

**UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU**  
**Faculté des Sciences Economiques, Commerciales et des Sciences de**  
**Gestion**  
**Département des Sciences Financière et Comptabilité**



# **Mémoire de Fin de Cycle**

**En Vue de l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Economiques**  
**Spécialité : Finance et Banque**

**Sujet**

**Evaluation de la rentabilité d'un projet  
d'investissement pétrolier  
exploration-production  
Cas SONATRACH « IAP » Boumerdes**

**Présenté par :**

**SARNI Kamel**

**BELMOUHOU B Hamou Tahar**

**Dirigé par :**

**Mme REMIDI**

**Jury composé de :**

**Président : M<sup>me</sup> MOUMOU Ouerdia MCB, UMMTO**

**Rapporteur : M<sup>me</sup> REMIDI Djoummana MAA, UMMTO**

**Examineur : M<sup>r</sup> DRALI Nabil MAA, UMMTO**

**2021-2022**

# Remerciements

Nos remerciements s'adressent d'abord à notre créateur, Dieu seigneur qui ne cesse de nous bénir et de rependre abondamment sur nous toute espèce de Sagesse et intelligence spirituelle, afin que nous sachions quelle est l'immensité de la richesse et la gloire qu'il réserve à nous ses élus.

Nous tenons à exprimer notre gratitude pour notre encadrant M<sup>me</sup> CHIOUB ZOULIKHA, qui nous a fait profiter de ses connaissances, et de nous avoir orienté et conseiller, nous le remercions aussi pour sa disponibilité et son encouragement.

Nos remerciements s'adressant également aux membres du jury pour leur aimable acceptation d'évaluer ce travail.

Nos sentiments de gratitude s'adressent aussi à tous les personnels et les enseignants de tous les départements de l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou qui ont contribué à notre formation durant notre cursus.

Nos reconnaissances vont à l'ensemble du personnel de SONATRACH, particulièrement Mr AMROUN ZOUHIR, pour l'aide précieuse qu'ils nous ont apportée, qu'ils trouvent ici toute notre profonde gratitude pour leurs disponibilités.

Enfin, nous exprimons nos sentiments à tous nos amis ; nos camarades qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail et tous ceux qui nous ont aidé d'une manière et d'une autre, qu'ils trouvent ici l'expression de notre reconnaissance.

# Dédicaces

A ma très chère mère

Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurai point te remercier comme il se doit .Ton affection me couvre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.

A la mémoire de mon très cher père que j'aime énormément j'aurai tant aimé que vous soyez présent en ce jour si important pour nous, que Dieu ait votre âme dans sa sainte miséricorde

Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.

A ma chère grande sœur KHADIDJA et mes sœurs KAISSA et YAMINA qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail.

A mon cher binôme KAMEL SARNI, et mon brave ami KARIM LE BONCOIN et ANIA TAKOUCHE, DOUDOU, tous mes camarades de section qui me donnent de l'amour et de la vivacité.

Puisse dieu vous donne santé, bonheur, courage, et surtout réussite.

HAMOU TAHAR

# Dédicace

Louange à Allah. Le tout puissant et miséricordieux qui m'a comblé de bien fait, je lui rends grâce.

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

A mes très chers parents

Qui ont sacrifié leur vie pour ma réussite et qui ont éclairé le chemin par leurs conseils judicieux, Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux, J'espère que je pourrais leurs rendre un jour ce qu'ils ont fait pour moi, que dieu leur prête bonheur et longue vie, en espérant qu'ils seront toujours fier de moi. Que dieu vous garde, je vous aime.

A ma chère sœur

En témoignage de ma profonde tendresse et reconnaissance pour ton soutien précieux. Je te souhaite un avenir florissant et une vie pleine de bonheur et de prospérité.

A la mémoire de mon grand—père maternels Mahdi

J'aurais tant aimé que tu sois présente. Que Dieu ait ton âme dans sa sainte miséricorde

A ma grand-mère maternelle

Qui ma accompagné par ses prières, sa douceur, puisse Dieu te prêter longue vie

A Mes grands-parents paternels

Qui m'ont accompagné par leurs prières, leur douceur, puisse Dieu leurs prêter longue vie, Santé et bonheur.

A mes tantes paternelles

Je vous exprime ma reconnaissance pour votre soutien

A ma tante maternelle Nadia

Toi qui est comme une deuxième maman pour moi et a son marie Mahdi et t'es enfant Smail , Samy et Léa

Je vous exprime ma reconnaissance pour votre soutien moral et votre encouragement le long de ma formation.

A mes oncles maternelle en particulier A mon oncle Ahmed qui est en Allemagne, toi qui m'a toujours soutenu et encouragé

Veillez trouver dans ce travail l'expression de mon respect et mon affection les plus sincères.

A mon oncle paternel Mohand Ali et sa petite famille

A toi aussi mon meilleur ami Samir

Qui a toujours était là avec moi qui a toujours su trouvé les bon mots pour m'aider je t'en remercie

A tous mes cousins et cousine paternelle et maternelle

A Katia qui est comme une grande sœur pour moi tout simplement merci

A Karim le bon coin qui a donné un souffle de vie à notre travaille

A mon cher binôme « Hamou Tahar » avec qui j'ai partagé tellement de moments mémorables et inoubliables qui a toujours su m'encourager et m'apporter la force de persévérer, je te

Souhaite de réussir ta vie avec succès.

A mes amies, En particulier TAKOUCHE Ania et ZEGHBIB Tasadit en souvenir de notre sincère et profonde amitié et des moments agréables que

Nous avons passés ensemble.

A tous les gens qui m'ont soutenu de près ou de loin que j'ai omis de citer.

**Kamel**

<b>Abréviations</b>	<b>Signification</b>
<b>ALNAFT</b>	Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures
<b>ARH</b>	Agence de régulation des hydrocarbures
<b>ART</b>	Article
<b>BEP</b>	Baril équivalent pétrole
<b>C.A</b>	Cout d'Abandon
<b>CA</b>	Chiffre d'affaire
<b>CAPEX</b>	Dépense d'exploitation et de développement « <i>capital expenditures</i> »
<b>CF</b>	Cash-flow
<b>CFT</b>	Cash-flow provisionnelle de l'année n
<b>CPI</b>	Consumer Price Index
<b>CT</b>	Cout de Transport
<b>DGE</b>	Direction des grande entreprise
<b>DR</b>	Délai de récupération
<b>DZD</b>	Dinard algérien
<b>E&amp;P</b>	L'activité Exploration-production
<b>EMV</b>	Expected Monetary Value
<b>GN</b>	Gaz naturel
<b>GNL</b>	Gaz Naturel Liquéfié
<b>GPL</b>	Gaz propane Liquéfié
<b>IAP</b>	Institut algérien de pétrole
<b>ICR</b>	Impôt Complémentaire sur le Résultat
<b>IP</b>	Indice de profitabilité
<b>Mb/j</b>	Million de barrel par jour
<b>MM BBL</b>	Million de barrel
<b>OMC</b>	Organisation mondial du commerce
<b>OPEC</b>	Organization of Petroleum Exporting Countries
<b>OPEX</b>	Dépense d'exploitation (couts opératoire)
<b>PBi</b>	Profit brut
<b>PED</b>	Petroleum Engineering and Développement
<b>POD</b>	Plan of development
<b>POT</b>	Le Délai de Récupération ou Pay Out Time
<b>PS</b>	Probabilité de succès
<b>PSC</b>	Production Sharing Contact
<b>PV</b>	Valeur de Production
<b>SONATRACH</b>	Société National pour la Recherche, la production, le Transport et la Transformation et la Consommation des Hydrocarbures
<b>T.E.P</b>	Tonne Equivalent Pétrole
<b>Tm</b>	Taux de change moyen du mois calendaire précédent chaque paiement
<b>TRC</b>	L'Activité Transport par Canalisation
<b>TRI</b>	Le Taux de Rentabilité Interne
<b>TRP</b>	Taxe sur le Revenu pétrolier
<b>TS</b>	Taxe superficiaire
<b>VAN</b>	Valeur Actuelle Nette

# Sommaire

<b>Introduction générale .....</b>	<b>01</b>
------------------------------------	-----------

## **Chapitre 1 : Evaluation économique et de la rentabilité d'un projet d'investissement**

<b>Section 01 : Notion sur l'investissement.....</b>	<b>06</b>
<b>Section 02 : Projet d'investissement .....</b>	<b>09</b>
<b>Section 03 : Evaluation et critère de la rentabilité d'un projet d'investissement pétrolier .</b>	<b>13</b>

## **Chapitre II : Industrie pétrolier en Algérie**

<b>Section 01 : Présentation de l'organisme d'accueil .....</b>	<b>28</b>
<b>Section 02 : Les étapes de l'activité exploration - production .....</b>	<b>32</b>
<b>Section 03 : L'évolution du régime fiscal pétrolier .....</b>	<b>42</b>

## **Chapitre III : évaluation de la rentabilité du projet BELRHAZI**

<b>Section 01 : présentation du projet BELRGHAZI .....</b>	<b>58</b>
<b>Section 02 : Les données fiscales.....</b>	<b>66</b>
<b>Section 03 : L'application des critères d'évaluation de la rentabilité d'un projet par SONATRACH.....</b>	<b>79</b>
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>87</b>

**Bibliographie**

**Annexes**

**Table des matières**

L'Algérie est une économie solide qui repose sur plusieurs fondamentaux importants comme l'investissement qui est l'un des éléments essentiels qui favorise la croissance économique et le développement d'un pays.

Investir pour une entreprise est synonyme de création de richesse, de création de revenus importantes et d'acquisition d'expériences pour améliorer et développer son activité principale. L'entreprise est constituée d'une personne ou d'un groupe de personnes qui travaillent ensemble pour fournir des biens et des services dans un but lucratif. Aussi, afin de satisfaire les besoins de ses clients.

De ce fait, l'investissement est considéré comme un moyen efficace de rentabilité pour l'entreprise. Cette rentabilité qu'attend l'entrepreneur, dépend de plusieurs critères sur lesquels il se base pour prendre sa décision qui repose sur les stratégies d'investissement de l'entreprise.

La décision d'investissement peut être interprétée comme une affectation des ressources à un projet précis ou bien comme un décaissement engagé en espérant un retour sur l'investissement dans le but de retirer un profit important ; cette décision fait un pari sur l'avenir de l'entreprise qui se traduit à la fois par un risque qui est un élément essentiel et par une certaine confiance qui entraîne généralement des décaissements actuels certains et des gains qui peuvent être soit aléatoires ou incertains.

De ce fait, ces décisions au sein d'une compagnie sont fortement complexifiées, elles sont construites après l'évaluation du projet d'investissement qui nécessite, tout d'abord, un ensemble de paramètres comme : le capital investi, les recettes dégagées ; la durée de vie...etc, et le recours à des méthodes qui sont basées sur des critères de mesure de la rentabilité du projet. Ces derniers font l'objet d'un outil qui aide les investisseurs à choisir des stratégies et des solutions selon le degré de risque pour réduire les pertes.

En effet, cette étape de l'évaluation est très importante car elle nous permet de savoir si notre projet sera rentable et que la réalisation de l'investissement nous permet de récupérer l'ensemble des dépenses initiales, et de savoir si le projet doit être accepté ou rejeté.

Mais avant toute évaluation de la rentabilité du projet, une étude techno économique doit être effectuée. Cette étude nous donne une vision générale sur le déroulement du projet ; c'est -à- dire elle permet d'identifier le projet.

Dans notre stage au sein de la SONARACH nous allons essayer de répondre la problématique suivante :

**« Comment SONATRACH évalue ses projets d'investissements et quels outils applique-t-elle pour une décision fiable ? »**

Pour répondre à cette problématique nous avons articulé notre travail autour de trois intégrations :

- Quelles sont les différentes catégories des projets d'investissements ?
- Quelle est la particularité des projets d'investissement pétroliers ?
- Quels sont les outils mis en œuvre par SONATRACH pour évaluer la rentabilité de ses projets ?

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

- **H1** : L'application des critères du choix en avenir certain et incertain peut aider l'entreprise à prendre une bonne décision ;
- **H2** : 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 ;
- **H3** : Le projet d'investissement réalisé par SONATRACH génère des flux positifs ce qui permet à l'entreprise de récupérer les capitaux décaissés.

### ▪ **Motif du choix du sujet**

L'investissement est l'une des activités les plus importantes pour la constitution d'un patrimoine dans le temps et de consolider une richesse. C'est le moyen le plus commun pour générer des revenus dans le futur.

Ce sujet nous semble intéressant vu le fait qu'il permette d'appliquer et de confronter tout ce que nous avons acquis théoriquement concernant la réalité de l'entreprise. C'est une thématique qui nous permet, également, de comprendre comment prendre des décisions selon le degré de risque, afin d'évaluer un projet au niveau de l'entreprise.

### ▪ **Méthodologie et les outils de recherche**

Pour répondre aux questions posées précédemment, nous avons opté pour une double méthodologie :

- Théorique dans le but de reprendre tous les concepts liés à l'investissement en général, et l'investissement dans le secteur pétrolier, en particulier ;
- Empirique, où nous avons opté pour une méthode descriptive et analytique qui repose sur des données collectées au niveau de SONATRACH et des résultats obtenus par un modèle économique traité à travers le logiciel EXCEL.

Pour pouvoir élaborer la première partie de notre travail, relative à la partie théorique, nous avons utilisé plusieurs ouvrages récents, des revues, des documents sur net, des sites web ainsi que des travaux de recherche universitaires.

Concernant la deuxième partie relative à notre stage effectué au sein de SONATRACH, nous avons utilisé les données et les documents fournis par l'entreprise et nous nous sommes basés sur les résultats obtenus par le logiciel EXCEL. En effet, nous avons présenté un exemple chiffré sur l'un des projets effectués par SONATRACH qui est « la recherche et l'exploitation des hydrocarbures » dans le but d'illustrer un cas réel d'évaluation des projets d'investissements.

### ▪ **L'importance de l'étude**

Cette étude nous amène à éclairer la notion de projet d'investissement, son financement, et de connaître les différents risques qui peuvent impacter sa rentabilité. Aussi, elle nous permet de déterminer l'importance des décisions qu'un investisseur doit prendre, selon le degré de risque en utilisant l'ensemble des outils d'évaluation.

### ▪ **L'objectif de l'étude**

Le présent travail a pour objectif de développer nos connaissances et d'avoir une expérience concernant l'évaluation d'un projet d'investissement. Il vise à montrer aussi le modèle et la démarche suivie par SONATRACH pour évaluer la rentabilité de ses projets d'investissements, après avoir fait une étude techno-économique, ensuite d'arriver à une décision finale, c'est-à-dire d'accepter ou de rejeter le projet selon les résultats obtenus de son étude de rentabilité.

### ▪ **Limite géographique de l'étude**

Notre étude est limitée dans le domaine et dans l'espace. Notre travail porte sur l'évaluation d'un projet d'investissement et plus exactement, sur la recherche et l'exploitation des hydrocarbures. Plus précisément, il s'agit d'une étude effectuée au sein de la division d'exploration SONATRACH-Boumerdes, sur un projet « exploration production » situé zone BELRHAZI situé dans le bassin TINDOUF GEGGANE SBAA .

### ▪ **Structure du mémoire**

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

La première partie regroupe deux chapitres importants :

Le premier chapitre intitulé « *Evaluation la rentabilité d'un projet d'investissement* » est subdivisé en trois sections : la première section porte sur les généralités et différentes notions de l'investissement. La deuxième section fait le point sur le projet d'investissement et les différents types existant pour financer ce dernier. La troisième section est consacrée à la présentation des critères d'évaluation de la rentabilité d'un projet d'investissement dans un avenir certain et incertain.

Le deuxième chapitre intitulé « industrie pétrolière en Algérie » regroupe trois sections : la première section est consacrée à la présentation de l'organisme d'accueil, à savoir, SONATRACH, la deuxième section présente les différentes étapes de l'activité exploration-production. L'évolution du régime fiscale dans le secteur pétrolier en Algérie est présentée dans la troisième section.

La deuxième partie relative à la partie pratique comprend un seul chapitre intitulé « *Évaluation de la rentabilité du projet BELRHAZI* ».

Ce chapitre est subdivisé en trois sections :

La première section est consacrée à la présentation du projet et les coûts qui y sont liés. La deuxième section explique l'évaluation de la fiscalité du projet à travers un exemple chiffré donné par SONATRACH. Et enfin, la dernière section dans laquelle nous avons tenté d'appliquer les différents critères d'évaluation étudiés précédemment sur un cas réel de projet d'investissement.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale qui récapitule l'essentiel des résultats de notre recherche et présentant quelques recommandations.

**Introduction au chapitre**

L'investissement est tout sacrifice des 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 conséquence, le calcul de sa rentabilité. La rentabilité d'un projet dépend des couts qu'il induit et des gains qu'il procure. Si la somme des gains est supérieure aux couts 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 : Notion 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. Dans cette section nous allons essayer d'exposer les généralités sur l'investissement

### 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. ...*) sont immédiatement détruite ou transformée dans ce processus.<sup>1</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>2</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>1</sup> JEAN-Yves Capul, OLIVIER Garnier « *Dico SES l'essentiel de l'économie et des sciences social* ». Edition hatier page 255.

<sup>2</sup> BELAMARA mémoire fin d'étude « Cadrage est évaluation de projet » page 29. IFG SONATRACH

### 1.1.2 Définition comptable

Au sens de la comptabilité, l'investissement oblige les entreprises à pratiquer l'amortissement. Au sens plus courant, l'investissement est synonyme de placement (*investir en achetant des titres à la bourse*).<sup>1</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>2</sup>

### 2.1 Selon la nature

Le premier critère de classement s'inspire de la comptabilité et se base sur la nature des actifs investi.<sup>3</sup>

#### 2.1.1 Les investissements corporels

Ils correspondent à l'achat ou à la construction de biens d'équipement physiques, industriel 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.

### 2.2 Selon leurs objets

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

#### ▪ Investissement directement productifs

- **Investissements de remplacement (renouvellement)** : Ils ont pour objet le maintien d'un potentiel de production et de distribution. Ils contribuent à la continuité de l'activité de l'entreprise en assurant un renouvellement à l'identique de la capacité de production ;
- **Investissement de capacité (expansion)** : Ils contribuent à la croissance de l'entreprise lorsque celle-ci désire accroître ses parts de marché. ;

<sup>1</sup> POPIOLEK. Page 02.

<sup>2</sup> Mémoire « *Etude de rentabilité d'un projet d'investissement en partenariat étranger* » I.F.G Syndicat national SONATRACH

<sup>3</sup> JEAN-YVES Capul, Disco SES, Edition Hatier, page 256

- **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 ;
- **Investissement de diversification (innovation)** : Ils correspondent au développement d'activités nouvelles en liaison avec le lancement de nouveaux produits et la création de nouveaux marchés ;
- **Investissement 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.

▪ **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.

### 3. 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 02 : 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 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>1</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.*) ;

<sup>1</sup> <https://www.investirsorcier.com/> consulté le 7/09/2022 à 13 :34

- **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>1</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 une somme présente contre une série de revenus futurs, c'est qu'on espère que ceux-ci seront au total supérieurs à la mise du fonds initial.<sup>2</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>3</sup>

#### a) L'étude d'identification

Elle correspond à la première maturation de l'idée de projet qui fait l'analyse des besoins ou du marché, le diagnostic d'une situation qui pose le ou les problèmes dominants ainsi que le ou les facteurs limitant. 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.

#### b) 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.

#### c) L'étude d'évaluation

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

<sup>1</sup> <https://xn--apprendreconomie-jqb.com/> consulté le 7/09/2022 à 00 :10

<sup>2</sup> Denis BABUSIAUX « *Décision d'investissement et calcul économique de l'entreprise* », édition technic

<sup>3</sup> *Idem*

- 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 ?
- 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 constitue 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.

#### **d) 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*).

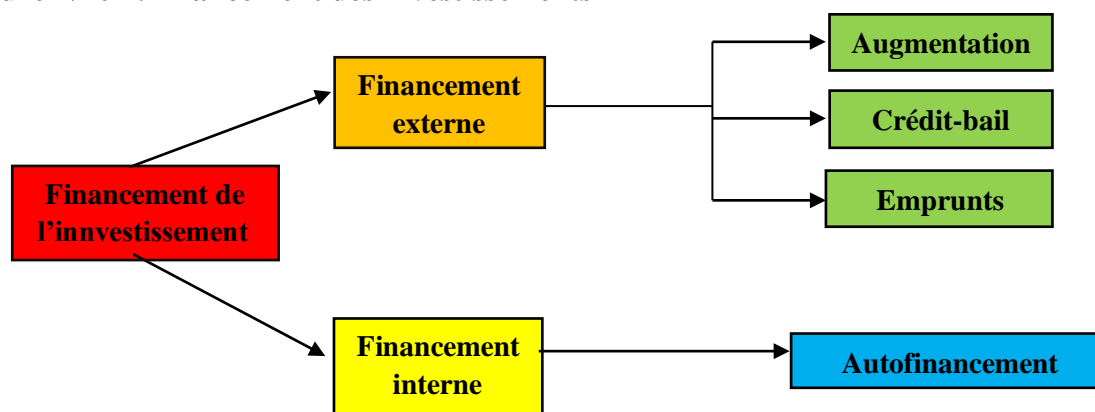
#### **4. Financement des investissements.**

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>1</sup>

---

<sup>1</sup> Jean-Yves Capul, Disco SES, Edition Hatier, page 259

Figure N° 01 : 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>1</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 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.

<sup>1</sup> Abdallah BOUGHABA « analyse et Evaluation des projet » Edition Berti page 155 ,2010

### 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 03 : Evaluation et critère de la rentabilité d'un projet d'investissement

Dans notre présentation du projet qui l'objet de cette section, nous allons prendre en considération les éléments essentielle caractérisant son contrat, son aspect, son plan, son périmètre, et ses données.

### 1- Les données d'un projet d'investissement

#### 1.1 Le capital investi

C'est la dépense que doit supporter l'entreprise pour réaliser le projet. Le capital investi comprend le cout d'achat du matériel et l'augmentation du besoin de financement de l'exploitation qui découle de la réalisation du projet.

#### 1.2 La durée de vie du projet

Avant la détermination de durée de projet, il y a lieu de préciser :

- La phase d'investissement ;
- La phase de la montée en cadence ;
- La phase de régime de croisière ;
- Fin de projet.

La première phase correspond à la période de la création du projet, la seconde phase représente la durée dans laquelle l'entreprise s'adapte à la technologie et aux équipements, à ce niveau la production réelle ne dépasse pas 80 de sa capacité de production et la troisième phase : celle-ci correspond à la période durant laquelle les équipements tournent à leur pleine capacité, puis fin du projet à la quatrième phase.

#### 1.3 Cash-flow

Toute entreprise espère de tout projet qu'elle réalise au moins la récupération des fonds initialement investit.



### 1.5.2 Le principe de l'actualisation

Evaluer un projet d'investissement conduit à comparer le capital investi à l'ensemble des cash-flows liés au projet. Mais cette comparaison implique que cette évaluation se fasse à une même date, en général date 0.

