

**UNIVERSITE MOULOU MAMMARI DE TIZI-OUZOU**  
**Faculté des Sciences Economiques, Commerciales**  
**Et des Sciences de Gestion**  
**Département des sciences Financiers et Comptabilité**



# *Mémoire de Fin de Cycle*

**En vue de l'obtention du diplôme de Master en Sciences Financières et  
Comptabilité  
Option : Finance d'Entreprise**

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

**Réalisé par :**

**MOSTEFAI Salma**

**MOHAMED YAHIAOUI Dihia**

**Dirigé par :**

**Dr. BELKHEMSA Ouerdia**

**Tuteur de stage  
Mme SLIMANI Leila**

**Présenté devant le Jury composé de :**

- **M<sup>r</sup> SAM Hocine.** Président. MCB. UMMTO.
- **M<sup>me</sup> BELKHEMSA Ouerdia.** Rapporteur. MCB .UMMTO
- **M<sup>me</sup> SI MANSOUR Farida.** Examinatrice. MCB. UMMTO

**Année universitaire 2019/2020**

# Remerciements

*A nos parents, nos professeurs, nos nombreux amis.*

*Vous nommez, vous tous qui nous avez permis de près ou de loin de finaliser ce travail, serait quelque peu laborieux, tellement vous avez été nombreux à nous épauler, avec un risque évident d'en offusquer certains d'entre vous en oubliant de les citer.*

*Néanmoins, nous ne pouvons-nous permettre de passer sous silence l'apport sage, réfléchi, et oh combien important et efficace de Mme. BELKHAMSA notre promotrice dont les rôles complémentaires nous ont été d'un grand secours.*

*Par ailleurs la présence et l'accompagnement de Mr. AMROUN et Mme. SLIMANI lors de notre stage à l'IAP de Soumerdes nous ont été d'un grand réconfort et soutien, sans oublié Mme. LAKAMA, Mme AREGRADJ et Mr. KADA, qui par votre expérience, vos connaissances et vos qualités de meneurs, vous nous avez tous, d'une façon ou d'une autre et chacun en son domaine, évité de nous empêtrés dans des impressions et fausses interprétations et aller de l'avant afin de contribuer à la solution de plusieurs problèmes.*

*Vous avez été tous très patients avec nous en répondant favorablement à chacune de nos sollicitations et Dieu sait que nous ne nous sommes pas privés de le faire aussi souvent que se développaient nos travaux et que nous en ressentions le besoin. Vous avez été tous très sensibles à notre désir de réaliser un travail soigné, distinctif, approprié, explicite et sincère, bien que conscients qu'il ne pourrait se vanter d'être exhaustif tellement le sujet est profond et imposant.*

*Pour tout cela et bien plus encore de par la richesse et la sensibilité de vos cœurs, nous vous disons Merci ...*

# Dédicaces

*Louange à Allah, le tout puissant et miséricordieux, qui m'a comblé de bienfait, je lui rends grâce.*

*C'est avec profonde gratitude et sincères mots, que je dédie ce modeste 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 leur 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 mes chères sœurs et mon beau-frère*

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

*A la mémoire de ma grand-mère paternelle*

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

*A Mes grands-parents maternels*

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

*A mes tantes paternelles et à la mémoire de ma tante Drifa*

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

*A mon tonton Nacer, qui m'a toujours soutenu et encouragé.*

*A mes tantes et oncles maternelle*

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

*A mon cher binôme « Dilia » avec 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 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.*

**MOSTEFAI Selma**

# Dédicaces

*Louange à Allah. le tout puissant et miséricordieux. qui m'a comblé de bienfait. je lui rends grâce.*

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

*Au bon dieu tout puissant*

*A mes très chers parents, pour tous les sacrifices consentis afin d'assurer mon avenir, je ne pourrais exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux,*

*A ma très chère sœur, qui n'a pas cessé de me soutenir et de m'encourager, ton amour, ta générosité exemplaire et ta présence constante ont fait de moi ce que je suis aujourd'hui.*

*A la mémoire de mon chers frère, mon protecteur, qui m'a toujours tendu la main et ouvert sa porte. Hélas, décédé trop tôt. Puisse Dieu le tout puissant, l'avoir en sa sainte miséricorde.*

*A mes trois frères et mes belles-sœurs qui m'ont tout donné sans compter, aucun hommage ne saurait transmettre à leur juste valeur, l'amour et le dévouement que je porte pour vous.*

*A mon cher binôme « Selma » avec qui j'ai partagé de bons moments, on a toujours su se soutenir mutuellement, je te souhaite de réussir ta vie avec succès*

*A mes amies, 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.*

**MOHAMED YAHIAOUI Dibia**

## Liste des abréviations

| Abréviations     | Significations   |
|------------------|--|
| <b>ACT</b>       | Activités Centrales  |
| <b>AFNOR</b>     | Association française de normalisation                                     |
| <b>AIE</b>       | Agence internationale de l'énergie.  |
| <b>ALNAFT</b>    | Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures      |
| <b>ARH</b>       | Agence de régulation des hydrocarbures                                     |
| <b>ART</b>       | <b>Article</b>   |
| <b>BAP</b>       | bureau Algérien des Pétroles.  |
| <b>BEP</b>       | Baril équivalent pétrole   |
| <b>BSD</b>       | Business Développent   |
| <b>C.A</b>       | Coûts d'Abandon  |
| <b>C.F</b>       | Coûts de Formation   |
| <b>C.T</b>       | Coûts de transport   |
| <b>CA</b>        | Chiffre d'affaires   |
| <b>CAPEX</b>     | Dépenses d'exploration et de développement « <i>capital expenditures</i> » |
| <b>CEP</b>       | Le comité d'examen des projets.  |
| <b>CF</b>        | Cash-flows   |
| <b>CIP</b>       | Le comité de coordination des projets                                      |
| <b>COM</b>       | L'Activité Commercialisation   |
| <b>CPC</b>       | centre principal de collecte.  |
| <b>CPI</b>       | Consumer Price Index.  |
| <b>CPP</b>       | contrat de partage de production   |
| <b>DGE</b>       | Direction Des Grandes Entreprises  |
| <b>DR</b>        | Délai de récupération  |
| <b>E &amp; P</b> | L'activité Exploration-Production  |
| <b>EMV</b>       | Expected Monetary Value  |
| <b>ERC</b>       | Enrichissement relatif au capital  |
| <b>FIN</b>       | Finances   |
| <b>FIN/AST</b>   | Finance/ Association   |
| <b>FIN/PD</b>    | Finance/ Production  |
| <b>FIP</b>       | Filiales & participations  |
| <b>FMI</b>       | Fonds monétaire international  |
| <b>FOB</b>       | Free on board.   |
| <b>G&amp;G</b>   | géologiques et géophysiques  |
| <b>GN</b>        | Gaz naturel  |
| <b>GNL</b>       | Gaz Naturel Liquéfié   |
| <b>GPL</b>       | Gaz propane Liquéfié   |
| <b>HC</b>        | hydrocarbures  |
| <b>HSE</b>       | Santé, sécurité, environnement   |
| <b>HSEQ</b>      | Santé, sécurité, environnement et qualité                                  |
| <b>IAP</b>       | Institut algérien de pétrole   |
| <b>IAS</b>       | International Accounting Standards   |
| <b>IBS</b>       | Impôt sur les Bénéfices des Sociétés                                       |
| <b>ICR</b>       | Impôt Complémentaire sur le Résultat                                       |
| <b>IDE</b>       | investissements directs étrangers  |

|                  |   |
|------------------|---|
| <b>IP</b>        | Indice de profitabilité   |
| <b>ISI</b>       | Informatique & Système d'Information  |
| <b>JUR</b>       | Juridique   |
| <b>LRP</b>       | L'Activité Liquéfaction, Raffinage et Pétrochimie   |
| <b>Mb/j</b>      | Millions de barrel par jour   |
| <b>MLG</b>       | Marchés et Logistique   |
| <b>MM BBL</b>    | Millions de barrel  |
| <b>OMC</b>       | Organisation mondiale du commerce   |
| <b>ONU</b>       | Organisation des Nations Unies  |
| <b>OPEC</b>      | Organization of Petroleum Exporting Countries.  |
| <b>OPEP</b>      | Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole   |
| <b>OPEX</b>      | Dépenses d'exploitation (coûts opératoires)   |
| <b>PAS</b>       | Programme d'Ajustement Structurel   |
| <b>PBi</b>       | Profit brut   |
| <b>PED</b>       | Petroleum Engineering and Développement   |
| <b>PIB</b>       | produit intérieur brut  |
| <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 Contract.  |
| <b>PV</b>        | Valeur de Production  |
| <b>RDT</b>       | Recherche & Développement d'établissement   |
| <b>REP</b>       | La direction relation publique  |
| <b>RHU</b>       | Ressources Humaines   |
| <b>SIE</b>       | Le service sureté interne   |
| <b>SONATRACH</b> | Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport et la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures |
| <b>SPA</b>       | Société par actions   |
| <b>SPE</b>       | Stratégie, Planification & Économie   |
| <b>T.C.M</b>     | Taux de Change Moyen à la vente de dollars des États Unies d'Amérique   |
| <b>T.E.P</b>     | Tonne Équivalent Pétrole  |
| <b>T.V.A.</b>    | Taxe sur la Valeur Ajoutée  |
| <b>TAP</b>       | Taxe sur l'Activité Professionnelle   |
| <b>Tm</b>        | Taux de change moyen du mois calendaire précédent chaque paiement.  |
| <b>TPE</b>       | Taxe sur les Profits Exceptionnels  |
| <b>TPL</b>       | Tonnes de port en lourd   |
| <b>TRC</b>       | L'Activité Transport par Canalisations  |
| <b>TRI</b>       | Le Taux de Rentabilité Interne  |
| <b>TRP</b>       | Taxe sur le Revenu Pétrolier  |
| <b>TS</b>        | Taxe superficiaire  |
| <b>Valhyd</b>    | Valorisation des hydrocarbures  |
| <b>VAN</b>       | Valeur Actuelle Nette   |

## Liste des figures

| Figures N° | Intitulé  | Pages      |
|------------|---|------------|
| <b>01</b>  | Le parcours de l'industrie pétrolière   | <b>07</b>  |
| <b>02</b>  | Les types de réserves présentes dans un réservoir                             | <b>10</b>  |
| <b>03</b>  | Les différents risques liés à l'industrie pétrolière                          | <b>17</b>  |
| <b>04</b>  | Les étapes principales d'un projet de développement d'un champ pétrolier      | <b>19</b>  |
| <b>05</b>  | Courbe représentative de la relation entre la VAN et le TRI                   | <b>32</b>  |
| <b>06</b>  | Arbre de décision   | <b>37</b>  |
| <b>07</b>  | Types de contrats pétroliers  | <b>51</b>  |
| <b>08</b>  | Durée des contrats d'hydrocarbures  | <b>52</b>  |
| <b>09</b>  | Evolution du taux de l'IRH  | <b>67</b>  |
| <b>10</b>  | Organigramme de la division exploration de la SONATRACH                       | <b>71</b>  |
| <b>11</b>  | présentation du périmètre « Touggourt Est I                                   | <b>74</b>  |
| <b>12</b>  | Présentation des CAPEX et OPEX en millions de dollars US                      | <b>77</b>  |
| <b>13</b>  | Evolution de la production annuelle   | <b>78</b>  |
| <b>14</b>  | présentation de la taxe superficielle   | <b>86</b>  |
| <b>15</b>  | Evolution de la redevance en millions de dollars US                           | <b>88</b>  |
| <b>16</b>  | Evolution TRP & IRH en millions de dollars US                                 | <b>93</b>  |
| <b>17</b>  | Evolution de l'ICR et IR en millions de dollars US                            | <b>97</b>  |
| <b>18</b>  | Cash-flows de l'Etat cumulés selon les deux lois en millions de dollars US    | <b>98</b>  |
| <b>19</b>  | Cash-flows de SONATRACH cumulés selon les deux lois en millions de dollars US | <b>101</b> |

## Liste des tableaux

| <b>Tableau N°</b> | <b>Intitulé</b>  | <b>Pages</b> |
|-------------------|--|--------------|
| <b>01</b>         | Dépenses de l'amont pétrolier  | <b>28</b>    |
| <b>02</b>         | La variation du taux de la redevance en fonction de tranches de la production journalière                  | <b>56</b>    |
| <b>03</b>         | Le tarif applicable à la superficie du périmètre « loi 05-07 »   | <b>56</b>    |
| <b>04</b>         | Le pourcentage de TRP applicable selon les seuils  | <b>59</b>    |
| <b>05</b>         | Taux d'Uplift selon les zones  | <b>59</b>    |
| <b>06</b>         | Variation du taux de la redevance en fonction de tranches de la production journalière en 2013             | <b>60</b>    |
| <b>07</b>         | Le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel en 2013                                       | <b>61</b>    |
| <b>08</b>         | Pourcentages de déduction annuelle et taux d'Uplift en 2013  | <b>62</b>    |
| <b>09</b>         | Taux de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP)  | <b>62</b>    |
| <b>10</b>         | Taux d'impôt complémentaire sur le résultat « ICR » loi 13-01  | <b>64</b>    |
| <b>11</b>         | Taxe superficiare loi « 19-13 »  | <b>66</b>    |
| <b>12</b>         | Le ratio R dans le cadre de la loi « 19-13 »   | <b>67</b>    |
| <b>13</b>         | Production Valorisée « PV »  | <b>79</b>    |
| <b>14</b>         | Canevas des Dépenses par Rubrique et par An « loi 05-07 amendée par 13-01 », Unité: Millions de dollars US | <b>79</b>    |
| <b>15</b>         | Canevas des Dépenses par Rubrique et par an avec « la loi 19-13 », unité: Millions de dollars US           | <b>80</b>    |
| <b>16</b>         | Superficie selon les zones <sup>81</sup>   | <b>81</b>    |
| <b>17</b>         | Le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel « loi 13-01 »                                 | <b>81</b>    |
| <b>18</b>         | Le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel « loi 19-13 »                                 | <b>84</b>    |
| <b>19</b>         | Le taux de la redevance selon« loi 05-07 amendée par a 13-01 »   | <b>87</b>    |
| <b>20</b>         | Pourcentages de déduction annuelle et taux d'Uplift  | <b>90</b>    |
| <b>21</b>         | Le taux de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP)   | <b>91</b>    |
| <b>22</b>         | Variation du taux de l'IRH selon le coefficient R  | <b>93</b>    |
| <b>23</b>         | Taux d'ICR   | <b>95</b>    |
| <b>24</b>         | Cash-flows pour l'année 2024 « loi 05-07 amendée par la 13-01 », unité : Millions de dollars US            | <b>98</b>    |
| <b>25</b>         | Cash-flow pour l'année 2024 « loi 19-13 », unité : Millions de dollars US                                  | <b>98</b>    |
| <b>26</b>         | Investissements actualisés   | <b>102</b>   |

## Sommaire

|  |            |
|--|------------|
| <b>Introduction générale .....</b>   | <b>01</b>  |
| <b>Chapitre I : Evaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier .....</b> | <b>06</b>  |
| 1. Les spécificités de l'industrie pétrolière .....                                      | 06         |
| 2. Amont pétrolier .....   | 19         |
| 3. Les critères d'évaluation d'un projet pétrolier .....                                 | 29         |
| <b>Chapitre II : Spécificité de l'industrie pétrolier en Algérie .....</b>               | <b>39</b>  |
| 1. Contexte historique 1963- 1990 .....  | 39         |
| 2. Le changement d'envergure dans un contexte de libéralisation de l'économie .....      | 44         |
| 3. L'évolution de régime fiscale pétrolier .....   | 53         |
| 4. Le développement de la SONATRACH .....  | 69         |
| <b>Chapitre III : L'évolution de la rentabilité du projet Touggourt Est I .....</b>      | <b>73</b>  |
| 1. Le projet contrat Touggourt Est I .....   | 73         |
| 2. Le calcul des recettes et dépenses du projet .....                                    | 78         |
| 3. Le calcul des montants des taxes et impôts .....                                      | 80         |
| 4. L'étude économique du projet « <i>Touggourt Est I</i> » .....                         | 97         |
| <b>Conclusion générale .....</b>   | <b>104</b> |
| <b>Bibliographie</b>   |            |
| <b>Annexes</b>   |            |
| <b>Table des matières</b>  |            |
| <b>Résumé</b>  |            |

L'industrie pétrolière est une industrie qui a été et continue à être au centre de tous les enjeux économiques et politiques. En effet, depuis plus d'un siècle, le pétrole constitue la source énergétique la plus importante sur laquelle toute la civilisation occidentale a construit son développement. Cependant, les réserves en hydrocarbures sont inégalement réparties dans le monde, c'est pour cette raison qu'elles font l'objet de multiples stratégies d'appropriation, tant de la part des grands pays consommateurs que des pays producteurs et des compagnies pétrolières privées.<sup>1</sup>

Cette industrie possède des caractéristiques spécifiques. C'est une industrie capitalistique et risquée car, en plus des risques « classiques », cette industrie fait face à une offre abondante, une baisse des prix, une introduction progressive des énergies renouvelables et un impact par une crise sanitaire inédite. Dans cette industrie, l'activité amont, concerne les activités d'exploration et d'exploitation. Cette activité est confrontée à de nombreuses incertitudes liées aux rendements, aux coûts d'investissements (*CAPEX*) et aux coûts opératoires (*OPEX*), au taux de production, au prix du pétrole et au taux de succès géologique. Avec l'ensemble de ces incertitudes, il est difficile de prévoir les bénéfices et les cash-flows potentiels des projets.<sup>2</sup>

Par conséquent, l'évaluation de la rentabilité d'un projet pétrolier est incertaine. Plusieurs paramètres ont une incidence sur les indicateurs économiques des projets d'exploration-production. La rentabilité est liée aux dépenses, la probabilité de trouver un réservoir économiquement exploitable, le volume et le type des hydrocarbures trouvés. De plus, la rentabilité des investissements est basée essentiellement sur les scénarios de prix du pétrole. Ce dernier reste le facteur déterminant des revenus.

