux, D. « choix d'investissement et calcul économique dans l'entreprise », Edition Economica, Paris ,1990. Page 77.

#### 4.1.1.1. Les caractéristiques de la VAN

- La VAN prend en compte la valeur temps de l'argent et les différences entre le taux de rentabilité d'un projet et le cout d'opportunité du capital ;
- Elle prend en compte les cash-flows, c'est-à-dire les sommes d'argent à recevoir et à dépenser.
- Les valeurs actuelles peuvent s'additionner :  $VAN (A+B) = VAN (A) + VAN (B)$

#### 4.1.1.2. Les avantages de la VAN

Elle est incontestablement le critère de choix des investissements le plus complète prend en compte la totalité des flux et les couts de différentes sources de financement sur toute la durée totale de l'investissement.

#### 4.1.1.3. Les limites de la VAN

- La VAN dépend d'un taux d'actualisation ;
- Elle suppose que les flux secrétés par le projet seront réinvestis à un taux d'actualisation ;
- Elle ne permet pas de comparer deux projets ayant des mises initiales différentes.

#### 4.1.2. Le taux interne de rentabilité (TIR)

Le taux de rentabilité (TIR) est par définition un taux d'actualisation particulier de l'ensemble des flux de liquidité d'un projet : c'est le taux d'actualisation tel que la VAN du projet devient égale à zéro <sup>92</sup>.

Autrement le taux de rentabilité interne est « *le taux par lequel il y'a équivalence entre le cout de l'investissement et les recettes d'exploitation* » <sup>93</sup>. En d'autres termes c'est le taux d'actualisation pour lequel la somme des flux financier dégagés par le projet est égale à la dépense d'investissement. Il est présenté par la formule mathématique suivante :

$$\sum_{i=1}^n CF(1 + t)^{-n} - I_0$$

Cette méthode au même fondement que ceux de la VAN. Elle consiste à rechercher pour quel taux d'actualisation, on obtient l'égalité entre l'investissement et la valeur actuelle des cash-flow nets attendus. Autrement dit, c'est « *le taux d'actualisation pour lequel la valeur actuelle nette est égale à zéro* » <sup>94</sup>.

La pratique montre que le revenu actualisé soit une fonction décroissante du taux d'actualisation, peut être généralement représenté par une courbe dont la formule est donnée par la figure suivante :

---

<sup>92</sup> N, MOURGUES. « *Critères de choix et rentabilité des Investissement* ». Edition Economica. Page 26.

<sup>93</sup> D, BABUSIAUX. « *Choix d'investissement et calcul économique dans l'entreprise* ». Edition Economica, Paris, 1990. Page 97.

<sup>94</sup> LANGLOI, et al. « *Control de gestion* ». Edition Fousher, Paris, 2006. Page 394.

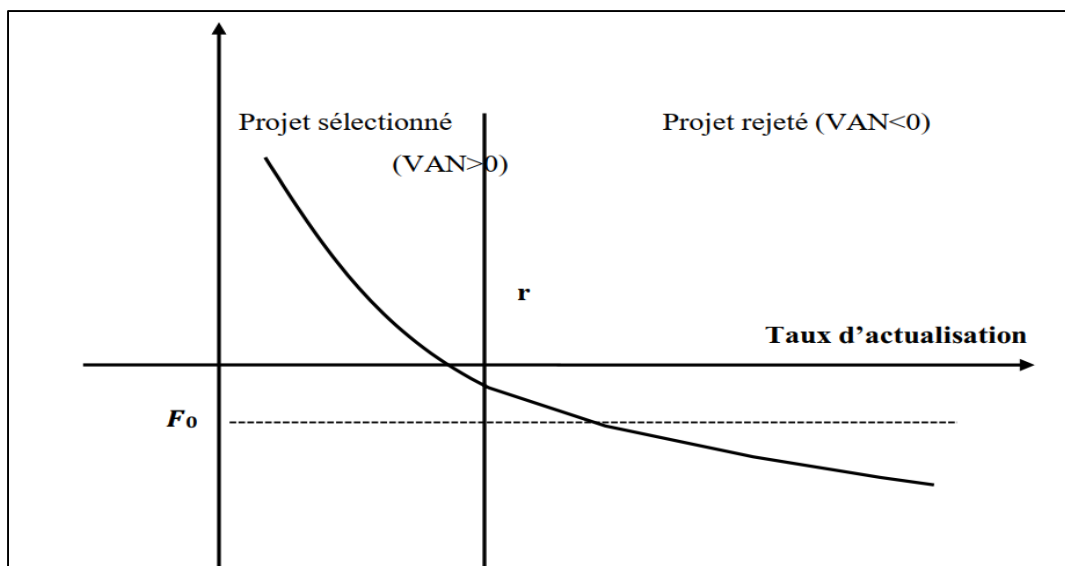


Figure 3.4 : Courbe représentative de la relation entre la VAN et le TRI.

Source : LASARY, « Evaluation et financement de projet », Ed. Distribution, El Dar Outhmnia.2007.

#### 4.1.3. Le délai de récupération

Le délai de récupération des capitaux investis correspond comme son nom l'indique, au nombre d'années ou de mois au terme du quelle l'investissement « rembourse » à l'entreprise les sommes que cette dernière a affectées initialement à l'acquisition de cet investissement.

« Le délai de récupération dit aussi délai de recouvrement, correspond à la durée nécessaire pour que la somme cumulée des flux de trésorerie positifs du projet d'investissement compense le montant du capital investi et assure ainsi son remboursement »<sup>95</sup>.

<sup>95</sup> N, MOURGUES. « Critères de choix et rentabilité des investissement ». Edition economica,2010. Page 25.

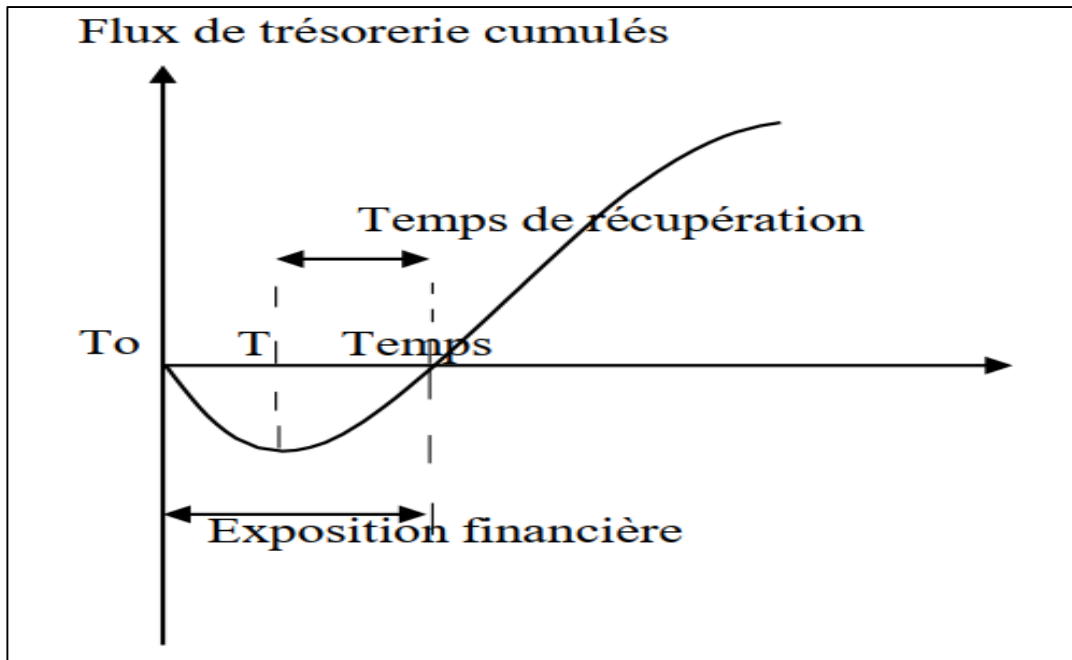


Figure 3.5 : Courbe de calcul de la durée de récupération.

Source : <https://www.cegos.fr/ressources/mag/fonction-financiere/finance/exploiter>

Ce critère d'évaluation est le plus simple. Il correspond au temps pour récupérer le capital initial investi. Ce critère favorise donc les notions de solvabilité et de liquidité puisqu'il mesure la période au terme de laquelle les flux de trésorerie cumulés sont égaux au montant de l'investissement.

$$D.R = \text{année cum min} + \frac{I_0 - CF \text{ cum min}}{CF \text{ cum max} - CF \text{ cum min}}$$

Plus le délai de récupération est court, plus le projet est supposé être intéressant en raison du risque encouru par l'entreprise et plus l'horizon est éloigné, moins les prévisions sont fiables et plus l'environnement est incertain. De plus, et en général, plus le DR est court, plus le projet est rentable. S'il s'agit de décider d'un investissement indépendant, l'entreprise fixe un délai maximal de récupération des fonds et tout projet ayant un pay-back supérieur est écarté. On n'accepte donc que ceux dont le délai de récupération est inférieur ou égal à une durée prédéterminée. Aussi, entre deux projets exclusifs l'un de l'autre, l'entreprise choisit celui qui présente le délai de récupération le plus court, car il permet de récupérer le plus rapidement son investissement.

#### **4.1.4. L'indice de profitabilité (IP)**

L'indice de profitabilité mesure le rapport entre la richesse engendrée par le projet et l'investissement initial. Il mesure donc, l'efficacité du capital investi. Ce critère est défini comme « *le rapport entre la valeur actualisée de l'ensemble des flux de revenus attendus des projets et le montant initial l'investissement* »<sup>96</sup>. Il met en relation la valeur actuelle net des cash-flows futurs et le capital investi.

Autrement L'indice de profitabilité (IP) est le rapport de la valeur actualisée des flux de trésorerie prévus d'un projet au montant de l'investissement. La formule de calcul de l'indice de profitabilité est :

$$IP = \frac{V.A.N}{I_0}$$

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

#### **4.2. Approche probabiliste**

Cette approche permet essentiellement de quantifier des événements possibles pour essayer d'analyser le risque dans le but de prendre une décision.

##### **4.2.1. La valeur monétaire espérée « EMV »**

La valeur monétaire espérée appelée aussi « EXPECTED MONETARY VALUE » (EMV), est un paramètre essentiel dans un contexte d'incertitude. Elle est définie comme étant l'espérance mathématique associée à deux possibilités, succès ou échec, autrement dit la valeur de la VAN en tenant compte de risque de perte sur le projet. La formule de calcul de l'EMV est définie comme suit :

$$EMV = P_S * VAN + (1 - P_S) * (-I_R)$$

*P<sub>S</sub> : La Probabilité de Succès*

*I<sub>R</sub> : L'Investissement de Recherche*

---

<sup>96</sup>D, BABUSIAUX. « *Choix d'investissement et calcul économique dans l'entreprise* ». Edition Economica, Paris, 1990. Page 107.

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.

#### **4.2.2. L'arbre de décision**

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

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

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

##### **➤ La construction de l'arbre de décision dans l'amont pétrolier**

En ce qui concerne l'exploration pétrolière, une première décision peut être prise quant à la nécessité ou non d'un forage d'exploration. Les décisions de développement en cas de succès ou de poursuite éventuelle de l'exploration, seront prises au vu du résultat des premiers forages. L'analyse à effectuer doit donc prendre en compte l'ensemble de décisions ultérieures.

La probabilité de tout événement possible doit être estimée, ce qui n'est pas chose aisée, cette probabilité est indiquée sur l'arbre. La construction d'un arbre de décision est schématisée dans la figure suivante :

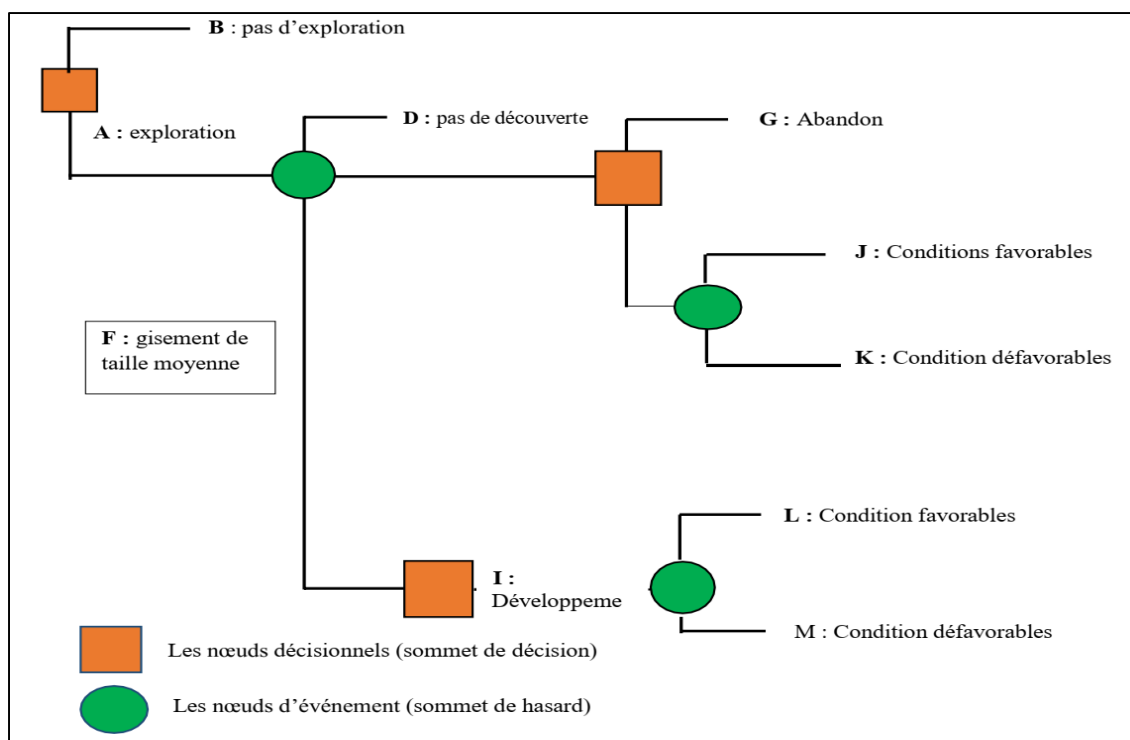


Figure 3.6 : Arbre de décision.