Si l'on veut comparer l'ensemble des cash-flows liés au projet d'investissement lui-même, il est donc nécessaire d'actualiser les flux générés à la date de l'investissement  $I_0$ .

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

La théorie micro-économique classique retient quatre méthodes d'appréciation de la rentabilité économique d'un investissement

- Le critère de la valeur actuelle nette ;
- La durée de récupération du capital ;
- Le taux de rentabilité interne ;
- L'enrichissement relatif en capital.

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

### 2.1. Approche déterministe

Ces critères ont deux caractéristiques : d'une part, ils supposent une prise en considération de l'ensemble des flux de trésorerie positifs et les flux négatifs estimés associés à un investissement donné. D'autre part, ils font appel au principe d'actualisation pour rendre homogènes des sommes déboursées ou perçues à des époques différentes.

Ces critères qui sont la valeur actuelle nette (VAN), le taux de rentabilité interne (TRI), le délai de récupération ou pay out time (POT) ou l'indice de profitabilité (IP).

#### a. - 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 coût d'opportunité du capital.

A ce propos, KOEHL, souligne que : « *La valeur actuelle nette représente la différence entre la valeur actuelle des flux générés par l'investissement et la valeur actuelle des dépenses d'investissement* »<sup>1</sup>

▪ **La formule de la VAN**

$$VAN = \sum_i^n \frac{CF_i}{(1+a)^i} - I^0$$

$I^0$  : Investissement initiale

$CF_i$  : cash-flow prévisionnels de l'année n.

$n$  : durée de vie du projet.

$i$  : taux d'actualisation

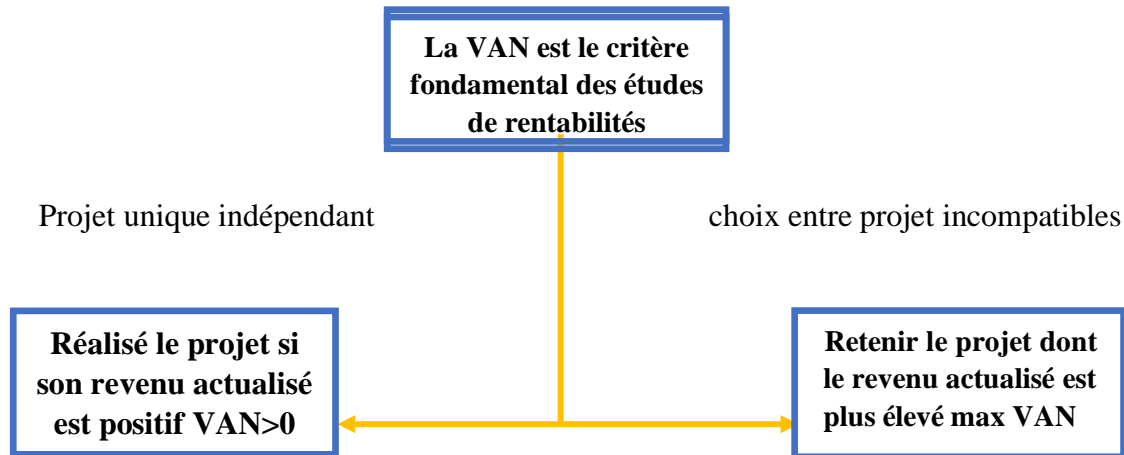
Cette méthode d'évaluation de la rentabilité consiste à comparer la dépense initiale notée (**I**) à la valeur actuelle de revenu attendu (**CF**) pendant la durée de vie de l'investissement.

La VAN est égal 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 coûts 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 coût des ressources mises en œuvre donc le projet est acceptable ;
- **Une VAN négative** : correspond à un projet dont le taux de rentabilité prévisionnel du projet est inférieur à celui du marché et cela signifie que la rentabilité de l'investissement est inférieure aux coûts des ressources mises en œuvre donc le projet ne peut être accepté.

<sup>1</sup> Jack KOEHL, « *les choix d'investissement* » ; édition dundo, paris, paris, 2003 ; p40

Figure N°02 : 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.

### a.1) - Les caractéristique 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 :

$$\text{VAN (A+B)} = \text{VAN (A)} + \text{VAN (B)}$$

### a.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.

### a.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.

**b) - 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>1</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>2</sup>. En d'autres terme 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 :

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

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>3</sup>

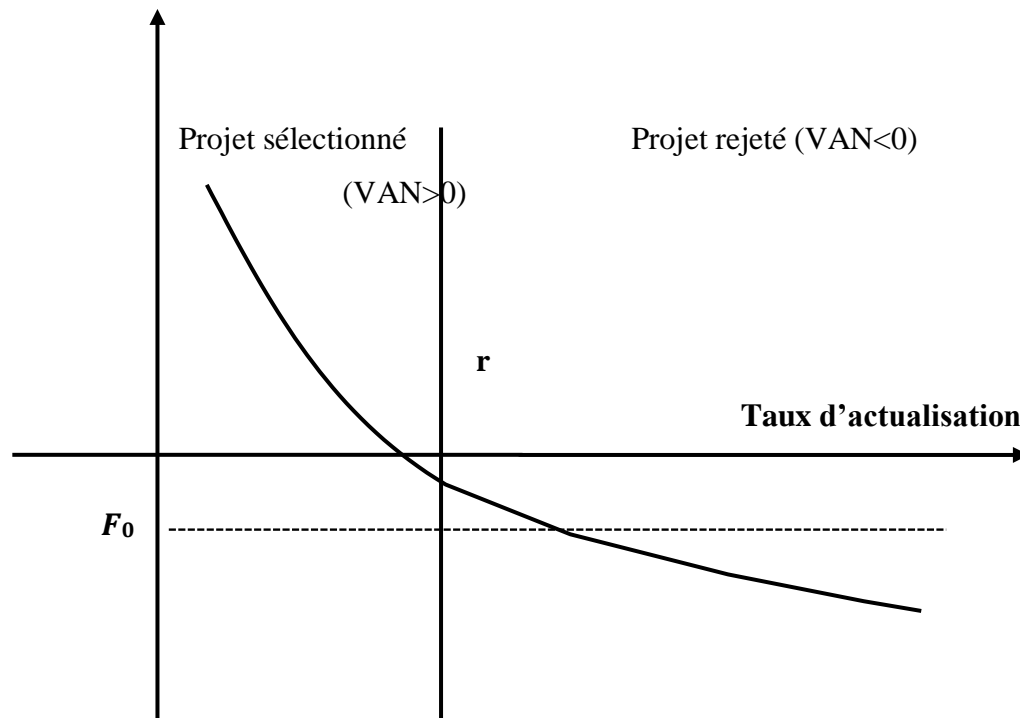
La pratique montre que le revenu actualisé soit une fonction décroissante du taux d'actualisation, peut être généralement représenté par une courbe dont la formule est donnée par la figure suivante :

<sup>1</sup> Nathalie MOURGUES « *Critères de choix et rentabilité des Investissement* » Edition economica page 26

<sup>2</sup> BABUSIAUX (D) « *choix d'investissement et calcul économique dans l'entreprise* » Edition economica paris 1990 page 97

<sup>3</sup> L.LANGLOI, C.BOLLIER, L.BRINGER, « *control de gestion* » Edition Fousher, paris 2006 page 394

Figure N°03 : Courbe représentative de la relation entre la VAN et le TRI



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

Pour expliquer la définition, revenons à l'interprétation du revenu actualisé. Dire que le revenu actualisé au taux  $r$  est nul, c'est dire que les revenus du projet permettent de rembourser le capital initial et de rémunérer au taux  $r$ , sans gain ni perte. Le taux de rentabilité «  $r$  » est donc :

Le taux maximum auquel on peut rémunérer les capitaux ayant servi à financer le projet, sans que l'opération devienne déficitaire. De nombreuses critiques ont été adressées à la règle générale qui veut que l'alternative ayant le taux de rendement le plus élevé soit retenu.

En effet, le classement des projets en fonction de leur TRI est susceptible de présenter de considérables différences avec un classement en fonction de leur VAN. D'autre part, le TRI étant la racine d'une équation de plusieurs degrés, il peut avoir un très grand nombre de racines, donc un très grand nombre de TRI pour un seul projet.

Aussi, lorsque la décision à prendre est de réaliser ou non un projet donné, appliquer le critère du TRI, c'est réaliser le projet si le TRI est supérieur ou égal au taux d'actualisation. Dès lors, entre divers projets incompatibles, celui dont le taux de rendement est le plus élevé est préférable. Par conséquent, le projet dont le TRI est inférieur aux taux de rentabilité minimum exigé par l'entreprise, sera rejeté.

Cependant, si le choix est entre plusieurs projets incompatibles, on retient celui qui a la VAN la plus élevée, car le projet qui présente le taux de rentabilité le plus élevé n'est pas forcément le meilleur.

Tout comme la VAN, le TRI présente de nombreux avantages. D'abord, il permet de comparer facilement plusieurs projets exclusifs grâce à la confrontation directe de leurs taxes de rentabilité. Ensuite, aucun élément exogène n'intervient dans le classement des projets dans la mesure où le taux de rendement requis n'est pas pris en évaluation des projets d'investissement. Enfin, le TIR tient compte de la valeur temporelle de l'argent.

Par ailleurs, le TIR est un calcul actuariel. Il présente par conséquent des limites importantes. La première concerne la possibilité d'obtenir plus qu'un TRI possible pour un même projet. La seconde est liée au fondement de tout calcul actuariel qui est basé sur le réinvestissement systématique des flux dégagés à chaque période et cela sur la durée de l'investissement. Ce réinvestissement se fait au taux utilisé dans la méthode. La troisième limite pointe les projets indépendants. La méthode de la VAN, du TRI et de l'indice de rentabilité, aboutissent à des conclusions identiques. Ainsi, si un projet est jugé rentable selon l'un des critères il le sera également selon les autres critères.

Toutefois, lorsqu'il s'agit de classer des projets mutuellement exclusifs, les trois critères ne concordent pas nécessairement. Ces possibilités de conflit entre les critères VAN et TRI apparaissent notamment dans les cas suivants :

- Les projets dont la répartition temporelle des flux monétaires est différente ;
- Les projets dont les mises de fonds requises sont différentes ;
- Les projets dont les durées de vie sont différents.

### c)- 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>1</sup> Il met en relation la valeur actuelle net des cash-flow futur 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 :

---

<sup>1</sup>BABUSIAUX (D)« *choix d'investissement et calcul économique dans l'entreprise* » Edition economica paris 1990 page 107

$$I_p = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{cf}{(1+t)^n}}{I_0}$$

L'indice de profitabilité est un critère d'éligibilité. Il est comparé à 1. Trois cas peuvent se présenter.

- Si  $IP < 1$ , le projet n'est pas rentable.
- Si  $IP = 1$ , il y a indifférence entre l'investissement et un placement financier à un taux « égal au taux d'actualisation.
- Si  $IP > 1$  le projet est rentable.

Par conséquent l'indice profitabilité est un critère de comparaison entre deux projets. Le choix portera sur celui qui à l'indice de profitabilité le plus élevé.

L'indice de profitabilité permet une indication de la rentabilité relative par rapport à la taille de l'investissement est atténuée ainsi la critique faite aux critères de la VAN. C'est-à-dire ce critère permet d'évaluer des projets de montants initiaux différents et peut donner des résultats opposés à la VAN. S'il n'y a pas de restriction en capital, il est préférable d'utiliser le critère de la VAN pour sélectionner le meilleur projet car l'indice de profitabilité peut éliminer un projet très rentable uniquement parce qu'il est fortement capitalistique.

En revanche, si les capitaux sont limités dans le cas par exemple, des entreprises fortement endettées ne pouvant pas emprunter une somme importante, IP est le critère le mieux adapté.

#### d) 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 duquel l'investissement « rembourse » à l'entreprise les sommes que cette dernière a affectées initialement à l'acquisition de cet investissement.

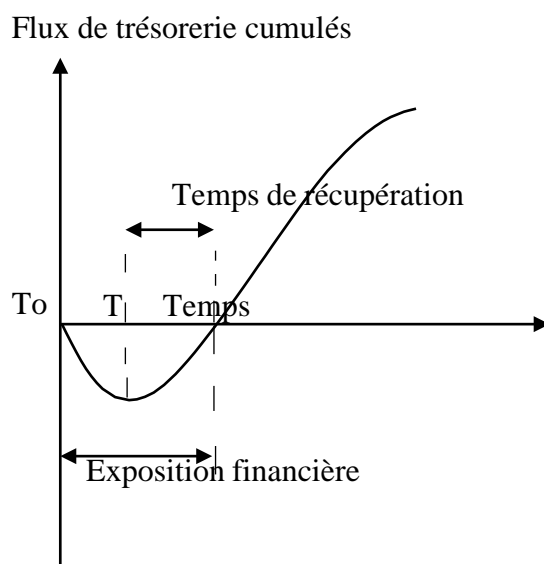
« Le délai de récupération dit aussi délai de recouvrement, correspond à la durée nécessaire pour que la somme cumulée des flux de trésorerie positifs du projet d'investissement compense le montant du capital investi et assure ainsi son remboursement »<sup>1</sup> soit :

$$I_0 = \sum_{t=1}^{DR} \frac{CFN_t}{(1+i)^t}$$

<sup>1</sup> MOURGUES Nathalie « Critères de choix et rentabilité des investissements » Edition economica, 2010, page 25

La détermination d'une durée nécessite la définition d'une origine des temps. Cette origine correspond à la date de démarrage de l'exploitation.

**Figure N 04 : 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.

$$DR = \text{année cum min} + \frac{I_0 - CF \text{ cum min}}{CF \text{ cum max} - CF \text{ cum min}}$$

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.

La lecture des travaux sur les indicateurs de choix des projets d'investissement met en exergue trois avantages du délai de récupération. Le premier est sa facilité de calcul, surtout si l'on n'actualise pas les flux de trésorerie (*pour des investissements à court terme et sans*

*risque*). Le second est lié à la réponse amenée par le DR à un problème majeur de beaucoup d'entreprises : la liquidité, en privilégiant la rapidité de récupération des fonds. Le troisième met l'accent sur la réduction non seulement les problèmes éventuels de financement à court terme, mais aussi le risque lié à l'investissement.

Mais, le DR présente également de nombreux inconvénients. Il ne tient pas compte des flux postérieurs à la période de remboursement. Le DR est un critère qui est plus, un indicateur de liquidité que de rentabilité, il doit donc venir en complément des autres méthodes de sélection. En outre, il défavorise les projets à long terme tel que la recherche, le développement et les nouveaux projets.

## 2.2 Approche probabiliste

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

### 2.2.1 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 :

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

- $P_s$  \* : la probabilité de succès du Play
- VAN : valeur actuelle Nette
- $I_R$ : l'investissement de recherche

La décision d'investir dans l'exploration sera déterminée par cette valeur (EMV) qui doit être positive.

### 2.2.2 La méthode de l'arbre de décision

Langlois et mollet (2011) dans « le manuel de gestion financière » définissent l'arbre de décision comme « *un graphe orienté qui présente la succession des décisions et des événements. Parmi les sommets de graphe (ou nœuds), on distingue des nœuds de décision et des nœuds d'événement* »<sup>1</sup>. En effet, l'arbre de décision est « *une structure arborescente qui permet de représenter des alternatives à plusieurs niveaux. On a ainsi différents chemins,*

<sup>1</sup>LANGLOIS et MOLLET « *manuelle de gestion financier* » Edition Berti, Alger,2011 page 291.

que l'on souhaite comparer .Pour cela, on va attacher des gains et pertes possibles pour chaque alternative ».<sup>1</sup>

Lorsque le projet implique plusieurs décisions d'investissement qui se succèdent dans le temps, l'ensemble des décisions est représenté par un arbre de décision. Cette méthode d'étude des décisions liées dans le temps est applicable aussi bien dans le cadre d'une prévision en univers certain qu'en univers incertain. Elle consiste à construire un graphe qui permet de présenter sous forme d'arbre les différentes combinaisons possibles des décisions successives. Elle permet de déterminer de manière commode la meilleure solution. On dit encore « le chemin » ou « le trajet » optimum.

Le principe de la méthode est la construction d'un graphe dont les « nœuds » représentent les alternatives et les branches les termes de chaque alternative. On est ainsi conduit à analyser les conséquences possibles d'une série de décision successives. L'arbre de décision est construit d'abord par la première décision à prendre en se posant la question suivante : quelles sont les actions possibles ? En considérant par la suite, tous les résultats possibles de ces actions suivies par des actions futures qui seront prises quand ces résultats seront connus. Elle est construite dans l'ordre chronologique, de la gauche vers la droite parfois de haut au bas.

### 2.2.3 La construction de l'arbre de décision dans l'amont pétrolier

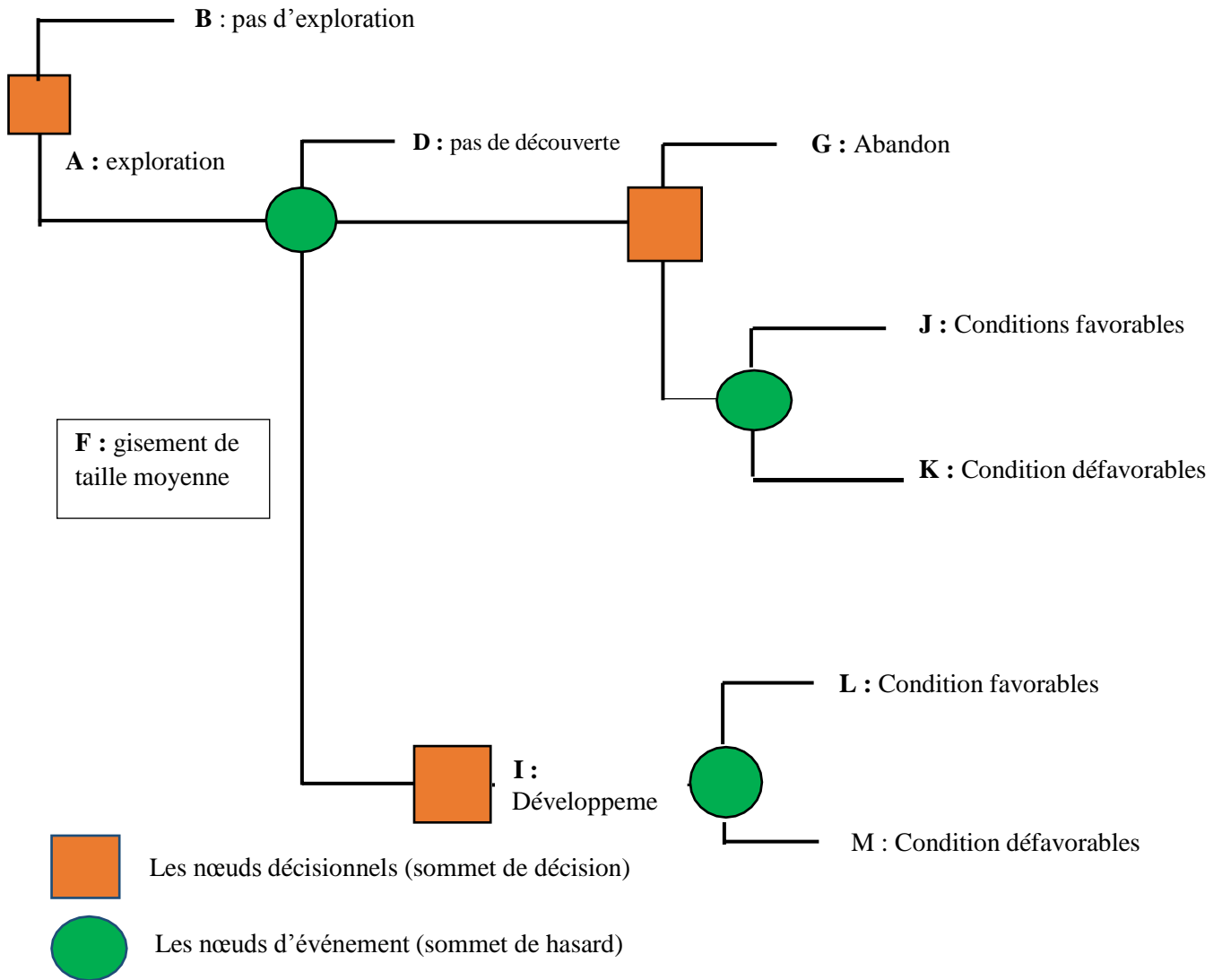
En ce qui concerne l'exploration pétrolier, une première décision peut être prise quant à la nécessité ou non d'un forage d'exploration. Les décisions de développement en cas de succès ou de poursuite éventuelle de l'exploration, seront prises au vu du résultat des premiers forages. L'analyse à effectuer doit donc prendre en compte l'ensemble de décisions ultérieurs.

La probabilité de tout événement possible doit être estimé, 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 :

---

<sup>1</sup> MORLEY chantal, « *Management d'un projet système d'information : principes, techniques* », mise en œuvre Editions,8, DONOD ,2016, Page 152.

Figure N°05: Arbre de décision



Source : document fournit par SONATRACH

Il existe deux types de nœud dans ces arbres qui sont :

- Les nœuds décisionnels présentés par des carrés ;
- Les nœuds d'évènements ou de chance pouvant intervenir présentés par des cercles.

Un événement étant défini comme un phénomène externe à l'entreprise, mais qui influence ses résultats.

Les arcs de graphe présentent, 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.

Le critère de sélection des décisions est l'espérance mathématique de la valeur actuelle nette. Pour le déterminer, on effectue les calculs du futur vers le présent. On associe à chaque sommet une valeur qui correspond à l'espérance mathématique des revenus ultérieurs.

Dans la pratique, le nombre de décisions possibles est souvent élevé et le nombre de décisions de conséquence possibles l'est encore plus. Ceci peut conduire à des arbres de grande taille et limiter considérablement l'utilisation de cette méthode. Toutefois et même s'il n'y a pas de calculs explicites, cette méthode constitue une référence à laquelle il est utile de recourir.

**Conclusion au chapitre**

Au cours de ce chapitre, nous avons présenté dans la première section, les généralités sur l'investissement, avec les différentes approches et définition selon plusieurs notions, financière, comptable et économique et la présentation des caractéristiques des investissements ainsi que leur nature. En suite dans la section qui suit on s'intéresse au projet d'investissement et la manier ou bien la possibilité dont les entreprises disposent pour financer leurs projets.

Dans la troisième section nous avons illustré les critères employés dans l'analyse de la rentabilité d'un projet d'investissement.

L'investisseur peut prendre une décision quant au choix d'investissement selon que l'avenir soit certain ou incertain à l'aide de deux approches déterministe et probabiliste.

Cependant, pour donner sens à la partie théorique, le troisième chapitre illustrera toutes ces approches à travers une étude d'un réel projet d'investissement.

**Introduction au chapitre**

L'industrie pétrolière a été et est au cœur de la stratégie de développement des pays développés. Mais, cette réalité ne concerne pas uniquement les pays développés. En effet, l'industrie pétrolière représente la pierre angulaire du développement économique en Algérie.