De ce point de vue, l'étude de l'industrie pétrolière algérienne et l'évaluation d'un projet amont pétrolier revêtent un intérêt indéniable. Le choix de ce secteur n'est pas arbitraire. C'est d'abord, un secteur stratégique dont les enjeux sont liés à la souveraineté nationale. Les nationalisations mises en place en 1971 et le monopole accordé à la SONATRACH témoignent de cette préoccupation de l'Etat algérien depuis son indépendance. SONATRACH joue le rôle d'opérateur, essentiel pour la maîtrise de l'activité de recherche et de production, dans le cadre d'un grand nombre de titres miniers. Toutes les sociétés étrangères sont tenues de conclure avec la SONATRACH un contrat de recherche et

---

<sup>1</sup> PHILIPPE Copinschi, « *le pétrole une ressource stratégique* ».ED, la documentation française 2012.

<sup>2</sup> BELAID Fateh et DE WOLF, « *Analyse du risque et évaluation des projets d'investissement* », 8<sup>ème</sup> Conférence Internationale de modélisation et simulation, 10 au 12 mai 2010, Hammamet. Tunisie.

d'exploitation qui, en cas de découverte, attribue à l'entreprise publique au moins 51 % de la production.

C'est ensuite, un secteur qui a connu des transformations d'envergure de son cadre fiscal et contractuel. Un regard rétrospectif sur l'évolution du cadre institutionnel et réglementaire depuis l'indépendance à nos jours, montre que ce secteur a toujours été au cœur des enjeux stratégiques et historiques de l'Algérie. En effet, « *l'Algérie a vu son secteur des hydrocarbures traverser de façon alternée par des périodes fastes et des périodes de crise qui ont induit des évolutions et des ruptures du système institutionnel dans le gouvernant sans jamais remettre en question son caractère stratégique* ». <sup>3</sup> Les modifications apportées au cadre institutionnel ont pour objectif de redynamiser le secteur par l'amélioration des conditions d'investissement et l'instauration d'une fiscalité orientée vers la rentabilité du gisement, et qui encourage en même temps, les activités de recherche et d'exploitation pétrolière.

C'est enfin un secteur dont la faisabilité et la rentabilité des projets d'exploration et d'exploitation sont tributaires du prix du pétrole. Le prix joue un rôle fondamental dans le rendement des projets pétroliers étant très sensible à leur variation. Aussi, l'évaluation des projets d'exploration et de production nécessite une attention particulière au prix du pétrole, surtout avec la conjoncture actuelle où les prix n'ont jamais été aussi volatiles.

### 1. L'objet de recherche

Dans cette perspective, notre mémoire porte sur l'évaluation de la rentabilité d'un projet amont pétrolier dans le contexte spécifique de l'industrie pétrolière algérienne. En effet, de nombreux projets ont été réalisés par SONATRACH seule ou en partenariat avec les sociétés pétrolières étrangères pour explorer et exploiter les hydrocarbures.

Dans ce cadre, les équipes de la Division Exploration de SONATRACH, sont très souvent appelées à apprécier de nombreux projets, puis à choisir certains d'entre eux, susceptibles de satisfaire au mieux les objectifs de l'entreprise. Cette étape constitue sans doute la partie la plus délicate du processus de décision qui doit aboutir à l'acceptation ou au rejet d'une ou plusieurs propositions. Pour cela, l'introduction des outils décisionnels que la recherche opérationnelle peut fournir devient une nécessité.

Aussi, l'objet de ce travail est une étude de la rentabilité potentielle d'un projet amont pétrolier, le contrat « *Touggourt Est I* ». Il s'agit plus précisément de saisir l'incidence des

---

<sup>3</sup> MEKIDECHE Mustapha, « *Le secteur des hydrocarbures en Algérie. Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable ?* » Dans Confluences Méditerranée 2009 /4 (N°71), p. 155.

dispositions de la loi « 05-07 » amendée par la loi « 13-01 » et la nouvelle loi « 19-13 » relative aux hydrocarbures. Une analyse sur le plan juridique, fiscal ainsi qu'économique entre ces deux lois, sera effectuée permettant de mesurer l'impact de ce nouveau régime juridique sur les revenus et sa capacité à atteindre les objectifs visés par les réformes introduites.

### 2. Problématique et hypothèses

L'industrie pétrolière algérienne a connu des transformations de son cadre fiscal et contractuel. Des nationalisations de 1971, dans le cadre de l'économie centralisée, cette industrie a connu des transformations d'ampleur depuis le contre-choc pétrolier de 1986. De nombreuses lois ont été promulguées dans le but de redynamiser le secteur et augmenter les revenus de la rente pétrolière, premier pourvoyeur du budget de l'Etat. Nous citons dans ce cadre la loi « 05-07 » en 2005, amendée en 2013 et la loi « 19-13 » promulguée en 2019.

Aussi, dans le cadre de ce mémoire, nous essayerons d'évaluer l'incidence de la fiscalité sur la rentabilité du projet « *Touggourt Est I* » en comparant les résultats trouvés en tenant compte des dispositions de la loi « 05-07 » et celles de la loi « 19-13 ». L'objectif étant de cerner comment la fiscalité pétrolière peut affecter la rentabilité des projets pétroliers.

La problématique que nous développons s'intéresse à la question suivante :

**« *Quel est l'objet, le contenu et l'enjeu des changements du cadre institutionnel et fiscal du secteur minier en Algérie? Quelle incidence la fiscalité peut-elle avoir sur la rentabilité du contrat Touggourt Est I ?* »**

Pour apporter des éléments de réponse à cette question centrale, nous avons articulé notre travail autour de deux questions secondaires suivantes :

- **Question 1.** Quelles sont les causes à l'origine du changement du cadre fiscal en Algérie ?
- **Question 2.** Quelle est l'incidence de la fiscalité pétrolière contenue dans la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » et la loi « 19-13 » dans l'évaluation du projet Touggourt Est I ?

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

- **Hypothèse 1 :** Le changement dans le cadre fiscal et contractuel est déterminé par la volatilité des cours du pétrole.
- **Hypothèse 2 :** L'incidence des dispositions fiscales de la loi « 19-13 » sur les revenus générés par le contrat « *Touggourt Est I* » est plus importante que l'incidence des dispositions de la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 ».

### 3. Méthodologie de la recherche

Pour répondre à la problématique posée, nous avons adopté la méthodologie suivante. Pour construire l'objet de notre recherche, nous avons eu recours à de nombreux travaux sur l'industrie pétrolière de manière générale et l'amont pétrolier de manière plus spécifique. Cette littérature met en évidence le caractère stratégique de cette industrie et met en exergue l'importance de l'évaluation de la rentabilité des projets en tenant compte des incertitudes liées aux dépenses d'exploration et les coûts opératoires, au volume et la qualité d'hydrocarbures trouvées et le prix de vente.

Dans ce cadre et pour identifier les spécificités de cette industrie dans le cadre algérien, nous avons consulté des travaux auxquels ce sujet a donné lieu. L'aspect important est l'évolution du cadre institutionnel et fiscal qui a connu des transformations d'envergure à cause à la fois de l'évolution du secteur à l'échelle nationale et internationale.

Pour notre étude empirique, nous avons utilisé deux techniques de recherche. La première est directe. Il s'agit d'un stage effectué au niveau du département stratégie, planification et économie de la SONATRACH. De nombreux déplacements y ont été effectués et des entrevues ont été réalisées. Les personnes interviewées sont le chef du département planification et contrôle de gestion et le chef de service évaluations économiques et statistiques.

Les entrevues réalisées nous ont permis de comprendre comment l'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet amont pétrolier est réalisée, de saisir l'importance de l'incidence de la fiscalité dans le domaine pétrolier et le processus de prise de décision de forage.

La deuxième technique est indirecte. C'est l'analyse de contenu. Cette technique est tout indiquée pour l'analyse non seulement des productions actuelles mais aussi, celles du passé<sup>4</sup>. La documentation inventoriée comprend les documents internes de la SONATRACH et des études sur le secteur des hydrocarbures. L'établissement de chronologies indispensables (1963, 1971 1986, 1991, 2005, 2013 et 2019), les situations décrites et leur sens ont permis de reconstituer les temporalités qui ont rythmé les évolutions que le secteur a pu connaître à la faveur des transformations socio-économiques d'ampleur que l'Algérie et l'économie mondiale ont connues.

---

<sup>4</sup>ANGERS M., « *Initiation pratique à la méthodologie des sciences humaines* », Casbah Université, 1997, p.157.

### 4. Structure du mémoire

Nous avons divisé notre mémoire en trois chapitres. Le premier traite d'abord, des caractéristiques de l'industrie pétrolière, les risques qui lui sont attachées et les revenus générés. Ensuite, il met en exergue l'activité de l'amont pétrolier et les dépenses liées à chaque étape. Enfin, le troisième point indique les outils d'évaluation de la rentabilité de l'amont pétrolier.

Le deuxième chapitre traite de l'industrie pétrolière en Algérie. Nous avons en premier lieu traité le contexte historique qui met l'accent sur la souveraineté nationale par la création de la SONATRACH et les nationalisations des hydrocarbures. Ensuite, les changements survenus dans le contexte fiscal et l'ouverture du secteur minier. En troisième, un état sur les dispositions fiscales du secteur minier, enfin le développement de la SONATRACH.

Le troisième chapitre porte sur l'évaluation du projet « *Touggourt Est I* » en tenant compte des dispositions de la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » et de la loi « 19-13 » sur les hydrocarbures.

Une conclusion générale synthétise les résultats auxquels nous avons aboutis et les perspectives de recherche dans le domaine.

# Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

## Introduction

Les sociétés pétrolières opèrent dans un secteur ayant un caractère stratégique significatif pour tous les pays. Malgré les progrès technologiques importants et les investissements croissants dans le secteur des énergies renouvelables, les hydrocarbures continuent à assurer la majeure partie des besoins en énergie avec plus de 57% de la consommation d'énergie mondiale en 2016.<sup>1</sup> Outre son caractère stratégique, l'industrie pétrolière est complexe et fortement capitalistique. Les enjeux sont importants compte tenu du risque inhérent et du coût élevé des investissements.

Dans cette industrie, l'amont pétrolier constitue un processus critique, dans le sens où les phases « *exploration* » et « *exploitation* » sont gérées en projet du fait qu'ils sont spécifiques par l'unicité de leur résultat et par la mobilisation substantielle de ressources et de temps.<sup>2</sup> Si l'amont pétrolier constitue un processus critique, l'évaluation de la rentabilité potentielle des projets portés par les entreprises pétrolières est déterminée par de nombreuses variables liées aux coûts du projet, la probabilité de trouver un réservoir économiquement exploitable et le prix de vente futurs de la production.

Ce chapitre, se focalisera, d'abord, sur les spécificités de l'industrie pétrolière pour cerner les notions qui lui sont attachées telles que les réserves, les risques et les revenus générés. Ensuite, nous traiterons l'amont pétrolier, en pointant les différentes phases du processus et les dépenses inhérentes à chacune des étapes. Enfin le troisième point indiquera les instruments d'évaluation de la rentabilité d'un projet amont pétrolier.

## 1. Les spécificités de l'industrie pétrolière

L'industrie pétrolière est une industrie hautement capitalistique, dotée d'une fiscalité spécifique et qui génère d'importantes recettes à travers lesquelles l'Etat finance les activités économiques du pays. Les transactions commerciales de cette industrie se font au sein d'un marché pétrolier qui est au cœur de l'activité économique et industrielle mondiale et de son équilibre.

### 1.1. Les caractéristiques de l'industrie pétrolière

L'industrie pétrolière traite de la chaîne industrielle du pétrole et du gaz allant de la découverte à l'exploitation en passant par le transport, le raffinage et la mise sur le marché. C'est une industrie hautement stratégique, caractérisée par une forte densité en capital. Elle

---

<sup>1</sup> Voir BP Statistical Review of World Energy June 2017.

<sup>2</sup> AIB Mabrouk et BELMOKHTAR Oumhani, « *Conception d'un tableau de bord stratégique application à l'activité amont d'une compagnie pétrolière* », Revue des Sciences de Gestion, 2010/3 n°243-244, p.126 .

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

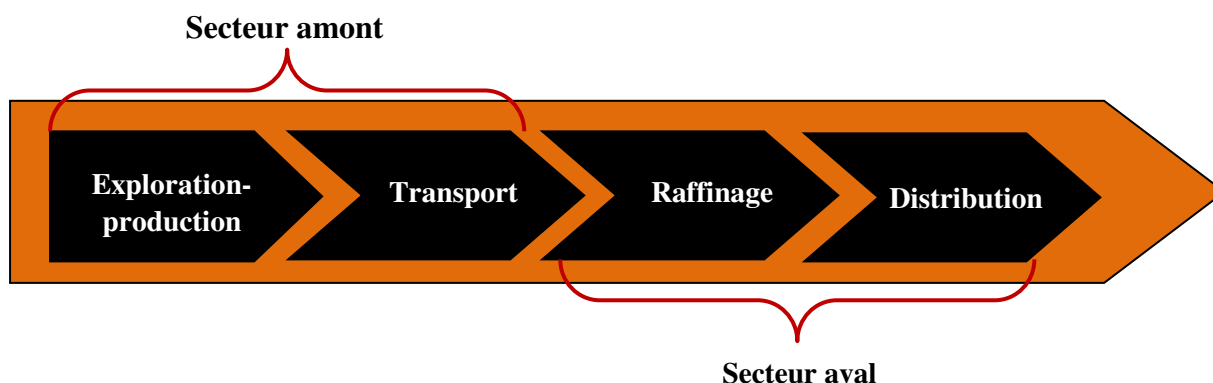
comporte des risques financiers élevés et sa rentabilité dépend essentiellement de l'offre et de la demande sur le marché pétrolier.

### 1.1.1. La chaîne de valeur de l'industrie pétrolière

L'industrie pétrolière est caractérisée par la succession d'activités importantes. Ce sont l'activité « *amont* » et l'activité « *aval* ». Les auteurs, BITEAU Jean-Jacques et BAUDIN François<sup>3</sup> soulignent que c'est par commodité qu'on parle de l'industrie pétrolière. En vérité, dans la branche il n'y a pas qu'une industrie mais plusieurs. Sur le plan symbolique elles restent des "stades" d'une même industrie.

L'intégration de ces stades dans une même appellation est la conséquence de l'insertion des entreprises pétrolières dans tous les domaines d'activité de la branche. En effet, la tendance dominante fut de regrouper autour d'une même entreprise toutes les activités liées au pétrole, de l'exploitation au raffinage et à la distribution. La figure n°1 ci-dessous synthétise les différentes étapes de la chaîne pétrolière.

**Figure N° 01 : Le parcours de l'industrie pétrolière**



**Source :** BODLAN Idrissa et SOMDA Adrien, « *Cadre opérationnel d'un projet pétrolier* ».

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

L'activité amont comprend plusieurs étapes distinctes. D'abord, l'étape d'exploration. Cela consiste à faire une géologie et une géophysique de terrain, afin de mieux connaître les composantes du sous-sol. Puis, viennent les forages d'exploration pour confirmer ou infirmer la présence des hydrocarbures, déjà ciblés par les études précédentes. Dans le cas où les forages d'exploration sont positifs, c'est un succès pour l'activité.

<sup>3</sup> BITEAU Jean-Jacques et BAUDIN François, « *Géologie du pétrole, genèse, exploration, ressources* », Dunod, 2017.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

Ensuite, l'étape de développement par les forages d'appréciation pour l'extraction, et l'estimation des infrastructures afin de produire et traiter les hydrocarbures.