*Source* : Réalisé par nous-mêmes.

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

#### 4.2.3. L'analyse de sensibilité

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

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

- **Identification des divers facteurs de risque** : Il s'agit de déterminer du modèle déterministe que sont des réalisations des événements incertaines ;
- **Estimation de l'étendue des valeurs possibles** : Pour chacun des paramètres incertains, il s'agit d'évaluer une valeur maximale possible ou probable ;



### *Chapitre 3 : Evaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement*

- **Evaluation des conséquences** : Chacun des paramètres est indépendamment déplacé vers ses valeurs extrêmes et nous notons la modification des indicateurs économiques d'intérêts que ce déplacement entraîne.

## **Conclusion**

L'industrie pétrolière est une industrie stratégique et l'approvisionnement est au centre des enjeux au niveau mondial. Cette industrie se caractérise par un processus long, complexe lourde en investissements et hautement risquée et nécessite donc des équipes de spécialistes multidisciplinaires qui fourniront les données essentielles afin d'établir une étude économique du projet. Même si les conditions géologiques et géophysiques pour la présence des hydrocarbures sont prometteuses, les conditions politiques et fiscales doivent aussi être favorables pour garantir le succès commercial du projet d'exploration. La proximité du marché potentiel, l'existence d'une infrastructure, et la disponibilité de la main d'œuvre qualifiée, sont des paramètres supplémentaires à prendre en considération avant de prendre la décision de faire un forage d'exploration. L'évaluation d'un projet amont pétrolier est donc nécessaire pour déterminer la date à laquelle les capitaux initialement investis seront récupérés.

---

## **Chapitre 4**

### **Evaluation de la rentabilité de projet**

**El Adeb Larache**

---

## **Introduction**

Après avoir présenté quelques notions liées aux projets d'investissements et défini les différents outils qui permettront d'évaluer un projet, une application empirique s'avère plus qu'indispensable pour compléter et renforcer la compréhension des points théoriques abordés dans le chapitre précédent.

À travers ce chapitre on va essayer d'évaluer l'un des projets d'investissements effectués par SONATRACH qui est « *Raccordement des PPH en Gas-lift à EAL* » pour savoir s'il est bénéficiaire pour l'entreprise ; pour cela on tentera l'application de quelques critères du choix pour étudier sa rentabilité.

Pour ce faire ; on a divisé ce chapitre en deux sections :

- **Section 1** : présentation d'entreprise d'accueil ;
- **Section 2** : L'application des critères d'évaluation de la rentabilité d'un projet de récupération par la méthode Gaz-Lift réalisé par SONATRACH.

## **Section 1 : Présentation de l'organisme d'accueil**

### **1. Présentation de SONATRACH**

Sonatrach est la compagnie nationale d'hydrocarbures. Elle est considérée comme une des plus importantes en Afrique, elle intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Adoptant une stratégie de diversification, elle se développe dans les activités de génie électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière.

Sonatrach est une entreprise publique Algérienne et un acteur majeur de l'industrie pétrolière. Sa création, le 31 décembre 1963, répond au souci d'une mobilisation des ressources de la rente pétrolière perçue très tôt comme un élément moteur dans le développement de l'Algérie. La nationalisation des hydrocarbures décidée par l'Algérie en Février 1971 place la compagnie nationale des hydrocarbures dans une nouvelle dynamique.

Une planification de plus en plus rigoureuse est mise en place, les objectifs de Sonatrach étaient alors l'extension de toutes ses activités à l'ensemble des installations gazières et pétrolières et l'atteinte de la maîtrise de toute la chaîne des hydrocarbures. Au fil des années, elle devient un puissant élément d'intégration nationale et de stabilité et de développement économique et social.

#### **1.1. Les activités de SONATRACH**

##### **1.1.1. Activité exploration/production**

L'Activité E&P occupe une place centrale dans les métiers de base de SONATRACH. Elle couvre les opérations de prospection, de recherche, de développement et d'exploitation de gisements pétroliers et gaziers. Cette activité est exercée par SONATRACH et ses partenaires présents en Algérie, conformément aux lois régissant les activités d'hydrocarbures et en respect des principes de conservation des gisements et de préservation de l'environnement.

Trois objectifs majeurs sont assignés à l'Activité Exploration-Production :

- Le renouvellement constant et l'augmentation du portefeuille des réserves ;

## ***Chapitre 4 : Evaluation de la rentabilité de projet EL Adeb Larache***

- Le développement et l'exploitation des gisements pour une valorisation optimale des ressources ;
- La recherche, et le développement de nouveaux projets sur le territoire national.

### **1.1.2. Activité transport par canalisation**

L'Activité Transport par Canalisation (TRC) est en charge de l'exploitation des installations et équipements de transport des hydrocarbures liquides et gazeux, de la maintenance et du développement du réseau de transport, et ce dans les règles de l'art en matière de sécurité, de coût et de qualité.

### **1.1.3. Activité liquéfaction et séparation**

Le segment Liquéfaction et Séparation couvre les activités de liquéfaction de gaz naturel et de séparation des GPL en propane et butane. Ces activités sont assurées à travers quatre complexes GNL et deux complexes GPL. Ce segment a en charge également la gestion de deux grandes zones industrielles à Arzew et Skikda qui accueillent d'importants actifs industriels, pétroliers et gaziers.

### **1.1.4. Activité pétrochimie et raffinage**

Ce segment d'activité couvre les activités de raffinage et de transformation des hydrocarbures liquides en vue de mettre à la disposition du marché national et international des produits pétroliers et pétrochimiques aux spécifications de qualité requises. Grâce à un important programme d'investissement dans le raffinage et la pétrochimie, le Groupe SONATRACH ambitionne d'être un acteur majeur de la diversification de l'économie nationale.

### **1.1.5. Activité commercialisation**

L'Activité Commercialisation est en charge de l'approvisionnement du marché national en produits pétroliers et gazeux et de la commercialisation et valorisation des hydrocarbures primaires et transformés à l'international. Dans le cadre de sa stratégie de développement, SONATRACH s'est assignée deux objectifs essentiels : garantir les approvisionnements du marché national, d'une part, mieux valoriser ses exportations et consolider ses parts de

## Chapitre 4 : Evaluation de la rentabilité de projet EL Adeb Larache

marché en vue de maintenir sa position concurrentielle sur le marché international, d'autre part.

### 1.2. Organisation de l'entreprise

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

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

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

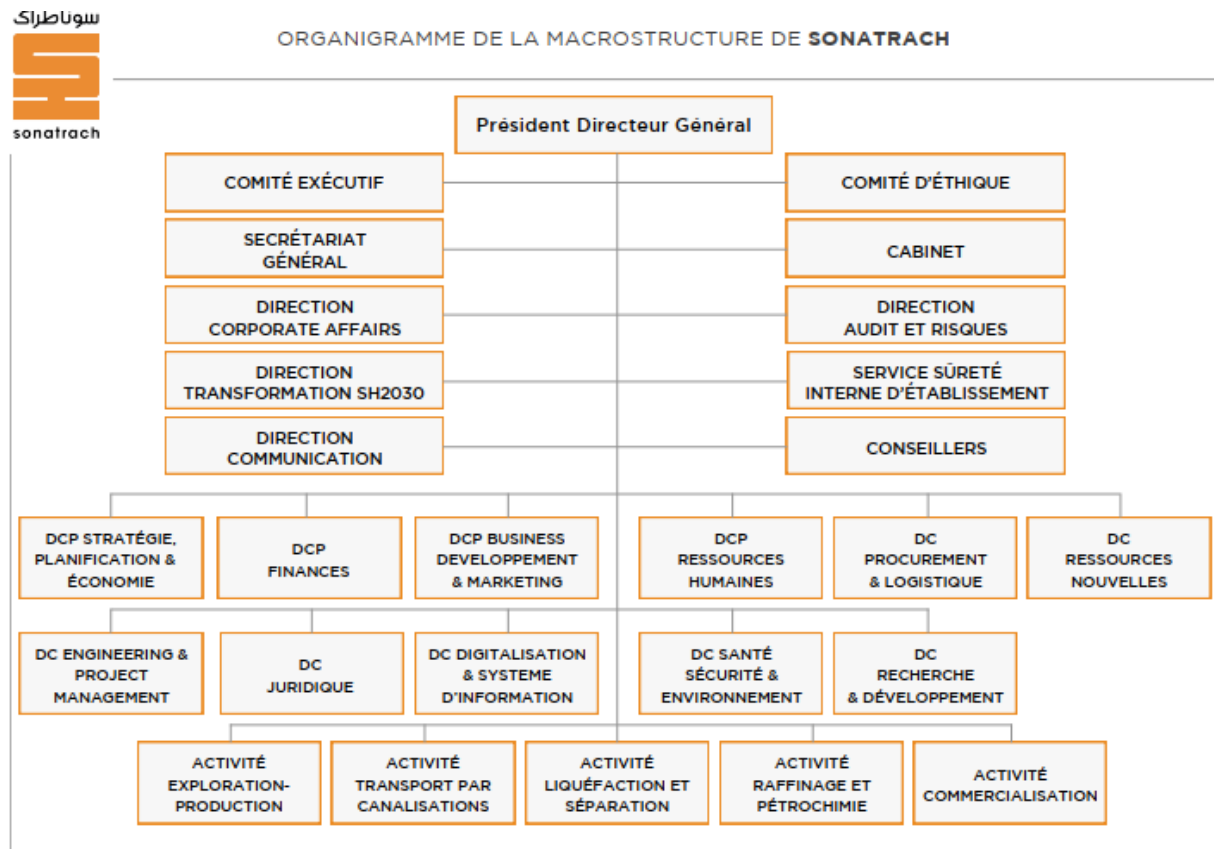


Figure 4.1 : Organigramme de SONATRACH.

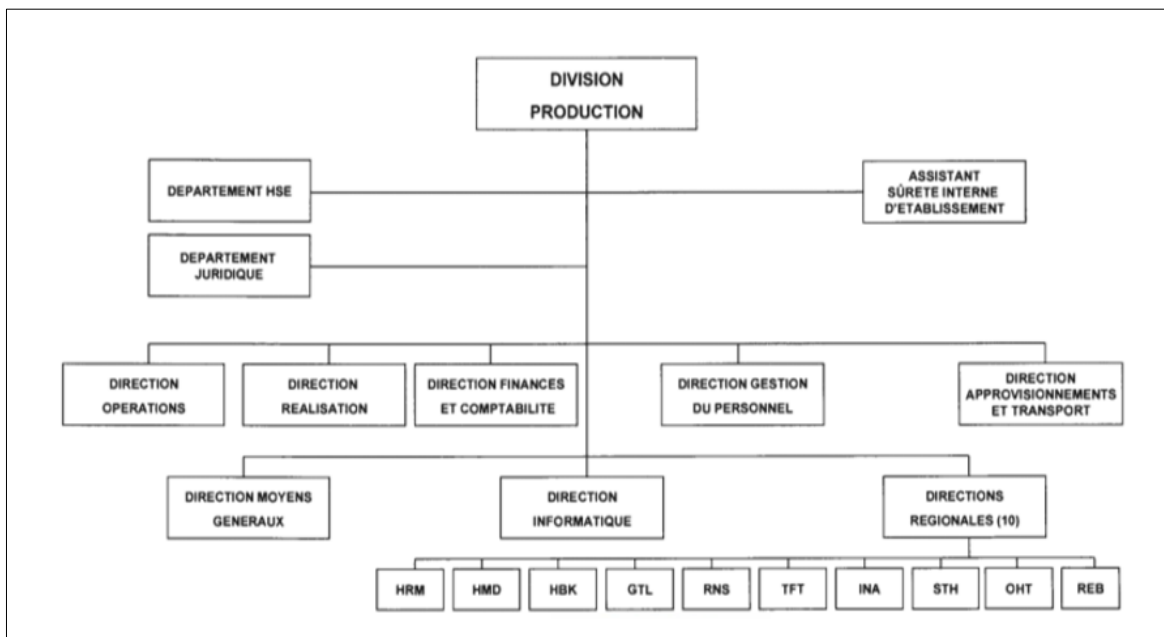
Source : Site officiel de SONATRACH.

### 1.3. La Division Production (DP)

La Division Production de la SONATRACH est constituée d'un siège regroupant des directions à Alger et de onze (10) régions réparties à travers le sud du pays.

Dix (10) directions régionales dans le sud du pays :

- Hassi Messaoud (HMD) ;
- Hassi R'mel (HR) ;
- Haoud Berkaoui (HBK) ;
- Rhoud Nouss (RNS) ;
- Gassi Touil (GT) ;
- Tin Fouyé Tabankort (TFT) ;
- Ohanet (OHT) ;
- In-Amenas (INAS) ;
- Stah (STH) ;
- Rhoud El Baghel (REB).



**Figure 4.2 :** Organigramme de la division production.

Source : Document donné par DP In-Amenas.