Cette industrie revêt un intérêt indéniable pour les pouvoirs publics depuis l'indépendance du pays. L'Etat est propriétaire des richesses du sol et du sous-sol et la SONATRACH détient désormais le monopole sur l'exercice des activités pétrolières. Cette industrie est développée dans une optique d'augmentation de revenus et l'évolution du cadre fiscale et contractuel est annoncée comme une opportunité de développement de l'économie algérienne.

Ce chapitre traitera d'abord le contexte historique et l'organisation de SONATRACH, en suite nous traitons les étapes de l'activité exploration – production (amont pétrolier), pour finir ce chapitre nous traitons brièvement l'évolution du régime fiscal pétrolier ainsi la loi 13-01 appliqué dans notre cas pratique.

## Section 01 : Présentation de l'organisme d'accueil

Dans notre présentation de SONATRACH qui est l'objet de cette section, nous allons prendre en considération les éléments essentiels caractérisant sa création, ses missions, ses objectifs, ses activités principales, le rôle qu'elle joue et en fin leur organisation. Par la suite on va présenter l'activité essentielle concernant le département où nous avons effectué notre étude de cas.

### 1-1 Historique

SONATRACH est considéré comme un leader mondial dans le domaine de l'énergie, c'est la plus importante compagnie d'hydrocarbures en Algérie et en Afrique. ; Elle intervient dans les activités de l'exploration, de la production, du transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés ; comme elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies renouvelables, et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent. <sup>1</sup>

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

Le 22/09/1966, les statuts ont été modifiés par le décret N° 66/292 et SONATRACH devient (société nationale pour la recherche, la production et la transformation des hydrocarbures).

Le 24/02/1971, la nationalisation s'étendra à tous les secteurs des hydrocarbures cela a conduit à une restructuration et sa réorganisation en 1985, SONATRACH s'est recentrée sur ses métiers de base que constituent les activités suivantes :

**Amont** : elle est chargée de la recherche, et du développement des gisements découverts, l'amélioration du taux de récupération et la mise à jour des réserves, l'exploitation et la production des hydrocarbures.

- **Aval** : elle est chargée de l'élaboration et la mise en œuvre des politiques de développements et d'exploitation de l'aval pétrolier et gazier. Elle a pour missions essentielles l'exploitation des installations liquéfaction de gaz naturel et de la séparation GPL, de raffinage, de pétrochimie et de gaz industriel (hélium et azote) ;
- **Transport par canalisation** : L'activité du transport est confiée à la branche (TRC) dont les missions essentielles sont : l'assurance de transport par canalisation des hydrocarbures, le développement, l'exploitation et la gestion de la maintenance ;

---

<sup>1</sup> Document fournit par SONATRACH

- **Commercialisation** : elle a en charge le management des opérations de vente et de shipping dont les actions sont menées en coopération avec les filiales telles que NAFTAL pour la distribution des produits pétroliers.

La première exploitation des gisements en Algérie commence à la fin de l'année 1890 dans le bassin de Chleff, mais le premier gisement ne fût trouvé qu'en 1948 dans la région d'Oued-guetrini à 150 Km d'Alger. Dans les années 50 les travaux d'exploitation s'étendirent au SAHARA où plusieurs découvertes de pétrole et de gaz ont été faites. Entre 1953 et 1956 furent découverts les champs d'huile d'Edjeleh de Hassi Messaoud, les champs de gaz Hassi Messaoud ainsi que les champs de Hassi-Rmel et d'Ain Amenas.

### 1-2 L'évolution du SONTARACH

SONATRAH représente la première entreprise du continent africain ; et elle est classée la 12ème parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2ème exportateur de GNL et de GPL et 3ème exportateur de gaz naturel dans le monde.

### 1-3 Les missions de SONATRACH

SONATRACH a pour missions :

- La prospection, la recherche et l'exploitation des hydrocarbures ;
- Le développement, l'exploitation et la gestion des réseaux de transport, de stockage et de chargement des hydrocarbures ;
- La liquéfaction du gaz naturel, le traitement et la valorisation des hydrocarbures gazeux.
- Le développement de toute forme d'activité conjointe en Algérie avec les sociétés étrangères, la prise et la détention de tout portefeuille d'actions, les prises de participation et autres valeurs mobilières dans toute société existante ou à créer, en Algérie ou à l'étranger ;
- L'approvisionnement du pays en hydrocarbures à moyen et à long terme ;
- L'étude, la promotion et la valorisation de toute forme d'énergie ;
- Le développement par tout moyen de toute activité ayant un lien direct ou indirect avec l'industrie des hydrocarbures et de toute activité pouvant engendrer un intérêt.

Pour la SONATRACH généralement toute opération quel que soit sa nature, pouvant se rattacher indirectement à son objet social.

### 1-4 Le rôle de SONATRACH

Dès sa création, elle a pour rôle tant en Algérie qu'à l'étranger :

- Prospection, exploration et exploitation ;
- Développement, gestion et management de transport, stockage et moyens de chargement, Marketing, Transformation et raffinage ;

- Liquéfaction du gaz naturel, traitement et valorisation des hydrocarbures gazeux ;
- Mise en place de toutes formes d'activités en joint-venture à l'intérieur et à l'extérieur du territoire algérien, en collaboration avec des compagnies étrangères ;
- Une fourniture constante d'hydrocarbure à usage domestique, la recherche pour la promotion et la valorisation de toute forme d'énergie et source ;
- Le développement de toute activité étant directement ou indirectement lié avec l'industrie des hydrocarbures.

### **1-5 Les objectifs de SONATRACH**

Les objectifs de SONATRACH sont limités à :

- Un control permanent des activités principales ;
- Le renforcement de ses capacités technologiques et de gestion ;
- Un partenariat authentique ainsi qu'une expansion internationale ;
- La diversification de son portefeuille d'activités.

### **1-6 L'organisation de la macrostructure de SONATRACH**

Avec le parachèvement de la macrostructure du Groupe, SONATRACH dispose désormais d'une organisation simplifiée, cohérente et rationalisée des centres des décisions opérationnels et stratégiques pour un fonctionnement simple, ce qui permet d'assurer la circulation de l'information, un reporting dynamique et une bonne réactivité au niveau de la compagnie ; ainsi que d'utiliser de manière plus efficace les ressources humaines et financières qu'elle possède, et de poursuivre le processus d'adaptation aux grands changements qui s'amorcent dans ses environnements national et international. Cette dernière est soumise à l'autorité d'un Président Directeur Générale

## **2- Présentation de la compagnie d'accueil « division d'exploitation - boumerdes »**

Dans le cadre de notre stage de fin d'étude ; la société d'accueil est bien SONATRACH-EXPLORATION de Boumerdes au niveau du Département Planification et Finance, on va essayer de présenter l'organisation de cette division ainsi que leurs émissions essentielles.

### **2-1 Historique et missions de la division d'exploitation**

La division Exploration fait partie de l'activité amont, elle a été créée en 1972 et elle avait le titre de la « *Direction d'exploration* », suite à la réorganisation de la SONATRACH en date du 4/4/1987, là cette direction est élevée au rang de la division.

Cette dernière a pour missions essentielles :

- La conduite et le développement des activités de prospection et de recherche des Hydrocarbures ;

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

### **2-3 Organisation de la division exploration**

La division exploration est organisée de 13 directions et trois départements voir annexe N°1

### **2-4 Les missions essentielles de la direction de planification**

La Direction Planification a pour missions :

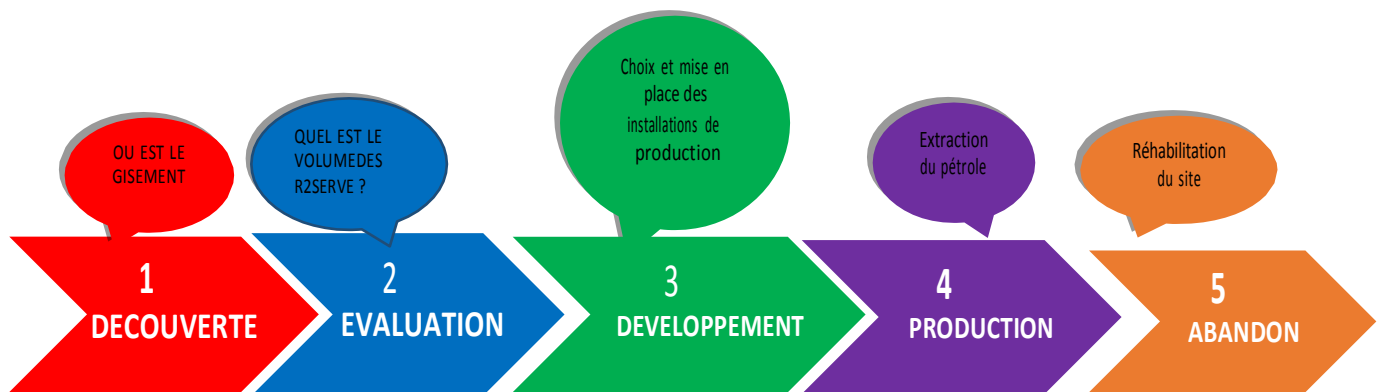
- La mise en œuvre des orientations stratégiques et directives arrêtées par le management en matière d'élaboration des plans et budgets ;
- L'élaboration des projets de plan à court et moyen terme en collaboration avec les structures concernées et leur diffusion au sein de la Division Exploration ;
- L'analyse et l'évaluation des programmes d'activités et des budgets proposés ;
- Le suivi de la réalisation des plans et budgets arrêtés ;
- L'établissement des bilans d'exécution des plans ;
- La réalisation de toute évaluation technico-économique des projets d'exploration et Assets, en effort propre de SONATRACH ;
- La consolidation et le reporting requis par le management et par les autorités compétentes conformément au nouveau cadre législatif.

Ce département peut faire une évaluation pour ces projets afin de recevoir les données techniques par la division d'exploration, les profits de production par la division Petroleum Engineering et Développement, ainsi que les montants d'investissements et de développement par la Division Engineering et Construction.

## Section 02 : Les étapes de l'activité exploration-production (amont pétrolier)

Les activités de l'amont pétrolier sont liées aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Ces activités requièrent des investissements massifs. Les caractéristiques essentielles de l'amont pétrolier ont trait au caractère international avec accès aux réserves régies par la réglementation du pays prospecté, au risque élevé (1 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.

Figure N°06 : Les étapes principales d'un projet de développement d'un pétrolier



Source : document fournit par la direction planification de SONATRACH

### 1- L'acquisition des droits miniers

La première question qu'une société pétrolière se pose avant d'entreprendre un projet d'exploitation d'un champ pétrolier est : A quelle région devrait-elle elle s'intéresser ? La réponse à cette question inclue l'évaluation des aspects techniques, politiques, sociaux, et environnementaux de la région concernée.

#### 1.2 Les aspects à considérer avant l'acquisition des droits miniers

Les sociétés pétrolières tiennent compte de quatre aspects importants avant de décider d'acquérir les droits miniers. Ces aspects sont techniques, politiques, sociaux et environnementaux.

- Les aspects techniques dont il s'agit, incluent la taille potentielle des hydrocarbures à découvrir et à produire dans la région. Cette taille potentielle est définie par des études de dépistage en utilisant des informations accessibles au public, tout en prenant en considération les difficultés techniques de l'exploration et de la production ;

- Les aspects politiques incluent le régime politique, la stabilité du gouvernement, le risque de nationalisation du secteur des hydrocarbures, les embargos, la stabilité fiscale, l'inflation et les prévisions des cours de change etc;
- Les aspects sociaux incluent les risques de troubles sociaux et de grèves, la disponibilité de main d'œuvre locale qualifiée et les possibilités de formation du personnel local ;
- La société doit aussi prendre en considération les précautions requises pour la protection de l'environnement contre les dommages éventuels des activités de recherche et de production pétrolière, ainsi que la conformité à toute réglementation environnementale locale en vigueur.

### 1.3 L'analyse concurrentielle

Si les aspects techniques, politiques, fiscaux et environnementaux à considérer sont importants, une analyse concurrentielle, donnerait une indication des avantages de la société dans cette région par rapport aux autres concurrents. En effet, « *l'industrie est une partie de l'environnement de l'entreprise, donc un élément influençant sa stratégie* »<sup>1</sup> L'analyse concurrentielle est consacrée à l'étude des concurrents, qu'il s'agisse de ceux qui sont déjà présents sur le marché, ou des concurrents potentiels qui pourraient y entrer à l'avenir. La société est -t-elle seule dans la région ? Si la réponse est non, identifier les concurrents actuels qui y opèrent déjà et établir leur profil. Quelles sont leurs compétences ? Leurs liens avec le gouvernement en place sont-ils forts ? Des accords de partenariat peuvent-ils être envisagés ?

En effet, de manière qu'elles coopèrent entre pairs au sein de consortiums, les entreprises pétrolières « *mènent avec les opérateurs originaires du Sud des stratégies certes concurrentielles, mais aussi collaboratives* »<sup>2</sup>. Les auteurs (Greggio Rodolphe et Maffe Benoit, Belaid et De Wolf) indiquent qu'une coopération entre multinationales occidentales possédant les meilleures technologies et savoir-faire et leurs homologues émergentes titulaires des droits de propriété prend parfois la forme de géométries relationnelles plus complexes.

Par ailleurs, l'analyse de l'intensité concurrentielle doit prendre en compte, dans le cadre de cette industrie, une force importante de l'analyse concurrentielle, celle des pouvoirs publics. L'argument avancé est que, quels que soient les pays ou les zones d'implantation, les entreprises sont soumises au regard d'autorités régulatrices diverses. Helfer. Orsoni et Kalika (2004) insistent sur le rôle essentiel joué par les pouvoirs publics et les autorités de régulation qui influencent « aussi bien les pouvoirs de négociation des fournisseurs et des clients et les

<sup>1</sup> GHERTMAN Michel « *stratégie de l'entreprise : Théories et actions* » (2004), Economica, Paris

<sup>2</sup> GREGGIO Rodolphe et MAFFE Benoit « *le grand retour des major du pétrole à la faveur du troisième choc pétrolière, classes d'entreprise et groupes stratégiques de l'industrie pétrolière, FFE/ anaales des mines gérer et comprendre* » juin 2015 / 02 page 120. 16.26 page 22.

Menaces de nouveaux entrants (autorisations) ou de substituts (incitations à l'investissement) ou encore des concurrents (réglementations des fusions)».<sup>1</sup>

#### 1.4 Les dépenses d'acquisition des droits miniers

Dans le cas où les différents aspects à considérer et la position concurrentielle offrent une opportunité pour l'entreprise pétrolière, alors, elle procédera à l'acquisition des droits miniers.

Les dépenses y afférentes incluent :

- L'acquisition des droits d'explorer une région ayant un potentiel à contenir du pétrole et/ou du gaz ;
- Les coûts de consultation et de conseil légal ;
- Les coûts d'évaluation de l'environnement fiscal et économique dans le pays en question ;
- Négociation de l'accord avec les autorités en question et/ou avec la société titulaire des droits ;
- Paiement éventuel d'un bonus de signature.

### 2. La phase d'exploration

L'exploration est la première étape du processus de l'activité pétrolière. Elle est un ensemble d'opérations préliminaires à l'exploitation dont le but est la découverte d'accumulation d'hydrocarbures liquides et gazeux éventuellement solide, techniquement et économiquement exploitable. L'exploration constitue une phase particulière caractérisée par une prise de risque. Aussi, le développement de nouvelles techniques d'exploration a permis d'améliorer la visibilité des spécialistes en géologie, et d'augmenter ainsi l'efficacité de l'exploration. L'exploration comprend la prospection et l'appréciation de la taille et les caractéristiques du réservoir.<sup>2</sup>

#### 2.1. La prospection

On entend par prospection l'ensemble des travaux d'investigation qui se font dans des zones peu connues où règne un contexte de grande incertitude qui nécessite d'émettre un certain nombre d'hypothèses qui seront plus ou moins rapidement confirmées, ou devront être rejetées au vu d'indices souvent ténus. Dans un premier temps, les géologues ont pour tâche d'étudier la géologie de grandes zones afin d'y définir les endroits susceptibles de receler des gisements d'hydrocarbures. Ils s'associent aux géophysiciens qui étudient les propriétés du sous-sol, notamment grâce aux données de la sismique.

<sup>1</sup> Helfer Jean-Pierre, KALIKA Michel et ORSONI Jacques (2004) « *Management stratégie et organisationnelle 5<sup>em</sup> Edition paris vuiber* »

<sup>2</sup> Information fournit par SONATRACH

La prospection peut être une prospection géologique en surface. Les caractéristiques géologiques des gisements pétroliers diffèrent en fonction de leur âge (de 5 à 400 millions d'années), de leur profondeur (de 1 à 10 km) et de leur thermique (*la formation de l'huile se situant entre 60 et 150 °C*). C'est la première étape qui permet de repérer les zones sédimentaires méritant d'être étudiées (*plissements, failles*).

Pour identifier les régions potentiellement pétrolifères, les géologues s'interrogent sur les points suivants : Quelle est la nature des roches ? Sont-elles été soumises à des conditions favorables à la création d'hydrocarbures ? Ces hydrocarbures ont-ils pu migrer et être piégés par des couches imperméables ? Les géologues dressent une carte du sous-sol à partir des informations obtenues en surface par examen des affleurements et dans les airs par photogéologie. Lorsqu'une zone favorable (prospect) est repérée par les géologues depuis la surface, c'est au tour des géophysiciens d'explorer le sous-sol.

La prospection peut également être une prospection géophysique en profondeur. En effet, la connaissance des caractéristiques du terrain en surface n'est pas suffisante pour permettre d'extrapoler les propriétés du sous-sol. C'est pourquoi la société peut avoir recours aux méthodes géophysiques d'exploration. Celles-ci consistent à effectuer des mesures de grandeurs physiques fondamentales en profondeur. Ces méthodes géophysiques se déclinent suivant trois approches principales : la magnétométrie<sup>1</sup>, la gravimétrie<sup>2</sup> et la sismique.<sup>3</sup>

Si les deux premières méthodes citées ne sont utilisées que marginalement, la sismique représente en revanche 90% des opérations géophysiques. C'est une sorte d'échographie du sous-sol." A l'aide d'un vibreur pneumatique (*camion vibreur*), un choc ou des vibrations sonores ébranlant le sol. Les signaux des échos recueillis seront ensuite traités. Une radiographie 2D ou 3D des structures des couches en profondeur est ainsi obtenue.

## 2.2 Les dépenses inhérentes à l'activité d'exploration

Les dépenses d'exploration se font traditionnellement, sur plusieurs années (3 à 7 ans) avant qu'il n'y ait une opportunité de produire du pétrole. Les coûts liés à l'exploration représentent 10 à 20% du coût total.

<sup>1</sup>**La magnétométrie** désigne la mesure des champs magnétiques et des propriétés magnétiques des corps. Elle correspond une méthode de prospection géophysique fondée sur la mesure systématique du champ magnétique terrestre, en des points de station régulièrement répartis sur la zone à étudier.

<sup>2</sup>**La gravimétrie** est une technique géophysique qui mesure les variations du champ potentiel gravitationnel de la Terre.

<sup>3</sup>**La sismique** est une méthode de prospection qui permet de déterminer des anomalies de densité dans le sous-sol. La sismique est un ensemble de procédés consistant à émettre des signaux (*explosions, vibrations, etc.*) à la surface du sol et à étudier, à l'aide d'appareils, la propagation, la réfraction, la réflexion des ondes qui en résultent et qui donnent des renseignements sur la structure, sur la nature des roches de la zone observée.

Ces dépenses sont liées à :

- L'évaluation de la viabilité technique et commerciale de l'extraction du pétrole et/ou du gaz ;
- L'évaluation de photographies aériennes et satellites ainsi que d'autres images ;
- L'acquisition de données sismiques ;
- L'évaluation des études sismiques, de l'épreuve du compteur gravimétrique, des mesures magnétiques ;
- Effectuer des activités sismiques 2D et 3D ;
- Effectuer une interprétation sismique ;
- La réalisation et l'interprétation d'autres études « G&G (*études topographiques, géologiques, géochimiques et géophysiques*) ;
- La planification et l'exécution de forages d'exploration, y compris des activités auxiliaires, (*exemple : les routes d'accès, les pants...*) ;
- Les pénalités, les retards de location ;
- Les activités HSEQ (*santé, sécurité, environnement et qualité*), études d'impact social, études d'impact sur l'environnement et suivi ;
- Les mesures de sécurité.

### 2.3 L'appréciation

Une fois qu'un ou plusieurs puits d'exploration aient été forés dans un réservoir et aient résulté en une découverte de réserves en hydrocarbures, des puits additionnels, appelés des puits d'appréciation, peuvent être forés pour obtenir des informations sur la taille et les caractéristiques du réservoir, pour évaluer le potentiel commercial et pour estimer l'importance des réserves récupérables.

Quatre scénarios possibles sont à considérer à ce stade :

- Procéder directement au développement, et générer ainsi des revenus sur une période relativement courte. Néanmoins, le risque serait que le champ développé s'avère plus ou moins important que l'estimation initiale et les équipements ne seraient pas adéquats à la taille du gisement, ce qui pourrait remettre en cause la rentabilité économique de la découverte ;
- Mettre en place un programme de travail pour la phase d'appréciation avec, comme objectif, l'optimisation technique du développement. Ceci mènera à un retard dans la production du premier baril du champ en question par quelques années en plus des coûts supplémentaires à supporter. Cependant, la rentabilité totale du projet pourrait s'améliorer. Dans ce scénario, l'objectif de l'appréciation dans le contexte de

développement d'un champ pétrolier n'est pas de trouver des hydrocarbures additionnels mais plutôt de réduire les incertitudes, en particulier celles relatives au volume estimé des réserves contenues dans la roche réservoir ;

- Céder la découverte à d'autres sociétés. Dans ce cas, une évaluation s'avère nécessaire. Dans la pratique, il existe des sociétés pétrolières qui se spécialisent dans l'utilisation de leurs savoir-faire en matière d'exploration sans l'intention de continuer à investir dans la phase de développement. Ils font une découverte puis décident de la céder en réalisant une plus-value pour passer à l'exploration d'autres opportunités ;
- . Ne rien faire. Ceci est toujours une option, malgré qu'elle soit une option de facilité, et pourrait mener à des réclamations de la part des autorités (l'Etat) pour exiger la renonciation aux droits d'exploration si la société continue à ne rien faire à propos de la découverte.

### 3- Le développement et la production

Une fois les informations supplémentaires définies et collectées pour une estimation initiale des réserves, l'étape qui suit est celle d'étudier les différents scénarios de développement. Une étude de faisabilité est donc nécessaire pour documenter les différentes options techniques, parmi lesquelles il existe au moins une option ayant une rentabilité économique acceptable. L'étude contient les options de développement du gisement, la conception du processus de production, la taille des équipements, les emplacements proposés (*pour une plateforme en mer*) ainsi que le système de transport du pétrole brut ou du gaz pour la vente.<sup>1</sup>

Les options retenues sont accompagnées par une estimation des coûts et la planification des activités du projet de développement. Une telle étude permet de donner un aperçu complet sur toutes les conditions, opportunités, risques et contraintes liées au projet.