Enfin l'étape d'exploitation permettant l'extraction des hydrocarbures pour les rendre conformes aux spécifications de transport par canalisation et de commercialisation (*récupération, raffinage, stockage*).

Aussi importante que l'activité "Exploration et Production", l'activité aval a pour missions essentielles, le raffinage, la liquéfaction de gaz naturel et enfin la commercialisation. Tous les avis convergent pour dire que le pétrole brut est inutilisable en l'état. Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir les produits finaux directement exploitables. De nombreuses opérations sont effectuées dans le cadre de l'activité aval.

La première est le raffinage qui est une série d'opérations qui consiste en la décomposition du pétrole brut afin d'obtenir des produits commercialisables. Le raffinage s'effectue par une séparation par distillation de façon à dissocier les gaz, les liquides légers et moyens ainsi que les résidus lourds<sup>4</sup> du pétrole. L'opération de raffinage s'effectue en trois grandes étapes qui sont :

- La distillation du pétrole brut réalisée, d'abord, par une première distillation, dite atmosphérique permettant de séparer les gaz, les essences et le naphta (*coupes légères*), le kérosène et le gazole (*coupes moyennes*) et les coupes lourdes. Ensuite, les résidus issus de la distillation atmosphérique subissent une deuxième distillation, dite sous vide, afin de récupérer des produits moyens supplémentaires ayant une valeur commerciale ;
- La transformation et l'amélioration de la qualité des coupes. Cette transformation est effectuée afin de répondre notamment à la demande importante en produits légers sophistiqués. Les coupes subissent un certain nombre de transformations et d'améliorations qui s'effectuent au sein de plusieurs unités de raffinage. Il s'agit d'une série d'opérations visant à améliorer ou fabriquer des produits finis par apport de chaleur ;
- La fabrication des produits finis obtenus à l'aide de doseurs équipés de contrôleurs automatiques. Pour faire face à cette série d'opérations, les raffineries doivent disposer d'importants volumes de stockage, d'installations de réception des produits bruts et d'expédition des produits finis. Chaque produit fini obtenu est spécifique dans son utilisation future (*l'essence et le gazole alimentent les moteurs des véhicules automobiles, le kérosène est employé comme carburant dans l'aviation*).

---

<sup>4</sup> CHAUTARD Sophie « géopolitique et pétrole », Ed. Studyrama perspectives 2007, p.13.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

L'activité aval comprend également la commercialisation des hydrocarbures. Elle est chargée de l'élaboration et de l'application des politiques et stratégies en matière de commercialisation. L'organisation de cette activité est complexe car elle se déroule à l'échelle mondiale, au gré de l'offre et de la demande.

### 1.1.2. Les réserves

Quand on s'intéresse à l'industrie pétrolière, il est important de cerner des notions importantes liées à cette industrie. C'est justement le cas des réserves de pétrole qui existent au sein d'un gisement donné. Dans son ouvrage « *Le gisement* », Cossé (1988) définit les réserves comme étant « *les volumes récupérables que l'on estime pouvoir produire (réserves = volume en place x taux de récupération)* ». <sup>5</sup> « *Il existe deux grandes catégories de réserves de pétrole brut : les réserves prouvées et les réserves potentielles* ». <sup>6</sup>

Les réserves prouvées ou « *identifiées* », sont représentées par « *les quantités de pétrole que les informations géologiques et techniques permettent d'estimer avec une certitude raisonnable comme étant susceptibles d'être produites à partir de réservoirs connus, dans les conditions technologiques et économiques du moment* ». <sup>7</sup> Les réserves prouvées sont celles qui ont 90% de chance d'existence. Elles sont généralement désignées dans la pratique par les réserves « *P90* » ou bien les réserves « *IP* ». Selon Riffart (2001), « *plus de 80% des réserves mondiales prouvées sont localisées dans les pays de l'OPEP, et plus de la moitié dans quatre d'entre eux. Ces ressources garantissent 80 ans de production, au rythme actuel d'extraction, contre 20 ans dans les zones hors OPEP* ». <sup>8</sup>

A la différence des réserves prouvées, les réserves potentielles sont « *des réserves qui ne sont pas encore découvertes mais dont les études géologiques laissent supposer l'existence* ». <sup>9</sup> Selon la probabilité d'existence, les réserves potentielles peuvent être des réserves probables, définies comme étant les « *quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées dont on peut s'attendre à produire selon les données recueillies lors des forages et les données géologiques, géophysiques et techniques disponibles, mais avec un degré de certitude moindre que celui des réserves prouvées. La probabilité que les quantités effectivement récupérées soient égales ou supérieures à la*

---

<sup>5</sup> COSSE René, « *Le gisement* », édition Technip, Paris, 1988. p.07.

<sup>6</sup> JACQUET Pierre et NICOLAS Françoise, « *Pétrole : Crises, marchés, politiques* », Ed. DUNOD, 1991, p. 19

<sup>7</sup> *Idem*

<sup>8</sup> RIFFLART Christine, « *Cartel et régulation énergétique mondiale* », DOSSIER, 2001, p. 76.

<sup>9</sup> JACQUET Pierre et NICOLAS Françoise, *Op.cit*, p.19

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

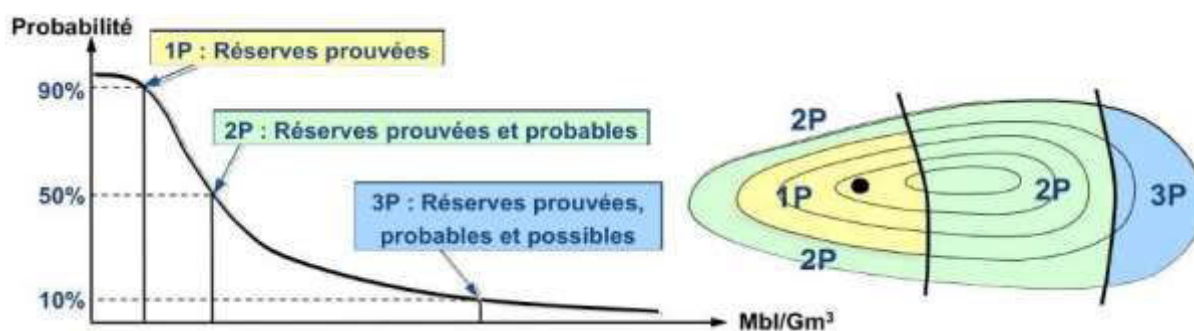
somme des réserves prouvées et probables estimatives est d'au moins 50% ». <sup>10</sup>

Généralement, "le total des réserves prouvées et des réserves probables sont désignées « 2P » ou bien les réserves "P50".

Les réserves potentielles peuvent être également des réserves possibles. Ce sont des réserves non prouvées ayant une probabilité de production effective plus faible que celle des réserves probables. Il devrait y avoir au moins 10% de probabilité que les quantités effectivement produites, soient supérieures ou égales à la somme totale des réserves prouvées, des réserves probables et des réserves possibles. Généralement, le total des réserves prouvées, probables et possibles est désigné « 3P », ou bien les réserves « P10 ».

La figure n°2 suivante montre les différents types de réserves présentes dans un réservoir, avec la probabilité de récupération de chaque type de réserves.

**Figure N°02 : Les types de réserves présentes dans un réservoir**



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

Par ailleurs et en plus de la distinction faite entre réserves prouvées et réserves potentielles, une autre classification permet de distinguer entre deux types de réserves. Les réserves conventionnelles sont celles "qui peuvent être produites dans les conditions techniques et économiques du moment où dans un futur prévisible proche. Il s'agissait alors de pétroles produits à terre ou en mer peu profonde, avec éventuellement des techniques de récupération assistée, pompage, injection d'eau, de gaz ou de vapeur",<sup>11</sup> et les réserves non-conventionnelles qui peuvent être exploitées dans le futur sous réserve de posséder les technologies adéquates et d'un coût de production rentable. « C'est en premier lieu dans

<sup>10</sup> KHALSS Mohamed, « Évaluation des actifs pétroliers à la date de clôture: Aspects comptables, fiscaux et d'audit », 2013, p 41.

<sup>11</sup> BABUSIAUX Denis et BAUQUIS Pierre René, « Le pétrole: quelles réserves, quelles productions et à quel prix? » Dunod, 2017, p.06

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

*l'exploitation des bitumes et des huiles extra-lourdes (de densité égale ou supérieure à celle de l'eau) que l'ingénierie réservoir est venue relever de nouveaux défis ».*<sup>12</sup>

### 1.1.3. Les acteurs intervenants sur le marché pétrolier

La naissance de l'industrie pétrolière est associée au nom d'Edwin Drake et le premier gisement de pétrole est produit aux Etats-Unis.<sup>13</sup> Ces derniers ont produit, ainsi les premiers barils<sup>14</sup> de l'ère moderne, soit 274 tonnes par jour en 1859.<sup>15</sup>

Depuis sa découverte, la ruée vers l'or noir n'a cessé de croître dans différentes régions du monde telles que les Etats-Unis, la Russie, l'Afrique et le Moyen-Orient.

Le marché pétrolier a connu de nombreuses mutations qui ont modifié son organisation et sa structure. En effet, en 1945, la carte des acteurs du marché pétrolier était simple. Ils étaient peu nombreux et leur typologie était limitée. D'un côté, les États et de l'autre les compagnies pétrolières privées. Aujourd'hui le marché s'est complexifié.

En effet, des États producteurs sont apparus. Ils exercent un contrôle sur leur production, souvent par le biais de sociétés nationales. Si celles-ci sont les principales productrices de pétrole, des grandes compagnies énergétiques privées jouent également un rôle majeur sur le marché.

Le marché mondial du pétrole est grandement influencé par l'OPEP «organisation des pays exportateurs de pétrole ». L'OPEP est une organisation fondée à Bagdad le 14 septembre 1960 à l'initiative de l'Arabie Saoudite et du Venezuela.<sup>16</sup> Les pays membres de l'OPEP produisent environ « 40 % du pétrole brut mondial et leurs exportations de pétrole représentent environ 60 % du volume total de pétrole dans le commerce international. L'Agence Américaine d'Information sur l'Energie (EIA) indique que les membres de l'OPEP, à l'exclusion de l'Iran, totalisaient environ 826 milliards de dollars sur les recettes nettes d'exportation de pétrole en 2013 et que l'Arabie Saoudite représente à lui seul un tiers des recettes totales correspondant à l'OPEP ». <sup>17</sup>

---

<sup>12</sup> BITEAU Jean-Jacques et BAUDIN François, « Géologie du pétrole, genèse, exploration, ressources », Dunod, 2017, p. 252

<sup>13</sup>Gisement : Accumulation naturelle d'hydrocarbures dans une roche- réservoir. Les gisements sont classés en fonction de la quantité de réserves qu'ils contiennent, un gisement est qualifié de simple pour des réserves inférieures à 70 millions de tonnes, de géant pour des réserves comprises entre 70 et 700 millions de tonnes, et de super- géant lorsque ses réserves sont supérieures à 700 millions de tonnes.

<sup>14</sup>Baril : unité de mesure anglo-saxonne représentant 158,984 litres. Il y a 7,3 barils dans une tonne de pétrole. Un million de barils par jour (b/j) représente 50 millions de tonnes par an.

<sup>15</sup> SAMPSON Anthony, « Les sept sœurs », Ed. Moreau Alain, Besseny, France, 1976, p.39

<sup>16</sup> CHAUTARD Sophie, « Géopolitique et pétrole », Ed. Studyrama, 2007, p. 54

<sup>17</sup> MAIZI Nadia, « Changer d'échelle pour les négociations climatiques : huit initiatives régionales, sectorielles et citoyennes », Edition, Presses des Mines, 2015, p.22.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

L'OPEP a été créée dans l'objectif de faire contrepoids à la puissance des compagnies pétrolières occidentales, pallier à la baisse des prix du pétrole, en fixant le volume de pétrole vendu et la quantité produite par chaque membre de l'organisation.

« Les grandes lignes de sa mission consistent, aujourd'hui encore, à garantir un approvisionnement efficace de pétrole pour les consommateurs, un revenu stable aux producteurs et un retour sur le capital pour les investisseurs dans l'industrie pétrolière ».<sup>18</sup> L'enjeu déterminant de l'OPEP est l'unification des politiques pétrolières des États membres et la détermination des meilleurs moyens permettant de sauvegarder leurs intérêts, individuellement et collectivement.

A côté de ces États producteurs, existent les États consommateurs. Les pays importateurs ont créé " l'Agence Internationale de l'Energie" (AIE) fondée au cours de la première crise pétrolière de 1973-1974 en réaction au triplement du prix du pétrole brut suite aux décisions des pays de l'OPEP. Cette institution, regroupe aujourd'hui 29 pays importateurs de pétrole. Elle a pour vocation de coordonner les politiques énergétiques de ses membres, notamment en suggérant des mesures à prendre en cas de difficulté d'approvisionnement<sup>19</sup>. Les objectifs de l'AIE les plus significatifs sont :

- Définir un plan de sécurité des approvisionnements énergétiques (*pétrole et gaz*) fondé sur la constitution de stocks stratégiques par les pays membres afin de soutenir la croissance économique et de réduire la dépendance des pays vis-à-vis des ressources pétrolières. De ce fait, les pays membres de l'AIE sont tenus de posséder en permanence l'équivalent d'au moins 90 jours d'importations nettes de pétrole brut ;
- Mette en place un système d'information relatif au marché pétrolier international ;
- Déterminer les grands traits d'une politique énergétique équilibrée en s'appuyant sur l'intégration des « *Trois E* » : la sécurité Energétique, le développement Economique et la protection de l'Environnement.

A côté des intervenants du côté de l'offre et de la demande, il existe les intermédiaires sur le marché pétrolier. En effet, la majorité des entreprises d'extraction de pétrole étant nationalisées, les gouvernements vendent leur pétrole soit directement d'Etat à Etat, soit à travers le marché international.

Les opérations financières liées au commerce des cargaisons d'hydrocarbures sont appelées du « trading ». L'organisation de ce commerce est complexe. Toutes les grandes

---

<sup>18</sup> MAIZI Nadia, *Op.cit.* p22.

<sup>19</sup><https://www.fioulmarket.fr/> consulté le 26/11/2020.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

compagnies pétrolières possèdent des filiales de trading. L'un des principaux objectifs est de veiller à l'approvisionnement régulier en brut de leurs raffineries et d'ajuster la demande de celles-ci à l'offre à court terme.<sup>20</sup> Le rôle des traders est d'acheter un peu à l'avance le pétrole nécessaire en quantité et en qualité.

Un trader achètera une cargaison de pétrole à un prix plutôt bas pour la revendre rapidement avec un bénéfice. C'est ainsi, qu'une cargaison de pétrole brut peut changer de propriétaire pendant son transport, parfois plusieurs fois. Le trader s'occupe également de négocier les produits finis issus des raffineries. Et, bien sûr, si la compagnie n'en a pas besoin pour ses raffineries, de vendre le brut dont elle est propriétaire. Pour faire du trading, il faut être capable d'anticiper la hausse et la baisse des marchés.<sup>21</sup>

### 1.2. Les revenus générés par l'industrie pétrolière

Le secteur des hydrocarbures joue un rôle central dans un pays exportateur net du pétrole dans la mesure où, le secteur est la principale source de devises considérées comme ressources vitales pour le financement des activités économiques du pays. Plusieurs instruments peuvent être utilisés par le gouvernement pour collecter les revenus pétroliers, en se basant sur la production et le profit, en participant directement aux projets pétroliers en tant qu'actionnaire dans des compagnies pétrolières ou en définissant les impôts et taxes indirects et les droits de douane applicables sur les produits pétroliers. Ainsi, à travers ces différents instruments, le gouvernement ou bien l'Etat producteur bénéficiera de quatre formes de ressources financières à tirer de l'exploitation du pétrole et/ou du gaz naturel, il s'agit:

#### 1.2.1. Les bonus

Les compagnies pétrolières qui exploitent des ressources pétrolières d'un pays sont tenues de verser à ce dernier deux principaux bonus sur signature. Ce sont les paiements lors de la signature d'un contrat pour une nouvelle concession ou les bonus versés lors de la découverte des gisements ou de la mise en production.

Les bonus de signature « *est appelé cash bonus ou bonus au comptant est perçu au moment de la signature du contrat pétrolier. Il consiste en un versement unique à montant variable. Ce bonus est en effet fixé en fonction de l'intérêt d'une zone de recherche donné* ». <sup>22</sup> Toutefois, certains pays qui désirent attirer des investisseurs pétroliers nationaux ou étrangers n'exigent aucun bonus.

---

<sup>20</sup> <https://euro-petro.fr> consulté le 26/11/2020 à 16h00

<sup>21</sup> BUSIERE Anthony, « *Le guide complet du trading* », Ed.2, Maxima, 2019.