### **1.3.1. Missions De La Division Production :**

La division production a pour missions de :

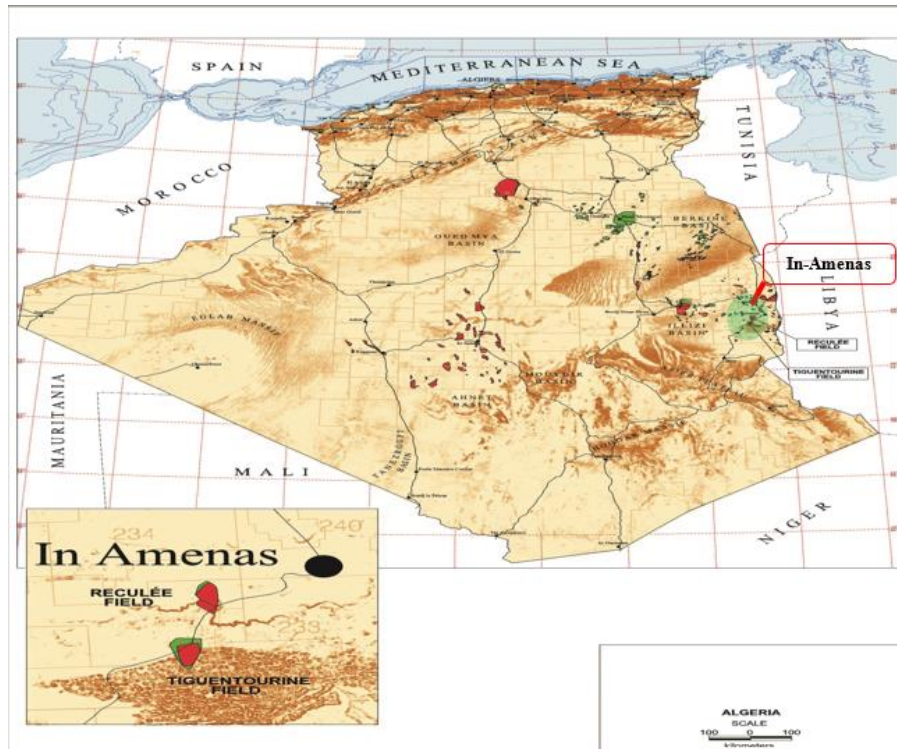
- Développer et exploiter des gisements d'hydrocarbures de façon optimale ;
- Suivre et contrôler ces gisements ;
- Améliorer la productivité des puits ;
- Evaluer les réserves en place et les réserves récupérables ;
- En finalité, récupérer les hydrocarbures.

## **2. Présentation de la direction régionale In Amenas**

### **2.1.Situation géographique :**

La Direction Régionale In Amenas se situe dans le chef-lieu de Daïra (In Amenas) dans la partie centrale du bassin d'Illizi à 1600 km au Sud-Est d'Alger, à 820 km au Sud-Est de Ouargla sur le plateau de Tinhert et à 240 km au Nord-Est d'Illizi (Chef-lieu de Wilaya), L'altitude moyenne est plus ou moins de 560 m par rapport au niveau de la mer. La superficie des champs producteurs de la région est de l'ordre de 30 000 km<sup>2</sup>.

Géographiquement la région d'In-Amenas est limitée au Nord par la parallèle 28° 28' selon l'axe (d'Est en Ouest) Ouan-Taradjeli, Taouratine, Irlalene, West-Ihansatene et Tihigaline. Au Sud par la parallèle 26° 30' selon l'alignement des petites structures, d'Est en Ouest : Amenaned, In-Teria, Tin-Mezoratine, Assekaifaf, Tihigaline et Le Couloir. A l'Est par la frontière Algéro-lybienne au niveau du méridien 10° à l'Ouest par le méridien 8° passant par l'Erg Issaouane.



**Figure 4.3 :** Situation géographique d'In-Amenas.

Source : Document donné par la division production In-Amenas.

## **2.1. Historique d’exploration et d’exploitation sur la région In Amenas :**

C’est grâce à l’audace de quelques géologues français que l’exploration pétrolière du Sahara a commencée en 1952. Deux sociétés se sont d’abord engagées : la (SN Repal) et (BRP) et la Compagnie française des pétroles, suivies de peu par la CREPS et la CPA.

Première découverte pétrolière dans le sud Algérien le 28 Février 1956 æ le forage du puits DL 101 – EDJELEH 101 (Champ d’EDJELEH).



Figure 4.4 : Puits DL-101.

*Source* : Photo prise par nous-mêmes.

➤ Principales découvertes :

Tableau 4.1 : Les horizons de production de tous les gisements exploités de la région d'In Amenas.

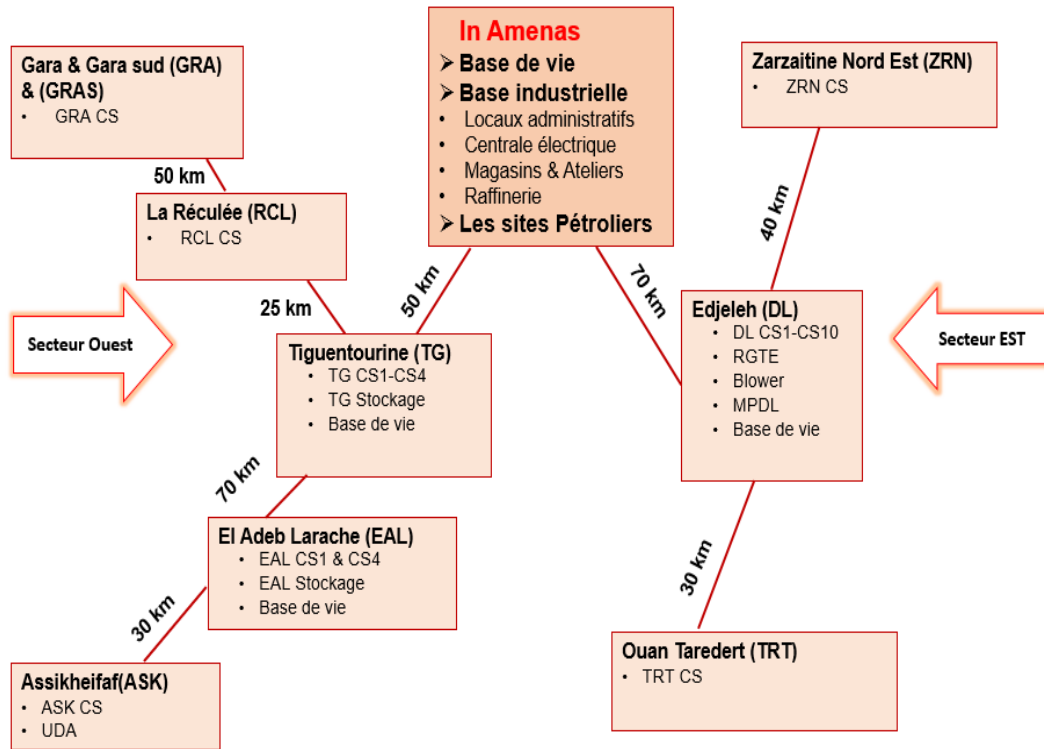
Champ	Horizons producteurs	Niveaux exploités	Année de découverte	Année d'exploitation
Zarzaïtine	Dévonien	F4	1957	1960
	Carbonifère	A-B4-B6-B2		
Edjeleh	Dévonien	F2-F4	1957	1960
	Carbonifère	D2-D4-D6		
Tiguentourine	Dévonien	F2	1956	1962
La reculée	Dévonien	F2-F4-F6	1956	1965
Assekaïfaf	Dévonien	F4	1957	1975
Gara	Dévonien	F6	1962	1975
Gara-sud	Dévonien	F6	1988	1990
El Adeb Larache	Dévonien	F6	1958	1962
Ouan taredert	Ordovicien		1958	2016

*Source* : Document donné par la division production In-Amenas.

**2.2. Secteurs d'exploitation :**

La région est répartie en deux secteurs : secteur Est et secteur Ouest.

Ces secteurs sont eux-mêmes composés de gisements que nous essayons d'énumérer ci-après par ordre d'importance :

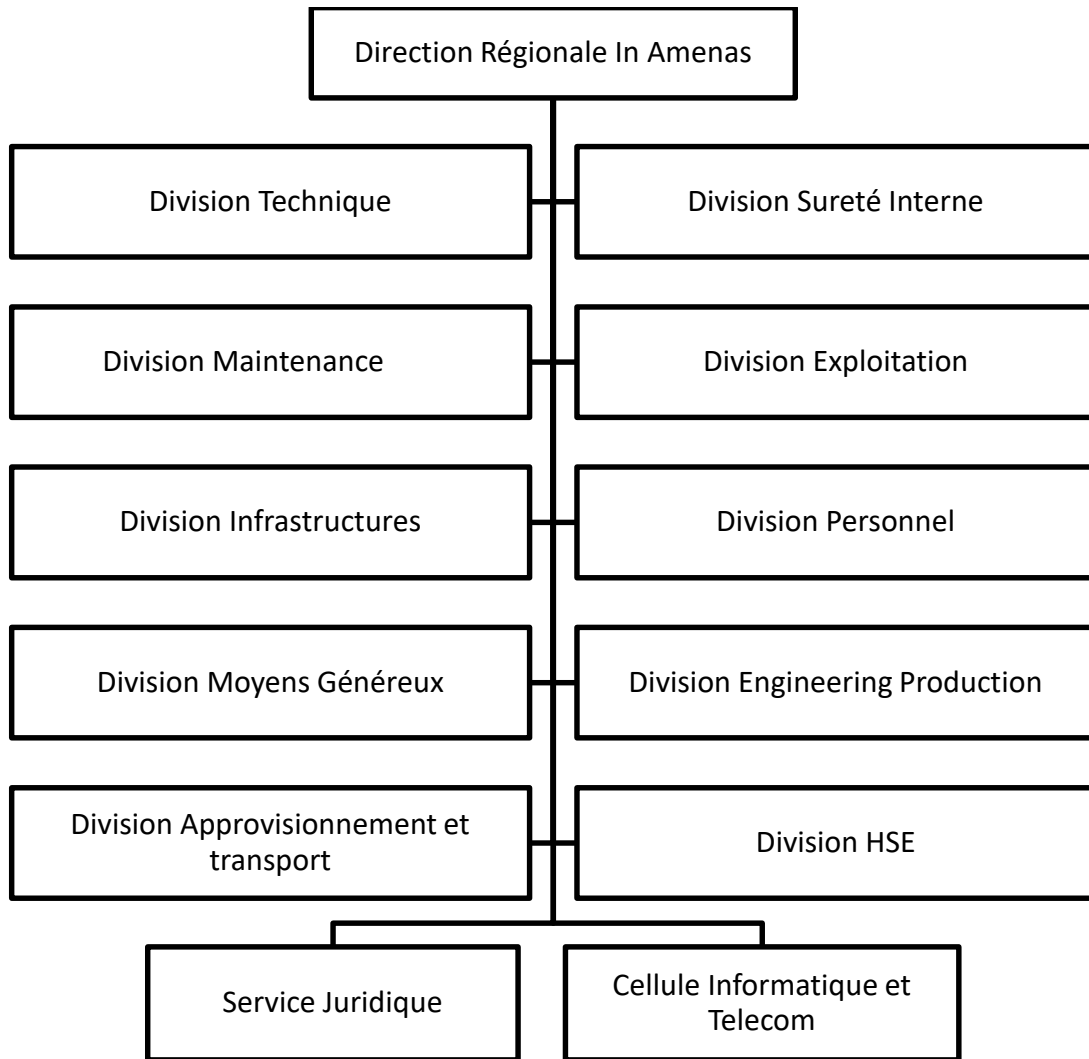


**Figure 4.5 :** Secteurs d'exploitation de la région In-Amenas.

Source : Document donné par DP In-Amenas.

**2.3. Organisation De La Direction Régionale In-Amenas :**

La Direction Régionale de IN-AMENAS de la SONATRACH Activité Amont est organisée en 10 divisions et deux cellules selon l'organigramme suivant :



**Figure 4.6 :** Organigramme de la DP In-Amenas.

*Source :* Réalisé par nous-mêmes.

**2.4. Présentation du champ d'El Adeb Larache**

La structure d'El Adeb Larache est située entre les parallèles 27°20' et 27°30' N, et les méridiens 8°45' et 8°55' E, à 90 km au Sud du gisement d'In Amenas et au Sud-Ouest de l'Erg Bourahret et à 40 km du gisement de Tiguentourine, à environ 20 km du Nord-Est du champ d'Assekaifaf Nord. Ce champ a été découvert en Septembre 1958 par le forage du

## Chapitre 4 : Evaluation de la rentabilité de projet EL Adeb Larache

puits (EAL-1) sur une structure anticlinale confirmée par sismique, cette structure est représentée au niveau du réservoir Dévonien F4 par un anticlinal d'axe Ouest-Nord-Ouest, Est-Sud-Est, faiblement dissymétrique et limité à l'Ouest par une faille séparant le puits EAL-2 de l'ensemble du champ.

La figure suivante représente le positionnement de ces champs :

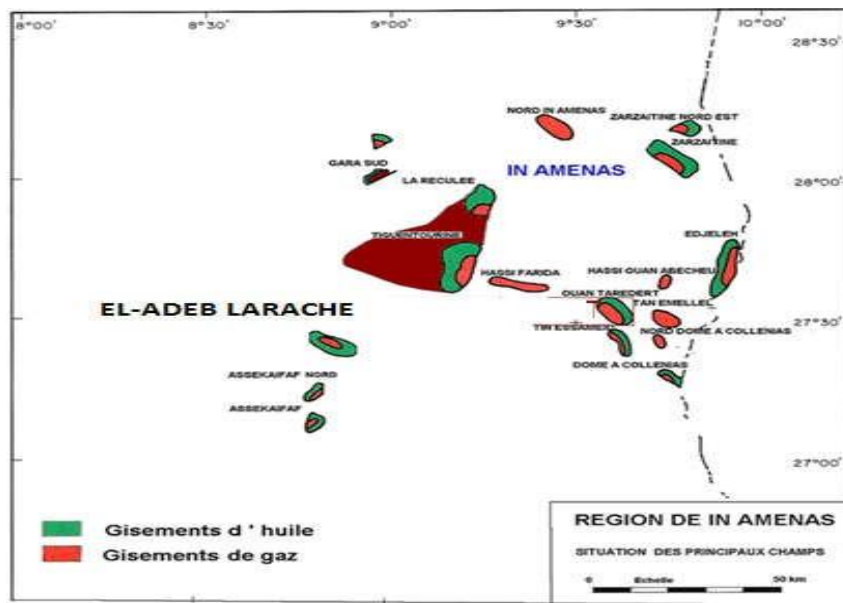


Figure 4.7 : Positionnement des champs de la région In-Amenas.

Source : Document donné par DP In-Amenas.