#### 3.1. Le Plan de développement

En se basant sur l'étude de faisabilité, et sur l'hypothèse qu'il existe une option commercialement viable, un plan de développement (POD) peut être développé et exécuté. Le POD est un document clé utilisé pour effectuer proprement la communication, la discussion et l'accord autour des activités nécessaires pour le développement d'un nouveau champ, ou l'extension d'un projet existant. L'objectif principal du POD étant de servir en tant que concept spécifique du projet pour les équipements de surface et en sous-sol pour l'exploitation et la maintenance des investissements requis.

---

<sup>1</sup> Information fournie par SONATRACH .

Ceci devrait donner à la direction de la société pétrolière ainsi qu'aux investisseurs, une certaine assurance que tous les aspects du projet ont été identifiés et discutés avec les parties prenantes, notamment :

- Les objectifs du développement ;
- Les données d'ingénierie pétrolière (du sous-sol) ;
- Les principes d'exploitation et de maintenance ;
- La description de l'ingénierie des équipements et installation ;
- L'estimation des coûts et de la main d'œuvre ;
- Le calendrier et planification du projet ;
- Le résumé de l'étude de rentabilité ;
- La proposition de budget.

Les dépenses liées à la phase de développement comprennent :

- La création d'un accès au site du puits et la préparation du site, y compris le puits d'arpentage, les emplacements pour le forage de nouveaux puits de développement, les travaux d'excavation et de drainage, le réaménagement des routes et des lignes d'approvisionnement nécessaires à la production ;
- Le forage de puits supplémentaires nécessaires pour produire des réserves commerciales (*réserves ayant une valeur actuelle nette positive*) ;
- La construction de plates-formes et de stations de traitement de gaz ;
- La construction de l'équipement et des installations nécessaires pour amener le pétrole et le gaz à la surface et pour la manutention, l'entreposage et la transformation ou le traitement du pétrole et du gaz ;
- La construction des pipelines, des installations de stockage et des systèmes d'élimination des déchets ;
- L'expansion ou l'amélioration de la production ou la prévention de la réduction de la capacité grâce à de nouveaux actifs tels que des projets de compression ;
- Le forage et l'équipement des puits de service ;
- Les équipements d'acquisition ou de construction et d'installation et d'élimination ;
- L'acquisition ou le développement de nouvelles techniques de production ;
- L'élaboration et l'évaluation des études d'ingénierie ;
- Les frais généraux et administratifs directement attribuables au projet ;
- Les coûts de mise en service et de tests ;
- Les pièces de rechange (*Boulons, Valves, etc.*).

### 3.2 La phase de production

La phase de production commence avec la première quantité d'hydrocarbures commercialisables produite à partir de la tête du puits. Cet évènement est aussi connu par le terme « *first oil* ». Cette étape représente un point marquant du point de vue des flux de trésorerie, puisque c'est à partir de ce moment que la société commence à générer des revenus qui vont constituer l'essentiel du retour sur l'investissement effectué.

En effet, le plan de développement et de production se base généralement sur l'estimation du profil de production. Selon ce profil, est effectuée la mise en place des infrastructures, ce qui permet d'entamer les opérations de production du bassin qui se caractérisent typiquement par trois phases :<sup>1</sup>

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

Plusieurs techniques sont utilisées pour optimiser les quantités récupérables d'hydrocarbures et prolonger ainsi la phase de production. Pour que cela aboutisse, la pression dans le puits doit être nettement inférieure à celle des fluides présents dans le réservoir :

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

---

<sup>1</sup>Information fournie par SONATRACH

Dans tous les cas, la pression diminue au fur et à mesure que le gisement se vide de ses hydrocarbures. En fin de production, il faut systématiquement la stimuler.

A cette phase de production, de nombreuses dépenses sont effectuées. Ce sont les dépenses d'exploitation. Ces dépenses sont les coûts permanents d'exploitation et de maintenance d'un champ pétrolier ou de gaz ainsi que les équipements et installations connexes. Nous citons comme exemples typiques de coûts de production :

- Le coût de la main-d'œuvre (coûts de personnel) associé à la production ;
- Les réparations routinières et l'entretien des puits et autres équipements de production ;
- La collecte du pétrole et du gaz de divers puits de la zone de production ;
- Transport du pétrole et du gaz ;
- Le stockage du pétrole et du gaz ;
- Le traitement du pétrole et du gaz pour éliminer les sédiments de base et l'eau ;
- La séparation sur le champ du gaz de l'huile ;
- La modélisation des réserves pour optimiser la production ;
- Les produits consommables, les fournitures et carburant ;
- Les frais d'assurance sur le champ de production.

#### **4- L'abandon et la remise en l'état du site**

La durée de vie économique d'un projet se termine une fois que l'activité ne peut générer que des flux de trésorerie négatifs.<sup>1</sup> L'abandon économique est le point où les revenus ne couvrent plus les dépenses d'exploitation. Cependant, il est toujours possible de point de vue technique, de produire mais ça sera une production à perte.

Si les options de l'extension de la durée de vie économique du champ pétrolier ont toutes été épuisées, l'abandon devient alors une nécessité. La remise en état du site est le processus par lequel l'opérateur d'un champ pétrolier obtient l'approbation, et procède à l'enlèvement, la cession ou la réutilisation des installations et équipements lorsque ceux-ci ne correspondent plus aux besoins de la société dans leur état actuel.

Les coûts d'abandon et de remise en état du site peuvent être considérablement élevés, d'autant plus qu'ils sont engagés au moment où le projet ne génère plus de flux de trésorerie. Aussi, une provision est constituée tout au long du cycle de vie du champ pétrolier pour prendre en considération ces engagements au niveau des états financiers de la société. Les activités liées à l'abandon et remise en état du site sont souvent assez compliquées et risquées

---

<sup>1</sup>Information fournie par SONATRACH

Pendant cette phase, le défi sera de trouver les possibilités de l'optimisation des activités d'abandon sans compromettre l'aspect environnemental, s'engage des coûts excessivement élevés

Par exemple les pipelines (*gazoduc ou oléoduc*) peuvent être nettoyés et laissés en place. Dans les sites en terre, les puits sont souvent obturés et les installations démontées sur plusieurs phases. L'abandon des installations en mer est beaucoup plus coûteux et plus compliqué, car celles-ci dépendent de la taille de la plateforme, et des règles fiscales en vigueur

Pendant la phase d'abandon du site, certains aspects clés doivent être pris en considération notamment :

- L'aspect légal le respect de la réglementation en vigueur et des engagements vis-à-vis des parties prenantes ;
- L'impact potentiel sur l'environnement, sur la sécurité et la santé ;
- La faisabilité technique. L'estimation des coûts d'abandon ;
- L'acceptabilité auprès des autorités et des autres parties prenantes.

### Section 03 : L'évolution du régime fiscal pétrolier

Le secteur des hydrocarbures en Algérie a connu des évolutions depuis l'indépendance. Dans cette section ont abordé l'évolution de régime fiscale dans le secteur pétrolière et les différents amendements.

#### 1- L'avancée en matière de fiscalité des hydrocarbures

##### 1.1 L'amendement de 1991

Deux modifications importantes ont été apportées par la loi 91-21. La première concerne le règlement des litiges opposant les investisseurs étrangers à la SONATRACH dans le cadre des contrats d'association. Ils sont dorénavant portés à l'international, tandis que les litiges les opposant à l'Etat relèvent toujours de la justice algérienne. La seconde a trait à la possibilité pour les partenaires étrangers d'une participation aux découvertes de gaz. Celle-ci peut prendre plusieurs formes : partage de production, commercialisation conjointe, l'exportation et partage des revenus entre la SONATRACH et les partenaires étrangers.

Par ailleurs, les taux de redevances et de l'impôt sur les résultats ont été réduits. Ces nouvelles incitations sont créées afin de stimuler les efforts d'exploration. La SONATRACH reste majoritaire dans l'ensemble des contrats d'association et seule bénéficiaire des titres miniers, propriété de l'Etat. Avec cette seconde ouverture, les efforts d'exploration repartent à la hausse et plusieurs contrats ont entraîné des découvertes avec une amélioration sensible du taux de succès. La SONATRACH seule maintient son niveau de découvertes à 04 par an en moyenne entre 1986 et 1995. Ainsi, 13 contrats de recherche et 4 de prospection sont signés entre 1991 et 1993. En 1990, les associés de la SONATRACH s'ont réalisés qu'une seule découverte. En 1998, leurs efforts ont permis de réaliser 16 découvertes, soit 2/3 du total de découvertes réalisées par la SONATRACH en 9 ans. Le cadre législatif et fiscal mis en place par la loi 86 révisée a laissé apparaître, au fil du temps, un certain nombre de contraintes pour les investisseurs internationaux et pour la SONATRACH elle-même, notamment le fait que :

- Le domaine minier reste faiblement exploré (8 puits pour 10 000 km, alors que la moyenne internationale est de 100 et celle de pays similaires à l'Algérie de 50) ;
- La loi 86-91 a produit des résultats positifs mais insuffisants au regard du potentiel minier algérien (4 à 5 contrats/an en moyenne entre 1991 et 1997) ;
- Le mécanisme fiscal rendait peu incitative la réduction des coûts, et même l'exploitation de gisements de taille petite ou moyenne ;
- Un conflit d'intérêt permanent subsistait pour la SONATRACH du fait de sa double mission d'opérateur pétrolier associé d'une part, et de porteur de prérogatives d'Etat

d'autre part Cette situation a amené les pouvoirs publics à une mise à jour intentionnelle et réglementaire en instaurant une nouvelle loi n° 05-07 promulguée le 28 avril 2005 visant à moderniser le système fiscal et libéraliser le secteur des hydrocarbures afin d'attirer les investisseurs étrangers par une participation désormais majoritaire dans l'exploitation de la ressource. Ces changements s'inscrivent dans la poursuite des réformes économiques portant essentiellement sur l'ouverture à la concurrence de différents secteurs d'activités est en vue de l'adhésion de l'Algérie à L'OMC.

### 1.2 La loi 05-07 du 28 avril 2005

A partir de 1990, la politique officielle vis-à-vis de l'Investissement émerger est une politique de laisser faire La libéralisation de l'économie et l'ouverture à la concurrence inscrivent dans un contexte de réduction du rôle de Etat au profit de privé. En s'appuyant sur la volonté affichée d'adhérer à l'Organisation Mondiale du Commerce, une loi de libéralisation avancée a été promulguée la loi 05-07 de 2005. Les objectifs de cette loi sont nombreux Trois sont essentiels.

- La suppression du monopole de l'Etat (*donc de la SONATRACH*) et son recentrage vers son cœur de métier ;
- Attribution d'un certain nombre de prérogatives à deux nouvelles agences (*ALNAFT et ARH*) ;
- Le choix des acteurs se fait par appels d'offres ;

Cependant, une option légale de participation de 20% à 30% est offerte à la SONATRACH dans toutes les découvertes réalisées par les sociétés étrangères ».

### 1.3 La création d'ALNAFT et ARH

La loi 05-07 a retiré le monopole à SONATRACH sur les activités de recherche et de production des hydrocarbures et ont été attribuées à deux nouvelles agences. L'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures désignée (ALNAFT), en charge de l'amont, notamment l'attribution et la gestion des contrats de recherche et/ou d'exploitation et l'Autorité de régulation des hydrocarbures (ARH), en charge notamment des activités réglementaires et de la régulation du transport par canalisation et des activités aval. A la base, ce changement est induit par la nécessité pour la SONATRACH de se concentrer sur son métier de base sa qualité de société commerciale pour concurrencer les investisseurs étrangers.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> BENDJILALI ZINE EL ABIDI « *les caractéristiques de la fiscalité pétrolière en droit algérien* », thèse de magister, 2014.

## 2. L'amendement par la loi 13-01

La controverse suscitée et la rapide évolution de la scène énergétique mondiale ont d'abord eu comme effet de geler la publication des instruments mise en œuvre de la loi 05-07 puis de l'amender par le loi « 13-01 » introduisant de nouvelles mesures incitatives qui permettent d'améliorer l'attractivité du domaine minier national, intensifier l'effort d'exploration tel que l'offshore, les gisements à géologie complexe peu exploités et dans les risques techniques sont élevés.

Malheureusement, en raison de facteurs endogènes et exogènes qui ont limité l'attractivité du domaine minier, la 13-01 n'a pas produit les effets escomptés attendus. En effet, les compagnies étrangères ont affiché un faible intérêt pour le domaine minier national à en juger par les résultats modestes des quatre appels d'offres organisés sous l'égide de cette loi. Les principales causes invoquées pour expliquer cette désaffection sont les suivantes :

- Une fiscalité peu incitative et complexe ;
- Un cadre législatif et réglementaire instable ;
- Un cadre contractuel peu flexible et inadapté aux standards internationaux ;
- L'implication de nombreux services administratifs, dont le mode bureaucratique de fonctionnement génère des retards dans le déroulement des activités ;
- Un cadre administratif et institutionnel rigide et lent.<sup>1</sup>

## 3- La réforme du régime juridique des hydrocarbures au plan fiscal et contractuel

### 3-1 La loi 19-13 du 11 décembre 2019

Une refonte en profondeur du régime juridique des hydrocarbures, en particulier au plan fiscal et contractuel était nécessaire pour restaurer l'attractivité du domaine minier national. Une nouvelle loi sur les hydrocarbures est promulguée le 11 décembre 2019, appelée Loi 19-13. En effet, en plus de la préoccupation relative à la stabilité de l'environnement des affaires, l'examen de l'état des lieux ont révélé la nécessité d'accroître l'attractivité fiscale par un allègement de la fiscalité, et une simplification du système fiscal, en termes de nombre d'impôts et de taxes exigés et la façon de les déterminer. Les principes directeurs du projet de loi peuvent être présentés comme suit :

- Clarification des rôles respectifs du Ministre en charge de l'énergie et des agences ALNAFT (*Agence nationale de valorisation des Ressources en Hydrocarbures*) et ARH (*Agence de Régulation des Hydrocarbures*) ;

<sup>1</sup><https://sonatrach.com/> consulté le 29/09/2022 à 10:30

- Renforcement du rôle de l'entreprise nationale en tant qu'acteur économique au service du développement du pays ;
- Maintien de la règle 51/49 et diversification des formes contractuelles ;
- Réaffirmation du monopole de l'entreprise nationale sur l'activité de transport pur canalisation.

### **3.2 Le maintien de la règle 51/49**

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. Au vu de la sensibilité de ce secteur stratégique. L'objectif étant de garantir et de sauvegarder la souveraineté de l'Etat à travers SONATRACH, tout en lui permettant de développer ses activités par la réalisation de nouveaux projets d'explorations et d'exploitations.<sup>1</sup>

### **4- La redéfinition des rôles des différents acteurs dans le secteur des hydrocarbures**

Cette nouvelle loi a redistribué les rôles pour chaque acteur au sein du secteur des hydrocarbures, et ce en attribuant des prérogatives distinctes à chacun d'eux : le Ministère de l'énergie et des mines, l'agence Nationale pour la valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT), l'Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH) et enfin la compagnie nationale des Hydrocarbures SONATRACH.

Aussi, dans le cadre de cette nouvelle loi, le Ministre de l'Energie intervient principalement dans le cadre de la prise de décisions stratégiques relatives à la politique énergétique. Désormais, il n'interviendra plus dans les questions d'ordre technique.

L'indépendance des deux agences que sont l'ALNAFT et l'ARH est mise en avant dans le chapitre 6 de ce texte de loi. Leurs rôles sont quant à eux définis avec plus de précision et de clarté et sont différenciés de celui du Ministère de l'énergie et des mines ainsi, l'ALNAFT exercera son autorité principalement sur les activités de recherche et d'exploitation réalisées en amont, alors que l'ARH aura un rôle plus accentué sur les activités réalisées en aval. La nouveauté, qu'il est important de noter est que ce nouveau texte confère le droit à l'ALNAFT et à l'ARH de résilier un contrat signé avec un partenaire étranger ou national, qui ne respecte pas les clauses et les normes requises, sans passer par le Ministre de l'énergie.

De plus, ALNAFT ne fera plus parties aux contrats de recherche et/ou d'exploitation d'hydrocarbures. En effet, ALNAFT attribuera le droit à SONATRACH et à ses partenaires

<sup>1</sup> Voir Articles 92,93,94,95,96,97 de la nouvelle loi sur les hydrocarbures « 19-13 », publié dans le journal officiel de la république algérienne page 19.

étrangers de réaliser les opérations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans le cadre de contrats pétrolières conclus entre ces derniers. Toutefois, conformément à l'article 46 de la nouvelle loi des hydrocarbures, ALNAFT est autorisée à conclure des contrats de service de prospection dans le cadre de l'exécution de ses missions, notamment dans le domaine de l'exploration offshore. La conclusion des contrats d'hydrocarbures, s'appuie sur un acte d'attribution délivré par ALNAFT pour chaque périmètre retenu. Le choix des partenaires de SONATRACH s'effectue par appel d'offres ou exceptionnellement de gré-à-gré. La nouvelle loi sur les hydrocarbures prévoit que la Société nationale SONATRACH est simplement un opérateur économique et non pas un régulateur.

### **5-Les formes contractuelles pour l'exercice des activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures**

Dans l'objectif de permettre une répartition plus équitable et attractive des bénéfices avec les partenaires étrangers, et de donner à ces derniers la latitude de choisir la forme contractuelle la plus adéquate à leur volonté quant à l'exercice de leur activité dans le domaine des hydrocarbures en Algérie, trois types de contrats sont proposés dans ce texte de :

- **Le Contrat de Participation** : Le Contrat de Participation, tel que décrit dans les articles 77 à 82, est une forme contractuelle dans laquelle, l'entreprise nationale et son ou ses partenaires étrangers disposent des mêmes droits, obligations en termes de dépenses. Financement concernant la période de recherche, de rémunération et de paiement des obligations fiscales. Les installations réalisées en exécution de ce contrat, sont la propriété des parties contractantes pendant la période du contrat. Par ailleurs, le financement des opérations amont s'effectue au prorata de la participation de chaque partie dans ledit contrat ;
- **Le Contrat de Partage de Production** : Le contrat de partage production a été introduit initialement par la loi N°86-14. Dans la nouvelle loi, ce contrat appelé Production Sharing Contract (PSC) a été réintroduit par les articles 83, 84 et 85. Dans le PSC, le partenaire étranger supporte le risque minéral et financier pendant la phase d'exploration. Cependant, la Compagnie Nationale a la possibilité de participer au financement des opérations de recherche si elle le souhaite. Dans le cas d'une découverte commercialement exploitable un mécanisme de partage de la production hydrocarbures est mis en place entre les partenaires.

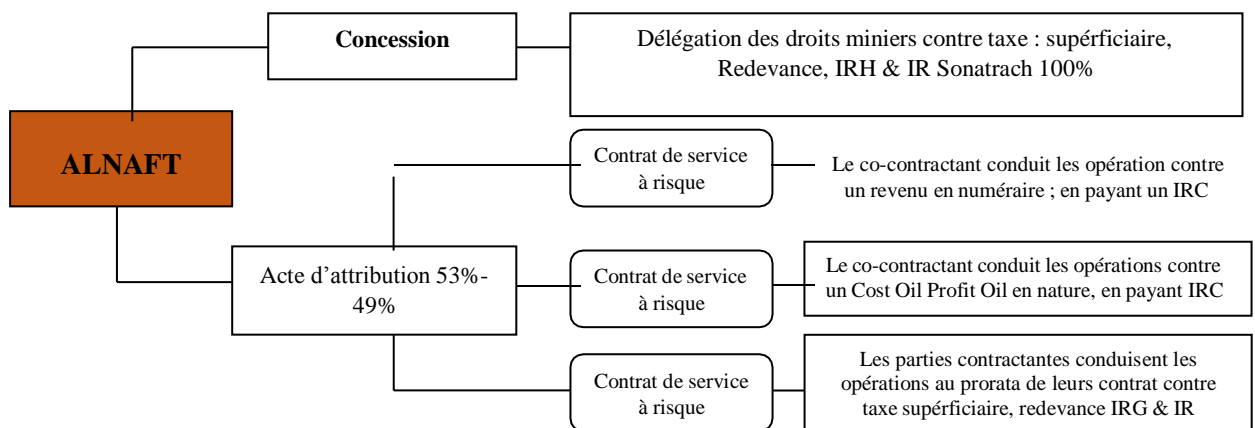
D'un point de vue fiscal, les partenaires étrangers entretiennent des contacts réduits avec l'administration fiscale locale, puisque la société nationale hydrocarbures paiera les impôts pour leur compte. A l'inverse du contrat de Participation, les installations

d'hydrocarbures générées dans le cadre de l'exécution d'un PSC sont la propriété exclusive de la SONATRACH pendant et après l'expiration du contrat. Dans le Contrat de Partage de Production, l'opérateur étranger prend les risques à la fois de profits et de pertes, en finançant entièrement les opérations en amont, l'entreprise nationale peut si elle le souhaite participer à ce processus de financement. En choisissant cette forme contractuelle, les compagnies pétrolières étrangères apportent dans le projet leur contribution financière et technique et après exploitation, recouvrent leurs investissements et sont rémunérées, conformément aux termes du contrat en nature.

▪ **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*)<sup>1</sup>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. 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.

**Figure N°07 : Types de contrats pétroliers**



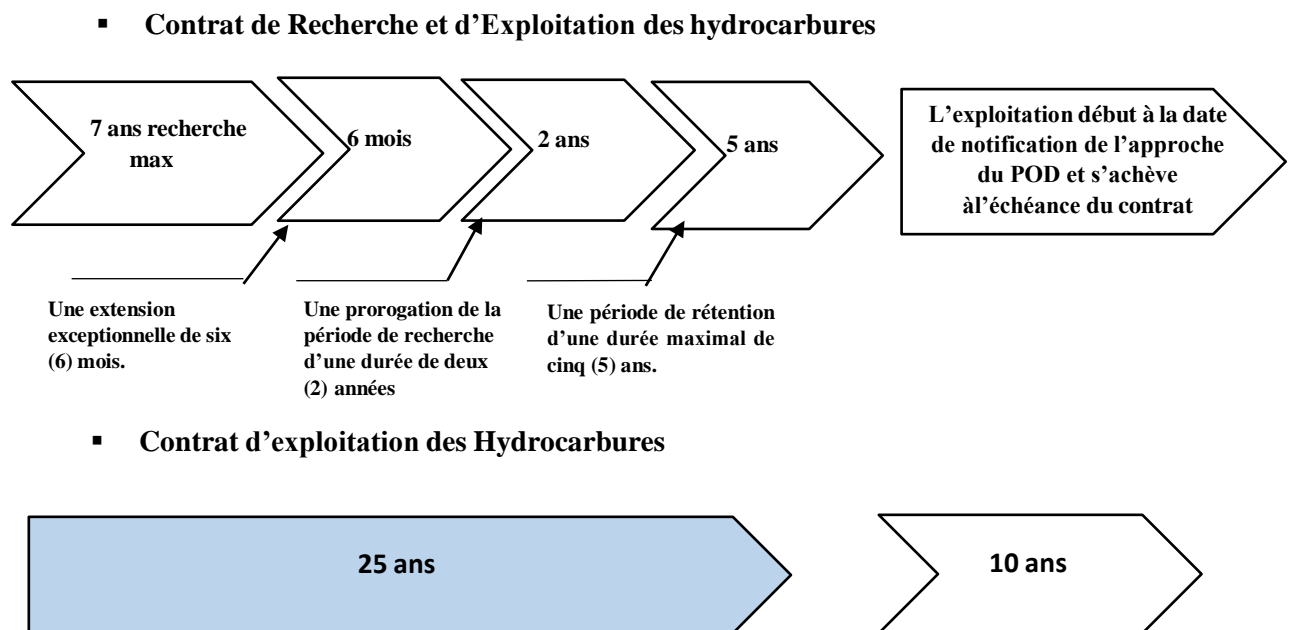
Source : document de la SONATRACH

<sup>1</sup>La compagnie est d'abord remboursée en pétrole de ses dépense d'exploration et de production on appelle cela le (*cost-oil*) , pu ile reste de la production est partagée on appelle le (*profit-oil*).