<sup>22</sup> BENDJILALI Zine El Abidine, « *Les caractéristiques de la fiscalité pétrolière en droit algérien* », Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de Magister en droit, 2014, Université d'Oran, p.36.

### 1.2.2. Des redevances (royalties)

La redevance trouve son origine aux USA où la propriété du sous-sol suit la propriété du sol. *Elle correspond à « une indemnité compensatrice pour destruction du patrimoine du fait de l'exploitation qui conduit progressivement à l'épuisement des réserves disponibles »*<sup>23</sup>. Aussi, les compagnies pétrolières doivent payer à l'Etat propriétaire du sous-sol en contrepartie de l'exploitation et de la production du pétrole des redevances pétrolières. Ces redevances peuvent être considérées comme un dédommagement de l'Etat (*notamment des générations futures*) pour la production des ressources dont il est propriétaire. Dans l'industrie pétrolière, les redevances sont encaissées dès le démarrage de la production et sur toute la durée du contrat. Celles-ci sont calculées, soit en fonction du volume total extrait (*niveau de la production*), ou en fonction de la valeur totale extraite (*profits réalisés*).

### 1.2.3. Les impôts sur le revenu et prélèvements divers et les revenus indirects

Ce type de revenus pétroliers que peut dégager l'Etat propriétaire du pétrole évolue en fonction du profit réalisé par les compagnies pétrolières. Il s'agit notamment des impôts sur les revenus des compagnies pétrolières dont le taux est très élevé ; les dividendes, des parts d'actionnaires ou des revenus de participation dans les compagnies pétrolières nationales ou internationales.<sup>24</sup>

Quant aux revenus indirects, ce sont des revenus à travers les droits de douane appliqués sur les exportations des hydrocarbures, les impôts sur les salaires et autres impôts indirects.

Il est important de rappeler que les ressources fiscales générées par l'industrie pétrolière représentent la principale source des revenus fiscaux des pays exportateurs nets du pétrole. Elles représentent une grande part des recettes d'exportation, des recettes budgétaires et du produit intérieur brut du pays.<sup>25</sup>

## 1.3. Les différents risques de l'industrie pétrolière

Le risque est la possibilité qu'un projet ne se déroule pas conformément aux prévisions. Les écarts qui peuvent survenir dans les coûts, ou les dates d'achèvement par rapport aux prévisions étant considérés comme des écarts défavorables qui nécessiteraient des actions correctives. Aussi, l'évaluation économique de la rentabilité potentielle d'un projet

---

<sup>23</sup> BENDJILALI Zine El Abidine, *Op.cit* , p. 81.

<sup>24</sup><https://euro-petro.fr> consulté le 26/11/2020 à 16h00.

<sup>25</sup>Le produit intérieur brut (PIB) est l'indicateur économique qui permet de quantifier la valeur totale de la "production de richesse" annuelle effectuée par les agents économiques (*ménages, entreprises, administrations publiques*) résidant à l'intérieur d'un territoire.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

pétrolier est incertaine. Elle dépend, selon BELAID et De Wolf (2010) « *des résultats de plusieurs variables : les coûts totaux du projet, la probabilité de trouver un réservoir économiquement exploitable, le volume et le type de pétrole (pétrole et gaz) des hydrocarbures trouvés, et les prix de vente futurs de la production* ». <sup>26</sup>Tous ces paramètres ont un impact sur les indicateurs économiques des projets pétroliers. Nous allons dans ce point, cerner les différents risques auxquels l'industrie pétrolière est confrontée.

### 1.3.1. Le risque géologique

C'est le risque lié à la nature du sous-sol, c'est-à-dire à la disposition des couches souterraines. Le risque géologique porte sur l'existence d'une accumulation d'hydrocarbures (*une chance de succès sur dix à l'échelle mondiale*). Il est possible que les études géologiques et géophysiques s'entendent sur l'existence des hydrocarbures et qu'après le forage, rien n'est trouvé. Il s'agit de l'aspect aléatoire caractérisant l'existence des hydrocarbures dans le site prospecté.

Dans le cas d'un puits positif, la question de savoir si le volume d'accumulation d'hydrocarbures est suffisant pour que son exploitation soit économiquement rentable est toujours posée.

Un autre facteur s'inscrit dans la même logique de ce risque. Il s'agit de la nature des hydrocarbures en place (*huile, gaz ou condensat*) et leur qualité (*léger ou lourd, gaz humide ou sec*). Les hydrocarbures découverts présentent des caractéristiques très importantes pour connaître leur prix sur le marché, de même pour le taux de récupération qui dépend également du type d'hydrocarbures ainsi que de la géologie du gisement.

Même si, « *le développement de la collecte et de l'analyse de données sismiques a sensiblement réduit le risque de non découverte du pétrole* » <sup>27</sup>, les coûts faramineux des forages qui couvrent une partie très importante de la structure des coûts d'exploration, confrontent les compagnies pétrolières à optimiser l'information obtenue tout en minimisant les coûts.

### 1.3.2. Le risque économique de l'industrie pétrolière

Plusieurs variables économiques vont influencer la viabilité d'un projet pétrolier. Il s'agit en l'occurrence du coût en capital et du prix des hydrocarbures. Les coûts en capital représentent les coûts d'investissements nécessaires pour la mise en place initiale du projet.

---

<sup>26</sup> Belaid Fateh et De Wolf Daniel, « *Analyse du risque et évaluation des projets d'investissements* », 8<sup>ème</sup> Conférence internationale de modélisation et simulation, 10 au 12 mai 2010, Hammamet, Tunisie.

<sup>27</sup> *Idem*

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

Des sommes très élevées sont imputées dans les conditions de grande incertitude quant à la valeur pétrolière réelle du terrain. Cette valeur dépend de la probabilité de découverte et le volume des réserves probables.

En phase de production, les décisions touchent l'architecture de développement, la densité des puits d'exploitation et le mode d'extraction du pétrole. L'incertitude subsiste au niveau du volume et de la qualité du pétrole, des propriétés physiques et géologiques du gisement, des coûts de forage et du prix du brut. En effet, « *l'évaluation de la rentabilité des investissements est basée essentiellement sur les scénarios de prix du pétrole, ce qui fait que ce dernier reste le facteur déterminant des revenus* »<sup>28</sup>. Le prix du brut est fondamental pour l'évaluation des revenus réalisés lors de l'exploitation du gisement. La valeur à laquelle les hydrocarbures échangés sur les marchés aura un impact sur les revenus des opérations.

Mais, la mécanique influençant les revenus n'est pas si directe. Le retour à des fréquences passées n'est plus suffisant. Ainsi que les chocs pétroliers et la fluctuation à très court terme du prix de vente du brut, montrent qu'il est impossible d'en faire une estimation déterminante. Ce sont les mouvements à long terme qui vont influencer les revenus. Il est clair que le marché pétrolier réagit uniquement sous l'effet de l'offre et de la demande, mais dépend aussi des paramètres d'ordre politico-économique complexes.

### 1.3.3. Le risque politique (pays) et le risque associé

Le risque pays est lié à « *l'instabilité politique comme le risque de guerre, de terrorisme, de conflit local ou d'attentats dont les conséquences peuvent être le risque de perte d'activité ou de rentabilité réalisée hors frontière naturelle de l'entreprise, suite à une instabilité géopolitique de la zone de présence et la remise en cause de la sécurité des personnes et des biens et la perte de chiffres d'affaires, de rentabilité, pertes économiques et financières* ». <sup>29</sup> Dans le cadre de l'industrie pétrolière, de nombreux facteurs peuvent être à l'origine du risque politique.

- Le régime fiscal qui peut influencer le rendement d'une opération pétrolière. Il est nécessaire d'avoir un régime fiscal stable afin de garantir une assurance aux investisseurs ;
- les relations de travail qui constituent une source de risque plus au moins importante. Ce dernier étant difficilement quantifiable, néanmoins son impact est très important ;
- le changement législatif peut affecter l'environnement économique de l'industrie pétrolière ;

---

<sup>28</sup> Belaid Fateh et De Wolf, *Op.cit.*, p.03

<sup>29</sup> DARSA Jean-David, « *365 risques en entreprise* », Edition GERESO, 2017, p 15

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

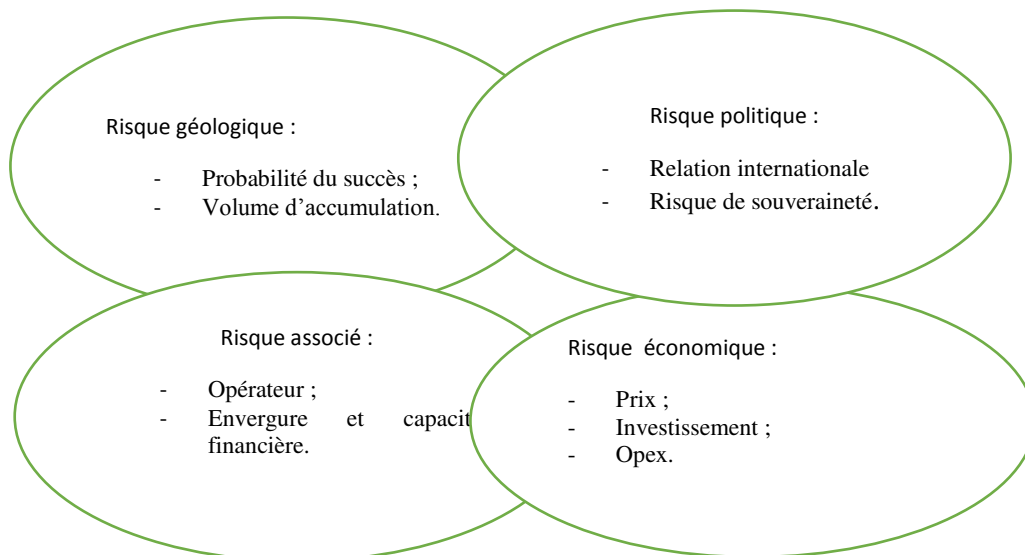
- La nature des relations internationales.<sup>30</sup>

En revanche, le risque "associé" est lié au partenaire choisi pour la réalisation des tâches qui lui sont confiées en tenant compte de ses ressources, de ses compétences et des engagements pris. Le risque "associé" trouve sa source dans les points de vue contraires qui peuvent émerger, surtout ceux liés à:

- La divergence de points de vue au sein des comités techniques ;
- la différence entre les objectifs de l'Etat et les objectifs du partenaire ;
- la compétence technique insuffisante ;
- la difficulté d'assurer leur part de financement.

La figure n° 03 qui suit synthétise les différents risques inhérents à l'industrie pétrolière.

**Figure N° 03 : Les différents risques liés à l'industrie pétrolière**



**Source :** réalisé par nous-mêmes sur la base des documents de la SONATRACH

Lors de l'évaluation des projets de forage, les éléments de risque les plus souvent considérés sont les risques économiques et les risques géologique liés à l'évaluation des réserves.<sup>31</sup> Cependant, d'autres risques peuvent être identifiés. Nous avons recensé deux types de risques :

### 1.3.4. Le risque de substitution par les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont dans l'air du temps à la mode dans le cadre de la recherche d'un développement durable puisque, par définition, « *les générations suivantes*

<sup>30</sup>BILEK Lila « *Les options réelles, une alternative aux défaillances des méthodes classiques d'évaluation des investissements* », Mémoire de magister en sciences économiques option : Management des Entreprises, UMMTO 2016, p131

<sup>31</sup>BILEK Lila, *Op.cit.* p31.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

*pourront en bénéficier grâce à leur renouvellement* ». <sup>32</sup> Ces énergies, présentent des atouts tant pour leur exploitation que pour leur impact sur le réchauffement climatique. Les enjeux de ces énergies sont donc économiques et environnementaux.

L'énergie éolienne, l'énergie solaire, la biomasse, l'hydraulique sont devenues compétitives et leurs revenus sont souvent garantis par les pouvoirs publics. Nous reprenons à notre compte quelques données tirées des ouvrages de Klinger et Vernier. Ces auteurs indiquent, en effet, que l'Europe est la principale productrice en énergie éolienne avec une capacité installée de 35 000 MW contre 7 000 MW pour les Etats-Unis. L'éolien le plus rentable est le champ d'éolienne off-shore en mer du Nord. Par ailleurs, *« le solaire est l'un des secteurs des « cleantechs » ou technologies propres, qui connaissent un véritable boom aux USA, en Allemagne et le Japon. De plus, "l'hydro électricité représente 98,9% de la production électrique en Norvège, 83,7% au Brésil, 73,9% au Venezuela et 57,9% au Canada »*. <sup>33</sup> Si l'utilisation de ces énergies (*auxquelles on associe souvent celles tirées des déchets*) n'est évidemment pas nouvelle, elle représente aujourd'hui près de 14% de la production mondiale d'énergie et pourrait, selon certains scénarios, atteindre 50% au milieu du XXI<sup>e</sup> siècle. <sup>34</sup>

Le risque pour les compagnies pétrolières et leurs actionnaires est donc de se retrouver avec des actifs qui ont perdu toute valeur. A ce propos, François Chartier indique que pour un investisseur institutionnel, aujourd'hui les nouveaux projets pétroliers sont risqués. A l'inverse, investir à long terme, sur des projets à 30 ou 40 ans d'énergies renouvelables, c'est plus un placement sécurisé. <sup>35</sup>

### 1.3.5. Le risque sanitaire : une crise inédite

L'industrie pétrolière peut-elle être impactée par la crise sanitaire ? Oui. La réponse est tranchée avec l'avènement du coronavirus *« COVID-19 »*, en 2020. En effet, au-delà de ses conséquences sur la croissance économique mondiale, Le premier effet est l'impact immédiat et tangible est la baisse de la demande pétrolière. C'est ce que certains auteurs appellent un choc de la demande. D'après l'étude *« regards économiques, marchés pétroliers 2019, "celle-ci, est estimée en début d'année 2019 à 1,5 Mb/j, elle se situe désormais à 1 Mb/j, ce qui est inférieur à la moyenne des cinq dernières années »*. <sup>36</sup> Dans ce contexte, c'est le spectre d'une

---

<sup>32</sup> KLINGER Thibaut, *« Géopolitique de l'énergie, constat et enjeux »*, Studyrama perspectives, p 15.

<sup>33</sup> *Idem* p18

<sup>34</sup> Vernier Jacques, *« Les énergies renouvelables »*, 2012, Que sais-je? Presses Universitaires de France, 2012

<sup>35</sup> CHARTIER François, *« Emergence d'une offre compétitive de sources d'énergies renouvelables »*, Revue de l'énergie n°508, juillet-août, 1999.

<sup>36</sup> Voir article Regards économiques, *« Marchés Pétroliers 2019 : les états unis mènent le bal, L'OPEP+ s'adapte »* Rédigé le 03 février 2020.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

récession mondiale liée à « l'atonie virale »<sup>37</sup> des économies en raison des mesures de confinement qui affecte directement la demande de brut.

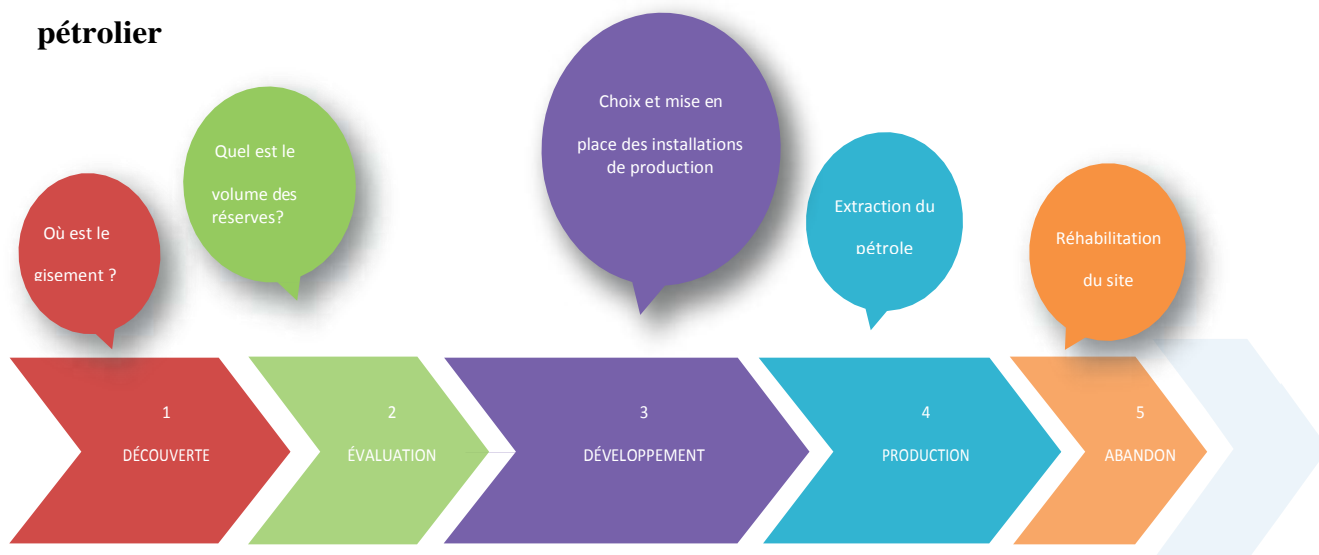
Le deuxième effet concerne les déplacements internationaux. À chacune des crises de ce type, il y a eu un recul ponctuel mais important du trafic aérien, secteur qui consomme environ 7,6 Mb/j de produits pétroliers.<sup>38</sup>

De ce fait, les pays producteurs ont fini par s'entendre pour limiter leur production.<sup>39</sup> Néanmoins, le pétrole reste surabondant, les stocks se remplissent et les cours s'effondrent.