La mise en production du champ d'El Adeb Larache a débuté en Janvier 1962. Le système exploité est le Dévonien, subdivisé en trois réservoirs F4, F5, F6.

### 2.5.1. Données du champ d'El Adeb Larache

#### 2.5.1.1. Position des puits

Jusqu'au 2022, un total de 44 puits a été forés dans la structure d'El Adeb Larache. La position des puits est indiquée dans la figure 4.8. Le puits EAL-31 situé au Nord-Ouest du puits EAL-2 n'est pas représenté.



Figure 4.8 : Position des puits de EAL.

Source : Document donné par DP In-Amenas.

### 2.5.1.2. Caractéristiques des réservoirs

Les caractéristiques du réservoir retenues dans les différents bancs sont celles qui figurent dans le rapport C.R.E.F.S. Ce sont des valeurs moyennes établies à partir des résultats des logs fondamentaux de chaque puits, Les caractéristiques des réservoirs sont les suivantes :

Tableau 4.2 : Caractéristiques des réservoirs F4 et F6.

Caractéristiques	F4	F6
Profondeur moyenne (m)	1250	1350
Pression initiales (bar)	119.25	127.49
Pression de bulle (bar)	119.20	94.14
Température (°c)	73	78.2
Epaisseur totale (m)	30	3.5 à 28
Epaisseur utile (m)	11.6	7
Porosité (%)	20	13
Perméabilité (md)	140	0 à 30
Saturation en eau (%)	33 à 42	40

Source : Document donné par DP In-Amenas.

## Chapitre 4 : Evaluation de la rentabilité de projet EL Adeb Larache

### 2.5.1.3. Réserves

Les réserves d'huiles en place sont représentées dans le tableau suivant :

**Tableau 4.3 :** Les réserves d'huile de réservoir F4 et F6.

Réservoirs	Réserves en place		Réserves récupérables		Coefficient de récupération
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> T			
F4	26.5	21.3	11.5	9.3	43.3
F6	100	80	0.055	0.045	0.055
F5	Non estimé				

*Source :* Document donné par DP in-Amenas.

### 2.5.1.4. Caractéristiques des fluides

**Tableau 4.4 :** Caractéristiques des fluides de réservoir F4 et F6.

Caractéristiques	F4	F6
Pression initiales (kg/cm <sup>2</sup> )	121.8	130.2
Pression de saturation (kg/cm <sup>2</sup> )	121.5	126
Viscosité l'huile (CP)	0.402	0.48
GOR de dissolution à l'origine (m <sup>3</sup> / m <sup>3</sup> )	116.4	80
F.V.F initiale d'huile	1.3737	1.28
Température initiale (°C)	73	78

*Source :* Document donné par DP in-Amenas.

### 2.5.1.5. Etat de développement du gisement d'El Adeb Larache Dévonien F6

- Jusqu'au **2022**, **44** puits ont été forés dans la structure d'El Adeb Larache (24 puits ont atteint le Dévonien F6)
- Le réservoir est fermé depuis le 16/07/2011.



## Chapitre 4 : Evaluation de la rentabilité de projet EL Adeb Larache

### 2.5.1.6. Position initiale des contacts des fluides

#### ➤ Contact gaz-huile

Le contact gaz-huile (GOC) est situé à la cote -698 m /NM ; cette valeur est en accord avec les résultats de la plupart des essais effectués dans les sondages.

#### ➤ Contact huile-eau

Le contact huile-eau (WOC) a été pris à - 850 mètres en accord avec l'estimation des volumes d'hydrocarbures en place.

### 2.5.1.7. Causes de fermeture des puits

Les principaux problèmes causés la fermeture de la majorité des puits producteurs d'huile représenter dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 4.5 :** Causes de fermeture des puits du champ EAL.

Puits	Réservoir	Date de Fermeture	Cause de Fermeture
EAL36	F4	-	WOR élevé
EAL41	F6	-	Manque d'énergie (Gas-Lift)
EAL39	F6	08/12/2015	Débit nul
EAL4	F6	22/04/1975	Débit nul
EAL32	F4	09/05/1970	WOR élevé
EAL24	F4/F6	01/08/1974	100% Eau
EAL42	F6	-	Manque d'énergie (Gas-Lift)
EAL43	F6	23/01/2022	Manque d'énergie (Gas-Lift)
EAL38	F6	08/12/2015	Débit nul

*Source :* Document donné par DP In Amenas.

## **Section 2 : Etude de cas du champ El-Adeb-Larache**

### **1. Aspect contractuel**

- Périmètre : El Adeb-Larache
- Superficie : 174 km<sup>2</sup>
- Objet du contrat : concession pour récupération secondaire du champs EAL
- Date d'entrée en vigueur : 2022
- Date de fin de contrat : 2027

Le scénario de récupération proposé prévoit :

- Mode de récupération : injection de gas-lift
- Puits d'exploitation : 8 PPH (EAL 4, EAL36, EAL38, EAL39 EAL 41, EAL 42, EAL43, EAL 44)
- Mise en production prévue en janvier 2023.

### **2. Présentation de projet**

Le projet consiste à la réalisation d'un réseau Gaz Lift, d'une longueur totale d'environ 17 km, de diamètre 3'' et 2'', pour raccorder les puits producteurs d'huile en GL depuis le poste de sectionnement numéro (04) du Gazoduc 12'' Tiguentourine /Assekaifaf.

**Tableau 4.6** : Les diamètres de réseau GL.

Diamètre	Longueur en mètre
3"	12 000
2"	5 000

Source : Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

Réseau Gaz Lift en deux différents diamètres, à savoir :

- Cinq (05) Manifolds ;
- Installations de surface pour les puits candidats ;
- Une protection cathodique permanente du réseau.

## *Chapitre 4 : Evaluation de la rentabilité de projet EL Adeb Larache*

### 3. Les opérations effectuées sur les 8 puits avant l'injection de GL

**Tableau 4.7:** Les operations puits.

Opération	But
Work-over	Alimenter la colonne de production par les vannes de GL
Fracturation hydraulique	Améliorer la perméabilité de réservoir
Kick-off	Pour démarrer le puits après work-over
Jaugeage	Connaitre la production d'un seul puits journalière

*Source :* document donné par Développement et Production-Sonatrach.

### 4. Les hypothèses économiques

**Tableau 4.8 :** Les hypothèses économiques.

Gisement	Brut
Superficie d'exploitation en km <sup>2</sup>	174,00 km <sup>2</sup>
La durée du gisement	5 ans
Taux d'actualisation	10%
Prix de base du Brut	60 \$/Bbl
Taux de change prévisionnel	142,00 DA/\$
Coûts de transport Brut	704 DA/Tonnes
Taux d'amortissement	
• Installations spécifiques	10%
• Installations générales	10%
• Forage et Work-over	12,5%
• Communs	10%
Taux de la redevance	10%

*Source :* Document donné par Développement et Production-Sonatrach.

5. Etude de rentabilité :

5.1. La production

Tableau 4.9 : Profil de production.

Année	2023	2024	2025	2026	2027
Production MM bbl	0,62	0,35	0,28	0,23	0,18

Source : Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

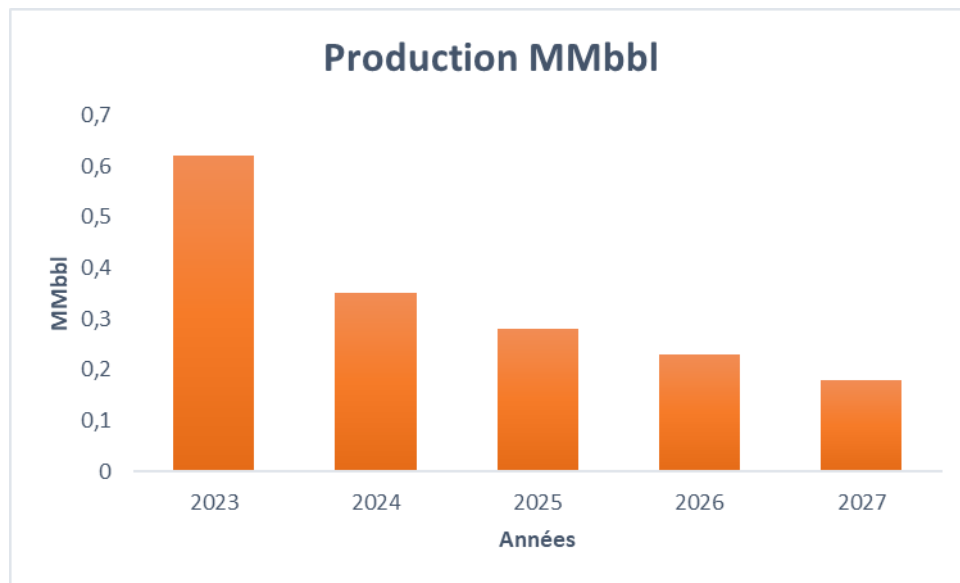


Figure 4.9 : Profil de production du brut en MMbbl.

Source : Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

❖ Discussion

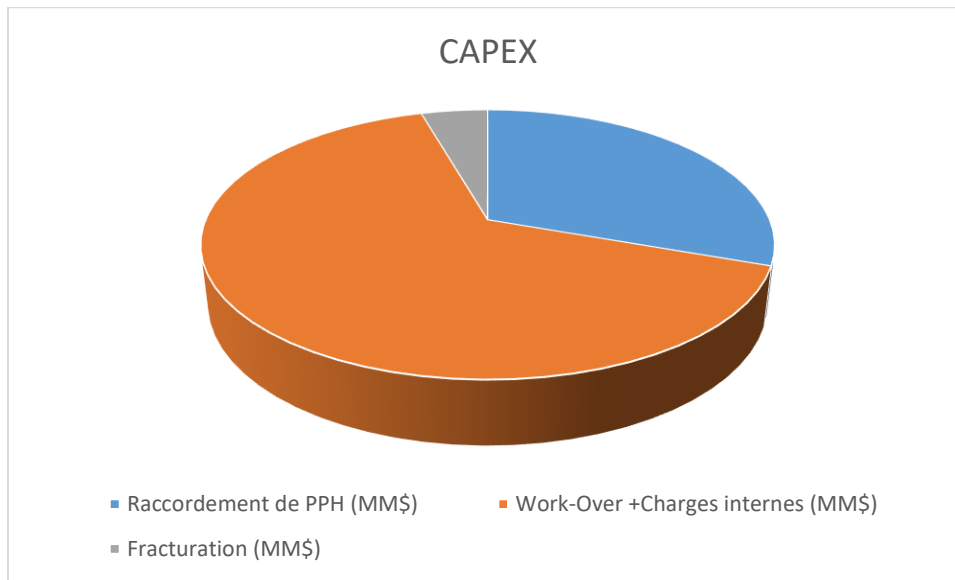
Le graphique ci-dessus montre la façon d'évolution de la production de ce gisement, dans la 1 ère année de la mise en production on remarque une récupération significative des réserves après l'injection de GL, mais à partir de 2024 on remarque une chute de production mais elle reste considérable, il est jugé raisonnable prenant en considération que le gisement soit dans sa dernière phase de cycle de vie. Dans cette situation, toute quantité récupérée est considérée comme bénéfice.

**5.2.Présentation des CAPEX**

**Tableau 4.10** : Présentation des résultats CAPEX.

Raccordement de PPH (MM\$)	2.04
Work-Over +Charges internes (MM\$)	4.37
Fracturation (MM\$)	0.30
Investissements en (MM\$)	6.71

*Source* : réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.



**Figure 4.10** : La répartition des CAPEX.

*Source* : Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

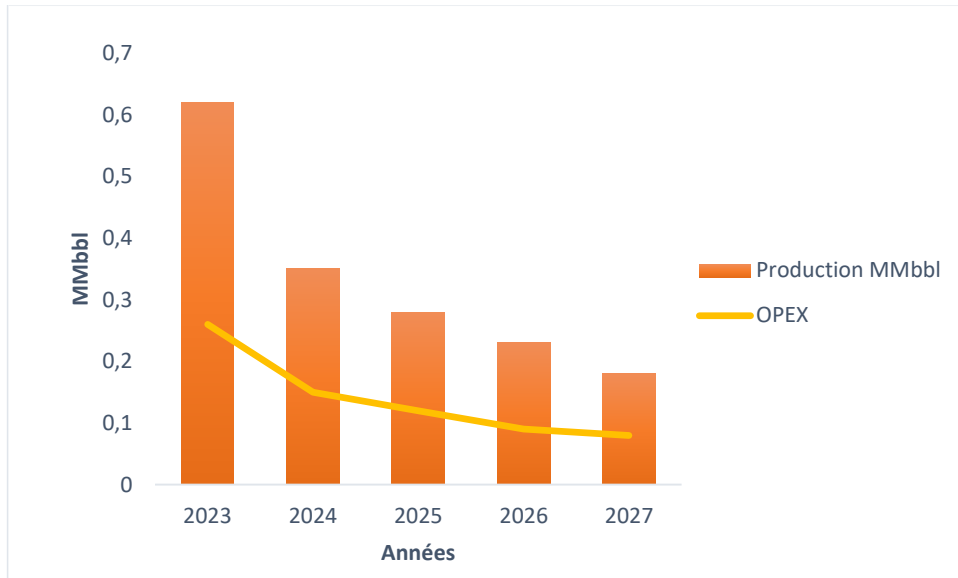
**5.3. Présentation des OPEX**

**Tableau 4.11** : Présentation des OPEX.

Année	2023	2024	2025	2026	2027
OPEX (MM\$)	0.26	0.15	0.012	0.09	0.08

*Source* : Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

## Chapitre 4 : Evaluation de la rentabilité de projet EL Adeb Larache



**Figure 4.11** : Présentation des OPEX.

Source : Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

### ❖ Discussion

D'après le graphique ci-dessus on remarque que les OPEX varient relativement avec la production.