La nouvelle loi sur les hydrocarbures met en avant, dans son volet légal la possibilité de SONATRACH d'exercer seule les activités en amont relatives à la recherche et à l'exploitation de gisements d'hydrocarbures. Cette forme juridique, nommée « *Concession Amont* », est exclusivement réservée à l'entreprise nationale. Cette dernière peut décider de transférer une partie de ses droits et obligations dans une concession amont à un partenaire étranger, et devra par conséquent conclure un contrat d'hydrocarbures avec ce dernier, en respect des dispositions cette nouvelle loi.<sup>1</sup>

Les articles 56 et 57 du texte de loi régissant les activités d'hydrocarbures, apportent des précisions concernant les durées des différents contrats. Ainsi, en prenant en compte la phase de recherche qui ne peut excéder 7 ans, la durée des différentes phases du contrat a été fixée à 30 années. Les contrats qui concernent l'exploitation de gisements déjà découverts est fixée à 25 années. Dans les deux cas de figure (*avec ou sans phase de recherche et d'exploration*), cette durée peut être prolongée de 10 années supplémentaires.

Figure N°08 : Durée des contrats d'hydrocarbures



Source : Document interne de la SONATRACH

<sup>1</sup>Voir article 75 de la nouvelle lois « 19-13 » page 17

**6- La loi 13 /01**

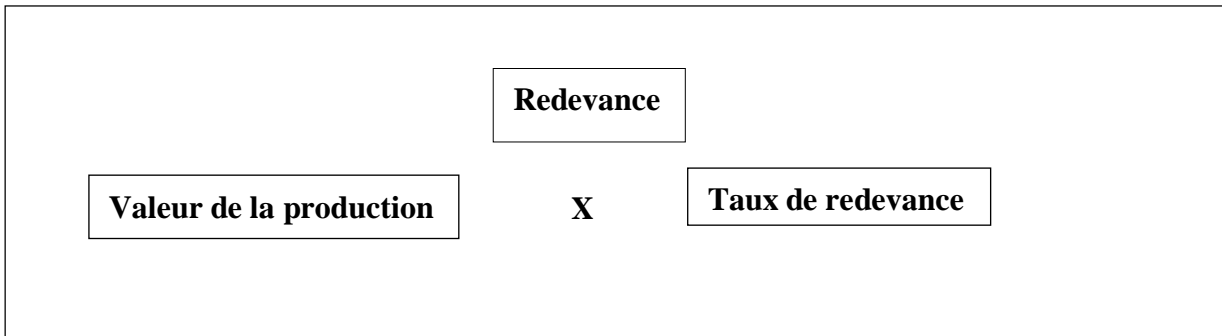
La loi amendée fait la distinction entre les différents gisements sur la base des critères suivant :

- Niveau de production ;
- Périmètre d’exploitation située des zones caractérisées ;
- Type de gisement : conventionnel ou non conventionnel ;<sup>1</sup>
- Fixation du taux de la redevance à 5% pour les productions issues de gisements d’hydrocarbures non conventionnel ;
- La détermination du taux 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.

**6.1 La redevance**

Les modalités de détermination et de décompte des quantités d’hydrocarbures passibles de la redevance sont définis par le décret exécutif n° 14/227 du 25 aout 2014<sup>2</sup>

La formule se présente comme suit :<sup>3</sup>



*La valeur de la production = quantités passibles de la redevance \* prix de base – Tarif de transport*

<sup>1</sup>**Hydrocarbure non conventionnelle** désigne des carburants fossiles qui sont difficile a exploiter par les méthode d’extraction conventionnelle, c’est à dire souvent par l’exécution d’un simple forage. Leurs extraction n’nécessite l’usage de technique complémentaire comme la fracturation hydraulique. Des techniques généralement plus couteuses que le simple forage.

<sup>2</sup> Voir article 85 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures.

<sup>3</sup> Voir article 90 loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures.

**Tableau N°01 : variation du taux de la redevance en fonction de tranches de la production journalière en 2013**

Production journalière en BEP	Taux de redevance			
	Zone A	Zone B	Zone C	Zone D
0 à 20 000 bep/j	5,5%	8%	11%	12,5%
20 001 à 50 000 bep/j	10,5%	13%	16%	20%
50 001 à 100 000 bep/j	15,5%	18%	20%	23%
>à 100 000 bep/j	12%	14,5%	17%	20%

Source : document de la SONATRACH

Hydrocarbures non conventionnels et périmètres d'exploitation de type Cas3 :Taux fixe à 5%.

La redevance est acquittée mensuellement par l'opérateur auprès d'ALNAFT avant le 10 du mois qui suit celui de la production (*décrets 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 supérieurs à 10 000 bep par jour déterminé sur une moyenne mensuelle, le taux de redevance, qui est fixé dans chaque contrat, applicable à l'ensemble de la production, et pour la quantités d'hydrocarbures non conventionnelles issues d'un périmètre d'exploitation de type cas 3<sup>1</sup>, le taux de redevance applicable à l'ensemble de la production est de 5% pour les hydrocarbures non conventionnels.

## 6.2 Taxe superficielle

La taxe superficielle est calculée comme suit<sup>2</sup> ; (km<sup>2</sup>) applicable à la superficie du périmètre. Le montant unitaire est fonction de la zone fiscale (A,B,C,D) ou le périmètre est établi :

<sup>1</sup>Voir article 87 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures

<sup>2</sup> Voir article 84 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures

Tableau N°02 : Représentation des données de la taxe superficielle

Payement annuel au Trésor Public Non déductible					
Superficie du Périmètre en Km <sup>2</sup>			X	Montant DA /Km <sup>2</sup>	
	Période de recherche			Période de rétention (Art 42) Période exceptionnelle (Art 37)	Période d'exploitation
	1 à 3 inclus	4 et 5	6 et 7		
Zone A	4 000	6 000	8 000	400 000	16 000
Zone B	4 800	8 000	12 000	560 000	24 000
Zone C	6 000	10 000	14 000	720 000	28 000
Zone D	8 000	12 000	16 000	800 000	32 000

Hydrocarbures non conventionnels

Source : document de la SONATRACH

- **Rétention** : Conservation de la superficie délimitant le gisement découvert au maximum 3 ans pour le pétrole ou le gaz humide et 05 ans pour les gaz secs en raison d'absence d'infrastructures de transport par canalisation ou de marché pour le gaz.<sup>1</sup>
- **Extension exceptionnelle** : extension de la période de recherche de 6 mois maximum, afin d'achever le forage d'un puits entamé avant la fin de la période de recherche.<sup>2</sup>
- **Prorogation** : Prorogation maximale de 2 ans, afin d'achever les travaux de délimitation d'une découverte réalisées avant l'expiration de la période de recherche (*Déduction faite de la période exceptionnelle accordée*).<sup>3</sup>
- Les montants unitaires sont indexés au contractant par ALNAFT, l'indexation est effectuée sur la base Consumer Price Index (CPI).<sup>4</sup>

Les montants unitaires indexés sont actualisés, par le contractant, aux taux de change moyen à la vente par rapport aux dinars Algérien (DZD) publié par la banque d'Algérie, du mois précédant le paiement, divisé par 80 dinars. Le contractant calcule le montant indexé et actualisé. La taxe sera versée annuellement par l'opérateur, au nom du contractant, à la DGE, et une copie du dossier de déclaration et de paiement sera remise à ALNAFT. Cette taxe est une charge non déductible de l'assiette fiscale ; et elle est prise en compte pour la détermination du coefficient R servant à la détermination du taux de TRP.

<sup>1</sup> Voir article 42 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures

<sup>2</sup> Voir article 37 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures

<sup>3</sup> Voir article 37 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures

<sup>4</sup> CPI c'est une mesure de référence pour identifier l'inflation dans un pays. C'est l'indice le plus utilisé par de nombreuses banques centrales, dont la BCE.

**6.3 La taxe sur le revenu pétrolier « TRP ».**

La formule se présente comme suit<sup>1</sup> :

$$\text{TRP} = (\text{Valeur de la production} - \text{déduction autorisées}) \times \text{taux}$$

Les **déductions** sont : les redevances, Uplift des investissements annuels, le cout d’abandon et restauration du site, frais de formation, cout d’achat du gaz. Le pourcentage « d’Uplift »<sup>2</sup> couvre les couts opératoires, 20% sur 5 ans et 12.5% sur 8 ans.

**Tableau N°03 : Pourcentages de déduction annuelle et taux d’Uplif en 2013**

Type de gisement		Taux Uplift	Tranches annuelles d’investissement
Conventionnel	Zones A et B	15%	20%
	Zones C et D	20%	12,5%
	Récupération assistée	20%	20%
Non conventionnel		20%	20%

Source : document de la SONATRACH

La taxe sur le revenu pétrolier est déterminée de la manière suivante. Elle dépend du calcul des coefficients R1 et R2 :

**Tableau N°04 : Taux de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP)**

Classification des gisements	Conventionnel			Non conventionnel
	Cas 1	Cas 2	Cas 3	
R1 ≤ 1	20%	30%	20%	10%
R1 > 1 > R2	(20%+50%*R2)%	(30%+40%*R2)%	(20%+50%*R2)%	(10%+30%*R2)%
R2 ≥ 1	70%	70%	70%	40%

Source : document de la SONATRACH

Cette taxe se base sur la rentabilité au lieu du chiffre d’affaires dans trois cas :

- **Cas 1** : si la production est inférieure à 50 000 bep ;<sup>3</sup>
- **Cas 2** : si la production est supérieure à 50 000 bep ;
- **Cas 3** : la situation du périmètre se situe en zone très faiblement exploité. Décret exécutif 14/26 du 25/04/2014.

<sup>1</sup>Voir article 86-87 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures

<sup>2</sup> L’UPLIFT c’est le pourcentage les tranches annuelle d’investissement sont augmenter pour les besoins de calcul de la taxe sur le revenu pétrolier.

<sup>3</sup>Bep ( **Baril équivalent pétrole**) : volume d’hydrocarbure liquide ou gazeux ayant une teneur énergétique de 5,90 Giga Joules égale à celle d’un baril de pétrole brut.

L'article 86-87/13-01 décret exécutif n° 14/138 du 20/04/2014 fixant la liste et la autre des couts d'exploitation autorisés à la déduction pour la détermination du taux de TRP/ Décret exécutif n° 14- 229 du 25/08/2014 fixant la liste et la nature des investissement de recherche et développement à prendre en considération pour la détermination des tranches annuelles déductibles pour le calcul de la base TRP et des paramètre (Ii) pour les besoins de calcul de la TRP/décret exécutif n° 7-130 du 07/05/2007, modifié et complété, fixant les modalités de 71.

$$R_{1n} = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1} (Pb_i)@10\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1} (I_i)@10\%} \quad \text{et} \quad R_{2n} = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1} (Pb_i)@20\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1} (I_i)@20\%} \quad \text{avec } n \geq 1$$

$$Pbi = PV - \text{Couts d'exploitation} - \text{RDV-TRP-ICR}$$

- **Le cout d'exploitation :** la TRP est due au titre de chaque périmètre d'exploitation. Elle doit être budgétée dans le programme annuel de développement approuvé par ALNAFT.

Matériels ; services ; les couts d'abandon ; taxe superficiare/-taxe sur l'utilisation de l'eau/les frais de formation achat du gaz ; les frais du personnel ; les frais financiers.

$$\text{Cout d'investissement (Ii)} = \text{Investissement Exploitation} + \text{Investissement Développement} + \text{Taxe superficiare}$$

La T.R.P est payé par l'opérateur au nom du contractant, en 12 règlement provisoires valant acomptes, avant le 25 du mois qui suit celui au titre duquel taxe est due à une liquidation de la TRP est effectué. Le solde dégagé est versé au plus tard le jour de l'expiration du délai fixé pour la remise de la déclaration annuelle des résultat (30 avril). Le paiement de la TRP doit être effectué par le transfert de fonds électronique ou virement bancaire auprès de la DGE. Une copie du dossier de déclaration et de paiement de la TRP est remise à ALNAFT.

La TRP est une charge déductible de l'assiette de calcul de l'ICR, et est prise en compte pour la détermination du profit brut (pbi)

#### 6.4 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. L'ICR est calculé sur la base du profit réalisé en Algérie.

$$\text{ICR} = \text{CA} * \text{Taux ICR}$$

$$\text{CA} = \text{Revenue pétrolier} - \text{Les charges}$$

Les charges : OPEX, les couts d'abandon et restauration du site, frais de formation, couts d'achat du gaz, frais financiers, amortissements, charges fiscale, couts divers.

**Tableau N°05 : Taux d'impôt complémentaire sur le résultat « ICR » loi « 13-01 »**

Type de gisement	Loi 05-07*	Loi 13-01	
Conventionnel	30%	Type Cas 1 & Cas 3	19% si R2 < 1 80% si R2 ≥ 1
		Type Cas 2	30%
Non Conventionnel			19% si R2 < 1 80% si R2 ≥ 1

Source : document de la SONATRACH

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

**Conclusion au chapitre**

Le secteur des hydrocarbures en Algérie, qui jouit d'un statut central dans l'économie nationale, a connu depuis l'indépendance, plusieurs changements structurels en matière d'encadrement juridique et fiscale dans l'objectif de valoriser ses ressources ce qu'on a traité en générale sur l'évolution du régime fiscal pétrolier et des hydrocarbures avec l'amendement de 1991 deux modifications importantes ont été apportées par la loi 91-21.

La première concerne le règlement des litiges opposant les investisseurs étrangers à la SONATRACH dans le cadre des contrats d'association la seconde a trait à la possibilité pour les partenaires étrangers d'une participation aux découvertes de gaz puis viens des modifications dans loi 05-07 du 28 avril 2005 porte sur l'annulation le régime monopolistique à SONATRACH sur les activités de recherche et de production des hydrocarbures et ont été attribuées à deux nouvelles agences. L'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures désignée (ALNAFT), en charge de l'amont, notamment l'attribution et la gestion des contrats de recherche et/ou d'exploitation et l'Autorité de régulation des hydrocarbures (ARH). En suite en 2013 la loi 05-07 amendé par la loi 13.01 qui a met le point sur la fiscalité et le régime de taxation sur les différentes taxes (*taxe superficiare, la redevance, la taxe sur le revenu pétrolier et l'impôt complémentaire sur le revenu*).

**Introduction au chapitre**

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 les deux chapitres précédents.

À travers ce chapitre on va essayer d'évaluer l'un des projets d'investissements effectués par SONATRACH qui est « *la recherche et l'exploitation des hydrocarbures* » 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 trois section :

- **Section 01** : présentation du projet ;
- **Section 02** : Les Données fiscales ;
- **Section 03** : L'application des critères d'évaluation de la rentabilité d'un projet par SONATRACH.

## Section 01 : Présentation du projet BELRHAZI

Divers critères de choix d'investissement sont élaborés pour évaluer la rentabilité d'un projet d'investissement. Dans cette section nous allons voir ces différents critères et données pour évaluer un projet.

### 1. Le projet le contrat de « Périmètre BELRHAZI ».

Le contrat pour la recherche et l'exploitation des hydrocarbures sur le périmètre BELRHAZI s'inscrit dans une anticipation d'un futur par rapport à une situation existante et dans une logique de projection. Ce projet a été conçu pour être réalisé et valorisé en répondant à la préoccupation majeure : la mesure de la contribution en termes de valeur.

### 2. L'aspect contractuel et position du projet

Le contrat pour la recherche et l'exploitation des hydrocarbures sur le périmètre BELRHAZI a débuté en OCTOBRE 2017, à la date de publication sur le journal officiel. Il durera jusqu'au 2054. Aussi la durée du projet est de 35 ans, c'est à dire la durée entre le début de projet et la fin de projet (de la recherche à l'épuisement de gisement 2017-2054). La période de recherche, a duré de 2017 à 2024 selon la loi des hydrocarbures d'après la loi 13-01.

L'année 2024 est une année de transfert des découvertes. Le développement débutera à 2025 jusqu'à 2028 sur un échéancier de 4 ans. Par ailleurs, la production ou bien l'exploitation du gaz commencera à partir de 2029 jusqu'à 2054.

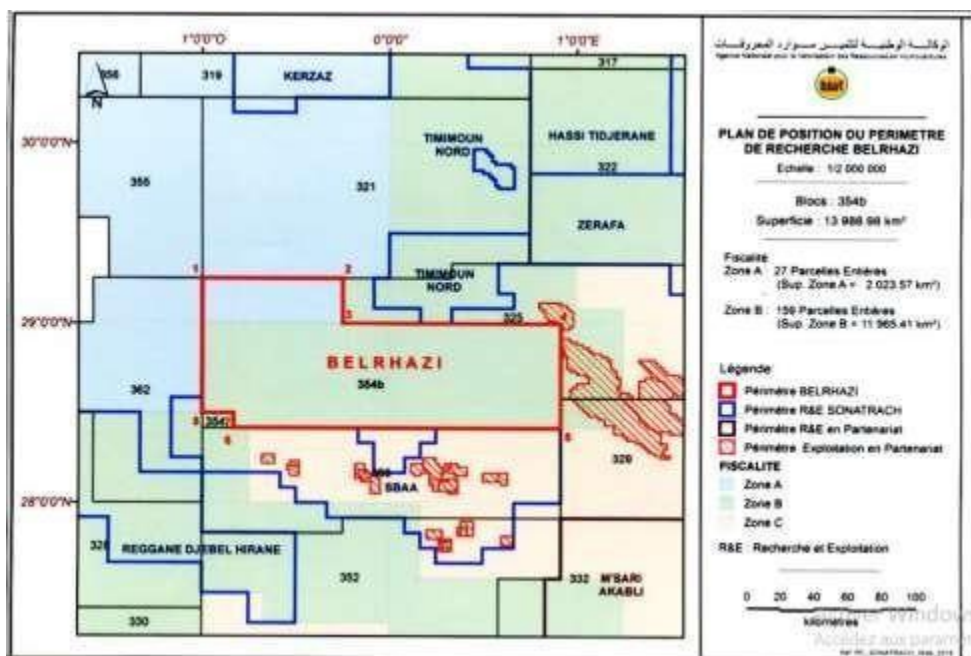
### 3. Le plan de position du périmètre BELRHAZI

Le périmètre BELRHAZI est composé de bloc 354b. Il est situé dans la direction Bassin Tindouf geggane sbaa. Le contrat est constitué d'une surface totale de 13 988,88 kilomètre carrés.

Si nous traitons ce périmètre en zone fiscale la loi 05-07 amendée par la loi 13-01 identifie 4 zones fiscales (A B C D). Chaque projet est situé sur une zone bien déterminée. Pour le projet, objet de notre étude, il est situé dans les zones A et B :

- La superficie de la zone fiscale A : 2023.57 km<sup>2</sup>.
- La superficie de la zone fiscale B : 11965.41 km<sup>2</sup>.

Figure N°09 :Périmètre d’exploitation BELRHAZI



Source : document fournit par l’entreprise

#### 4. Les données et hypothèses technico-économiques

Selon Fernandez pour qu’un projet soit qualifié d’un bon projet, il doit être borné avec une date d’achèvement raisonnable a priori, mais ferme, et précisée impérativement. Il doit être mesurable, donc quantifié. Il doit être accessible, dans le sens où les moyens sont disponibles, et les contraintes sont surmontables et les risques d’échec sont limités et maîtrisables. Le projet doit être également réaliste, il est ancré dans le concret, univoque et bien ciblé, c’est en ce sens que des hypothèses technico-économique du contrat BELRHAZI ont été formulées.

#### 5. Le financement du projet

D’après la loi 13-01 SONATRACH peut participer au financement des investissements de Recherche dans la limite de son taux de participation 51% minimum. Un accord d’opération doit être signé, entre les parties constituant le contractant, et annexé au contrat. Communication par Sonatrach de son taux de participation ainsi que le mode et les conditions de financement des investissements de Recherche, à ALNAFT avant le lancement de l’appel à la concurrence.

#### 6. Les paramètres nécessaires pour l’évaluation du projet

L’évaluation économique des projets se fera au niveau du département de la planification à partir des données fournies par la division d’exploration et les profils de production établis par la division Petroleum Engineering et Développement et les montants d’investissement et de développement par Division Engineering et Construction. On peut classer les différentes données liées à l’évaluation de projet « la recherche et l’exploration des hydrocarbures » comme suit :

- **Les hypothèses du travail** : Ce sont les hypothèses où les données concernant le projet effectué dès leur création et qui varie pendant leur durée de vie. Elles aident l'entreprise à la détermination des cash-flows générés par leur activité.

**Tableau N° 06 : présentation des données concernant le projet**

<b>Données du projet</b>	<b>Contrat</b>	Exploitation des hydrocarbures sur le périmètre NECHOU entre ALNAFT et SONATRACH
	<b>Date d'entrée en vigueur</b>	17.10.2017
	<b>Superficie total</b>	140
	<b>Superficie d'exploitation</b>	124
	<b>Zone fiscal A et B</b>	17.88 et 105,72
	<b>Taux de participation SH</b>	100%
	<b>Taux de partenaire</b>	-
	<b>Tarif d'injection d'eau</b>	-
	<b>Tarif d'injection du gaz</b>	-
<b>Les tranches d'investissement</b>	<b>Période de recherche</b>	2017-2028
	<b>Durée correspondant à la recherche et développement</b>	8 ANS
	<b>Durée correspondant à la récupération assistée</b>	-

Source : élaboré par nous-même à partir des données fournis par la SONATRACH

### **7. Les Données économiques**

Elles englobent les prix des hydrocarbures, l'inflation (la variation moyenne des prix par unité de temps ; le taux d'actualisation. Pour le cas de notre projet ils sont distribués comme suit : un taux d'actualisation de 10% ; un taux de change de 142 DA/US\$.

**Tableau N°07 : Les différents produits pétroliers en fonction de leurs prix ainsi que leurs unités de mesure**

Produit	Prix unitaire	Unité
Prix brut	70\$/bbl	\$/bbl
Prix de condensat	-	\$/bbl
Prix GS	-	\$/bbl
Prix GN	10% du prix du brut	-

Source : élaboré par nous-même à partir des données fournis par la SONATRACH

Ce tableau présente les différents produits pétroliers en fonction de leurs prix ainsi que leurs unités de mesure.