### 2. L'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<sup>40</sup>. La figure n° 4 qui suit présente la chaîne de valeur de l'amont pétrolier comprend l'exploration, le développement et l'exploitation.

**Figure N°04 : Les étapes principales d'un projet de développement d'un champ pétrolier**



Source : [www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-clespour-comprendre/les-sources-d-energie/le-petrole](http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-clespour-comprendre/les-sources-d-energie/le-petrole) consulté le 02/10/2020 à 10h41

<sup>37</sup> **Atonie virale** signifie un défaut de vitalité, d'activité économique à cause de la Covid 19.

<sup>38</sup> *Idem*

<sup>39</sup> [https://www.ey.com/fr\\_fr/oil-gas/les-impacts-du-covid-19-sur-lindustrie-petroliere](https://www.ey.com/fr_fr/oil-gas/les-impacts-du-covid-19-sur-lindustrie-petroliere)

<sup>40</sup> Voir Documents interne de la direction planification « SONATRACH ».

# Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

## 2.1. 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.

### 2.1.1. 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.

### 2.1.2. 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>41</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-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 ?

---

<sup>41</sup> GHERTMAN Michel « *Stratégie de l'entreprise : Théories et Actions* », (2004), Economica, Paris.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

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>42</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 menaces de nouveaux entrants (autorisations) ou de substituts (incitations à l'investissement) ou encore des concurrents (réglementations des fusions) ». <sup>43</sup>

### 2.1.3. Les dépenses d'acquisition des droits miniers

Dans le cas où les différents aspects à considérer et la position concurrentielle offrent une opportunité d'investissement 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. <sup>44</sup>

---

<sup>42</sup> GREGGIO Rodolphe et MAFFE Benoit, « *Le "grand retour" des majors du pétrole à la faveur du troisième choc pétrolier, classes d'entreprises et groupes stratégiques de l'industrie pétrolière, FFE/"Annales des mines- Gérer et comprendre* », Juin 2015/2 n° 120/p. 16-26, p.22.

<sup>43</sup> HELFER Jean-Pierre, KALIKA Michel et ORSONI Jacques (2004), « *Management stratégie et organisation* », 5<sup>ème</sup> Edition, Paris, Vuibert ;"

<sup>44</sup>SELLAMI Slim « *Evaluation du système de contrôle interne : une phase essentielle dans une mission d'audit d'une société pétrolière* », faculté des sciences économiques et de gestion de Sfax, Mémoire pour l'obtention du diplôme d'expertise comptable, 2017, p 17.

### 2.2. 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.

#### 2.2.1. 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.

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 ?, Ont-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.<sup>45</sup>

---

<sup>45</sup><https://www.connaissancedesenergies.org/> consulté le 22/10/2020 à 22h.15.

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>46</sup>, la gravimétrie<sup>47</sup> et la sismique.<sup>48</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.<sup>49</sup> 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.

### 2.2.2. 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. 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*);

---

<sup>46</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>47</sup> **La gravimétrie** est une technique géophysique qui mesure les variations du champ potentiel gravitationnel de la Terre. La gravimétrie est une méthode de prospection qui permet de déterminer des anomalies de densité dans le sous-sol.

<sup>48</sup> **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 réflexion, 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.

<sup>49</sup> FERHATI Fatima Zohra Et KAOUANE Nissia « *Conception d'un outil d'aide multicritère à la décision pour le ranking des projets d'exploration dans l'amont pétrolier* », mémoire Master en Recherche opérationnelle, Option : Recherche Opérationnelle, Modélisation et Aide à la Décision (*ROMAD*) Université M'hamed Bougara de Boumerdès, 2016, p 21.

- la planification et l'exécution de forages d'exploration, y compris des activités auxiliaires, (*exemple : les routes d'accès, les ponts...*) ;
- 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.<sup>50</sup>

### 2.2.3. 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 contenu 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

---

<sup>50</sup>SELLAMI Slim, *Op.cit.* p.19.

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.

### 2.3. 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.

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.

#### 2.3.1. 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. 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.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

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.*).<sup>51</sup>

### 2.3.2. 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 événement 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>51</sup>SELLAMI Slim, *Op.cit.* p.21

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

- **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 5ans*)** : 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.

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 ;

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

- la modélisation des réservoirs pour optimiser la production ;
- les produits consommables, les fournitures et le carburant ;
- les frais d'assurance sur le champ de production.

Le tableau n°01 synthétise les dépenses de l'amont pétrolier

**Tableau N°01 : Dépenses de l'amont pétrolier**

| Exploration  | Développement  | Exploitation  |
|--|--|---|
| Acquisition des titres miniers                               | Forage de développement (plate-forme ; constructions ; installations)  | Frais d'exploitation liés aux systèmes de pompage, collecte, traitement et stockage |
| Etude préliminaire<br>Etude géologique<br>Opération sismique | Récupération améliorée<br>- Puits<br>- Installations de pompage<br>- Autres  | Frais d'exploitation liés aux systèmes de pompage, collecte, traitement et stockage |
| Forage d'exploitation  | Flow lines de connexion  |   |
| Forage d'appréciation / délinéation des découvertes          | Installations de production <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Séparation/traitement</li><li>▪ Evacuation</li><li>▪ Installations de stockage</li></ul> | Frais de transport  |

**Source :** Voltaire Brice Etou OBAMJ, Comptabilisation et audit des coûts pétroliers dans une société non opératrice « cas d'un contrat de partage de production C.P.P », éditeur 2015, Paris, p.30

### 2.3.3. 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. 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.

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

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

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.

### 3. Les critères d'évaluation d'un projet amont pétrolier

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

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

#### 3.1. Approche déterministe

Les critères d'évaluation des projets correspondent à «*un ensemble d'outils financiers d'aide à la décision, permettant de classer les différents projets étudiés, ou de sélectionner les projets acceptables, compte tenu des objectifs et des contraintes de l'entreprise*». <sup>52</sup> Afin de faire un choix judicieux, il serait nécessaire de faire une étude préalable des différents critères pour l'aide à la prise de décision. Ces critères d'aide à la décision sont la valeur actuelle nette (*VAN*), le taux de rentabilité interne (*TRI*), le délai de récupération ou pay out time (*POT*) et l'enrichissement relatif au capital (*ERC*) ou l'indice de profitabilité (*IP*).

---

<sup>52</sup> PLIVERDIER ET LATREYTE (J), « *Finance d'entreprise* », Edition Economica, 7<sup>ème</sup> Edition, Paris, 1999.p.235.

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

La Valeur Actuelle Nette est le critère de référence en matière de choix d'investissement. Elle se définit comme étant la valeur totale des cash-flows nets générés par un projet d'investissement, diminuée de la dépense 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>53</sup>

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

Tel que :

- $I_0$ : investissement initial
- $CF_t$ : cash-flows prévisionnels de l'année n
- n: durée de vie du projet
- i : taux d'actualisation

Cette méthode d'évaluation de la rentabilité consiste à comparer la dépense initiale notée ( $I_0$ ) 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 :

- Une VAN positive ( $VAN \geq 0$ ) : 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 du projet est recommandée. La création de la valeur de l'investissement est d'autant plus importante quand sa VAN est grande ;
- Une VAN nulle ( $VAN = 0$ ) : correspond à un projet dont le taux de rentabilité est égal à celui du marché et la rentabilité de l'investissement permet seulement de récupérer la mise initiale et le cout des ressources mises en œuvre donc le projet est acceptable ;
- Une VAN négative ( $VAN < 0$ ) : 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>53</sup> Jacky KOEHL, « *les choix d'investissement* », édition DUNOD, paris, 2003 ; p 40.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

La VAN est le critère fondamental des études de rentabilité. Un projet peut être réalisé dès lors que sa VAN est positive, c'est-à-dire qu'il y'a création de valeur. Ce projet est d'autant plus intéressant que sa VAN est plus élevée. Entre plusieurs projets, le choix est porté sur celui qui possède une VAN plus forte.<sup>54</sup>

La VAN présente de nombreux avantages. Elle est incontestablement le critère de choix des investissements le plus complet et prend en compte la totalité des flux et les coûts de différentes sources de financement sur toute la durée totale de l'investissement.

Toutefois, elle présente aussi des inconvénients. Le premier est l'impossibilité de comparer entre la VAN de plusieurs projets dont la taille et la durée de vie sont différentes et la difficulté dans la détermination du taux d'actualisation qui permet de mesurer et de classer correctement les projets.

### 3.1.2. Le taux de rentabilité interne (TRI)

Le taux de rentabilité interne est "*le taux par lequel il y'a équivalence entre le coût de l'investissement et les recettes d'exploitation*"<sup>55</sup>. En d'autres termes c'est le taux d'actualisation pour lequel la somme des flux financiers dégagés par le projet est égale à la dépense d'investissement. Il est représenté par la formule mathématique suivante :<sup>56</sup>

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

Cette méthode a les mêmes fondements 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-flows nets attendus. Autrement dit, c'est « *le taux d'actualisation pour lequel la valeur actuelle nette est égale à zéro* ».<sup>57</sup> Le projet donc ne laisse aucun excédent disponible.

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 :

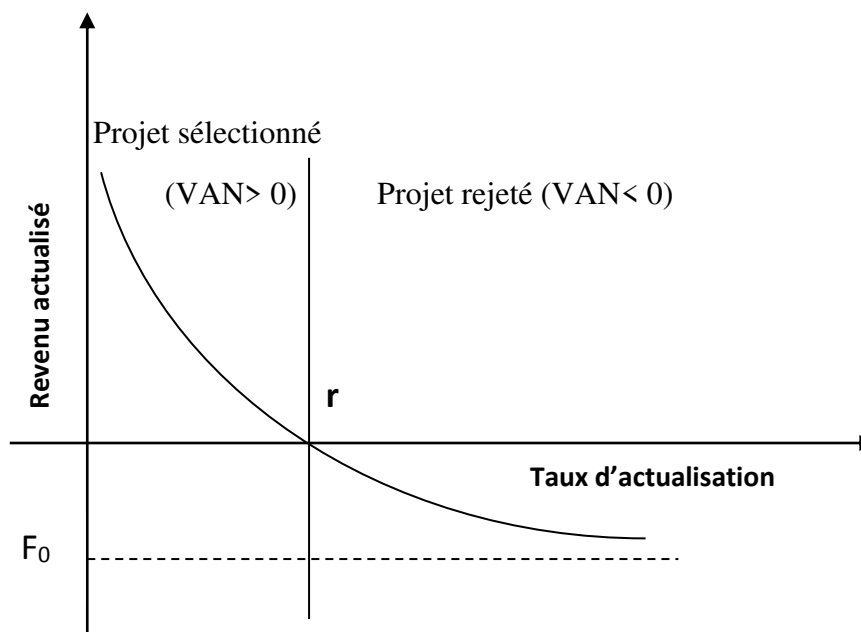
<sup>54</sup> GALESNE Alain, « *choix d'investissement dans l'entreprise* », Edition Economica, Paris, 1996.P.45

<sup>55</sup> BABUSIAUX(D), « *décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise* », Edition Economica, Paris, 1990.P.97

<sup>56</sup> BELLALAH(M), « *Gestion financière* », Edition Economica, 2ème Edition, Paris, 2004.P.364.

<sup>57</sup> L. LANGLOIS, C. BONNIER, M. BRINGER, « *Contrôle de gestion* », Edition FOUCHER, Paris, 2006, P.394.

Figure N°05 : Courbe représentative de la relation entre la VAN et le TRI



Source : LASARY, « *Evaluation et financement de projets* », Ed. Distribution, El Dar El 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.<sup>58</sup>

<sup>58</sup>Manuel BRIDIER ET Serge MICHAÏLOF, « *Guide pratique d'analyse de projets* » 4ème Edition, economica 1987 p35.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

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 leur taux 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.

### 3.1.3. Le délai de récupération actualisé (DRA)

« 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>59</sup> Soit :

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

<sup>59</sup> MOURGUES Nathalie, « Critères de choix et de rentabilité des investissements », Edition Economica, 2010 p25.

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

C'est le critère d'évaluation le plus simple. Il correspond au temps nécessaire 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'entreprise : 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.

### 3.1.4. Enrichissement relatif au capital (ERC) ou 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*

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

projets et le montant initial de l'investissement ». <sup>60</sup> Il met en relation la valeur actuelle nette des cash-flows futurs et le capital investi.

La formule de calcul de l'indice de profitabilité est : <sup>61</sup>

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

L'Indice de Profitabilité est un critère d'éligibilité. Il est comparé à 1. Trois cas peuvent se présenter. En premier, si IP est inférieur à 1, le projet n'est pas rentable. En second, si IP = 1, il y a indifférence entre l'investissement et un placement financier à un taux égal au taux d'actualisation. Enfin, si IP est supérieur à 1, le projet est rentable.

Par conséquent, l'Indice de Profitabilité est un critère de comparaison entre deux projets. Le choix portera sur celui qui a 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 et atténue ainsi la critique faite au critère 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, l'IP est le critère le mieux adapté.

### 3.2. L'Approche probabiliste

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

#### 3.2.1. La Valeur Monétaire Espérée (EMV) du projet

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 :

<sup>60</sup> BABUSIAUX (D), « *décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise* », Edition Economica, Paris, 1990. p.107.

<sup>61</sup> RIVET (A), « *gestion financière* », Edition Dallipses Marketing S.A, Paris, 2011, p.140.

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

Tel que :

- $P_S$ : La Probabilité de Succès du Play (ou de forage).
- $VAN$  : Valeur Actuelle Nette
- $I_{recherche}$  : L'Investissement de Recherche (Sismique et Forage Exploration).

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

### 3.2.2. 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 représente la succession des décisions et des événements. Parmi les sommets du graphe (ou nœuds), on distingue des nœuds de décisions et des nœuds d'événements* ». <sup>62</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, que l'on souhaite comparer. Pour cela, on va attacher des gains et pertes possibles pour chaque alternative* ». <sup>63</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'un 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 décisions 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.

<sup>62</sup> LANGLOIS et MOLLET, « *Manuel de gestion financière* », Editions Berti, Alger, 2011, p. 291

<sup>63</sup> MORLEY Chantal, « *Mangement d'un projet système d'information: principes, techniques, mise en œuvre* », Editions, 8, Donod, 2016, p.152.