### 5.4. L'établissement des cash-flows d'investissement

Le tableau ci-dessous représente les cash-flows avant fiscalité :

**Tableau 4.12** : Cash-flows avant fiscalité.

Année	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Production (MMbbl)		0,62	0,35	0,28	0,23	0,18	1,66
Cash-flows (MM\$)	-6,71	37,15	21,59	17,42	14,1	11,44	94,99
Cash-flows actualisés (MM\$)	-7,38	37,15	19,63	14,4	10,59	7,82	82,21

Source : Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

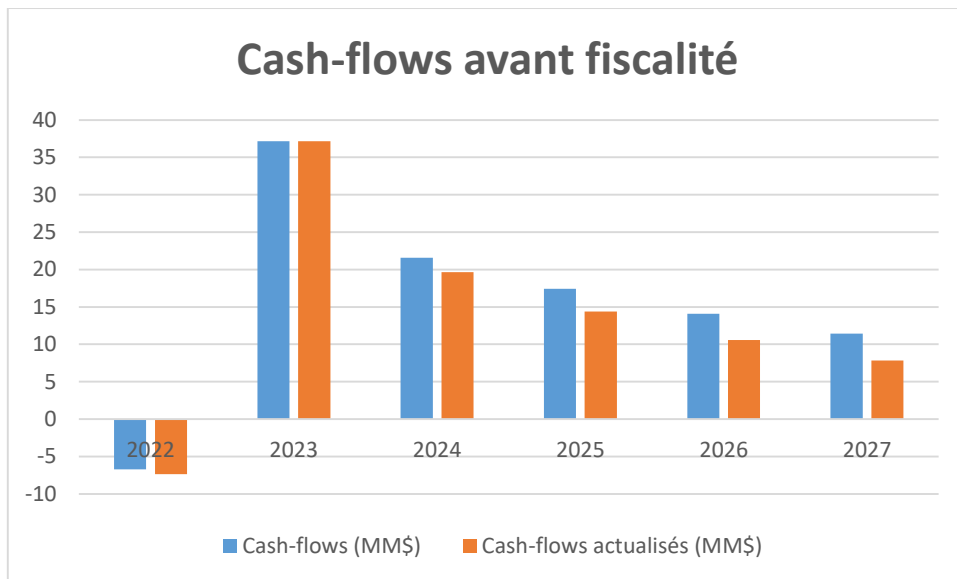


Figure 4.12 : Présentation des cash-flows.

*Source* : Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

❖ **Analyse de résultats :**

Pendant la phase d'investissement, on remarque que le CF est négatif, ce qui s'explique par la seule présence des investissements.

Pendant la première année de la phase d'exploitation, les cumuls des cash-flows sont toujours négatifs et c'est qu'à la récupération du capital investi, pour devenir ensuite positifs, ce qui s'explique par un investissement pratiquement nul et des recettes d'exploitation qui excèdent largement les dépenses.

**5.4.1. Calcul de l'assiette fiscale**

- Impôt sur le résultat (IR)

Tableau 4.13 : Impôt sur le résultat.

Année	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Assiette (MM\$)	28,81	9,4	7,53	6,03	4	41,92
Taux	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Impôt sur le résultat (MM\$)	8,64	2,82	2,26	1,81	1,2	16,73

*Source* : Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

## Chapitre 4 : Evaluation de la rentabilité de projet EL Adeb Larache

- Impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH)

**Tableau 4.14 :** Impôt sur le revenu des hydrocarbures.

Année	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Assiette (MM\$)	31,02	17,03	13,28	10,2	9,58	81,2
Taux	10%	50%	50%	50%	50%	
IRH (MM\$)	3,1	8,51	6,64	5,14	4,79	28,19

*Source :* Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

- La redevance :

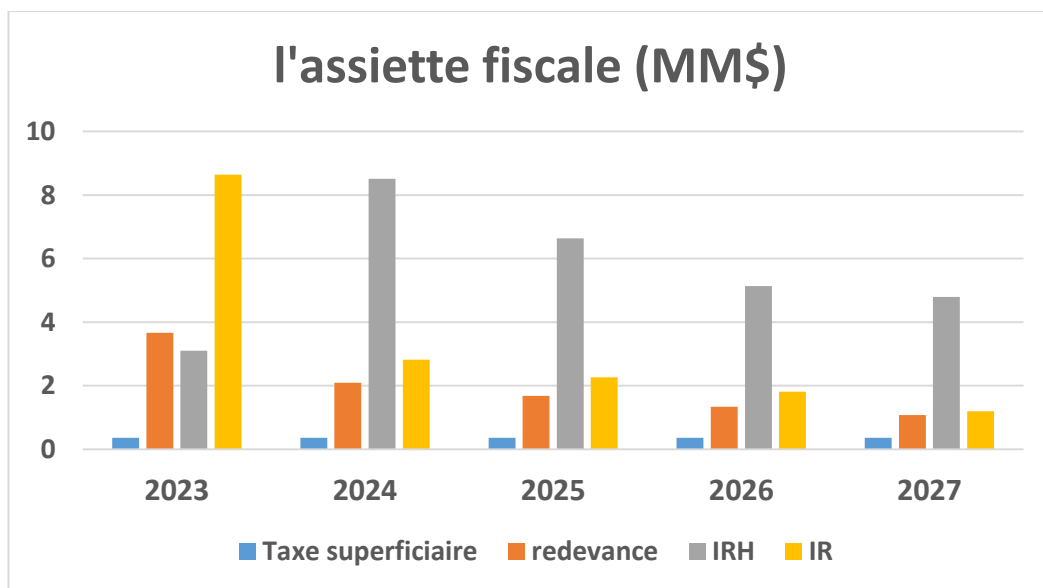
**Tableau 4.15 :** La redevance.

Année	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Redevance (10%) (MM\$)		3,66	2,09	1,68	1,34	1,07	9,84

*Source :* Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

- La taxe superficière :

$$\begin{aligned} \text{Taxe Superficière} &= \text{Superficie} \times \text{Montant} \\ &= 0.18 \text{ MM\$} \end{aligned}$$



**Figure 4.13 :** Présentation des différentes taxes.

*Source :* Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.



**5.4.2. Cash-flow après fiscalité**

**Tableau 4.16 :** Cash-flows après fiscalité.

Année	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Cash-flow après fiscalité (MM\$)	-6,71	18,67	7,33	6,02	4,97	3,55	33,84
Cash-flow actualisé après fiscalité (MM\$)	-7,38	18,67	6,67	4,98	3,74	2,43	29,09

*Source :* réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

**5.5. Les critères de rentabilité**

**5.5.1. Calcul de la VAN**

On appelle la VAN ou revenus actualisés, la somme algébrique des valeurs actualisés de chacun du flux de trésors associer au projet

$$VAN = -I + \sum CF \text{ actualisés}$$

VAN = 29.09 (MM\$)

❖ **Analyse de résultats**

Tant que la VAN est positive, les recettes du projet seront capables de :

- Couvrir toutes les dépenses d’exploitations ;
- Rembourser l’investissement ;
- Le rémunérer à un taux d’actualisation ;
- Dégager de surcroît un profit égal à la VAN ;
- Cela permet une création de valeur liée au projet.

**5.5.2. Calcul du taux interne de rentabilité**

Le TIR est le taux maximum au quel on peut rémunérer les capitaux ayant servi à financier le projet, sans que l’opération devienne déficitaire.

Le TRI c’est le taux d’actualisation qui annule la VAN.

TIR > 50%

On a le TIR > taux d'actualisation donc le projet est acceptable

❖ **Analyse de résultat**

La décision à prendre est de réaliser le projet si le taux de rentabilité interne calculé est supérieur au taux d'actualisation.

Le revenu actualisé au taux supérieur à 50% veut que le revenu de projet permette de rembourser le capital et de le rémunérer sans gain ni perte. La décision à prendre est de réaliser le projet puisque le taux de rentabilité est supérieur au taux d'actualisation (10%), cela signifie que ce projet rapporte à chaque année plus que 50% du capital investi.

**5.5.3. Délai de récupération :**

$$D. R = \text{année cum min} + \frac{I_0 - CF \text{ cum min}}{CF \text{ cum max} - CF \text{ cum min}}$$

DR = 0.561

Le délai de récupération est 6 mois et 17 jours.

❖ **Analyse de résultat**

L'investissement peut être récupéré après 6 mois et 17 jours, on remarque que c'est un délai très court par rapport à la durée d'exploitation ce qui signifie que les bénéfices ne perdent pas trop leur valeur après l'actualisation.

**5.5.4. Indice de profitabilité**

$$IP = \frac{V.A.N}{I_0}$$

IP = 3.94

❖ **Analyse de résultat**

On a l'indice de profitabilité est supérieur à 1, veut dire que le projet crée de la valeur. Plus l'indice de profitabilité est élevé et plus l'investissement est attractif.

## Chapitre 4 : Evaluation de la rentabilité de projet EL Adeb Larache

### 5.6. Résultats économiques à un prix fixe (60\$)

**Tableau 4.17 :** Les résultats économiques à un prix fixe.

VAN Projet avant Fiscalité (MM\$)	79
VAN Projet Après Fiscalité (MM\$)	29
VAN Sonatrach (MM\$)	29,09
VAN ETAT (MM\$)	50
VAN Algérie (MM\$)	79
TRI hors Fiscalité (MM\$)	>50%
TRI après Fiscalité (MM\$)	>50%
TRI SONATRACH (MM\$)	>50%

*Source :* Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

### 5.7. Simulations des résultats économiques en variant le prix de Pétrole de 30 à 100 US\$/bbl

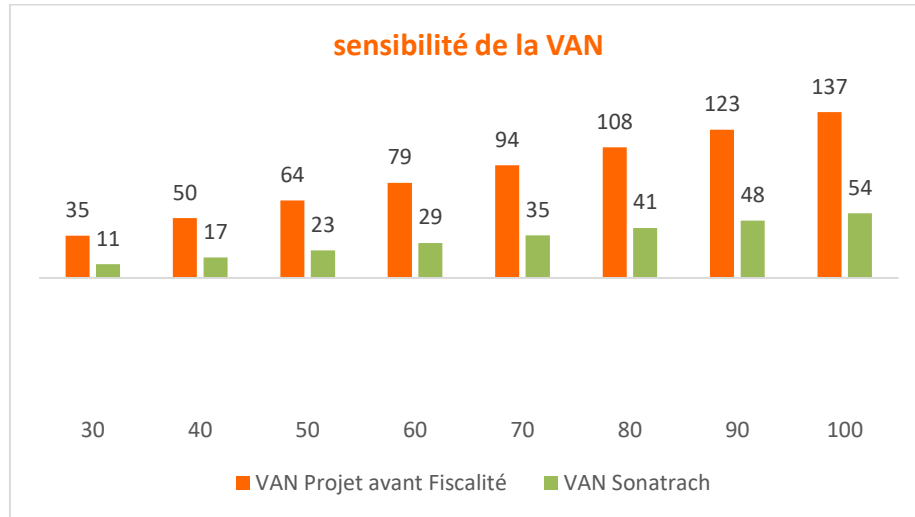
**Tableau 4.18 :** La variation de la VAN par rapport aux variations des prix de brut.

		30	40	50	60	70	80	90	100
<b>VAN Projet avant Fiscalité (MM\$)</b>	<b>79</b>	34,99	49,63	64,27	78,91	93,54	108,18	122,82	137,46
<b>VAN Projet Après Fiscalité (MM\$)</b>	<b>29</b>	11,43	16,97	22,93	29,09	35,26	41,42	47,59	53,75
<b>VAN Sonatrach (MM\$)</b>	<b>29</b>	11,43	16,97	22,93	29,09	35,26	41,42	47,59	53,75
<b>VAN ETAT (MM\$)</b>	<b>50</b>	23,56	32,66	41,34	49,81	58,29	66,76	75,23	83,70

## Chapitre 4 : Evaluation de la rentabilité de projet EL Adeb Larache

<b>VAN</b>	<b>79</b>	34,99	49,63	64,27	78,91	93,54	108,18	122,82	137,46
<b>Algérie</b>									
<b>(MM\$)</b>									

**Source :** réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.



**Figure 4.14 :** Représentation graphique de la variation de sensibilité de la VAN par rapport aux prix.

**Source :** Réalisé par nous-mêmes à partir des données de Sonatrach.

### ❖ Discussion

Le graphique ci-dessus illustre la variation de la VAN en fonction de la variation des prix sur l'intervalle de (30\$ à 100\$). Il montre que la VAN est relativement proportionnelle à la variation des prix.

Sur l'intervalle de (30\$ à 100\$) de variation des prix, la VAN de Sonatrach passe de 11.34 à 53.75.

## **Conclusion et recommandations**

Par conclusion de ce chapitre qui est réservé au traitement du cas pratique on a essayé d'évaluer l'un des projets d'investissements réalisé par SONATRACH à partir d'un exemple chiffré, et à travers de certains critères dont nous avons obtenus les résultats suivants :

- Le projet étant rentables donc le projet doit être retenu par les investisseurs : Comme nous avons vu que la VAN (29.09) de SONATRACH est supérieur à 0 ce qui traduit que les flux dégagés permettent de compenser l'investissement initial tout en satisfaisant les exigences des investisseurs.
- Le TRI du projet pour l'entreprise (>50%) est supérieur aux taux d'actualisation (10 %) ; ce critère confirme celui de la VAN en matière de rentabilité, ce qui nous rend à dire que le projet n'a pas des pertes et il doit être accepté. Ce qui signifie aussi que le projet peut supporter un coût de financement inférieur ou égal à 50% ;
- Et même chose pour le TRI du projet hors fiscalité, le projet doit être acceptée puisque son TRI est supérieur au taux d'actualisation. Ce projet hors fiscalité peut supporter un coût de financement inférieur ou égal à 16% ;
- Au bout de 6 mois et 17 jours, SONATRACH peut récupérer leur capital investi,
- L'indice de profitabilité est égal à 3.94 MM\$US ; donc pour chaque 1 MM\$US investi SONATRACH rapport que de 3.94 MM\$US ce qui est inférieur à celui qu'elle dépense. Par règle de décision IP est inférieur 1, il ne confirme pas le critère de la VAN.