### 8. Les Données techniques

Elles englobent les données suivantes : le Profil de production estimé par les ingénieurs de réservoirs, les coûts opératoires et les investissements qui comprenant : l'investissement d'Exploration (les dépenses de recherche et des forages d'appréciation) ; l'investissement de développement ; l'investissement de transport et l'investissement nécessaire à l'abandon et à la restauration de site.

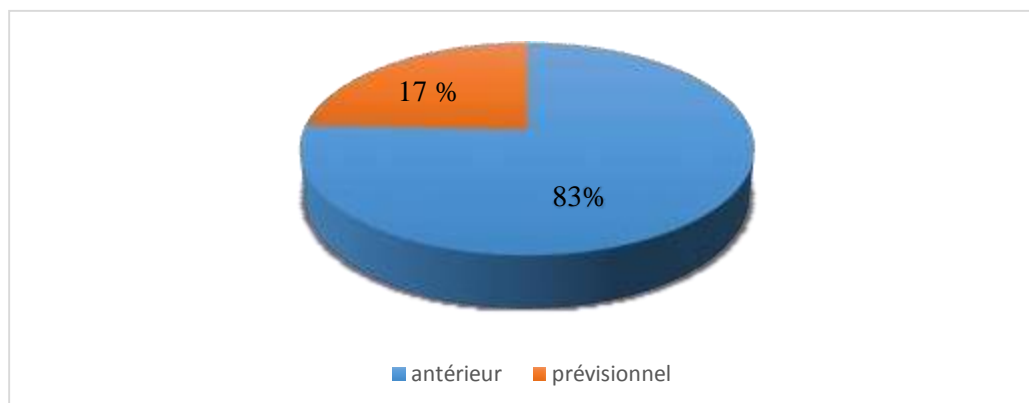
#### 8.1 L'investissement total (Capital investi)

Il comprend l'investissement de recherche et du développement. :

- **L'investissement de recherche ou d'exploration :**

Qui correspond aux charges liées à la recherche des hydrocarbures comme : géologie de terrain ; le forage d'exploration et d'appréciation ; l'acquisition sismique...etc. Le coût d'exploration inclut toutes dépenses réalisées depuis l'obtention des permis jusqu'à la découverte ou l'abandon des travaux d'exploration (rendu de permis) ; et on peut le représenter comme suit :

**Figure N° 10 : La structure des couts de recherche ou d'exploration**

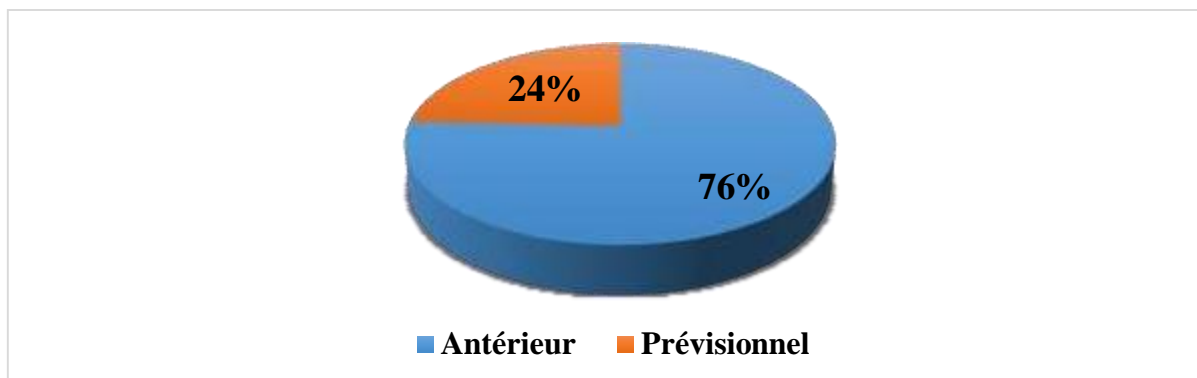


Source : élaboré par nous-même à partir des données fournies par la SONATRACH

▪ **L'investissement du développement**

Il est employé pour financer les opérations matérielles nécessaires et technologiques c'est à-dire les dépenses nécessaires pour mettre en production le gisement, il comprend : les coûts de forage de production, les installations de surface (*le système de collectes, les unités de séparation et du traitement, les unités de stockage, le réseau de transport et les installations d'évacuation*). Le coût de développement peut être présenté comme suit :

**Figure N°11 : La structure des coûts de développement**



Source : élaboré par nous-mêmes à partir des données fournies par SONATRACH

**Tableau N°08 : Les données de la recherche et du développement**

Années	Unité	Recherche		Développement		
		Antérieur	Prévisionnel	Forage	Installation du surface	Canalisation
2017	MM\$US	0,08	-	-	-	-
2018	MM\$US	17,78	-	-	-	-
2019	MM\$US	18,20	-	-	-	-
2020	MM\$US	0,05	-	-	-	-
2021	MM\$US	15,54	-	-	-	-
2022	MM\$US	-	9,85	-	-	-
2023	MM\$US	-	7,53	-	-	-
2024	MM\$US	-	-	-	-	-
2025	MM\$US	-	-	14,4	-	7,6
2026	MM\$US	-	-	21,6	-	11,5
2027	MM\$US	-	-	21,6	-	11,5
2028	MM\$US	-	-	14,4	-	7,6

Source : élaborer par nous-mêmes à partir des données fournit par SONATRACH

**9. Les coûts opératoires ou les frais d'exploration**

Les frais d'exploitation correspondent aux dépenses opérationnelles supplémentaires nécessaires pour améliorer la récupération ; et évaluer également la réduction des investissements de recherche et de développement comme les Charges du personnel ; L'entretien des installations ; Charges variables de production ; ainsi que les frais de transport qui varie selon le type et la quantité des produits à transporter.

Tableau N°09 : L'évolution des coûts opératoires

Année	Unité	Cout opératoire
2017 -2028	MM\$US	-
2029	MM\$US	3,62
2030	MM\$US	3,62
2031	MM\$US	3,62
2032	MM\$US	3,62
2033	MM\$US	3,62
2034	MM\$US	3,62
2035	MM\$US	3,62
2036	MM\$US	3,62
2037	MM\$US	3,62
2038	MM\$US	3,62
2039	MM\$US	3,59
2040	MM\$US	3,51
2041	MM\$US	3,45
2042	MM\$US	3,37
2043	MM\$US	3,28
2044	MM\$US	3,20
2045	MM\$US	3,13
2046	MM\$US	3,08
2047	MM\$US	3,03
2048	MM\$US	2,99
2049	MM\$US	2,96
2050	MM\$US	2,93
2051	MM\$US	2,90
2052	MM\$US	2,88
2053	MM\$US	2,86
2054	MM\$US	2,84

Source : Élaboré par nous-même à partir des données fournies par l'entreprise.

À travers de ces tableaux nous pouvons remarquer l'évolution des dépenses supplémentaires d'exploration pour chaque année en MM\$US liées à la recherche et le développement de l'investissement.

Figure N°12 : L'évolution des tarifs du transport.

Tarifs de transport:

Arrêté n° 109 du 10 décembre 2019			
Période 2019 - 2023			
Produit	Unité	Tarif	
Pétrole brut	DA/TM	704	Brut DA/bep 89,60
Condensat	DA/TM	1154	Condensat DA/bep 145,03
GPL	DA/TM	1153	GPL DA/bep 140,00
Gaz	DA/1000 m3	1200	GN DA/bep 177,78

Source ; Élaborer par nous-même à partir des données fournies par l'entreprise

Tableau N°10 : l'évolution des tarifs de transport

Année	Unité	Tarifs du transport		
		Huile	condensat	Gaz
2017-2028	MM\$US	-	-	-
2029	MM\$US	-	-	2,21
2030	MM\$US	-	-	2,21
2031	MM\$US	-	-	2,21
2032	MM\$US	-	-	2,21
2033	MM\$US	-	-	2,21
2034	MM\$US	-	-	2,21
2035	MM\$US	-	-	2,21
2036	MM\$US	-	-	2,21
2037	MM\$US	-	-	2,21
2038	MM\$US	-	-	2,21
2039	MM\$US	-	-	2,16
2040	MM\$US	-	-	2,04
2041	MM\$US	-	-	1,95
2042	MM\$US	-	-	1,83
2043	MM\$US	-	-	1,68
2044	MM\$US	-	-	1,55
2045	MM\$US	-	-	1,45
2046	MM\$US	-	-	1,36
2047	MM\$US	-	-	1,29
2048	MM\$US	-	-	1,23
2049	MM\$US	-	-	1,18
2050	MM\$US	-	-	1,13
2051	MM\$US	-	-	1,09
2052	MM\$US	-	-	1,06
2053	MM\$US	-	-	1,03
2054	MM\$US	-	-	1,00

Source : Élaboré nous-même à partir données fournies par l'entreprise.

Ce tableau présente la variation des tarifs du transport de chacun des produits pétroliers en BEP pour chaque année à savoir : Huile ; condensat ; Gaz.

## 10. Les couts d'abandons

Tableau N°11 : Représentation de l'évolution des couts d'abandons

Année	MM\$
<b>2017-2028</b>	-
2029	0,13
2030	0,14
2031	0,14
2032	0,14
2033	0,15
2034	0,15
2035	0,15
2036	0,16
2037	0,16
2038	0,16
2039	0,16
2040	0,16
2041	0,15
2042	0,14
2043	0,13
2044	0,13
2045	0,12
2046	0,11
2047	0,11
2048	0,10
2049	0,09
2050	0,09
2051	0,08
2052	0,07
2053	0,06
2054	0,03
<b>Total</b>	<b>3,20</b>

Source : Élaboré nous-même à partir données fournies par l'entreprise.

Afin de faire face aux coûts des opérations d'abandon et de remise en état des sites qui doivent être effectuées à la fin de l'exploitation, le contractant doit verser, chaque année civile, une provision dans un compte séquestre conformément à la réglementation en vigueur.

Cette provision est considérée comme une charge d'exploitation déductible des résultats imposables au titre de l'exercice.

Cette charge d'exploitation est fixée par unité de production sur la base des réserves récupérables restantes au début de chaque année civile.

Le programme d'abandon et de restauration des sites ainsi que le budget y afférent doivent faire partie intégrante du plan de développement des contrats de recherche et/ou d'exploitation.

Le montant de cette provision est défini par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) sur la base d'une expertise.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) s'assure de son versement au niveau du compte séquestre.

A la fin de l'exploitation et après réalisation des opérations d'abandon et de remise en état des sites sus-citées, les montants restants dans le compte séquestre sont versés au Trésor public.

### 11.Profit de production

Ce sont les données liées à la production du gaz et les différentes liquidités, ils sont donnés comme suit :

**Tableau N° 12 : L'évolution du Profil de Production en BEP / TEP**

Année	Production en BEP	Unité	Production en TEP	Unité
	Production Gaz(106bep/An)		Production Gaz(106bep/An)	
2017-2028	-	MMbep/An	-	MMtep/An
2029-2038	1,77	MMbep/An	0,25	MMtep/An
2039	1,73	MMbep/An	0,24	MMtep/An
2040	1,63	MMbep/An	0,23	MMtep/An
2041	1,56	MMbep/An	0,22	MMtep/An
2042	1,46	MMbep/An	0,20	MMtep/An
2043	1,34	MMbep/An	0,19	MMtep/An
2044	1,24	MMbep/An	0,17	MMtep/An
2045	1,16	MMbep/An	0,16	MMtep/An
2046	1,09	MMbep/An	0,15	MMtep/An
2047	1,03	MMbep/An	0,14	MMtep/An
2048	0,98	MMbep/An	0,14	MMtep/An
2049	0,94	MMbep/An	0,13	MMtep/An
2050	0,90	MMbep/An	0,13	MMtep/An
2051	0,87	MMbep/An	0,12	MMtep/An
2052	0,85	MMbep/An	0,12	MMtep/An
2053	0,82	MMbep/An	0,11	MMtep/An
2054	0,80	MMbep/An	0,11	MMtep/An
2055-2063	-	MMbep/An	-	MMtep/An
<b>Total</b>	<b>36</b>	<b>MMbep/An</b>	<b>5</b>	<b>MMtep/An</b>

Source : Élaboré nous-même à partir données fournies par l'entreprise.

Remarque : dans notre cas nous allons juste élaborer la production du GAZ.

Ce présent tableau nous montre la variation de l'ensemble des dépenses nécessaires pour la production des différents produits pétroliers en bep et tep pour chaque année ; à savoir la production des huiles, de condensat et la production du Gaz.

## Section 02 : Les Données fiscales

Elles comprennent le type de contrat, le partage de la rente comme la redevance et le partage du profit oil, ainsi que les impôts (TRP ; l'ICR ; la taxe superficielle.etc).

### 1. La redevance

Elle est établie sur la base des quantités produites et décomptées après les opérations de traitement au champ, au point de mesure c.à.d. au moment où il sort le gaz de la terre.

Elle est en fonction de la valeur de la production journalière en **bep** de la zone fiscale ainsi que du taux de redevance selon le type de gisement (conventionnel ou non conventionnel) sauf que les Hydrocarbures non conventionnels de type Cas3 à un Taux fixe de 5%.

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

Dont :

$$\text{La valeur de la production} = \text{quantités passibles de la redevance} \times \text{prix de base} - \text{Tarif de transport.}$$

Tableau N°13: taux de la redevance zone A & B

Type de Gisement	Taux de redevance		Zones	
	Production bep/jour de 2à...		A	B
Conventionnel (Cas 1 & cas 2)	-	20 000	6%	8%
	20 000	50 000	11%	13%
	50 000	100 000	16%	18%
	>	100 000	12%	15%

Source : Document fournie par l'entreprise ; Division –Exploration ; amendement de loi 13-01 relative aux hydrocarbures ; 2013

La production journalière de notre cas d'étude ne dépasse pas la fourchette du premier palier (qui est de 20 000), c'est-à-dire dans le tableau au-dessus nous utilisons pour le calcul de la Redevance le premier palier pour la Zone A nous prenons le taux de redevance de 6% et pour la Zone B nous prenons le taux de redevance de 8%.

Tableau N°14 : Calcul redevance de la Zone A et B par L'EXCEL

Année	Unité	Redevance zone A	Redevance zone B	Redevance globale
2017-2028	-	-	-	-
2029	MM\$US	0,53	4,56	5,09
2030	MM\$US	0,53	4,56	5,09
2031	MM\$US	0,53	4,56	5,09
2032	MM\$US	0,53	4,56	5,09
2033	MM\$US	0,53	4,56	5,09
2034	MM\$US	0,53	4,56	5,09
2035	MM\$US	0,53	4,56	5,09
2036	MM\$US	0,53	4,56	5,09
2037	MM\$US	0,53	4,56	5,09
2038	MM\$US	0,53	4,56	5,09
2039	MM\$US	0,52	4,45	4,97
2040	MM\$US	0,49	4,20	4,69
2041	MM\$US	0,47	4,01	4,47
2042	MM\$US	0,44	3,76	4,20
2043	MM\$US	0,40	3,45	3,86
2044	MM\$US	0,40	3,20	3,57
2045	MM\$US	0,37	2,98	3,33
2046	MM\$US	0,35	2,80	3,13
2047	MM\$US	0,33	2,65	2,96
2048	MM\$US	0,31	2,53	2,82
2049	MM\$US	0,29	2,42	2,70
2050	MM\$US	0,28	2,33	2,60
2051	MM\$US	0,27	2,25	2,51
2052	MM\$US	0,26	2,18	2,43
2053	MM\$US	0,25	2,12	2,36
2054	MM\$US	0,24	2,06	2,29
2055-2063	MM\$US	-	-	-
<b>Total</b>	<b>MM\$US</b>	<b>11</b>	<b>93</b>	<b>104</b>

Source : Élaboré nous-même à partir données fournies par l'entreprise.

## 2 Taxe superficière

### ▪ Définition de la taxe superficière

Elle est calculée sur la base d'un montant unitaire en Dinard sur le kilomètre carré, et chaque montant représente une fonction de la période de recherche ou d'exploitation, ainsi que de la zone où il situé le périmètre c'est-à-dire de près périmètre (zone A) jusqu'à périmètre très loin (zone D). Ce dernier est versé au trésor public.

Dans notre cas on a deux Zone, la zone A et La zone B calculé selon ce tableau suivant :

Tableau N°15 : Représentation des donnée pour le calcul de la taxe supéficaire zone A et B

Unité : Dinard /km2	Période de recherche			Période de retenon + Période exceptionnelle	Période exploitation
	1 à 3 ans	4 et 5 ans	6 et 7 ans		
<b>Zone A</b>	4000	6000	8000	400000	16000
<b>Zone B</b>	4800	8000	12000	560000	24000

Source : document fournis par SONATRACH

Avons de calculer la taxe superficiaire la SONATRACH calcule d’abord la taxe superficiaire de chaque période (recherche et développement) ces calculé son présenté dans les tableaux qui suivent :

**a-Taxe superficiaire période de recherche**

Tableau N°16. : calcule taxe superficiaire période de recherche par L’EXCEL

Année	Unité	1 <sup>er</sup> période 3 ans	2em période 2 ans	3em période 2 ans
<b>2017</b>	MM\$US	-	-	-
<b>2018-2020</b>	MM\$US	<b>0,82</b>	-	-
<b>2021-2022</b>	MM\$US	-	<b>0,94</b>	-
<b>2023-204</b>	MM\$US	-	-	<b>0,98</b>

Source : Elaboré nous-même à partir données fournies par l’entreprise.

**b-Taxe superficiaire période d’exploitation**

Tableau N°17 : calcul taxe superficiaire période d’exploitation par L’EXCEL

Année	Unité	Période d’exploitation
2017-2024	MM\$US	-
2025-2054	MM\$US	<b>0,04</b>

Source : Elaboré nous-même à partir données fournies par l’entreprise

**c-Taxe superficiaire SH (SONATRACH)**

Tableau N°18 : Calcul taxe superficiaire SH par L’EXCEL

Année	unité	Taxe superficiaire SH
<b>2018</b>	MM\$US	<b>1,05</b>
<b>2019</b>	MM\$US	<b>1,07</b>
<b>2020</b>	MM\$US	<b>1,08</b>
<b>2021</b>	MM\$US	<b>1,33</b>
<b>2022</b>	MM\$US	<b>1,36</b>
<b>2023</b>	MM\$US	<b>1,45</b>
<b>2024</b>	MM\$US	<b>1,48</b>
<b>2025</b>	MM\$US	<b>0,05</b>
<b>2026-2032</b>	MM\$U	<b>0,06</b>
<b>2033-2038</b>	MM\$US	<b>0,07</b>
<b>2039-2043</b>	MM\$US	<b>0,08</b>
<b>2044-2048</b>	MM\$US	<b>0,09</b>
<b>2049-2052</b>	MM\$US	<b>0,10</b>
<b>2053-2054</b>	MM\$US	<b>0,11</b>

Source : Elaboré nous-même à partir données fournies par l’entreprise

**Remarque**

Pour la taxe superficielle, la superficie imposée à cette taxe diminue au long de chaque période c'est-à-dire :

La superficie du périmètre de recherche est plus importante que celle de la période de production. La superficie se rétrécit au fil de temps jusqu'à ce qu'elle atteigne le permis ou le forage sera effectué autrement dit la superficie occupée pour la production.

**3 La taxe sur le revenu pétrolier (TRP)**

La taxe sur le revenu pétrolier est calculée à la base de deux coefficients R1 et R2 pour définir le taux de la TRP .

Ces coefficients sont comme suite :

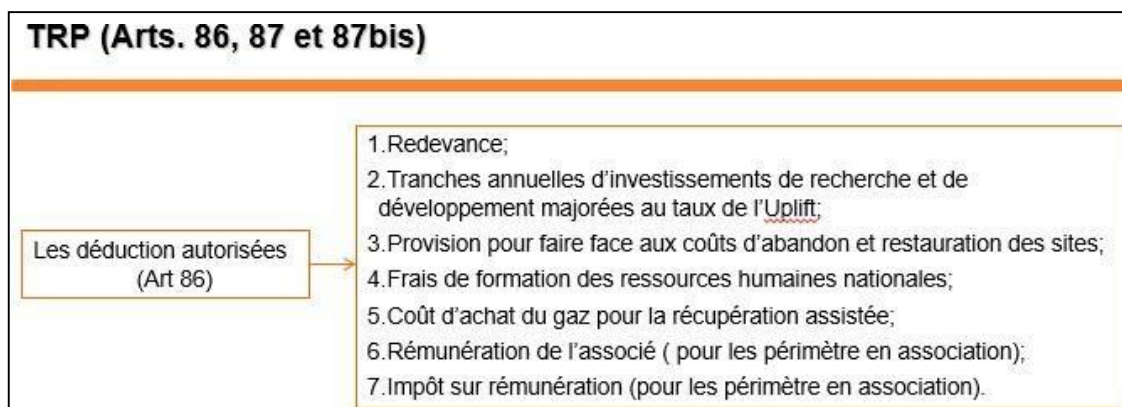
$$R_{1n} = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1} (Pbi)@10\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1} (Ii)@10\%} \quad \text{et} \quad R_{2n} = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1} (Pbi)@20\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1} (Ii)@20\%}$$

Après la définition des deux coefficients nous calculons la TRP comme suite :

$$TRP = (\text{Valeur de la Production} - \text{Déductions autorisées}) \times \text{Taux de TRP.}$$

Ces déductions autorisées présentent : la redevance, les tranches annuelles d'investissement, Coût d'achat du gaz, frais de formation, provision pour coût d'abandon ou restauration de Site.

**Figure N°13 : les déductions autorisées selon Art 86-lois 13-01**



Source : document fournis par SONATRACH

Pour déterminer le type de périmètre qui est soit dans le cas 1, le cas 2 ou dans le cas 3 ; il faut comparer la production journalière calculé déjà avec la valeur de 50000 bep comme suit :

- Si la production journalière maximum est inférieure à 50000 bep alors on est dans le cas 1.
- Si la production journalière maximum est supérieure ou égale à 50000 bep alors on est

dans le cas 2.

- Cas 3 : Regroupe les périmètres d'exploitations situés dans les zones très faiblement explorées, à géologie complexe et/ou manquant d'infrastructures dont la liste est arrêtée par voie réglementaire.

Tableau N°19 : Évolution de la production journalière

Année	Unité	Production journalière
2017-2028	BOE/J	-
2029-2038	BOE/J	4846
2039	BOE/J	4732
2040	BOE/J	4467
2041	BOE/J	4262
2042	BOE/J	4000
2043	BOE/J	3675
2044	BOE/J	3403
2045	BOE/J	3174
2046	BOE/J	2982
2047	BOE/J	2822
2048	BOE/J	2687
2049	BOE/J	2574
2050	BOE/J	2477
2051	BOE/J	2394
2052	BOE/J	2318
2053	BOE/J	2250
2054	BOE/J	2187

Source : Élaboré nous-même à partir données fournies par l'entreprise

Dans notre cas de projet et d'après les résultats obtenus par le modèle : la production journalière pour chaque année est inférieure à 50 000 bep, ce qui indique qu'on est dans le cas 1.