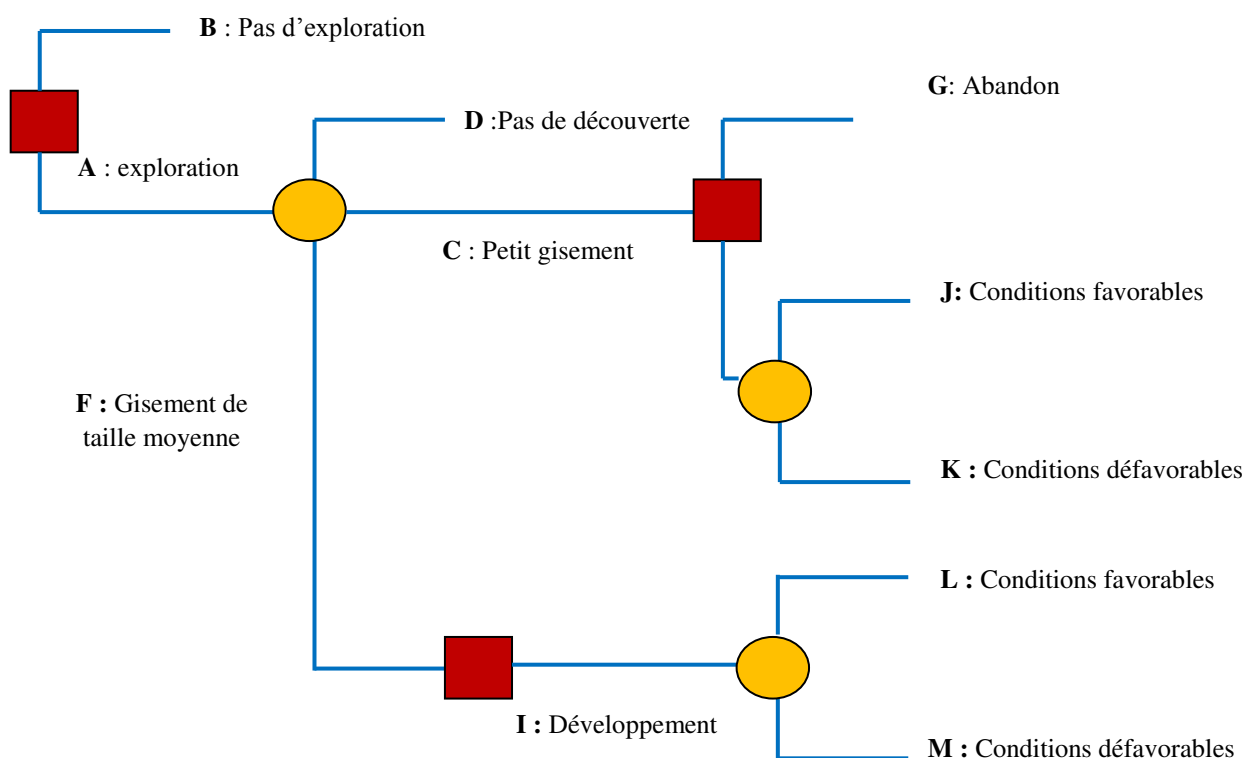
# Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

## 3.2.3. La construction de l'arbre de décision dans l'amont pétrolier

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

La probabilité de tout événement possible doit être estimée, ce qui n'est pas chose aisée, cette probabilité est indiquée sur l'arbre. La construction d'un arbre de décision est schématisée dans la figure n°05 suivante :

Figure N°06 : Arbre de décision



Source : Documents fournis par la SONATRACH

## Chapitre I : L'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

---

Il existe deux types de nœuds dans cet arbre qui sont :

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

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

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

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 conséquences possibles l'est encore plus. Ceci peut conduire à des arbres de grandes tailles et limiter considérablement l'utilisation de cette méthode. Toutefois, et même s'il n'y a pas de calculs explicites, cette méthode constitue cependant une référence à laquelle il est utile de recourir.

### Conclusion

L'industrie pétrolière est une industrie stratégique et l'approvisionnement est au centre des enjeux au niveau mondial. Cette industrie se caractérise par un processus long, complexe lourde en investissements et hautement risquée et nécessite donc des équipes de spécialistes multidisciplinaires qui fourniront les données essentielles afin d'établir une étude économique du projet. Même si les conditions géologiques et géophysiques pour la présence des hydrocarbures sont prometteuses, les conditions politiques et fiscales doivent aussi être favorables pour garantir le succès commercial du projet d'exploration. La proximité du marché potentiel, l'existence d'une infrastructure, et la disponibilité de la main d'œuvre qualifiée, sont des paramètres supplémentaires à prendre en considération avant de prendre la décision de faire un forage d'exploration. L'évaluation d'un projet amont pétrolier est donc nécessaire pour déterminer la date à laquelle les capitaux initialement investis seront récupérés.

## Introduction

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 exclusif 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 fiscal et contractuel est annoncée comme une opportunité de développement de l'économie algérienne.

Ce chapitre traitera d'abord le contexte historique (1963-1990), puis les changements dans le cadre de la libéralisation de l'économie. Nous traiterons à la fois la loi 05-07, son amendement en 2013 et la loi 19-13. Le cadre fiscal et contractuel de 1986 à 2019 sera analysé avant de cerner le développement de SONATRACH, vecteur de la politique pétrolière de l'Etat.

### 1. Le contexte historique (1963-1990)

Pour mieux comprendre les mutations induites par le changement du contexte réglementaire et l'évolution du cadre fiscal et contractuel, l'étude de la situation du secteur des hydrocarbures avant 1990 paraît indispensable. Ce détour historique est fondamental car, c'est cette libéralisation qui a imprimé ses caractéristiques et ses impératifs sur la structure et l'organisation actuelle du secteur des hydrocarbures. Il est donc, à cet effet, nécessaire d'en cerner les traits fondamentaux.

#### 1.1. Le contexte de reprise de la souveraineté nationale sur les ressources

Trois événements importants ont marqué la période de 1963 à 1990 : la création de la SONATRACH, la création de l'OPEP et les nationalisations de 1971. De la loi sur les hydrocarbures de 1971 à la loi « 86-14 de 1986 », le changement du contexte légal a eu pour objectif de répondre aux fluctuations du contexte économique.

##### 1.1.1. La création de la SONATRACH (1963)

La SONATRACH a été créée en 1963. C'est un véritable mandataire de l'Algérie pour tout ce qui touchait aux hydrocarbures<sup>1</sup> et « l'outil de l'indépendance pétrolière ».<sup>2</sup> Etant au départ la « société nationale de transport et de Commercialisation des Hydrocarbures », la société est devenue par le décret numéro 66-296 du 22 septembre 1966, la « Société Nationale

<sup>1</sup> FITTE Albert, « La crise pétrolière franco-algérienne » de 1970-1971.

<sup>2</sup> KABBANJI Jad, « La stratégie pétrolière de la France en Algérie » 1962-1971. p.234

pour la Recherche, la Production, le transport, la transformation et de commercialisation des hydrocarbures ». Cette nouvelle domination s'explique par deux aspects importants. Le premier a trait aux différentes champs de compétence désormais dévolus à la SONATRACH, le second fait référence à l'évolution de la doctrine pétrolière algérienne.

SONATRACH a pour mission de contribuer au développement national par la maximisation de la valeur à long terme des ressources hydrocarbures en Algérie, satisfaire les besoins actuels et futurs de l'Algérie et contribuer au développement national notamment en lui procurant des devises étrangères. De nombreux efforts avaient été entrepris au cours des premières années après l'indépendance, en vue de trouver des partenaires étrangers pour concevoir, mettre en place et lancer des opérations effectives sur le terrain en matière de prospection et de production de pétrole et du gaz naturel.<sup>3</sup>

En 1969, l'entreprise est devenue l'un des plus gros producteurs d'Algérie grâce, en grande partie à la diversification de ses partenaires étrangers. Elle détenait en 1980, un périmètre de recherche de 140 000 km<sup>2</sup>. Ce périmètre est passé à 174 000 (km<sup>2</sup>).<sup>4</sup>

Dans leur article intitulé « *Les hydrocarbures: Atout ou frein pour le développement de l'Algérie?* », AINAS Yanis, OUAREM Nacer et SOUAM Said, indiquent qu'en 1970, à la veille de la nationalisation des hydrocarbures, la part du secteur dans la valeur ajoutée totale est de 16,43 %. Elle augmente fortement pour atteindre 41,41 % en 1974 ». <sup>5</sup> Cela montre que l'économie algérienne est tributaire des hydrocarbures.

Le deuxième fait marquant est l'intégration à l'OPEP. L'Algérie est membre de l'OPEP depuis 1969. Malgré son poids relativement modeste en termes de réserve et de production de pétrole, l'Algérie a joué un rôle important et parfois décisif dans les décisions et orientations de l'OPEP.

### 1.1.2. Les nationalisations de 1971 : « *un principe fondamental irréversible* »

Annoncée le 24 février 1971 à la maison du peuple à Alger, au siège de l'union générale des travailleurs algériens (UGTA)<sup>6</sup>, la nationalisation des hydrocarbures a permis à l'Algérie de reprendre le contrôle de ses ressources naturelles et de récupérer sa manne pétrolière, tout en ouvrant la voie aux grands chantiers de développement socio-économique du pays. C'est en effet à partir de 1971 que l'État a agi à travers l'abolition graduelle du

<sup>3</sup> ABDESSELAM Belaid, « *Le pétrole et le gaz en Algérie, comment les algériens ont gagné la bataille de la récupération du pétrole et du gaz* », Ed. ANEP 2012, P.303.

<sup>4</sup> *Idem*, p. 235.

<sup>5</sup> AINAS Yanis, OUAREM Nacer et SOUAM Said, « *Les hydrocarbures Atout ou frein pour le développement de l'Algérie* », Revue du tiers monde, 2012/2 n°210/p. 70.

<sup>6</sup> MALTI Hocine, « *Porter la révolution dans le secteur des hydrocarbures...* », Dans l'histoire secrète du pétrole algérien, 2012, p.p. 157-173.

régime des concessions et la nationalisation des compagnies étrangères en 1971 et l'acquisition de 51 % des avoirs des sociétés pétrolières françaises présentés en Algérie, tel que CFPA, Petropar, SNPA, Coparex et autres Omnirex, Eurafrep et Frabcarep. Il est à noter qu'il est imposé à ces dernières de s'associer avec SONATRACH afin d'investir dans des activités de recherche et de production.

La décision de nationalisation a été suivie d'une ordonnance signée le 11 avril 1971 promulguant la loi fondamentale sur les hydrocarbures, qui définissait le cadre dans lequel devrait s'exercer, dorénavant, l'activité des sociétés étrangères de recherche et d'exploration des hydrocarbures. La loi n° « 71-21 » met en exergue la propriété exclusive de l'Etat des richesses du sol et du sous-sol, et la SONATRACH détient désormais le monopole sur l'exercice des activités pétrolières à travers l'exclusivité sur les permis de recherche et les concessions d'exploitation.

D'après certains auteurs, il s'agit d'une véritable avancée en matière de fiscalité des hydrocarbures. Les hausses sur les redevances et les impôts interviennent ensuite graduellement en 1974 et 1975 *« pour atteindre 20 % pour la redevance sur les hydrocarbures liquides, 5 % pour les hydrocarbures gazeux et un maximum de 85 % pour le taux de l'impôt direct pétrolier sur les bénéfices de la SONATRACH. De plus, le prix de référence, base de calcul de la redevance et de l'impôt direct pétrolier, est désormais fixé souverainement par l'État »*.<sup>7</sup>

Pendant cette période, l'économie algérienne était régie par le code des investissements institué par l'ordonnance n° « 66-284 » du 15 septembre 1966.<sup>8</sup> Le principe de base de la politique officielle menée et décrite dans le code des investissements de 1966 est *« l'exclusion du capital étranger des secteurs vitaux de l'accumulation et de son contrôle dans les autres secteurs »*.<sup>9</sup> Ce contrôle est effectué par l'obligation de s'associer avec une société nationale. La participation de l'associé étranger ne doit pas dépasser 49%. La véritable finalité de la participation majoritaire détenue par la société nationale dans le capital social de la personne morale ainsi constituée est de lui conférer un pouvoir de contrôle sur l'organe de direction. Le partenaire étranger n'a pratiquement aucune possibilité d'influencer la marche de la société.<sup>10</sup>

<sup>7</sup> AINAS Yanis, OUAREM Nacer et SOUAM Said, *Op.cit.*, p 81.

<sup>8</sup> Voir article JORA, n° 80 du 17 septembre 1966

<sup>9</sup> OUFRIHA et DJEFLAT, *« Industrialisation et transfert de technologie dans les pays en développement: le cas de l'Algérie »*, OPU, 1986, p.96.

<sup>10</sup> TERKI Nouredine, *« Les sociétés étrangères en Algérie »*, Editions OPU, Alger, 1976.

### 1.1.3. Les effets de la politique mise en place

Le premier effet a un caractère politique, le recouvrement de la souveraineté nationale sur le secteur des hydrocarbures et la montée en puissance sur la scène régionale et même internationale de la Société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures. Confrontée au défi technique de prendre le relais aux multinationales qui monopolisaient l'exploitation des richesses nationales, SONATRACH a pu relever cet enjeu en l'espace de quelques années avant d'atteindre à la fin des années 1970 un niveau appréciable d'intégration dans les différents segments liés à l'industrie pétrolière et gazière, allant de l'exploration et production à la commercialisation.

Le deuxième effet est économique. En effet, les revenus tirés des hydrocarbures ont permis des investissements colossaux dans des industries sous tutelle de l'État et centrées sur le marché intérieur. Ainsi sur la période 1966-1986, « *l'industrie a connu un développement remarquable à la suite des chocs pétroliers de 1973 et 1979. Les taux d'investissement étaient parmi les plus élevés au monde (en moyenne 36,7 % du PIB avec un pic à 52,2 % en 1978). La stratégie consistait à extraire la totalité des ressources en hydrocarbures pour financer une industrialisation rapide* ». <sup>11</sup>

Cette accumulation de richesses par l'État fut dans le même temps une opportunité de capture de richesse et de pouvoir. Elle a permis la réalisation d'un projet de modernisation et développement accélérée portant sur l'industrialisation du pays, l'achat d'usines, et à la valorisation des hydrocarbures (1978, *plan Valhyd*)<sup>12</sup> destinés à favoriser les industries liées au pétrole et au gaz.

Mais, l'Algérie des années 1986 reprend avec des atouts modifiés. « *Le contre-choc pétrolier de 1986 et la crise de la dette des années 1980 ont montré les limites d'une telle stratégie ainsi que la fragilité de l'économie et sa dépendance vis-à-vis des hydrocarbures* ». <sup>13</sup>

## 1.2. Une nouvelle loi pour un nouveau contexte

En 1986 l'Algérie subit un contre-choc pétrolier de rare intensité. Les cours du brut chutent littéralement en juillet 1986 pour atteindre 10 dollar le baril (*jusqu'à 7 dollar pendant quelques jours*).

<sup>11</sup>AINAS Yanis, OUAREM Nacer et SOUAM Said, *Op cit*, p.76.

<sup>12</sup> **Plan de valorisation des hydrocarbures**, il prévoyait l'intensification des exportations d'hydrocarbures, en particulier du gaz naturel.

<sup>13</sup>AINAS Yanis, OUAREM Nacer et SOUAM Said. *Op.cit.*, p 70.

Pour l'Algérie dont l'essentiel des recettes d'exportation provient des hydrocarbures, le choc va être particulièrement ressenti<sup>14</sup>. Pour arriver à soutenir les coûts du développement, et dans un contexte d'effondrement des prix du brut, l'Algérie engage des réformes économiques appuyées par un processus d'ouverture politique et l'ouverture du domaine minier en 1986.

### 1.2.1. La loi de 1986 : « une première ouverture du domaine minier »

Dans le contexte de crise financière, l'Etat a pris de nouvelles dispositions afin de relancer les investissements. Ce nouveau dispositif comporte une fiscalité pétrolière spécifique aux activités de l'exploration et de la production, en disposant une redevance pétrolière, l'impôt sur le résultat et l'impôt sur la rémunération. En outre, les activités de Transport par Canalisations des Hydrocarbures et de la Liquéfaction et la Transformation (*Aval*) sont soumises au régime de droit commun. Certaines dispositions relatives à la fiscalité pétrolière sont contenues dans les dispositions fiscales de diverses lois de finances, aussi le monopole est exercé par SONATRACH (*art 3*), où les titres miniers sont attribués exclusivement à SONATRACH (*art 9*), avec la possibilité d'intervention des sociétés étrangères dans les activités Exploration-Production.<sup>15</sup>

### 1.2.2. Les contrats de partage de découvertes

La loi « 86-14 » a introduit un élément nouveau dans les contrats : le partage des découvertes pour les hydrocarbures liquides. Ce type de contrats avait été utilisé dans les années 60 et 70, « d'abord en Bolivie puis en Asie. Il s'agit d'un moyen simple pour les pays ne disposant pas des finances et de l'expertise technologique, pour tirer profit de leurs richesses naturelles ».<sup>16</sup> Le contrat de partage de production est construit de sorte que « l'État hôte possède les installations de production et les hydrocarbures, alors que le groupe contracteur assure les dépenses d'exploration et de développement (*CAPEX : capital expenditures*) ainsi que celles de production (*OPEX : operating expenditures*) et récupère ces coûts en nature sur la production de pétrole (*cost-oil*) qu'il peut commercialiser lui-même. Le contracteur est par ailleurs rémunéré en pétrole sur ce qui est appelé le profit-oil suivant un partage avec l'autorité de tutelle fixé par le contrat. ».<sup>17</sup>

<sup>14</sup> DAHMANI Ahmed ; « L'expérience Algérienne des réformes : problématique d'une transition à l'économie de marché » p.127.

<sup>15</sup> Voir Articles 3, 4, 9, 17, 18 et 19, de la loi 86-14 relative aux hydrocarbures.

<sup>16</sup> AINAS Yanis, OUAREM Nacer et SOUAM Said *Op.cit.*, p 70.

<sup>17</sup> BITEAU Jean-Jacques et BAUDIN François, *Op.cit.*, p. 259.