Donc la VAN reste le plus critère favorable pour une décision d'investissement. Donc on peut dire que ce projet est rentable, il permet à l'entreprise de créer une richesse importante.

En fin on conclut que le critère de la VAN reste le critère le mieux favorable pour l'entreprise dans le cadre de la prise de décision ; puisqu'il lui permet de mesurer leur revenue créer par ses projets dans le futur.

---

## **Conclusion générale**

---

## *Conclusion générale*

L'industrie pétrolière est une industrie stratégique, complexe et fortement capitaliste. Les enjeux sont importants compte tenu du risque inhérent et du coût élevé des investissements.

L'activité amont constitue le maillon essentiel de cette chaîne. Elle est une succession continue et complémentaire de plusieurs travaux pétroliers qui ont pour but la découverte de nouveaux gisements d'hydrocarbures économiquement exploitables.

L'amont pétrolier constitue un processus critique. Les phases « exploration » et « exploitation » sont gérées en projet du fait qu'elles sont spécifiques par l'unicité de leur résultat et par la mobilisation substantielle de ressources et de temps. L'évaluation de la rentabilité potentielle des projets en question est déterminée par de nombreuses variables liées aux rendements et aux coûts tout au long du cycle de vie du projet. À titre d'exemple les réserves, les investissements d'exploration, les coûts opératoires, la production et le prix du pétrole sont souvent incertains. En conséquence, il est difficile de prévoir les cash-flows même pour les projets pétroliers les plus simples. Ainsi, toute décision prise par les dirigeants après une évaluation de projet revêt une grande importance dans le cadre de développement des entreprises.

Dans ce contexte, nous avons essayé, tout au long de ce travail, de faire une évaluation d'un projet d'investissement : cas d'une recherche et d'exploitation des hydrocarbures (cas d'une récupération d'un gisement déjà existant mais qui était fermé suite au déclin de profil de production). Il s'agit du champ d'El Adeb Larache dans la région In Aménas réalisé par SONATRACH.

Les résultats de notre recherche sont condensés et résumés en deux parties importantes : une partie théorique et une partie pratique. En premier lieu, nous avons constaté que les projets d'investissements constituent le moteur de la croissance économique, et de la création de richesse pour les entreprises. Ainsi, les résultats dépendent toujours du processus décisionnel établi par les dirigeants et du degré de risque qui peut mettre ces derniers en situation de danger. Pour le réaliser, il est nécessaire de mettre en place toutes les ressources de financement nécessaires.

Au second lieu, dans la deuxième partie, nous avons essayé de vérifier les notions théoriques que nous avons acquies durant notre cursus, d'une part par rapport à l'amont de la chaîne pétrolière et son encadrement juridique en Algérie, et d'autre part à la notion de

## *Conclusion générale*

rentabilité économique des investissements. Ce que nous avons fait à travers un exemple concret chiffré fourni par SONATRACH : le cas du champ El Adeb Larache.

Nous avons réalisé notre cas pratique à travers un stage sur le terrain dans la région In-Aménas. Cette expérience nous a permis de prendre contact avec l'industrie pétrolière, et elle nous a servis dans l'approfondissement de nos notions théoriques.

Ainsi, les principales conclusions de notre travail peuvent être présentées comme suit :

- Le caractère capitalistique de la chaîne pétrolière ainsi que le risque inhérent impliquent le processus décisionnel dans les projets d'investissement de cette industrie ;
- L'importance du secteur des hydrocarbures dans le développement économique et social en Algérie lui a procuré, dès l'indépendance déjà, un intérêt de l'état à travers un encadrement juridique approprié ;
- Le cadre réglementaire et fiscal du secteur des hydrocarbures en Algérie a connu des évolutions en fonction de la conjoncture économique, dans l'objectif de s'adapter aux mutations du marché mondial des hydrocarbures et énergétique d'une façon générale ;
- La dernière loi sur les hydrocarbures (loi 19-13) a été adoptée dans un contexte de baisse de l'effort investissement dans l'amont pétrolier. Pour y remédier, cette loi a introduit des avantages en terme de fiscalité pétrolière en vue d'encourager l'investissement dans ce secteur ;

Pour le cas pratique, les principales conclusions sont les suivantes :

- La VAN des trois cas sont positives donc le projet doit être retenu par les investisseurs ; mais si nous comparons entre ces trois résultats de la VAN nous constatons que la VAN du projet hors fiscalité est plus importante que celle de la SONATRACH ce qui explique l'importance des taxes versées à l'Etat, qui permet, d'ailleurs à ce dernier de dégager une plus forte rentabilité que celle de l'entreprise.
- Le TRI du projet par rapport à SONATRACH est supérieur au taux d'actualisation, ce critère confirme celui de la VAN en matière de rentabilité, donc le projet doit être accepté. Ce taux est inférieur à celui d'un projet hors fiscalité ce qui explique l'importance des fiscalités.



## *Conclusion générale*

- Pour ce qui concerne le délai de récupération (DR) La SONATRACH peut récupérer leur capital investi rapidement dans le cas où le projet est hors fiscalité.
- Dans le cas où le projet est hors fiscalité, l'entreprise reçoit un bénéfice de 3.94 MM\$US pour chaque unité dépensée, ce qui est bénéfique pour elle. Mais si l'entreprise prend en compte les fiscalités alors elle rapport moins qu'elle dépense.
- Dans notre cas, le champs étudié – El-Adeb-Larache est parmi les premier découverts en Algérie, à cause de la longue durée d'exploitation on constate que la plupart des puits ont été fermés progressivement à cause de plusieurs problèmes, c'est ce qui a poussé Sonatrach à pris la décision d'adopter d'autres méthodes assistées pour la récupération des réserves.

Ils ont essayé la pompe à tige, la pompe centrifuge immergé et la méthode d'auto-GL mais à cause de fort pourcentage d'eau et de GOR conduit à ne pas atteindre l'éruption des puits.

Dans le cadre du développement du champs EAL, une étude a été réalisée sur le réservoir Dévonien F6, suite à cette étude, un projet de raccordement des PPH en GL a donné des bons résultats et permet de récupérer une quantité remarquable du pétrole brut.

---

# **Bibliographie**

---

## Ouvrages

- BABUSIAUX. « Choix d'investissement et calcul économique dans l'entreprise ». Edition Economica, Paris, 1990.
- Boughaba, A. 2010. « Analyse et Evaluation des projet ». Edition Berti.
- Denis BABUSIAUX.1990. « Décision d'investissement et calcul économique de l'entreprise », Edition Technic.
- Jean-Pierre, Favennec. « Recherche et production du pétrole et du gaz ». Edition technip, Paris, 2002
- Jean-Yves Capul, OLIVIER Garnier « Dico SES l'essentiel de l'économie et des sciences sociales ». Edition Hatier 2020.
- LANGLOI, et al. « Control de gestion ». Edition Fousher, Paris, 2006.
- N, MOURGUES. « Critères de choix et rentabilité des investissement ». Edition economica,2010.

## Mémoires et Thèses

- AFAN, H et KALGHLGH, S. « Etude comparative entre des types d'EOR en fonction des caractéristiques du gisement. ». Mémoire de master. Université de Kasdi Merbah. Ouargla.2021.
- BELAMARA mémoire fin d'étude « Cadrage est évaluation de projet ».IFG SONATRACH.
- Bensadallah, A. « Critère de choix de polymères pour la récupération assistée de pétrole ». Mémoire de master en génie de procédés, Université de Blida 1. 2020.
- Cherad, A. « Optimisation du réseau du gaz lift dans la partie nord du champ de Hassi Messaoud ». Mémoire de master. Université des sciences et de la technologie Houari Boumediene, Alger. 2009.
- Ghettout, M et Boutouatou, A. « Optimisation Du Gaz-Lift A Haoud Berkaoui. Mémoire de Master en Production professionnel », Université de kasdi merbah, Ouargla. 2018.

## Bibliographie

- James Aubrey Carroll. «*Multivariate production systems optimization*». Mémoire de master, université de STANFORD.
- K, Sarni et H, Belmouhoub. «*Evaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement pétrolier exploration/production* ». Mémoire de master, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2020.
- Mebrouk, A. «*Etude technico-économique sur la méthode de gas-lift dans le champ de Hassi R'mel* ». Mémoire de Master en économie des hydrocarbures, Université de M'hamed Bougara, Boumerdes, 2012.
- Mechich, M et al. «*L'Artificial-Lift choix d'un mode d'activation adéquat dans le champ d'El-Adeb larache* », Mémoire de master en production, Université de Kesdi Merbah, Ouargla, 2017.
- Saadi, W. «*La stratégie d'intensification de l'effort Exploration\Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien* », Mémoire de master, Université de M'hamed Bougara, Boumerdès. 2022.
- Sylvie Pegaz-Fiornet, consulté le 23/03/2023 à 10 :20, <https://theses.hal.science/tel-01451247/> .
- Zebiri, I et Chebbah, A. «*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* », Mémoire de master, Université de M'hamed Bougara, Boumerdès. 2022.

## Article

- Article (27) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (74) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (75) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (76) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Articles (77) (83) (86) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (78) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## Bibliographie

- Article (79) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (80) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (82) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (83) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (84) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (85) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
- Article 40 de la n°86-14 du 19 Août 1986.
- Article 47 de la loi sur les hydrocarbures 86-14.
- Article (47) de la loi sur les hydrocarbures 19-13.
- Article (56) de la nouvelle loi sur les hydrocarbures 19-13
- Article 36 et 52 de la loi sur les hydrocarbures 86-14
- Article n°84 de la loi des hydrocarbures n°05-07.
- Article n°84 de la loi n°13-01.
- Article n°87 de la loi des hydrocarbures n°05-07
- Article n°86 de la loi sur les hydrocarbures n°05-07.
- Article (86) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article n°87 de la loi n°13-01.
- Article n°90 de la loi 13-01.
- Article (25) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (26) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (28) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (31) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (202) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

- Article (204) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.
- Article (230) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures.

## Webographie

- Données de l'AIE et de l'UFIP consulté le 23/02/2023 à 16 :13,  
<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/petrole>
- Cristina D'Alessandro, consulté le 02/04/2023 à 19 :45,  
<http://geoconfluences.enslyon.fr/glossaire/reserves- probables-prouvees>
- Futura, consulté le 03/03/2023 à 10 :43,  
<https://www.futura-sciences.com/planete/definitions/developpement-durable-recuperation-assistee-petrole-7113/>.
- Source : <https://www.aps.dz/economie/86807-nouvelle-loi-sur-les-hydrocarbures-trois-types-de-contrats-petroliers-retenus>
- <https://www.google.com/search?client=opera&q=d%C3%A9finition+comptable+de+l%27investissement&sourceid=opera&ie=UTF-8&oe=UTF-8>  
Consulté le 06/06/2023 à 22 :19.
- <https://www.investirsorcier.com/> consulté le 13/05/2023 à 13 :34 85
- <https://xn--apprendreconomie-jqb.com/> consulté le 14/05/2023 à 17 :40.

---

# **Table des matières**

---

## Table des matières

Remerciements	
Dédicaces	
Liste des tableaux .....	I
Liste des figures .....	II
Liste des abréviations .....	IV
Sommaire .....	VII
Introduction générale .....	A
<b>Chapitre 1 : L'amont pétrolier et les modes de récupération</b>	
Introduction.....	2
<b>Section 1 : La genèse de pétrole</b> .....	3
1. Définition de pétrole .....	3
1.1. La formation des gisements des hydrocarbures .....	3
1.2. Les différents « pièges à pétrole » .....	5
<b>Section 2 : Exploration et production des hydrocarbures</b> .....	6
1. Les étapes de l'activité Exploration/Production .....	6
1.1. L'exploration.....	6
1.1.1. Prospection.....	7
1.1.2. Méthodes géophysiques .....	7
1.1.2.1. Méthodes potentielles .....	7
1.1.2.2. Méthode sismique .....	7
1.1.3. Forage d'exploration.....	9
1.1.3.1. Diagraphies .....	10
1.2. Etape développement .....	11
1.3. La production des hydrocarbures (exploitation) .....	11
2. Les différents types de risque de l'activité E/P .....	11
2.1. Risques géologiques.....	12
2.2. Risques environnementaux .....	12
2.3. Risques de sécurité.....	12
2.4. Risques de marché .....	12
2.5. Risques économiques et financiers .....	13
3. Les gisements et les réserves .....	13
3.1. Définition d'un gisement .....	13
3.1.1. L'étude de gisement .....	13
3.1.2. La vie d'un gisement.....	14
3.2. Définition des réserves.....	15



<b>Section 3 : Les modes de récupération des hydrocarbures</b> .....	16
1. Récupération primaire.....	16
2. Récupération secondaire .....	16
2.1. Méthodes D'Artificial-Lift Par Pompage .....	17
2.1.1. Pompe centrifuge immergée (Electric Submersible Pumps ESP) .....	17
2.1.2. Pompes aux tiges (Sucker Rod Pumps SRP) .....	17
2.1.3. Pompe moineau (Progressing Cavity Pumps PCP) .....	17
2.1.4. Pompe hydraulique .....	18
2.2. Méthodes Artificial Lift par Gas-Lift.....	18
2.2.1. Définition du gas-lift.....	18
2.2.2. Principe de gas-lift .....	18
2.2.3.Processus du gas-lift .....	19
2.2.4. Applications du gas-lift.....	19
2.2.5. Avantages et inconvénients de gas lift.....	20
2.2.5.1. Avantages.....	20
2.2.5.2. Inconvénients .....	20
2.2.6. Types de gas-lift.....	20
2.2.6.1. Selon le mode d'injection .....	20
2.2.6.2. En fonction du type de complétion .....	21
2.2.6.3. En fonction du circuit d'injection en surface .....	25
2.2.7 Les principaux paramètres du gas-lift.....	26
2.2.8. Choix d'un procédé d'activation .....	27
3. La récupération tertiaire : .....	30
Conclusion .....	31