Tableau N°20 : taux de la TRP

La SONATRACH se base sur ces données afin de calculer le taux de la TRP

Classification des gisements		Conventionnel		
		Cas 1	Cas 2	Cas 3
Taux de la TRP	R ≤ 1	20%	30%	20%
	R1			
	>1>R2	$(20\%+50\%*R2)\%$	$(30\%+40\%*R2)\%$	$(20\%+50\%*R2)\%$
	R ≥ 1	70%	70%	70%

Source : loi 13-01 relative aux hydrocarbures

**Calcul des amortissements pour la TRP**

Avons le calculé de la TRP il se doit de calculer les amortissements et uplift de recherche et de développement ainsi que l'assiette fiscal, les tableaux si dessous représente le calcul de ces derniers

**a-Les amortissements et Uplift de recherche**

**Tableau N°21 : représentation des amortissements et Uplift de recherche**

Année (5ans)	Amortissement de recherche	%	Recherche UP lifté
2029-2033	<b>13,91</b>	<b>15</b>	<b>16,00</b>

Source : établi par nous-même a partir des donnée fournies par l'entreprise

**b-Les amortissements et Uplift de développement**

**Tableau N°22 : représentation des amortissements et Uplift de développement**

Année (5ans)	Amortissement de développement	%	Développement UP lifté
2029-2033	<b>22,04</b>	<b>15</b>	<b>25,35</b>

Source : établi par nous-même a partir des donnée fournies par l'entreprise

**c-Assiette fiscale (Revenu pétrolier)**

**Tableau N23 : représentation de l'assiette fiscal**

Année	Unité	Assiette fiscale TRP
2029-2030	MM\$US	<b>20,01</b>
2031-2033	MM\$US	<b>20,00</b>
2034-2038	MM\$US	<b>61,33</b>
2039	MM\$US	<b>59,87</b>
2040	MM\$US	<b>56,52</b>
2041	MM\$US	<b>53,92</b>
2042	MM\$US	<b>50,61</b>
2043	MM\$US	<b>46,49</b>
2044	MM\$US	<b>43,49</b>
2045	MM\$US	<b>40,15</b>
2046	MM\$US	<b>37,73</b>
2047	MM\$US	<b>35,70</b>
2048	MM\$US	<b>34,00</b>
2049	MM\$US	<b>32,56</b>
2050	MM\$US	<b>31,34</b>
2051	MM\$US	<b>30,29</b>
2052	MM\$US	<b>29,35</b>
2053	MM\$US	<b>28,50</b>
2054	MM\$US	<b>27,72</b>

Source : Elaboré nous-même à partir données fournies par l'entreprise

d-Revenue global

Tableau N°24 : Revenu global de la TRP

Année	Unité	Revenu global TRP
2017-2028	MM\$US	-
2029-2033	MM\$US	4
2034-2038	MM\$US	12,27
2039	MM\$US	11,97
2040	MM\$US	11,30
2041	MM\$US	10,78
2042	MM\$US	10,12
2043	MM\$US	9,30
2044	MM\$US	8,61
2045	MM\$US	8,03
2046	MM\$US	7,55
2047	MM\$US	13,76
2048	MM\$US	13,12
2049	MM\$US	12,57
2050	MM\$US	12,11
2051	MM\$US	11,71
2052	MM\$US	11,35
2053	MM\$US	11,02
2054	MM\$US	10,73
Total	MM\$US	255

Source : Élaboré nous-même à partir données fournies par l'entreprise

4 L'impôt complémentaire sur le résultat L'ICR.

Ces impôts sont payables annuellement au trésor public, et ils sont fixés selon chaque cas comme suit :

Tableaux N°25: Impôt complémentaire sur les résultats

Classification desgisements	Conventionnel			Non Conventionnel	Conventionnel Cas 1
	Cas 1	Cas 2	Cas 3		
Taux d'ICR	R2<1	19%	30%	19%	19%
	R2>=1	80%	30%	80%	80%

Source : Document fournie par l'entreprise ; Division –Exploration ; amendement de loi 13-01 relative aux hydrocarbures ; 2013.

Tableau N°26: Représentation de ICR global du projet

Année	Unité	ICR
2017-2028	MM\$US	-
2029-2033	MM\$US	6,12
2034-2036	MM\$US	4,55
2037-2038	MM\$US	7,91
2039	MM\$US	8,42
2040	MM\$US	7,92
2041	MM\$US	7,54
2042	MM\$US	7,05
2043	MM\$US	6,44
2044	MM\$US	5,91
2045	MM\$US	5,51
2046	MM\$US	5,15
2047	MM\$US	3,59
2048	MM\$US	3,40
2049	MM\$US	3,24
2050	MM\$US	3,10
2051	MM\$US	2,98
2052	MM\$US	2,87
2053	MM\$US	2,78
2054		2,69
<b>Total</b>	<b>MM\$US</b>	<b>139</b>

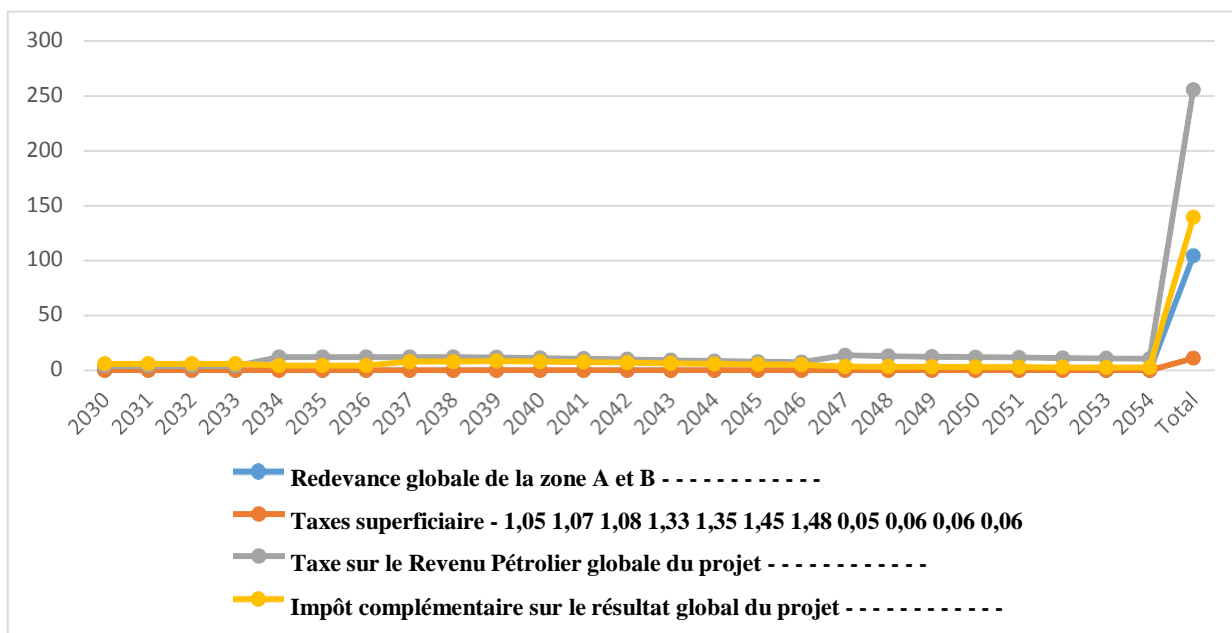
Source : Élaboré nous-même à partir données fournies par l'entreprise

Tableau N°27 : Les données fiscal du projet

Année	Unité	Redevance globale de la zone A et B	Taxes superficielles	Taxe sur le Revenu Pétrolier globale du projet	Impôt complémentaire sur le résultat global du projet
2017	MM\$US	-	-	-	-
2018	MM\$US	-	1,05	-	-
2019	MM\$US	-	1,07	-	-
2020	MM\$US	-	1,08	-	-
2021	MM\$US	-	1,33	-	-
2022	MM\$US	-	1,35	-	-
2023	MM\$US	-	1,45	-	-
2024	MM\$US	-	1,48	-	-
2025	MM\$US	-	0,05	-	-
2026	MM\$US	-	0,06	-	-
2027	MM\$US	-	0,06	-	-
2028	MM\$US	-	0,06	-	-
2029	MM\$US	5 .09	0,06	4	6,12
2030	MM\$US	5 .09	0,06	4	6,12
2031	MM\$US	5 .09	0,06	4	6,12
2032	MM\$US	5 .09	0,06	4	6,12
2033	MM\$US	5 .09	0,07	4	6,12
2034	MM\$US	5 .09	0,07	12,27	4,55
2035	MM\$US	5 .09	0,07	12,27	4,55
2036	MM\$US	5 .09	0,07	12,27	4,55
2037	MM\$US	5 .09	0,07	12,27	7,91
2038	MM\$US	5 .09	0,07	12,27	7,91
2039	MM\$US	4.97	0,08	11,97	8,42
2040	MM\$US	4.69	0,08	11,30	7,92
2041	MM\$US	4.47	0,08	10,78	7,54
2042	MM\$US	4.20	0,08	10,12	7,05
2043	MM\$US	3.86	0,08	9,30	6,44
2044	MM\$US	3.57	0,09	8,61	5,91
2045	MM\$US	3.33	0,09	8,03	5,51
2046	MM\$US	3.13	0,09	7,55	5,15
2047	MM\$US	2.96	0,09	13,76	3,59
2048	MM\$US	2.82	0,09	13,12	3,40
2049	MM\$US	2.70	0,10	12,57	3,24
2050	MM\$US	2.60	0,10	12,11	3,10
2051	MM\$US	2.51	0,10	11,71	2,98
2052	MM\$US	2.43	0,10	11,35	2,87
2053	MM\$US	2.36	0,11	11,02	2,78
2054	MM\$US	2.29	0,11	10,73	2,69
Total	MM\$US	104	11	255	139

Source : Élaboré nous-même à partir données fournies par l'entreprise

Figure N°14 : Représentation graphique de données fiscales



Source : Élaboré nous-même à partir données fournies par l'entreprise

Ce graphe représente l'évolution de l'ensemble des fiscalités payé par l'entreprise pendant 37ans :

- Les impôts complémentaires du projet (ICR) sur le résultat global du projet représente une augmentation importante de 2029 à 2039 et à partir de l'année 2040 ils prennent une fonction décroissante ;
- Les taxes sur le revenu pétrolier (TRP) globale du projet est nul de la première année jusqu'en 2029, puis ils prennent une fonction croissante jusqu'à 2034 et une fonction décroissante à partir de 2040 à 2045. Puis elle fait un pique croissant en 2047 pour à nouveau prendre une fonction décroissante ;
- Les taxes superficiaire prennent une fonction croissante jusqu'en 2024 puis elle connaît une décroissance importante en 2024 pour finir par prendre une fonction qui est légèrement croissante de 2026 à 2054 ;
- La redevance globale est fixe de 2029 jusqu'à 2038 et elle est décroissante pour les autres années qui reste.

### 3-Le calcul des Cash-Flows

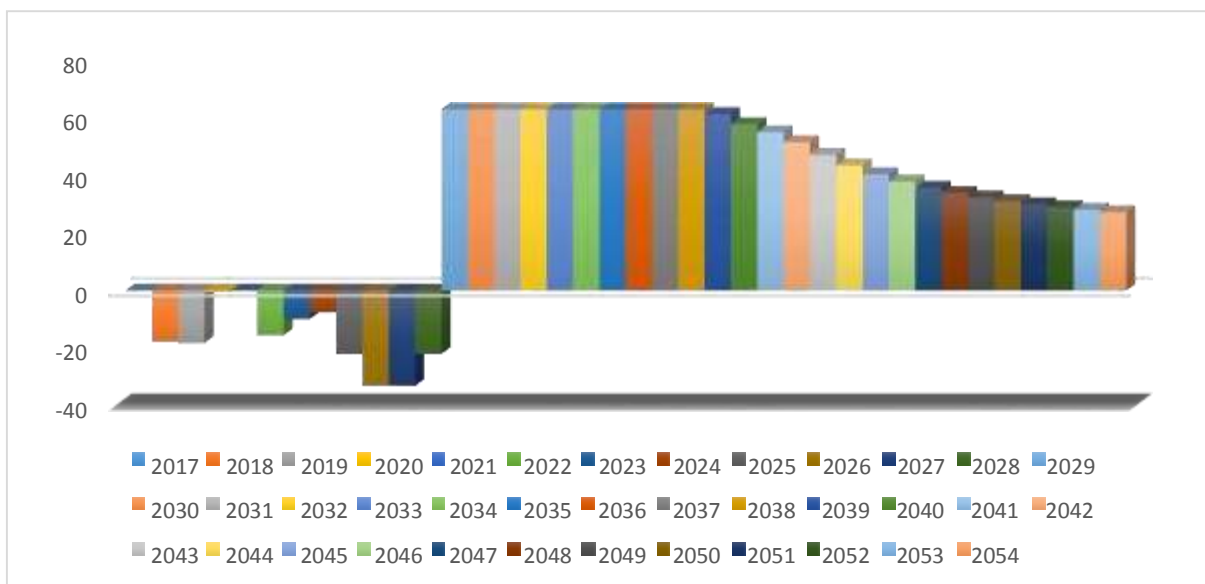
L'estimation des cash-flows dans notre projet est basée sur une durée de vie de 35 ans et sur les encaissements et les décaissements liés à l'investissement. Ils sont calculés par la différence entre les recettes et les dépenses liées au projet. Dans les tableaux ci-dessous on va présenter les différentes variations des cash-flows hors fiscalité ; ainsi que celle générée par SONATRACH en cas de fiscalité et celle générée par l'état.

Tableau N°28: L'évolution des cash-flows

Année	unité	CF hors fiscalité	CF avec fiscalité pour SH	CF de l'Etat
2017	MM\$US	-0,08	-0,08	-
2018	MM\$US	-17,78	-18,83	1,05
2019	MM\$US	-18,20	-19,27	1,07
2020	MM\$US	-0,52	-1,60	1,08
2021	MM\$US	-0,05	-1,38	1,33
2022	MM\$US	-15,54	-16,90	1,36
2023	MM\$US	-9,85	-11,30	1,45
2024	MM\$US	-7,53	-9,01	1,48
2025	MM\$US	-22,04	-22,10	0,05
2026	MM\$US	-33,07	-33,12	0,06
2027	MM\$US	-33,07	-33,12	0,06
2028	MM\$US	-22,02	-22,10	0,06
2029	MM\$US	62,83	47,56	15,27
2030	MM\$US	62,82	47,55	15,27
2031	MM\$US	62,81	47,55	15,27
2032	MM\$US	62,81	47,54	15,27
2033	MM\$US	62,81	47,54	15,27
2034	MM\$US	62,80	40,84	21,97
2035	MM\$US	62,80	40,83	21,97
2036	MM\$US	62,80	40,83	21,97
2037	MM\$US	62,79	37,46	25,33
2038	MM\$US	62,79	37,46	25,33
2039	MM\$US	61,25	35,82	25,44
2040	MM\$US	57,70	33,70	23,99
2041	MM\$US	54,94	32,07	22,88
2042	MM\$US	51,44	29,98	21,45
2043	MM\$US	47,07	27,39	19,68
2044	MM\$US	43,42	25,22	18,20
2045	MM\$US	40,35	23,40	16,96
2046	MM\$US	37,78	21,87	15,91
2047	MM\$US	35,63	15,23	20,40
2048	MM\$US	33,83	14,40	19,43
2049	MM\$US	32,30	13,70	18,60
2050	MM\$US	31,01	13,11	17,90
2051	MM\$US	29,90	12,60	17,30
2052	MM\$US	28,90	12,14	16,76
2053	MM\$US	28,00	11,73	16,27
2054	MM\$US	27,17	11,35	15,82

Source : Élaboré par moi-même a parti des données fournies par l'entreprise

Figure N°15 : La représentation graphique des Cash-Flows hors fiscalité

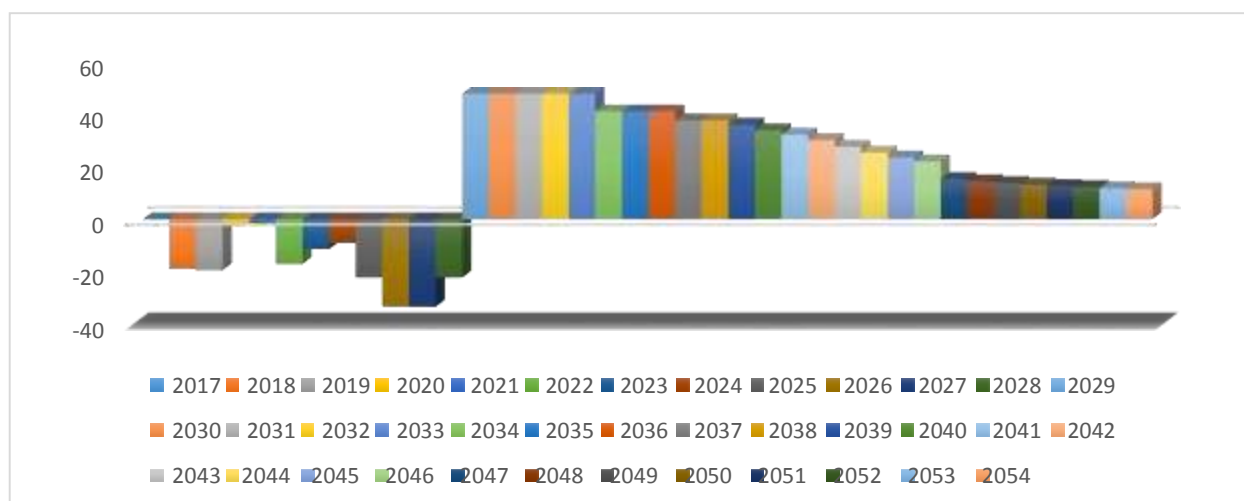


Source : Elaboré par moi-même à partir des données précédentes.

Cette figure nous indique que notre investissement est rentable à partir de l'année 2029 car elle génère des flux positifs. Ces derniers augmentent jusqu'à l'année 2033 et à partir de l'année 2034 ces flux commencent à diminuer, et ils restent toujours positifs. Cette phase positive concerne l'étape de la production.

Contrairement aux premières années (2017-2028) il génère des flux négatifs ce qui explique l'importance des décaissements liés à ce projet. Cette phase négative correspond à l'étape de recherche et du développement dont le quel l'investissement a lieu.

Figure N°16: La représentation graphique des cash-flows générés par SONATRACH

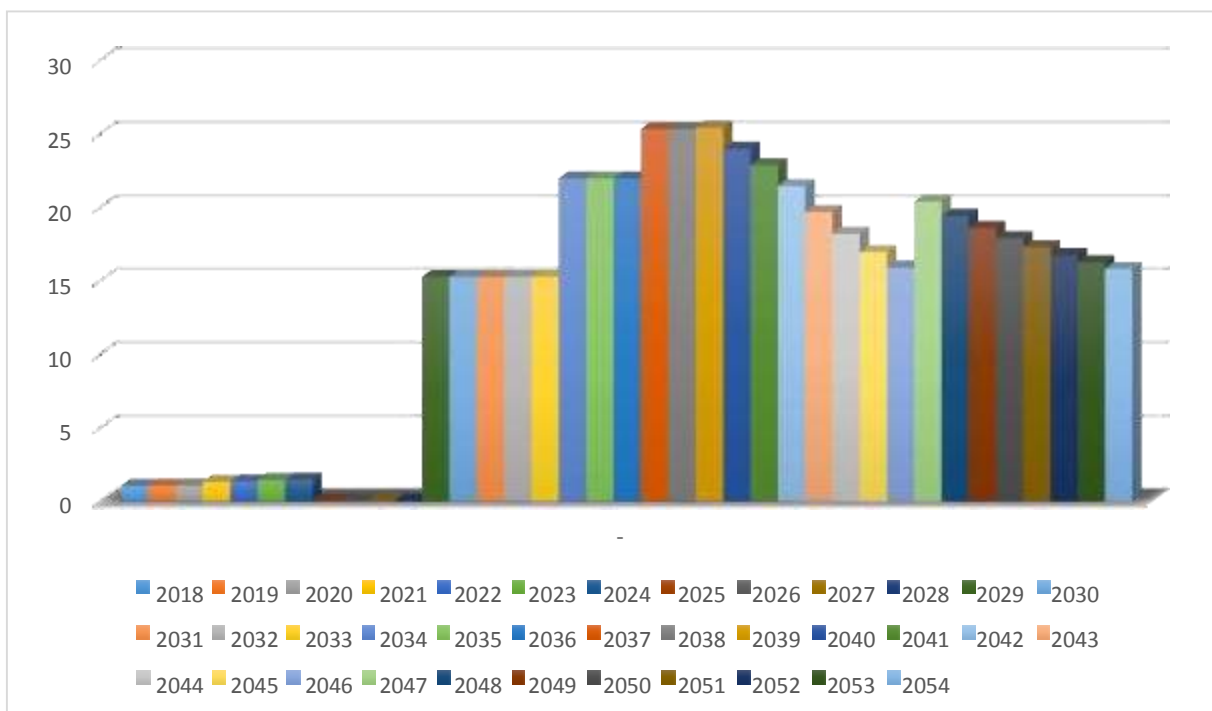


Source : réalisé par nous-même à partir du logiciel EXCEL

Si on compare par rapport aux résultats obtenus précédemment on remarque que ces cash-flows sont moins par rapport à celle précédente. Ces résultats expliquent la complexité et l'importance des taxes payées par SONATRACH à l'état.

Les CF sont négatives jusqu'à l'année 2028 ; mai à partir de l'année 2029 l'entreprise commence à générer des flux positifs.

Figure N°17: Les Cash-Flow générer par l'état



Source : Élaboré par nous-même à partir des données précédentes sur le logiciel Excel

Pour l'état ; elle génère des flux positifs durant toute la vie du projet ce qui explique l'importance de leurs revenus qu'elle reçoive, et qu'il varie selon les valeurs des taxes versées par l'entreprise.

### **Section 3 : L'application des critères d'évaluation de la rentabilité d'un projet par SONATRACH.**

Puisque tous les paramètres qui nous permettent d'évaluer la rentabilité de notre projet sont connues, alors on peut appliquer les différents outils d'évaluation que nous avons étudiés déjà dans le chapitre précédent, ce qui est l'objectif de cette section.

#### **-1 Le critère de la VAN :**

Pour calculer la VAN il faudra tout d'abord actualiser les flux générés par l'investissement à partir du taux d'actualisation fournie par l'entreprise (10%).

Le tableau ci-dessus présente l'évolution des cash-flows actualisés pour chacun de SONATRACH et l'état pour chaque année. Le cash-flow actualisé = cash-flow \* le coefficient d'actualisation Avec le coefficient d'actualisation.

Tableau N°29 : Les cash-flows actualisés et le calcul de la VAN.