### 1.2.3. Les effets de l'ouverture du domaine minier

Bien que modeste, l'ouverture du domaine minier a eu des effets positifs sur l'activité de la prospection et de recherche des hydrocarbures. Entre 1987 et 1990, 11 contrats de recherche et deux de prospection sont signés avec les compagnies étrangères. Cependant, du point de vue des partenaires étrangers, l'investissement est considéré peu attractif, la fiscalité est jugée contraignante et les associés sont toujours exclus des découvertes d'hydrocarbures gazeux et ne peuvent s'associer aux gisements déjà découverts.

## 2. Le changement d'envergure dans un contexte de libéralisation de l'économie

L'économie, algérienne dans sa globalité se réduit essentiellement à une économie de rente financée par les ressources naturelles. De ce fait, « *elle n'est pas soutenue par une économie d'innovation puisque celle-ci est, dès le départ, écartée par la conception et les pratiques du développement admises* »<sup>18</sup> Aussi, et en dépit des réformes d'envergure (*la restructuration organique et financière de 1982*) et une privatisation formelle au travers de la loi « 88-01 » de 1988<sup>19</sup>, les effets de la spécialisation internationale excessive dans les hydrocarbures, quand leur cours a connu une baisse drastique en 1986<sup>20</sup>, ont montré les limites du modèle économique.

L'Algérie dans l'incapacité « *d'assumer seule son propre modèle de développement* »<sup>21</sup>, entame de manière significative des réformes de son système économique. Ces réformes s'inscrivent à la fois dans un contexte national défavorable caractérisé par une crise économique, sociale et politique et par des transformations systémiques à l'œuvre dans l'économie internationale dans laquelle se sont affirmées au tournant des années 1980, les thèses libérales.<sup>22</sup>

La doctrine libérale a acquis une forte légitimité et une politique générale en faveur de l'ouverture du secteur minier a été lancée qui a induit une avancée en matière de fiscalité des hydrocarbures.

---

<sup>18</sup> ZAOUAL Hacene, « *Développement économique et innovation située* », In Laperche Blandine (dir.), *L'innovation pour le développement, enjeux globaux et opportunités locales*, Editions Kharthala, Paris, 2008, pp. 145-169.

<sup>19</sup> Voir Loi 88-01 de 1988 dite d'orientation sur l'Entreprise Publique Économique : la modernisation de la gestion publique institutionnalisant la notion de résultats.

<sup>20</sup> Le retournement du marché pétrolier a vu les revenus pétroliers chuter de 40% (Abbas, 2012).

<sup>21</sup> HOLZ Jean-Marc et HOUSSAL Jean-Pierre, « *L'industrie dans la nouvelle économie mondiale* », 2002, p. 417

<sup>22</sup> KIAMBU Jacques, « *Déréglementation de services publics et croissance économique: le cas des télécommunications en république démocratique du Congo* », In Laperche Blandine (dir.), *L'innovation pour le développement, enjeux globaux et opportunités locales*, Edition Kharthala, Paris, pp. 66-92, 2008.

## 2.1. L'avancée en matière de fiscalité des hydrocarbures

### 2.1.1. 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'État 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 à l'exportation et partage des revenus entre la SONATRACH et les partenaires étrangers ».*<sup>23</sup>

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'État. 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 n'ont réalisé 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<sup>2</sup>, 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.<sup>24</sup>

<sup>23</sup>AINAS Yanis, OUAREM Nacer et SOUAM Said *Op.cit.*, p 70.

<sup>24</sup> MEKIDECHE Mustapha, « *Le secteur des hydrocarbures en Algérie Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable ?* » Dans *Confluences Méditerranée* 2009 /4 (N°71), p 153 .

Cette situation a amené les pouvoirs publics à une mise à jour institutionnelle 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 et en vue de l'adhésion de l'Algérie à l'OMC.

### 2.1.2. La loi 05-07 du 28 avril 2005

A partir de 1990, la politique officielle vis-à-vis de l'investissement étranger est une politique de « *laisser-faire* ». La libéralisation de l'économie et l'ouverture à la concurrence s'inscrivent dans un contexte de réduction du rôle de l'Etat au profit du 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* ». <sup>25</sup>

### 2.1.3. 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 (*A.R.H*), 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>26</sup>

<sup>25</sup> AINAS Yanis, OUAREM Nacer et SOUAM Said *Op.cit.*, p 70.

<sup>26</sup> BENDJILALI Zine El Abidine, « *Les caractéristiques de la fiscalité pétrolière en droit algérien* », thèse de Magister, 2014.

## 2.2. 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 de mise en œuvre de la loi 05-07 puis de l'amender par la 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 explorés et dont les risques techniques sont élevés, et mettre en évidence de nouvelles réserves d'hydrocarbures non conventionnelles.

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>27</sup>

## 2.3. La réforme du régime juridique des hydrocarbures au plan fiscal et contractuel : 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 exigées 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>27</sup><https://sonatrach.com/> consulté le 18/12/2020 à 18h45.

- Renforcement du rôle de l'entreprise nationale en tant qu'acteur économique national 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 par canalisation.<sup>28</sup>

### **2.3.1. 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>29</sup>

### **2.3.2. 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.

<sup>28</sup> <https://www.energy.gov.dz/> « *Projet régissant les activités d'hydrocarbures* » consulté le 18/12/2020 à 21h45.

<sup>29</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 n°79 le 22/12/2019, p19.

De plus, ALNAFT ne fera plus partie aux contrats de recherche et/ou d'exploitation d'hydrocarbures. En effet, ALNAFT attribuera le droit à SONATRACH et à ses partenaires étrangers de réaliser les opérations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans le cadre de contrats pétroliers conclus entre ces derniers. Toutefois, conformément à l'article 46 de la nouvelle loi sur les 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<sup>30</sup>, 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.

### **2.3.3. 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 loi :

- **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 terme 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

---

<sup>30</sup>**Le contrat pétrolier :** de manière très simpliste, c'est le dispositif par lequel le gouvernement d'un pays accorde des droits juridiques à une compagnie pétrolière pour mener des activités de recherche et d'exploitation.

recherche si elle le souhaite. Dans le cas d'une découverte commercialement exploitable, un mécanisme de partage de la production d'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 d'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.

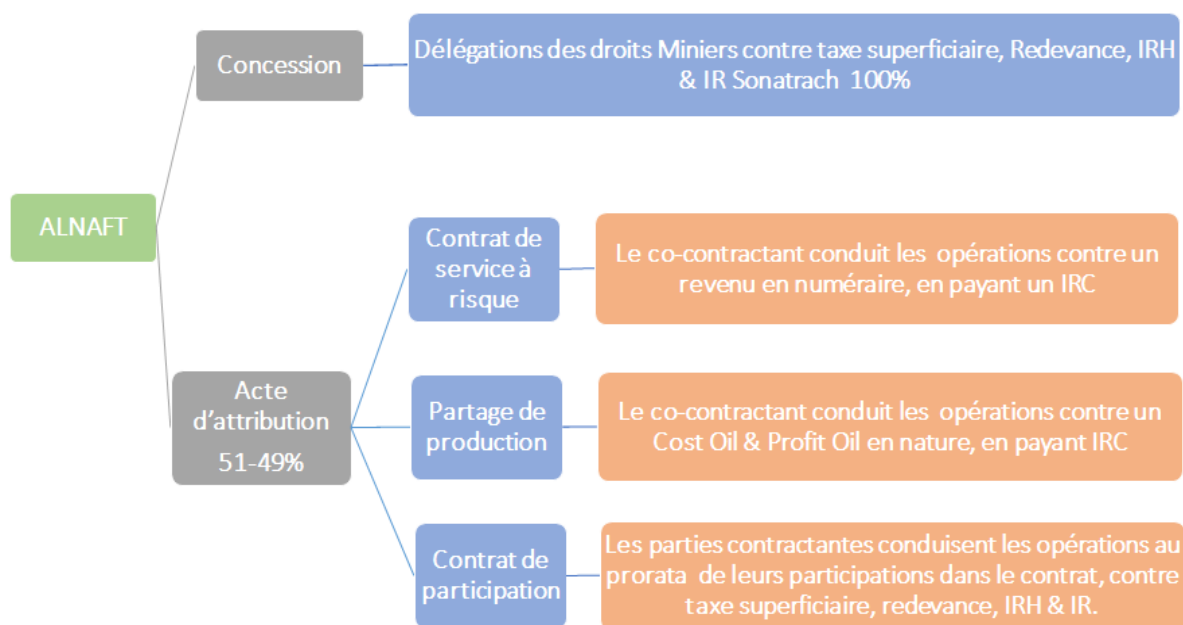
Dans le Contrat de Partage de Production, l'opérateur étranger prend les risques à la fois de profits et de pertes, en finançant entièrement les opérations en amont, l'entreprise nationale peut si elle le souhaite participer à ce processus de financement. En choisissant cette forme contractuelle, les 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>31</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.

---

<sup>31</sup> La compagnie est d'abord remboursée en pétrole de ses dépenses d'exploration et de production on appelle cela le (*cost-oil*). Puis le reste de la production est partagée (*on appelle le profit-oil*).

Figure N°07 : Types de contrats pétroliers



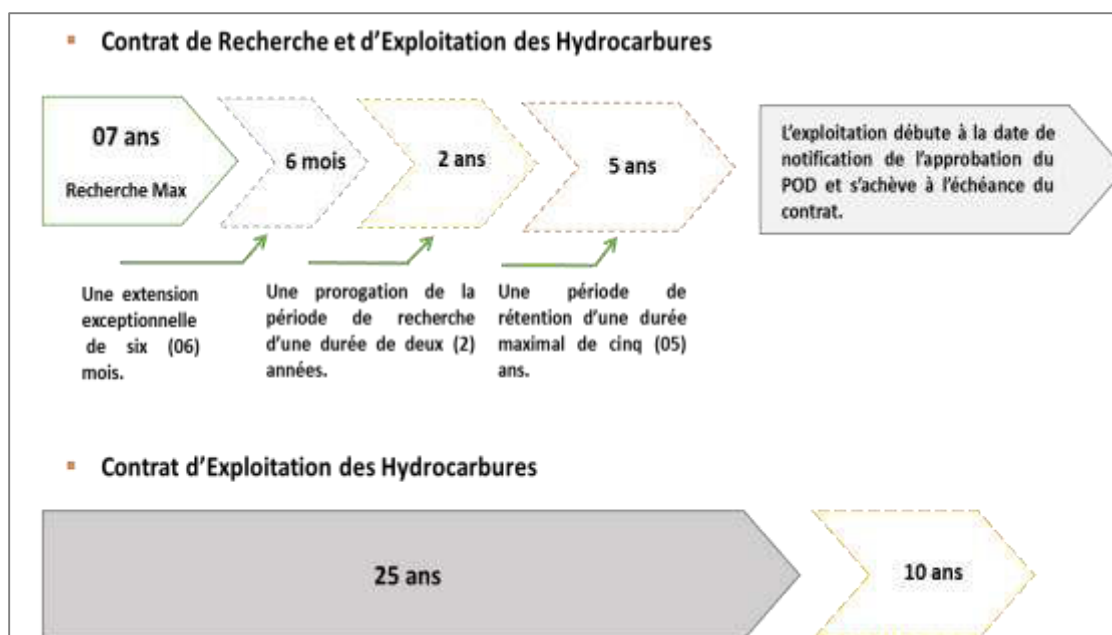
Source : documents de la SONATRACH

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>32</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.

<sup>32</sup> Voir Article 75 de la nouvelle loi « 19-13 » p17.

Figure N° 08 : Durée des contrats d'hydrocarbures



Source : Documents internes de la SONATRACH

#### 2.3.4. Les principales dispositions fiscales

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

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

- **Répartition des impôts et taxes par type de contrats :** Ainsi les Contrats de Partage de Production et de Services à Risques sont soumis au même régime fiscal. Il contient les éléments suivants : Taxe superficielle ; la redevance sur les hydrocarbures ; l'Impôt sur le Revenu des Hydrocarbures pour la SONATRACH; Impôt sur le Résultat pour SONATRACH et l'impôt sur la Rémunération du Co-contractant Etranger. Pour ce qui est du Contrat de Participation, ce dernier répond à un régime fiscal différent en comparaison avec deux autres formes contractuelles. Il contient les éléments suivant : la taxe superficielle ; la redevance hydrocarbures ; l'impôt sur le Revenu des Hydrocarbures et l'impôt sur le Résultat pour chacune des parties.

- **Mesures et dispositions transitoires** : Les contrats conclus en vertu des lois antérieures, en particulier les lois n° « 86-14 » et n° « 05-07 », restent en vigueur conformément à leurs dispositions, mais ne peuvent être prorogés ou renouvelés.<sup>33</sup> Cependant, les dispositions de la nouvelle loi sur les hydrocarbures concernant l'abandon et la remise en état des sites sont applicables immédiatement aux contrats de recherches/d'exploitations, aux contrats parallèles ou à tout autre type de contrats signés sous l'égide de la loi 05-07. L'entreprise faisant partie d'un contrat d'hydrocarbures régi par la loi 05-07 peut demander à bénéficier d'un nouveau contrat en vertu de la nouvelle loi à condition qu'aucune production n'ait été effectuée avant le 24 février 2013. Cette demande doit être soumise par cette entreprise à l'examen de l'ALNAFT dans un délai n'excédant pas une année à compter de la date de publication de la nouvelle loi sur les hydrocarbures.

### 3. L'évolution du régime fiscal pétrolier

Nous allons exposer dans cette partie du mémoire les changements apportés aux composantes du régime fiscal de l'amont pétrolier. En effet, l'activité pétrolière en Algérie est actuellement régie par trois textes législatifs. Ce sont :

- La loi « 86/14 » du 19 août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures, modifiée et complétée par la loi n° « 91-21 » du 04 novembre 1991 ;
- La loi « 05/07 » du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée par l'ordonnance 6-10 du 29 juillet 2006 et amendée par la loi 24 février 2013 ;
- La loi « 19-13 » du 22 décembre 2019.

#### 3.1. La loi « 86-14 »

Cette loi comporte une fiscalité pétrolière spécifique aux activités d'exploration et de la production. Il s'agit de la redevance pétrolière, l'impôt sur le résultat et l'impôt sur la rémunération. Le monopole est exercé par SONATRACH (*art 3*), où les titres miniers sont attribués exclusivement à SONATRACH (*art 9*), avec la possibilité d'intervention des sociétés étrangères dans les activités Exploration /Production.<sup>34</sup>

##### 3.1.1. La redevance pétrolière

La redevance pétrolière s'applique à l'activité de l'amont, aux associations (*contrat de partage de production et contrat de services*). Elle est calculée sur les quantités d'hydrocarbures extraites des gisements « *sortie du centre principal de collecte* » (*CPC*), valorisées selon des prix de base. Le taux de la Redevance dans le cadre de la loi n° 86/14 du

<sup>33</sup>Voir Article 230 de la nouvelle loi « 19-13 » relative aux hydrocarbures.p34.

<sup>34</sup> Voir Articles 3, 4, 9, 17, 18 et 19, de la loi « 86-14 » relative aux hydrocarbures

19 août 1986 prévoit principalement trois taux en fonction des zones :

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

Avec la possibilité d'application, sous certaines conditions, d'un taux qui ne saurait être inférieur à 10 %. Pour la période de déclaration et de paiement, la redevance est payable mensuellement au trésor public, avant le 10<sup>ème</sup> jour du mois suivant celui de la production, en nature ou en espèce. Tout retard dans le paiement de la redevance entraîne une majoration d'un pour mille (1 ‰) par jour de retard. Notons que la redevance ne concerne que l'activité de Prospection, de Recherche et d'Exploitation des hydrocarbures.<sup>35</sup>

### **3.1.2. L'impôt sur Le résultat**

L'impôt sur le résultat frappe les bénéfices réalisés dans le cadre des activités de Prospection, de Recherche et d'Exploitation des hydrocarbures, dont la loi « 86-14 » prévoit l'application de différents taux en fonction des zones :

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

Avec la possibilité d'application, sous certaines conditions, d'un taux qui ne saurait être inférieur à 42 %. (Art 36). Cet impôt est payable par acomptes avant le 25 de chaque mois qui suit celui au titre duquel ces derniers sont dus. Le paiement s'effectue auprès de la recette des impôts d'Alger centre (de la DGE). Tout retard dans le paiement de l'impôt direct pétrolier entraîne une majoration d'un pour mille (1 ‰) par jour de retard.<sup>36</sup>

### **3.1.3. L'impôt sur la rémunération (sur la part de l'associé)**

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

Le paiement de l'impôt sur la rémunération se fait, par acompte mensuel, égal à 1/12 de l'impôt dû au titre de l'exercice précédent et ce avant le 25 de chaque mois par SONATRACH au nom et pour le compte de l'associé étranger sur la base des éléments que lui fournit ce dernier. À la clôture de l'exercice, il est procédé à la liquidation de l'impôt sur la

<sup>35</sup>Voir Articles 35 et 42, la loi « 86-14 ».