## **Chapitre 2 : le cadre règlementaire et fiscal relatif aux hydrocarbures en Algérie**

Introduction.....	33
<b>Section 1 : Evolution du régime fiscal relatif aux hydrocarbures en Algérie.....</b>	<b>34</b>
1. La loi n°86-14 du 19 Août 1986 .....	34
1.1. La redevance : .....	35
1.2. Impôt sur le résultat « IDP » .....	36
1.3. Impôt sur la rémunération du partenaire étranger .....	36
2. La loi n°05-07 du 28/04/2005 .....	37
2.1. La taxe superficielle.....	37
2.2. La redevance .....	38
2.3. Taxe sur le revenu pétrolier (TRP) : .....	39

2.4. Impôt Complémentaire Sur Le Revenu (ICR) .....	41
2.5. Taxe sur le torchage du gaz .....	41
2.6. Taxe foncière.....	41
2.7. Taxe spécifique sur l'utilisation de l'eau .....	42
2.8. Taxe spécifique sur l'utilisation, cession ou transfert de crédit d'émission de gaz à effet de serre .....	42
2.9. Droit de 1% sur les cessions de droits et obligations dans les contrats : .....	42
3. Loi n° 13-01 du 20/02/2013 .....	42
3.1. La Taxe superficière .....	43
3.2. La redevance .....	43
3.3. La taxe sur le revenu pétrolier .....	44
3.4. La redevance d'eau .....	45
3.5. Impôt Complémentaire sur le Résultat (ICR) .....	45
3.6. La taxe sur le torchage .....	46
<b>Section 2 : Présentation des éléments de la nouvelle loi 19-13 .....</b>	<b>46</b>
1. Dispositions transitoires .....	46
2. Cadre institutionnel .....	47
3. Maintien de la règle 51/49 pour tout contrat d'hydrocarbures .....	48
4. Différentes formes des contrats d'hydrocarbures .....	48
4.1. La concession amont .....	48
4.2. Le contrat de participation .....	49
4.3. Le contrat de partage de production.....	50
4.4. Le Contrat de Services à Risques.....	50
5. L'autorisation de prospection.....	51
6. La durée des contrats d'hydrocarbures .....	52
<b>Section 3 : Les dispositions et les avantages fiscales de la nouvelle loi 19-13 .....</b>	<b>53</b>
1. Les dispositions fiscales de la loi présente .....	53
1.1. La taxe superficière.....	53
1.2. La redevance : .....	55
1.3. L'impôt sur le revenu des hydrocarbures « IRH ».....	56
1.4. L'impôt sur le Résultat.....	58
1.5. L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger .....	58
2. Les taxes spécifiques : .....	59
2.1. La taxe sur le torchage du gaz.....	59
2.2. La redevance hydraulique applicable aux activités des hydrocarbures .....	60
2.3. Droit de transfert .....	60
3. Taux réduits de la redevance hydrocarbures et de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures .....	60

4. Les avantages fiscaux de la loi n°19-13 du 11/12/2019 .....	61
Conclusion .....	63
<b>Chapitre 3 : évaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement</b>	
Introduction.....	65
<b>Section 1 : Notions sur l'investissement .....</b>	<b>66</b>
1. Définition d'investissements.....	66
1.1. Autres définitions.....	66
1.1.1. Définition financière .....	66
1.1.2. Définition comptable.....	67
2. Typologie de l'investissement .....	67
2.1. Selon la nature.....	67
2.1.1. Les investissements corporels .....	67
2.1.2. Les investissements incorporels ou immatériels.....	67
2.2. Selon leurs objets .....	68
2.2.1. Investissements directement productifs .....	68
2.2.2. Investissements obligatoires .....	68
2.3. Selon le critère de risque.....	68
3. Les caractéristiques de l'investissement .....	69
<b>Section 2 : Le projet d'investissement.....</b>	<b>69</b>
1. Définition d'un projet d'investissement.....	69
2. Caractéristiques d'un projet d'investissement .....	70
3. Les étapes de la préparation d'un projet .....	71
3.1. L'étude d'indentification .....	71
3.2. L'étude de faisabilité .....	71
3.3. L'étude d'évaluation.....	71
3.4. L'étude de l'avant-projet d'exécution.....	72
4. Le financement des investissements .....	72
4.1. Financement interne ( <i>l'autofinancement</i> ) .....	73
4.2. Le financement externe direct.....	73
4.3. Le financement externe indirect ou intermédiaire .....	74
<b>Section 3 : Evaluation économique d'un projet pétrolier .....</b>	<b>74</b>
1. La prise de décision dans les projets E-P pétrolière.....	74
2. La Construction d'un Échéancier de Flux de Trésorerie .....	76
2.1. Estimation des Coûts d'Investissement et des Charges d'Exploitation .....	76
2.1.1. Estimation des Coûts d'Investissement.....	76
2.1.2. Estimation des Charges d'Exploitation.....	76
2.2. Estimation des Recettes .....	77

2.2.1. Estimation de Volume de Production .....	77
2.2.2. Estimation des Prix de Vente : .....	77
2.3. Amortissement Comptable.....	77
2.3.1. Amortissement Constant.....	78
2.3.2. Amortissement Dégressif.....	78
2.3.3. Amortissement Variable .....	79
2.3.4. Amortissement Progressif .....	79
2.4. Flux de Trésorerie .....	79
3. Les données d'un projet pétrolier .....	80
3.1 L'investissement (CAPEX).....	80
3.2. Les dépenses d'exploitation (OPEX).....	80
3.3. L'amortissement .....	81
3.4. L'actualisation.....	81
3.5. L'inflation .....	81
3.6. Le prix des hydrocarbures.....	82
4. Les critères d'évaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement.....	82
4.1. Approche déterministe .....	83
4.1.1 La valeur actuelle nette (VAN).....	83
4.1.1.1 Les caractéristiques de la VAN.....	84
4.1.1.2 Les avantages de la VAN.....	84
4.1.1.3. Les limites de la VAN.....	85
4.1.2. Le taux interne de rentabilité (TIR) .....	85
4.1.3. Le délai de récupération.....	86
4.1.4. L'indice de profitabilité (IP) .....	88
4.2 Approche probabiliste .....	88
4.2.1. La valeur monétaire espérée « EMV ».....	88
4.2.2. L'arbre de décision.....	89
4.2.3. L'analyse de sensibilité.....	90
Conclusion .....	92

## **Chapitre 4 :Évaluation de la rentabilité de projet El Adeb Larache**

Introduction.....	94
<b>Section 1 : Présentation de l'organisme d'accueil.....</b>	<b>95</b>
1. Présentation de SONATRACH.....	95
1.1. Les activités de SONATRACH .....	95
1.1.1. Activité exploration/production .....	95
1.1.2. Activité transport par canalisation .....	96
1.1.4. Activité liquéfaction et séparation .....	96

1.1.5. Activité pétrochimie et raffinage .....	96
1.1.6. Activité commercialisation .....	96
1.2. Organisation de l'entreprise .....	97
1.3. La Division Production (DP) .....	98
1.3.1. Missions De La Division Production : .....	99
2. Présentation de la direction régionale In Amenas.....	99
2.1. Situation géographique : .....	99
2.2. Historique d'exploration et d'exploitation sur la région In Amenas : .....	100
2.3. Secteurs d'exploitation : .....	102
2.4. Organisation De La Direction Régionale In-Amenas : .....	103
2.5. Présentation du champ d'El Adeb Larache.....	103
2.5. Données du champ d'El Adeb Larache .....	104
2.5.1.1. Position des puits : .....	104
2.5.1.2. Caractéristiques des réservoirs.....	105
2.5.1.3. Réserves .....	106
2.5.1.4. Caractéristiques des fluides.....	106
2.5.1.5. Etat de développement du gisement d'El Adeb Larache Dévonien F6 .....	106
2.5.1.6. Position initiale des contacts des fluides.....	107
2.5.1.7. Causes de fermeture des puits.....	107
<b>Section 2 : Etude de cas du champ El-Adeb-Larache .....</b>	<b>108</b>
1. Aspect contractuel.....	108
2. Présentation de projet.....	108
3. Les opérations effectuées sur les 8 puits avant l'injection de GL.....	109
4. Les hypothèses économiques .....	109
5. Etude de rentabilité : .....	110
5.1. La production .....	110
5.2. Présentation des CAPEX .....	111
5.3. Présentation des OPEX .....	111
5.4. L'établissement des cash-flows d'investissement.....	112
5.4.1. Calcul de l'assiette fiscal .....	113
5.4.2. Cash-flow après fiscalité.....	115
5.5. Les critères de rentabilité .....	115
5.5.1 Calcul de la VAN.....	115
5.5.2. Calcul du taux interne de rentabilité .....	115
5.5.3. Délai de récupération : .....	116
5.5.4. Indice de profitabilité.....	116
5.6. Résultats économiques à un prix fixe (60\$).....	117

5.7.Simulations des résultats économiques en variant le prix de Pétrole de 30 à 100 US\$/bbl.....	117
Conclusion et recommandations .....	119
Conclusion générale .....	121
Bibliographie	
Table des matières	
Annexes	
Résumé	



# **Annexes**

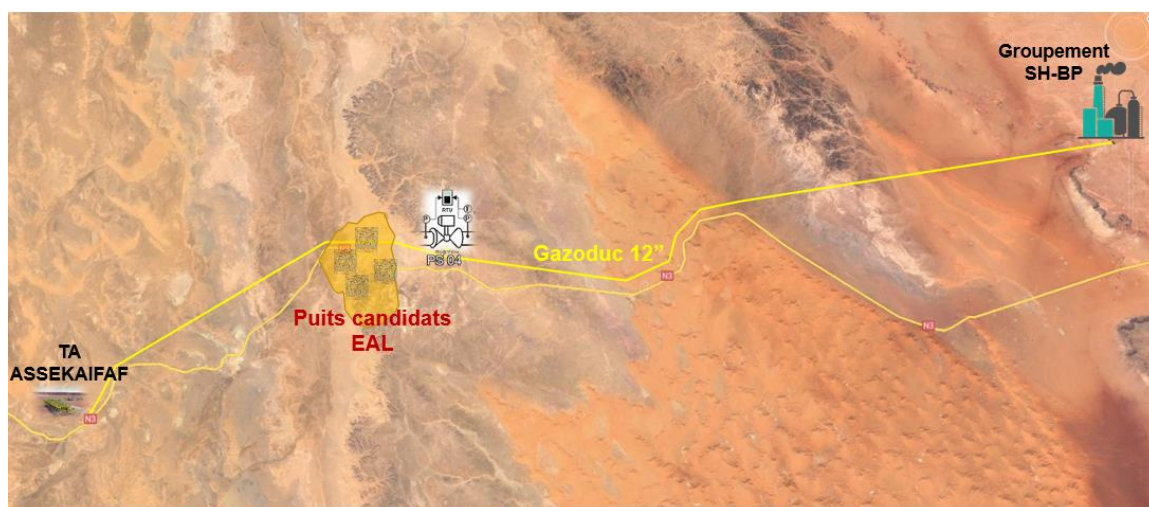


**Annexe 01 : Le poste de sectionnement PS4.**



Source : Photo prise par nous-mêmes.

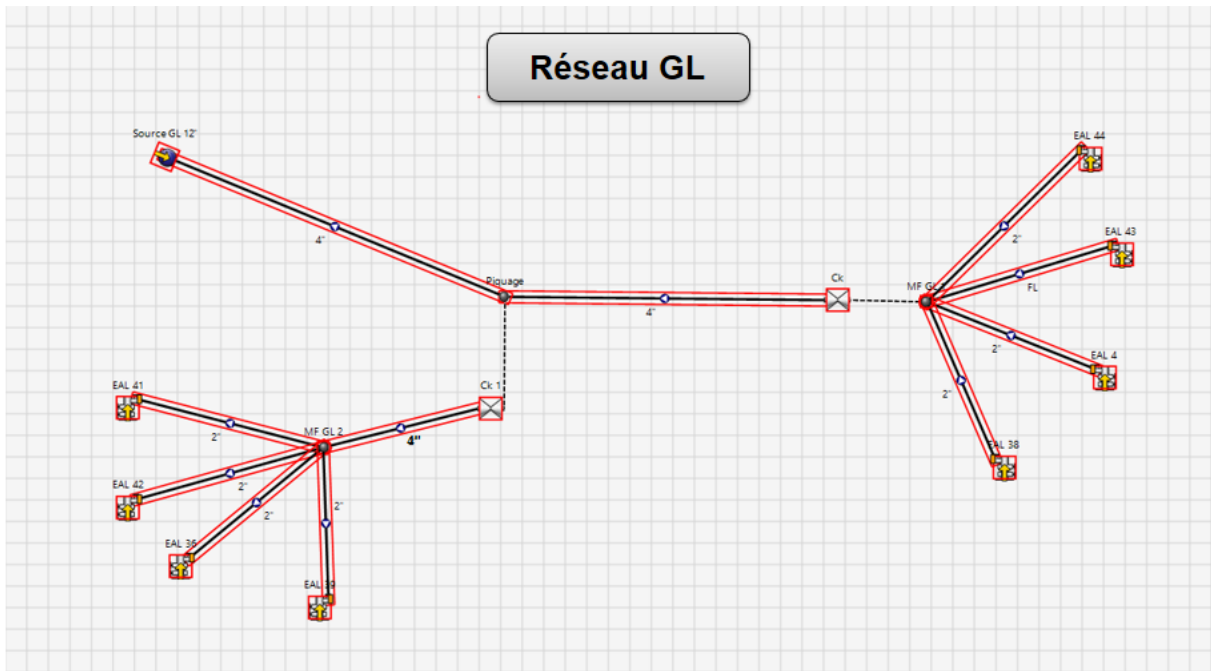
**Annexe 02 : Plan d'implantation des différents installations.**



Source : document donné par DP In-Amenas.



Annexe 03 : Réseau GL.



Source : document donné par DP In-Amenas.