Année	Unite	Les CF hors fiscalité	Les CF actualisés hors fiscalité	Cumuldes CF actualisé	Les CF avec fiscalité Pour SH	Les CF actualisés pour SH	Cumuldes CF actualisé	les CF del'Etat	Les CF actualisés pour l'Etat	Cumuldes CF actualisé	le coeff d'actualisation
2017	MM\$US	-0,08	-0,12	-0,12	-0,08	-0,12	-0,12	-	-	-	0,62
2018	MM\$US	-17,78	-26,03	-26,16	-18,83	-27,57	-27,69	1,05	1,54	2,96	0,68
2019	MM\$US	-18,20	-24,23	-50,39	-19,27	-25,65	-53,35	1,07	1,42	4,24	0,75
2020	MM\$US	-0,52	-0,63	-51,02	-1,60	-1,94	-55,29	1,08	1,31	5,74	0,83
2021	MM\$US	-0,05	-0,05	-51,07	-1,38	-1,52	-56,80	1,33	1,47 1,36	7,10	0,91
2022	MM\$US	-15,54	-15,54	-66,61	-16,90	-16,90	-73,71	1,36	1,32	8,42	1
2023	MM\$US	-9,85	-8,95	-75,56	-11,30	-10,27	-83,98	1,45	1,23	9,64	1,10
2024	MM\$US	-7,53	-6,22	-81,78	-9,01	-7,45	-91,43	1,48	0,04	9,68	1,21
2025	MM\$US	-22,04	-16,56	-98,34	-22,10	-16,60	-108,02	0,05	0,04	9,72	1,33
2026	MM\$US	-33,07	-22,58	-120,9	-33,12	-22,62	-130,7	0,06	0,04	9,76	1,46
2027	MM\$US	-33,07	-20,53	-141,16	-33,12	-20,57	-151,2	0,06	0,03	9,79	1,61
2028	MM\$US	-22,02	-12,44	-153,9	-21,10	-12,48	-163,7	0,06	7,84	17,63	1,77
2029	MM\$US	62,83	32,24	-121,66	47,56	24,40	-139,3	15,27	7,12	24,75	1,95
2030	MM\$US	62,82	29,30	-92,36	47,55	22,18	-117,11	15,27	6,48	31,23	2,14
2031	MM\$US	62,81	26,64	-65,72	47,55	20,16	-96,95	15,27	5,89	37,11	2,36
2032	MM\$US	62,81	24,22	-41,50	47,54	18,33	-78,62	15,27	5,35	42,47	2,59
2033	MM\$US	62,81	22,01	-19,49	47,54	16,66	-61,95	15,27	7,00	49,47	2,85
2034	MM\$US	62,80	20,01	0,52	40,84	13,01	-48,94	21,97	6,36	55,83	3,14
2035	MM\$US	62,80	18,19	18,71	40,83	11,83	-37,12	21,97	5,79	61,61	3,45
2036	MM\$US	62,80	16,54	35,25	40,83	10,75	-26,36	21,97	6,06	67,68	3,80
2037	MM\$US	62,79	15,03	50,25	37,46	8,97	-17,40	25,33	5,51	73,19	4,18
2038	MM\$US	62,79	13,67	63,95	37,46	8,15	-9,24	25,33	5,03	78,22	4,59
2039	MM\$US	61,25	12,12	76,07	35,82	7,09	-2,16	25,44	4,32	82,54	5,05
2040	MM\$US	57,70	12,38	86,44	33,70	6,06	3,90	23,99	3,74	86,28	5,56

### Chapitre III

### Evaluation de la rentabilité du projet BELRHAZI

2041	MM\$US	54,94	8,98	95,43	32,07	5,24	9,15	22,88	3,19	89,47	6,12
2042	MM\$US	51,44	7,65	103,07	29,98	4,46	13,60	21,45	2,66	92,13	6,73
2043	MM\$US	41,07	6,36	109,43	27,39	3,70	17,31	19,68	2,24	94,36	7,40
2044	MM\$US	43,42	5,33	141,77	25,22	3,10	20,40	18,20	1,89	96,36	8,14
2045	MM\$US	40,35	4,51	119,27	23,40	2,61	20,302	16,96	1,62	96,26	8,95
2046	MM\$US	37,78	3,84	123,11	21,78	2,22	25,24	15,91	1,88	97,87	9,85
2047	MM\$US	35,63	3,29	126,40	15,23	1,41	26,64	20,40	1,63	99,76	10,83
2048	MM\$US	33,83	2,84	129,24	14,40	1,21	27,85	19,43	1,42	101,39	11,92
2049	MM\$US	32,30	2,46	131,70	13,70	1,05	28,90	18,60	1,24	102,81	13,11
2050	MM\$US	-	2,15	133,85	13,11	0,91	29,81	17,90	1,09	104,05	14,42
2051	MM\$US	-	1,88	135,74	12,60	0,79	30,60	17,30	0,96	105,14	15,86
2052	MM\$US	-	1,66	137,39	12,14	0,70	31,29	16,76	0,85	106,10	17,45
2053	MM\$US	-	1,46	138,85	11,73	0,61	31,91	16,27	0,75	106,95	19,19
2054	MM\$US	-	1,29	140,14	11,35	0,54	32,44	15,82	-	107,69	21,11
2055	MM\$US	-	-	140,14	-	-	32,44	-	-	107,69	23,23
2056	MM\$US	-	-	140,14	-	-	32,44	-	-	107,69	25,55
2057	MM\$US	-	-	140,14	-	-	32,44	-	-	107,69	28,10
2058	MM\$US	-	-	140,14	-	-	32,44	-	-	107,69	30,91
<b>2059</b>	MM\$US	-	-	140,14	-	-	32,44	-	-	107,69	34
<b>2060</b>	MM\$US	-	-	140,14	-	-	32,44	-	-	107,69	37,40
<b>2061</b>	MM\$US	-	-	140,14	-	-	32,44	-	-	107,69	41,14
<b>2062</b>	MM\$US	-	-	140,14	-	-	32,44	-	-	107,69	45,26
<b>2063</b>	MM\$US	-	-	140,14	-	-	32,44	-	-	107,69	49,79
<b>total</b>	-	<b>1089</b>	<b>140</b>	<b>2073</b>	<b>580</b>	<b>32</b>	<b>32</b>	<b>509</b>	<b>108</b>	108	-

Source : élaboré par nous-même à partir des résultats trouvés précédemment

Après avoir calculé les montants des cash-flows actualisés et leurs cumuls ; on peut directement extraire la valeur actuelle nette à partir du tableau ci-dessus puisque il nous donne directement la différence entre les cash-flows actualisés et le capital investie du projet.

Le tableau ci-dessus illustre les résultats économiques du projet, ces résultats sont obtenus sur- le logiciel Excel en matière de création de la valeur pour chacun de SONATRACH et l'état.

On calcule ces trois valeurs de la VAN pour voir l'impact des résultats de ces projets non seulement par rapport aux investisseurs mais aussi pour chacun de l'état et de l'entreprise en matière de la création de la valeur ce qui fait l'objet de l'évaluation économique.

**Tableaux N°30: Représentation de La valeur actuelle nette**

	VAN
<b>Projet Hors fiscalité</b>	<b>140,14</b>
<b>Sonatrach</b>	<b>32,44</b>
<b>Etat</b>	<b>107,69</b>

Source : élaboré par nous-même à partir des résultats trouvés précédemment.

Ces valeurs actuelles sont obtenues sur la base de la différence entre la somme des revenus actualisés et les dépenses actualisées.

Pour un taux d'actualisation de 10%, la VAN est positive pour les trois cas (projet hors fiscalité, pour Sonatrach, pour l'état), donc le projet doit être retenu car il présente une forte rentabilité par rapport aux capitaux investis.

Si nous comparons ces résultats économiques obtenus, on remarque que la VAN du projet hors fiscalité est supérieure à celle de la VAN de SONATRACH ce qui explique l'importance des taxes qu'elle paye. Par la suite l'état dégage une forte rentabilité que celle de l'entreprise à partir des revenus qu'elle reçoit par cette dernière.

### **3.2 calcul de taux de la rentabilité interne.**

Le TRI est le taux d'actualisation qui annule la valeur actuelle nette « VAN ». Pour déterminer ce taux, nous utilisons les fonctions financières de programme « Microsoft Excel ». La valeur introduite dans l'Excel nous donne la variation de la VAN en fonction du taux d'actualisation. On obtient le taux de 12% avec la loi 13.01 est le taux d'actualisation sur lequel s'annule la VAN appel « taux de rentabilité interne ». Au-delà de ce pourcentage ou bien cette valeur, le projet devient non rentable pour SONATRACH.

**Remarque**

Le taux de rentabilité interne hors fiscale est de 16% d'où on remarque l'importance des taxes pour SONATRACH.

**3.3 Le délai de récupération (DR)**

Le DR correspond au délai pour récupérer le capital investie est compris entre l'année où l'entreprise dégage des cash-flows négatifs et celle dans laquelle elle commence à dégager des flux positifs. On peut l'obtenir par une interpolation linéaire.

**Le DR Pour SONATRACH**

La période qui correspond à la récupération du capital investie est comprise entre la 22<sup>ème</sup> année (2039) et la 23<sup>ème</sup> année (2040), donc le DR sera proche de l'année 2039 puisque la valeur du cash-flow à cette année est plus proche de 0.

Par une interpolation linéaire on trouve :

$$\frac{t - (39\text{eme année})}{(40\text{eme année} - 39\text{eme année})}$$

Application numérique :

$$\frac{0 - (-2,16)}{3,90 - (-2,16)} = 0,36$$

DR pour SONATRACH est **23,36**.

Calcul nombre de mois :

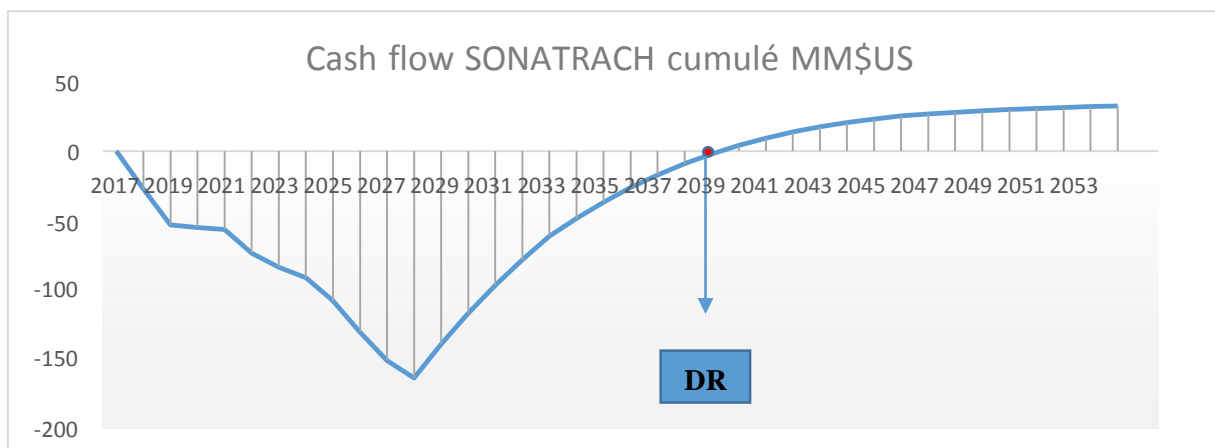
$$0,36 * 12\text{mois} = 4,23$$

Calcul nombre de jours

$$0,23 * 30\text{jours} = 6,9\text{jours}$$

DR de SONATRACH est : **23 ans,4mois,6.9jours**

**Figure N°18** : représentation graphique du DR de SONATRACH



Source : élaboré par nous-mêmes par les données fournies par SONATRACH

#### 4 L'indice de profitabilité

IP permet de vérifier la rentabilité de l'investissement ainsi que la valeur actuelle pour chaque unité investie. Il est calculé comme suit :

$$IP = \frac{VAN}{\text{Investissement actualisés}}$$

$$IP = \frac{32.44}{510} = 0.22$$

On remarque que IP est inférieur à 1, donc le projet n'est pas rentable ce qui ne vérifie pas le critère de la VAN.

Ce résultat montre l'importance des taxes fiscales payé par l'entreprise à l'état ; pour chaque 1MM\$US dépensé dans l'investissement, elle peut recevoir juste 0,21 MM\$US

En fin ; à partir des résultats obtenus précédemment on peut conclure que le meilleur critère de la décision du choix d'investissement est celui de la VAN ; c'est un critère le plus favorable et le plus utilisé par les entreprises car il mesure la création de la valeur engendrée par l'investissement.

#### 5-La valeur monétaire espérée « EMV », « Expected monetary value »

Elle est définie comme étant l'espérance mathématique associée à ces deux possibilités (succès et échec). La décision d'investir dans l'exploration est déterminée par cette valeur (EMV), qui doit être positive. La formule se présente comme suit :

$$EMV = VAN \times P_s + (1 - P_s) \times (I_R)$$

$$EMV = (32,44 \times 0,71) + (0,29 + (-15))$$

$$EMV = 23,004 + (-4,35)$$

$$EMV = 18,65 \text{ MM\$}$$

Nous constatons que la valeur monétaire espérée est positive selon la loi 13-01.

Dans l'incertain, l'étude économique effectuée sur la base des volumes « P50 » et d'une probabilité de succès de 0,71 dégage des résultats positifs.

La valeur monétaire espérée (EMV) du projet, associé à une probabilité de succès de 0,71 selon la loi 13.01 est de l'ordre de 18,65 MM\$

**6- L'arbre de décisions**

L'étude a fait ressortir à l'aide d'un logiciel l'arbre sur lequel sont exposés les différents cas de figures et de trajectoire que peut prendre un prospect pétrolier. L'arbre de décision du projet est élaboré selon deux scénarii (forer ou ne pas forer) qui permettront d'affiner la modélisation et l'incertitude, pour les deux lois sur les hydrocarbures

- L'arbre de décision selon la loi 13.01 annexe n° 03

### Conclusion du chapitre

Par conclusion de ce chapitre qui est réservé au traitement du cas pratique on a essayé d'évaluer l'un des projets d'investissements réalisés par SONATRACH à partir d'un exemple chiffré, et à travers de certains critères dont nous avons obtenus les résultats suivants :

Le projet étant rentable donc le projet doit être retenu par les investisseurs : Comme nous avons vu que la VAN (32,44) de SONATRACH est supérieur à celle du projet hors fiscalité (140,14 MM\$US), ce qui explique la complexité des taxes versés à l'état. Contrairement à l'état (VAN =509 MM\$US) elle dégage une plus forte rentabilité que celle de l'entreprise.

- Le TRI du projet pour l'entreprise (12%) 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 12 % ;
- Et même chose pour le TRI du projet hors fiscalité, le projet doit être acceptée puisque son TRI (16%) est supérieur au taux d'actualisation. Ce projet hors fiscalité peut supporter un coût de financement inférieur ou égal à 16% ;
- Au bout de 23 ans et 4 mois et 6, jours, SONATRACH peut récupérer leur capital investi,
- L'indice de profitabilité est égal à 0.21 MM\$US (positif) ; donc pour chaque 1 MM\$US investi SONATRACH rapport que de 0.21 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.

Toute décision prise par les dirigeants après toute évaluation de projet revêt une grande importance dans le cadre de développement des entreprises. Pour cela, 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 réalisés par SONATRACH.

Les résultats de notre recherche sont condensés et résumés entre deux parties importantes : une partie théorique et une partie pratique.

En premier lieu, nous avons constaté que les projets d'investissements prennent une grande importance dans la croissance économique, et l'amélioration de la richesse des entreprises. Ainsi, tout résultat dépend toujours du processus décisionnel établi par les décideurs 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 possibles.

Comme nous avons constaté, également, qu'une étude techno-économique est une étape très importante avant toute évaluation de la rentabilité du projet, dans le secteur pétrolier, car elle permet de vérifier sa faisabilité.

Cette évaluation nécessite la définition de certains paramètres liés au projet, pour que l'entreprise puisse appliquer quelques critères de choix qui aident les entreprises à prendre les décisions les plus adéquates ; c'est-à-dire, d'accepter ou de rejeter le projet.

Au second lieu, nous avons essayé d'appliquer nos connaissances et tout ce que nous avons acquis durant les années d'étude dans notre domaine à travers un exemple concret chiffré fourni par SONATRACH ; qui constitue la consécration de la partie théorique.

Dans cette présente étude nous avons utilisé un modèle économique basé sur le logiciel Excel ; comme nous avons également utilisé les données liées à notre projet basé sur une durée de 37 ans fourni par l'entreprise. Pour cela, nous avons essayé de déterminer les paramètres relatifs à l'évaluation d'un projet d'investissement, tels que les recettes et les dépenses, et le calcul des cash-flows de ce projet ainsi que l'application de quatre critères différents.

Cette étude pratique sur une durée de vie de 37 ans nous a donné les différents résultats du projet : hors fiscalité ; avec fiscalité ainsi que pour l'Etat comme suit :

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.

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 0,91 MM\$US pour chaque unité dépensée, ce qui est bénéfique pour elle. Mais si l'entreprise prend en compte les fiscalités alors elle rapport (0.21 MM\$US) moins qu'elle dépense.

On peut conclure que le critère de la VAN reste le critère le plus favorable pour une décision d'investissement.

Après notre étude et recherche est afin de répondre à la problématique posée initialement nous avons vérifié les hypothèses supposées :

- Puisque à travers l'application des critères en avenir certain l'entreprise peut prendre des décisions satisfaisantes, d'accepter ou rejeter le projet. la première hypothèse est vérifiée ;
- Nous avons aussi constaté que même si l'entreprise ne prend pas en compte le risque, elle peut prendre une décision pertinente et continuer à réaliser ses projets non rentables. De ce fait la deuxième hypothèse est vérifiée ;
- Puisque notre projet doit être retenue, car il généré des flux positives ; de plus la VAN du projet est positive ce qui permet de récupérer la capitale investie. Donc le troisième est dernière hypothèse est vérifié.

À partir de ces résultats obtenus et sur la base du modèle économique et l'application des critères du choix en avenir certain et incertain l'entreprise a pris la décision d'accepter le projet ; donc nous constatons que le projet évalué par le département de planification est rentable ; ce qui représente la réponse à notre problématique.

D'après tout ce que nous avons vu pendant le stage pratique, nous pouvons dire que :

- SONTRACH continuera à réaliser ses projets même s'ils ne sont pas rentables ce qui peut avoir un effet négatif sur les résultats de quelques activités ;
- SONATRACH réalise ses projets sur des très longues périodes et, parfois même, dépasse des fois la durée de réalisation du ses derniers ;
- Elle ne prend pas en considération le facteur du risque dans l'évaluation de ses projets ce qui peut avoir des conséquences négative pour l'avenir de l'entreprise.

Après avoir fini notre stage et notre étude au sein de la SONATRACH nous avons proposé ces recommandations qui nous semblent intéressantes :

- Il faut prendre en compte le facteur du risque qui est un élément essentiel dans l'évaluation et surtout dans les décisions établies par les dirigeants ;
- De ne pas suivre la réalisation des projets non rentables ;
- D'essayer de diminuer les durées des réalisations des projets pour avoir des revenus dans une courte période ; et pour démarrer d'autres investissements.

## Ouvrages

- Abdallah BOUGHABA « *analyse et Evaluation des projet* » Edition Berti.
- Jack KOEHL, « *les choix d'investissement* » ; édition dundo, paris, paris, 2003
- BABUSIAUX (D) « *choix d'investissement et calcul économique dans l'entreprise* » Edition economica paris 1990.
- BENDJILALI ZINE EL ABIDI « *les caractéristiques de la fiscalité pétrolier en droit algérien* », thèse de magister, 2014.
- Denis BABUSIAUX « *Décision d'investissement et calcul économique de l'entreprise* », édition technic .
- DENIS Babusiaux axel pierru « *decision d'investissement et creation de valeur* »editoin TECHNIP.
- GHERTMAN Michel « *stratégie de l'entreprise : Théories et actions* » (2004), *Economica, Paris.*
- GREGGIO Rodolphe et MAFFE Benoit « *le grand retour des major du pétrole à la faveur du troisième choc pétrolier, classes d'entreprise et groupes stratégiques de l'industrie pétrolière, FFE/ anaales des mines géreret comprendre* » juin 2015
- Helfer Jean-Pierre, KALIKA Michel et ORSONI jacques (2004) « *Management stratégie et organisationnelle 5em Edition paris vuiber* »
- Jean-Yves Capul, Disco SES, Edition Hatier,
- L.LANGLOI, C.BOLLIER, L.BRINGER, « *control de gestion* » Edition Fousher,paris 2006.
- LANGLOIS et MOLLET « *manuelle de gestion financier* » Edition Berti, Alger, 2011.
- MORLEY chantal, « *Management d'un projet système d'information : principes, techniques* », mise en œuvre Editions 8, DONOD ,2016.
- MOURGUES Nathalie « *Critères de choix et rentabilité des investissements* » Edition economica, 2010.
- Nathalie MOURGUES « *Critères de choix et rentabilité des Investissement* » Edition economica.

## Mémoires

- Mémoire « *Etude de rentabilité d'un projet d'investissement en partenariat étranger* » I.F.G Syndicat national SONATRACH.
- MR BELAMARA mémoire fin d'étude « *Cadrage est évaluation de projet* ».

**Articles**

- Articles 92, 93, 94,95,96,97 de la nouvelle loi sur les hydrocarbures « 19-13 », publié dans le journal officiel de la république algérien article 75 de la nouvelle lois « 19-13 »
- article 85 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures.
- article 90 loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures.
- article 87 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures
- article 84 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures
- article 42 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures
- article 37 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures
- article 37 de la loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures
- recherche et production du pétrole et du gaz réservés cout contrats Edition TECHNIP

**Webographie**

- <https://www.investirsorcier.com/>
- <https://xn--apprendreconomie-jqb.com/>
- <https://sonatrach.com/>

## Résumé

Cette étude vise à montrer comment la SONATRACH évalue la rentabilité de ses investissements amont pétroliers en utilisant un ensemble des critères d'évaluation dans différentes approches, déterministe et probabiliste.

Pour cela, dans le but d'arriver aux objectifs de notre recherche et pour répondre à notre problématique, nous avons traité un exemple chiffré sur l'un des projets réalisés par l'entreprise SONATRACH qui est « la recherche et l'exploitation des hydrocarbures » ; ce qui nous permet de confirmer à l'aide des résultats obtenus par un modèle économique utilisé par la compagnie que ce projet peut récupérer le montant investi, dont la compagnie dégage des flux monétaires satisfaisants en cas de paiement des taxes fiscales mais inférieur à celle des flux en absence des fiscalités, ce qui explique l'importance et la complexité des taxes payées par cette dernière. Donc ce qui nous rend à dire que le projet doit être retenu.

### Mots clés :

Investissement, projet d'investissement, l'évaluation d'un projet d'investissement ; la rentabilité

## Abstract

This study is to show how SONATRACH evaluates the profitability of its investments in oil using a set of assessment criteria in different deterministic and probabilistic approaches.

For this purpose, in order to reach the objectives of our research and to respond to our problem, we have treated a numerical example on one of the projects carried out by the company SONATRACH which is «the research and exploitation of hydrocarbons», This allows us to confirm using the results obtained by an economic model used by the company that this project can recover the amount invested, This explains the importance and complexity of the taxes paid by the company. So that leads us to say that the project must be selected.

### Keywords:

Investment, investment project, evaluation of an investment project; profitability