## Annexe 04 : Le profil de production.

Année	2 022		2023		2024		2025		2026		2027	
Taux de change	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142
Nombre de jours de l'année	365		365		365		365		365		365	
<b>Unité Total</b>												
Début du contrat	1-janv.-22	Durée du contrat	6									
Début de production	1-janv.-23	Période de recherche	0									
Date de fin de production	2027	Période d'exploitation	6									
Année de base	2 023	Superficie de recherche	,00 Km2									
Début d'exploitation	01/01/2023	Superficie en exploitation	*****									
Fin du contrat	2 027											
<b>Données techniques du projet</b>												
<b>Profils de production</b>												
Pétrole brut	-	0,62	0,35	0,28	0,23	0,18						
		10 <sup>6</sup> Bbl	1,66									

Source : document donné par DP In-Amenas.

## Annexe 05 : CAPEX.

Année	2 022	2023	2024	2025	2026	2027
Taux de change	142	142	142	142	142	142
Nombre de jours de l'année	365	365	365	365	365	365
Total						
Unité						
Année	1-janv.-22	1-janv.-23	2027			
Début de production	2 023					
Date de fin de production						
Année de base	2 023					
Début d'exploitation	01/01/2023					
Fin du contrat	2 027					
	Durée du contrat	6				
	Période de recherche	0				
	Période d'exploitation	6				
	Superficie de recherche	00 km2				
	Superficie en exploitation	*****				
<b>Investissements de recherche et de développement</b>						
<b>Recherche</b>						
Etudes et sismique	MM\$	6,71				
Forages productifs	MM\$					
Forages improductifs	MM\$					
<b>Appréciation</b>						
Etudes et sismique	MM\$					
Forages productifs	MM\$					
Forages improductifs	MM\$					
<b>Développement</b>						
Etudes	MM\$	6,71				
Installations spécifiques	MM\$					
Installations générales	MM\$	2,04				
Collectes	MM\$					
Frais généraux	MM\$					
Stockage sous-terrain	MM\$					
Equipements	MM\$					
Imprévus	MM\$					
<b>Forages</b>						
Workover	MM\$	4,67				
	MM\$	4,67				

Source : document donné par DP In-Amenas.

## Annexe 06 : OPEX.

Année	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	
Taux de change	142	142	142	142	142	142	
Nombre de jours de l'année	365	365	365	365	365	365	
Unité	Total						
Créat du contrat	1-jan-22	Durée du contrat					6
Créat de production	1-jan-23	2 023	Période de recherche				0
Date de fin de production	2027	Période exploitation				6	
Année de base	2 023	Superficie de recherche				,00 Ka2	
Créat d'exploitation	01/01/2023	Superficie en exploitati				#####	
Fin du contrat	2 027						
Coûts Opératoires	-	0,26	0,15	0,12	0,09	0,08	
			0,70				
			0,42				

Source : document donné par DP In-Amenas.

## Annexe 07 : Prix de commercialisation de pétrole brut.

Année	2 022	2023	2024	2025	2026	2027
Taux de change	142	142	142	142	142	142
Nombre de jours de l'année	365	365	365	365	365	365
Unité	Total					
Année	Unité					
1-jan.-22	Durée du contrat					
1-jan.-23	Période de recherche					
2027	Période exploitation					
2 023	Superficie de recherche					
01/01/2023	Superficie en exploitation					
2 027						
Prix de commercialisation	US\$/bbl					
Pétrole Brut	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00

Source : document donné par DP In-Amenas.

## Annexe 08 : Les recettes pétrolières.

Année	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Taux de change	142	142	142	142	142	142
Nombre de jours de l'année	365	365	365	365	365	365
Unité	Total					
Revenu pétrolier	-	37,01	21,17	16,33	13,54	10,84
MM\$	79,825					
99,49						
1-jan.-22	Durée du contrat					
6						
1-jan.-23	Période de recherche					
0						
2027	Période exploitation					
6						
2 023	Superficie de recherche					
,00 Km2						
01/01/2023	Superficie en exploitation					
#####						
2 027						

Source : document donné par DP In-Amenas.

## Annexe 09 : Les charges d'exploitation.

Année	Année										Unité	Total
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029				
Taux de change	142	142	142	142	142	142	142	142	142	142	365	365
Nombre de jours de l'année	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
Début du contrat	1-janv.-22	2 023										
Durée du contrat												6
Début de production	1-janv.-23											0
Fin de production	2027											6
Année de base	2 023											.00 ka2
Début d'exploitation	01/01/2023											*****
Fin du contrat	2 027											*****
Charges d'exploitation		1,384									1,74	MM\$
Coût de transport	Taux de transport	0,832	0,39	0,22	0,18	0,14	0,11				1,05	MM\$
Pétrole brut	704	0,832	0,39	0,22	0,18	0,14	0,11				1,05	MM\$
GPL	1 153	0,000	-	-	-	-	-				-	MM\$
Gas naturel	1 200	0,000	-	-	-	-	-				-	MM\$
Condensat	1 154	0,000	-	-	-	-	-				-	MM\$
Coût de processing		0,000	-	-	-	-	-				-	MM\$
GPL			-	-	-	-	-				-	MM\$
GNL			-	-	-	-	-				-	MM\$
Coûts d'abandon		0,000	-	-	-	-	-				-	MM\$
MGP			-	-	-	-	-				-	MM\$
CPV			-	-	-	-	-				-	MM\$
PPP			-	-	-	-	-				-	MM\$
VFP			-	-	-	-	-				-	MM\$
Opex		0,56	0,26	0,15	0,12	0,09	0,08				0,70	MM\$

Source : document donné par DP In-Amenas.

## Annexe 10 : Résultat de cash-flow avant fiscalité.

Année	Unité	Total	2 022	2023	2024	2025	2026	2027
Taux de change			142	142	142	142	142	142
Nombre de jours de l'année			365	365	365	365	365	365
Début du contrat	Durée du contrat							
			1-janv.-22					
Début de production	2 023							
	Félicité de recherche							
			1-janv.-23					
Date de fin de production	Félicité exploitation		2027					
Année de base	Supervise de recherche		2 023					
Début d'exploitation	Supervise en exploitation		01/01/2023					
Fin du contrat			2 027					
Cash Flow Projet			-	6,71	36,36	20,80	16,63	13,31
	78,31	MM\$	91,04					10,65
	>50%							

Source : document donné par DP In-Amenas.



Annexe 11 : Calcul de la taxe superficiere et IR.

Année	2022		2023		2024		2025		2026		2027	
	142	365	142	365	142	365	142	365	142	365	142	365
Année	Total											
Taux de change	Unité											
Nombre de jours de l'année												
Début du contrat	1-janv.-22	Durée du contrat										
Début de production	1-janv.-23	2 023										
Date de fin de production	2027	6										
Année de base	2 023	6										
Début d'exploitation	01/01/2023	Superficie de recherche										
Fin du contrat	2 027	Superficie en exploitation										
Fiscalité pétrolière (Loi 19-13)	Taux & tarifs de la fiscalité											
Taxe superficière	Montant en DA de 13,4 ans	49,81	MM\$	57,20	MM\$	17,69	13,47	10,61	8,33	7,10	0,18	0,04
Recherche	7 000	0,15	MM\$	-	MM\$	-	-	-	-	-	-	-
Exploitation	30 000	14 000	MM\$	0,18	MM\$	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Redevance		8,63	MM\$	9,84	MM\$	3,66	2,09	1,68	1,34	1,07		
Assiette			MM\$	98,45	MM\$	36,62	20,95	16,75	13,40	10,73		
Report			MM\$	98,45	MM\$	36,62	20,95	16,75	13,40	10,73		
Taux	10%		%		%	10%	10%	10%	10%	10%		
Impôt sur le Résultat (IR)		15,25	MM\$	16,73	MM\$	8,64	2,82	2,26	1,81	1,20		
Assiette			MM\$	41,92	MM\$	28,81	9,40	7,53	6,03	4,00		
Report maximum	4 ans		année		année	2,00	3,00	4,00	4,00	4,00		
Charges déductibles			MM\$	8,45	MM\$	1,44	1,16	1,08	1,03	0,98		
Taxe déductibles			MM\$	36,03	MM\$	6,76	10,61	8,31	6,48	5,66		
Déductions			MM\$	57,58	MM\$	8,20	11,77	9,40	7,51	6,84		
Report antérieur traité			MM\$	11,09	MM\$	-	-	-	-	-		
Report cumulé			MM\$	13,86	MM\$	-	-	-	-	-		
Report périodique			MM\$	2,77	MM\$	-	-	-	-	-		
Taux	30%		%		%	30%	30%	30%	30%	30%		

Source : document donné par DP In-Amenas.



## Annexe 13 : Calcul de l'amortissement IRH.

Année	2 022	2023	2024	2025	2026	2027
Taux de change	142	142	142	142	142	142
Nombre de jours de l'année	365	365	365	365	365	365
<b>Unité</b>						
Année	<b>Total</b>					
<b>Calcul des amortissements</b>						
Début du contrat	1-janv.-22	Durée du contrat		6		
Début de production	1-janv.-23	2 023	Période de recherche		0	
Date de fin de production	2027	Période d'exploitation		6		
Année de base	2 023	Superficie de recherche		,00 Km <sup>2</sup>		
Début d'exploitation	01/01/2023	Superficie en exploitation		*****		
Fin du contrat	2 027					
<b>Calcul des amortissements</b>						
<b>Amortissements I.R.H</b>	-	1,68	1,68	1,68	1,68	-
Capex de recherche	-	-	-	-	-	-
Capex de développement	6,71	-	-	-	-	-
Amortissement Recherche	-	-	-	-	-	-
Amortissement développement	-	1,68	1,68	1,68	1,68	-
<b>Unité</b>						
Capex de recherche	MM\$					
Capex de développement	MM\$					
Amortissement Recherche	MM\$					
Amortissement développement	MM\$					
<b>8 ans</b>						
<b>4 ans</b>						

Source : document donné par DP In-Amenas.

## Annexe 14 : Calcul de l'amortissement IR.

Année	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Taux de change	142	142	142	142	142	142
Nombre de jours de l'année	365	365	365	365	365	365
Unité	Total					
<i>Début du contrat</i>	6					
<i>Début de production</i>	0					
<i>Date de fin de production</i>	6					
<i>Année de base</i>	2 023					
<i>Début d'exploitation</i>	01/01/2023					
<i>Fin du contrat</i>	2 027					
<b>Amortissements I.R</b>	-	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
<b>Recherche</b>	-	-	-	-	-	-
Etudes et sismique	-	-	-	-	-	-
Forages productifs	-	-	-	-	-	-
Forages improductifs	-	-	-	-	-	-
<b>Appréciation</b>	-	-	-	-	-	-
Etudes et sismique	-	-	-	-	-	-
Forages productifs	-	-	-	-	-	-
Forages improductifs	-	-	-	-	-	-
<b>Développement</b>	-	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Etudes	-	-	-	-	-	-
Installations spécifiques	-	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Installations générales	-	-	-	-	-	-
Collectes	-	-	-	-	-	-
Frais généraux	-	-	-	-	-	-
<b>Forages</b>	-	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
<b>Total</b>	<b>6,71</b>					<b>6,71</b>

Source : document donné par DP In-Amenas.

Annexe 15 : Les résultats économiques.

Année	Unité		Total	2 022	2023	2024	2025	2026	2027
Taux de change				142	142	142	142	142	142
Nombre de jours de l'année				365	365	365	365	365	365
<i>Début du contrat</i>	1-juar.-22	Durée du contrat	6						
<i>Début de production</i>	1-juar.-23	Félicité de recherche	0						
<i>Date de fin de production</i>	2027	Félicité exploitation	6						
<i>Année de base</i>	2 023	Superficie de recherche	.00 Km <sup>2</sup>						
<i>Début d'exploitation</i>	01/01/2023	Superficie en exploitation	*****						
<i>Fin du contrat</i>	2 027								
<b>Résultats économiques</b>									
<i>0,12</i>									
<b>Cash Flow avant fiscalité</b>									
Cash-Flow		78,91	91,04	6,71	36,36	20,80	16,63	13,31	10,65
Cash Flow Actualisé			78,91	7,38	36,36	18,91	13,75	10,00	7,28
TRI			>50%						
<b>Cash Flow après fiscalité</b>									
Cash-Flow		29,09	33,84	6,71	18,67	7,33	6,02	4,97	3,55
Cash Flow Actualisé			29,09	7,38	18,67	6,67	4,98	3,74	2,43
TRI			>50%						
<b>Critères Economiques</b>									
VAN @ 10%		29,09							
TRI		>50%							

Source : document donné par DP In-Amenas.

## Résumé

Le champ de EAL présente des problèmes d'exploitation qui sont, en général, aggravés, par les conditions sévères de température et de pression, qui règnent dans le gisement, ainsi que dans le puits. Ce qui diminue fortement la productivité des puits et exige une intervention immédiate d'une technique d'extraction artificiel pour récupérer l'éruptivité du puits.

L'objectif principal de notre travail est de présenter techniquement le principe d'injection de GL et ainsi on concentre sur l'évaluation de rentabilité de cette méthode c'est à dire on étudie la faisabilité technique et économique de GL.

## Abstract

The EAL field presents operating problems that are generally exacerbated by the severe temperature and pressure conditions prevailing in the reservoir and well. This severely reduces well productivity and requires immediate intervention of an artificial extraction technique to recover well eruption.

The main objective of our work is to present the principle of GL injection from a technical point of view, and to focus on assessing the profitability of this method, i.e. to study the technical and economic feasibility of GL.

## المخلص

يبرز حقل عابد الاعراش العديد من المشاكل المتعلقة باستغلال النفط، والتي تزداد سوءا بسبب الظروف غير الملائمة والمتمثلة في درجة الحرارة والضغط المخيمان على الحقل او البئر البترولوي، الشيء الذي يقلل من إنتاجية الابار ويستدعي تدخل فوري لإحدى تقنيات الاستخلاص الصناعي للنفط، لتمكين البئر من استعادة ثورانه.

الهدف الأساسي من عملنا هو تقديم تقنيا مبدا ضخ الغاز كذلك التركيز على تقييم فعالية هذه الطريقة من حيث التكلفة، بمعنى دراسة الجدوى التقنية والاقتصادية.