<sup>36</sup> Voir Articles 36 et 52, la loi sur les hydrocarbures « 86-14 ».

rémunération en déduisant de l'impôt annuel les acomptes versés. Tout retard dans le paiement entraîne une majoration d'un pour mille (1 ‰) par jour.

### 3.2. La loi 05/07 du 28 avril 2005

Des mesures transitoires sont prévues pour tenir compte de la situation préexistante (*les contrats pétroliers régis par la loi 86/14*).

#### 3.2.1. La redevance pétrolière

La redevance s'applique aux produits ci-après : condensât, pétrole brut, GPL, GN. Sont soumises à une redevance, les quantités liquides et gazeuses extraites et décomptées au « *point de mesure* »<sup>37</sup>, après les opérations de traitement au champ. Sont exclues pour le calcul de la redevance les quantités d'hydrocarbures consommées pour les besoins directs de la production, perdues avant le point de mesure, réintroduites dans le gisement qui fait l'objet du même périmètre d'exploitation.<sup>38</sup>

Le taux pour le calcul de la redevance est déterminé en fonction :

- De la zone d'exploitation. Il est prévu quatre zones A, B, C, D, qui seront déterminées par voie réglementaire ;
- Des quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation exprimées en bep/jour et calculées sur une moyenne mensuelle ;<sup>39</sup>
- Taux de la redevance pour une quantité d'hydrocarbures extraits n'excédant pas 100 000 bep/jour.

Ce taux est contractuel et ne peut en aucun cas être inférieur au taux prévu par l'article 85 de la loi. Le tableau n° 2 donne la variation du taux de redevance en fonction de tranches de la production journalière.

---

<sup>37</sup>**Point de mesure** : localisation prévue dans le plan de développement approuvé où s'effectue la détermination des quantités et des qualités d'hydrocarbures extraites, dans le périmètre d'exploitation ou à l'extérieur de celui-ci si tout ou partie de la production est traitée dans des installations situées à l'extérieur dudit périmètre d'exploitation.

<sup>38</sup>Articles 25 et 26, la loi 05-07 relative aux hydrocarbures

<sup>39</sup>**Périmètre d'exploitation** : Partie ou ensemble des parties du périmètre, délimitant un ou plusieurs gisement(s) commercialement exploitable(s) objet du plan de développement approuvé par ALNAFT, éventuellement révisé, notamment pour intégrer tout nouveau gisement commercialement exploitable.

Tableau N°02 : La variation du taux de la redevance en fonction de tranches de la production journalière

| Zone                      | A     | B     | C   | D      |
|---------------------------|-------|-------|-----|--------|
| 0 à 20 000 bep/jour       | 5.5%  | 8%    | 11% | 12 ,5% |
| 20 001 à 50 000 bep/jour  | 10.5% | 13%   | 16% | 20%    |
| 50 001 à 100 000 bep/jour | 15.5% | 18%   | 20% | 23%    |
| 100 001 et plus bep/jour  | 12%   | 14,5% | 17% | 20%    |

Source : documents de la SONATRACH

La redevance est calculée de la manière suivante :

$$\begin{aligned}
 \text{Redevance} = & [( \text{Quantités en bep} * \text{prix de base} ) \\
 & - ( \text{tarif de transport} ) ] * \text{taux}
 \end{aligned}$$

La redevance est payée mensuellement à ALNAFT par l'opérateur (*article 83, alinéa 2*) avant le 10 du mois qui suit celui de la production. Tout retard dans le paiement de la redevance entraîne une majoration d'un pour mille (1 ‰) par jour de retard. La redevance est déductible pour le besoin du calcul de la TRP et de l'ICR.<sup>40</sup>

### 3.2.2. La taxe superficielle

C'est une taxe annuelle, versée au trésor public. Elle s'applique à tous les périmètres contractuels. Cette taxe est déterminée selon un tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel exprimée en kilomètres carrés. Les tarifs applicables, varient en fonction des différentes phases et des zones où se situe le périmètre contractuel.<sup>41</sup>

Tableau N°03 : le tarif applicable à la superficie du périmètre « loi 05-07 », unité millions de dollars US

| Années | Période de Recherche |              |              | Périmètre d'exploitation | Période de rétention + Période exceptionnelle Définie article33 |
|--------|----------------------|--------------|--------------|--------------------------|---|
|        | 1 à 3année (inclus)  | 4 et 5 Année | 6 et 7 année |                          |   |
| Zone A | 4 000                | 6 000        | 8 000        | 16 000                   | 400 000   |
| Zone B | 4 800                | 8 000        | 12 000       | 24 000                   | 560 000   |
| Zone C | 6 000                | 10 000       | 14 000       | 28 000                   | 720 000   |
| Zone D | 8 000                | 12 000       | 16 000       | 32 000                   | 800 000   |

Source : documents de la SONATRACH

<sup>40</sup> Voir Article 33, la loi « 05-07 » relative aux hydrocarbures.

<sup>41</sup> Idem

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

- **La période de rétention :** Lorsque SONATRACH ne peut présenter la déclaration de commercialité suite à une découverte, durant la période de recherche en raison de limitation ou d'absence avérées d'infrastructures de transport par canalisation ou de l'absence vérifiable de marché pour la production de gaz, il peut notifier par écrit à ALNAFT avant la fin de la période de recherche, sa décision de garder une surface couvrant le ou lesdits gisements pour une période de rétention de trois (03) ans, pour les gisements de pétrole et de gaz humide et de cinq (05) ans, pour les gisements de gaz sec.<sup>42</sup> Le périmètre et à l'exclusion des périmètres d'exploitation ou ayant fait l'objet de rétention, sera réduit de 30% à la fin de la première phase de la période de recherche, et 30% à la fin de deuxième phase de la période de recherche.<sup>43</sup>
- **Période exceptionnelle d'extension :** Afin de permettre au contractant d'achever le forage et/ou l'évaluation d'un puits de recherche initié dans les trois (03) mois précédant la date correspondant à la fin de la période de recherche, une période dite « *Exceptionnelle d'extension* » peut lui être accordée. Cette période ne peut excéder les six (06) mois.<sup>44</sup>
- La taxe superficielle est calculée de la manière suivante :

**Superficie (km<sup>2</sup>) x tarif indexé et actualisé**

En ce qui concerne l'indexation<sup>45</sup> du tarif, il faudra noter qu'au premier janvier de chaque année, ALNAFT transmet à chaque structure chargée du paiement de cette taxe le tarif indexé à prendre en considération pour la détermination de la taxe.

- **L'actualisation du Tarif :** La taxe est actualisée annuellement selon la formule suivante :

**Superficie (km<sup>2</sup>) \* tarif de base \*  $\frac{T_{cm}}{T_o}$**

- **T<sub>cm</sub> :** taux de change moyen du mois calendaire précédent chaque paiement.
- **T<sub>o</sub> :** parité fixe : 1 USD = 80 DA

<sup>42</sup>Voir Article 42 de la loi « 05-07 ».

<sup>43</sup> Voir Article 38 de la loi « 05-07 » relative aux hydrocarbures

<sup>44</sup> Voir Art 37, 38 et 84, la loi « 05-07 » relative aux hydrocarbures

<sup>45</sup> **Indexation :** la formule qui tient compte de l'inflation, en vue de maintenir la valeur d'origine. Les indices de base seront les indices en vigueur au début de l'année de publication de la présente loi.

Le paiement s'effectue dans les 30 jours qui suivent la date d'entrée en vigueur (*date d'exigibilité*) du contrat auprès du Receveur des Grandes Entreprises. La taxe superficielle n'est pas déductible de la TRP et de l'ICR.<sup>46</sup>

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

La taxe sur le revenu pétrolier est calculée sur la base d'un taux appliqué au revenu pétrolier. Elle est payable par l'opérateur, en 12 règlements provisoires valant acomptes au titre de l'exercice au Trésor public. La liquidation de la TRP s'effectue dans le délai fixé pour la remise de la déclaration annuelle du résultat. Enfin, elle est déductible pour le calcul de l'ICR. Tout retard dans le paiement de la TRP entraîne une majoration d'un pour mille (1 ‰) par jour de retard.<sup>47</sup>

#### ▪ Revenu pétrolier

$$\text{RP} = \text{valeur de la production annuelle} - \text{déductions autorisées}$$

#### ▪ Valeur de la production annuelle :

$$\begin{aligned} & [(\text{Quantités soumises à la redevance}) * (\text{prix de base}) ] \\ & - \text{tarif de transport} \end{aligned}$$

#### ▪ Déductions autorisées :

- la redevance ;
- les tranches annuelles d'investissement de développement majorées au taux de l'Up lift ;
- les tranches annuelles d'investissement d'exploration majorées au taux de l'Up lift ;
- les provisions pour abandon et/ou restauration ;
- les frais de formation des RH nationales ;
- le coût d'achat de gaz pour récupération assistée.

#### ▪ Taux d'imposition

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

<sup>46</sup> Voir Article 83, la loi « 05-07 »

<sup>47</sup> Voir Article 92, la loi « 05-07 » relative aux hydrocarbures

Tableau N°04 : Le pourcentage de TRP applicable selon les seuils

|   |                 |     |
|---|-----------------|-----|
| PV exprimée en 10 <sup>9</sup> DA<br>« telle que définie à l'article 83 de la loi 05-07 » | Premier seuil   | 70  |
|   | Deuxième seuil  | 385 |
| Taxe de la TRP  | Premier Niveau  | 30% |
|   | Deuxième Niveau | 70% |

Source : documents de la SONATRACH

Tableau N°05 : Taux d'Uplift selon les zones

| Zones      | Taux d'Uplift | Tranches annuelles d'investissements                                       |
|------------|---------------|--|
| A, B       | 15%           | de recherche et de développement, 20% correspondant à une durée de 5 ans   |
| C, D       | 20%           | de recherche et de développement, 12,5% correspondant à une durée de 8 ans |
| A, B, C, D | 20%           | de récupération assistée, 20% correspondant à une durée de 5 ans           |

Source : documents de la SONATRACH

Pour le cas particulier du gaz vendu sous forme liquéfiée ou du GPL vendu sous forme de butane et de propane, les tranches annuelles d'investissement bénéficient d'un "up lift" de 20%, pour une tranche annuelle d'investissement de 10%, correspondant à une durée de 10 ans. Les modalités de calcul des montants des règlements mensuels provisoires sont définies par voie réglementaire.

#### 3.2.4. Impôt Complémentaire Sur Le Résultat « ICR »

L'impôt complémentaire sur le résultat s'applique au résultat fiscal réalisé dans le cadre des activités régies par la loi « 05-07 » relatives aux hydrocarbures. Le résultat imposable est déterminé conformément aux règles de droit commun applicables à l'IBS sous réserve des dispositions de la loi « 05-07 » complétée et modifiée relative aux hydrocarbures.

La loi relative aux hydrocarbures prévoit certaines règles spécifiques. La Réintégration des taxes non déductibles prévues par la loi relative aux hydrocarbures, et la déduction de la redevance, la TRP et la rémunération des partenaires étrangers intervenant dans le cadre des contrats d'association demeurant en vigueur ainsi que l'impôt relatif à cette rémunération.

Il a une possibilité de l'application du taux réduit de l'IBS (ICR) pour les personnes qui investissent dans les activités objet de la loi relative à l'électricité et la distribution du gaz.

Le taux applicable à l'ICR est de 30%. Tout retard dans le paiement de l'ICR entraîne une majoration d'un pour mille (1 ‰) par jour de retard.

### 3.3. La loi 13/01

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

- Niveau de production ;
- périmètres d'exploitation situés des zones caractérisées ;
- type de gisement : conventionnel ou non conventionnel ;
- fixation du taux de la Redevance à 5% pour les productions issues de gisements d'hydrocarbures non conventionnel ;<sup>48</sup>
- la détermination du taux de la TRP, qui était calculé sur la base du cumul de la valeur de la production passible de la redevance, et qui serait calculé dans la loi amendée sur une base de rentabilité ;
- détermination du taux de l'ICR sur la base des critères suivants : Niveau de production, situation géographique des gisements, nature de la géologie et le type de gisement.

#### 3.3.1. 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 août 2014.<sup>49</sup>

La formule se présente comme suit :<sup>50</sup>

$$\text{Redevance} = (\text{Qtés en tep} \times \text{prix de base}) - \text{tarif de transport} \times \text{taux}$$

**Tableau N°06 : Variation du taux de la redevance en fonction de tranches de la production journalière en 2013**

|             | A     | B      | C     | D     | NC+ CAS 3 |
|-------------|-------|--------|-------|-------|-----------|
| ≤ 20 000    | 5.5%  | 8.0%   | 11.0% | 12.5% | 5.0%      |
| ≤ 50 000    | 10.5% | 13.0%  | 16.0% | 20.0% |           |
| ≤ 100 000   | 15.5% | 18.0%  | 20.0% | 23.0% |           |
| > à 100 000 | 12.0% | 14.50% | 17.0% | 20.0% |           |

Source : documents de la SONATRACH

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

<sup>48</sup> **Hydrocarbures non conventionnels** désignent des carburants fossiles qui sont difficiles à exploiter par les méthodes d'extraction conventionnelles, c'est-à-dire souvent par l'exécution d'un simple forage. Leur extraction nécessite l'usage de techniques complémentaires comme la fracturation hydraulique. Des techniques généralement plus coûteuses que le simple forage.

<sup>49</sup> Voir Article 85 loi 13-01 relative aux hydrocarbures

<sup>50</sup> Voir Article 90 loi 13-01 relative aux hydrocarbures

Pour les quantités d'hydrocarbures supérieures à 10 000 bep par jours déterminées sur une moyenne mensuelle, le taux de redevance, qui est fixé dans chaque contrat, applicable à l'ensemble de la production, et pour les quantités d'hydrocarbures non conventionnelles issues d'un périmètre d'exploitation de type cas 3<sup>51</sup>, le taux de redevance applicable à l'ensemble de la production est de 5% pour les hydrocarbures non conventionnels.

### 3.3.2. Taxe superficielle

La taxe superficielle est calculée comme suit <sup>52</sup>:(Km2) applicable à la superficie du périmètre. Le montant unitaire est fonction de la zone fiscale (A, B, C, D) où le périmètre est établi :

**Tableau N°07 : Le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel en 2013**

|   |                |        | A               | B       | C       | D       |
|---|----------------|--------|-----------------|---------|---------|---------|
|   |                | Durée  | Taxe (DA / Km2) |         |         |         |
| Période de recherche  | Phase initiale | 3 ans  | 4000            | 4800    | 6000    | 8000    |
|   | 2eme phase     | 2 ans  | 6000            | 8000    | 10 000  | 12000   |
|   | 3eme phase     | 2 ans  | 8000            | 12 000  | 14 000  | 16 000  |
| Période de rétention (Art 42) + Période exceptionnelle (Art 37) |                | 0 ans  | 400 000         | 560 000 | 720 000 | 800 000 |
| Période d'exploitation  |                | 25 ans | 16 000          | 24 000  | 28 000  | 32 000  |

Source : documents de la SONATRACH

- **Rétention** : Conservation de la superficie délimitant le(s) gisement(s) découvert(s) au maximum 3 ans pour le pétrole ou le gaz humide et 05 ans pour le gaz sec en raison d'absence d'infrastructures de transport par canalisation ou de marché pour le gaz ;<sup>53</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>54</sup>
- **Prorogation** : Prorogation maximale de 2ans, afin d'achever les travaux de délimitation d'une découverte réalisée avant l'expiration de la période de recherche (*Déduction faite de la période exceptionnelle accordée*).<sup>55</sup>

Les montants unitaires sont indexés au contractant par ALNAF, l'indexation est effectuée sur la base Consumer Price Index (CPI).<sup>56</sup>

<sup>51</sup> Voir Article 87 loi 13-01 relative aux hydrocarbures

<sup>52</sup> Voir Article 84 loi 13-01 relative aux hydrocarbures

<sup>53</sup> Voir Article 42 loi 13-01 relative aux hydrocarbures

<sup>54</sup> Voir Article 37 loi 13-01 relative aux hydrocarbures

<sup>55</sup> *Idem*

<sup>56</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.

Les montants unitaires indexés sont actualisés, par le contractant, au 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.

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

La formule se présente comme suit :<sup>57</sup>

|   |
|---|
| <b>TRP = (valeur de la production – déductions autorisées) x taux</b> |
|---|

**Les déductions sont :** les redevances, Uplift des investissements annuels, le coût d'abandon et restauration du site, frais de formation, cout d'achat du gaz. Le pourcentage « *d'Uplift* »<sup>58</sup> couvre les coûts opératoires, 20% sur 5 ans et 12.5% sur 8 ans.

**Tableau N°08 : Pourcentages de déduction annuelle et taux d'Uplift en 2013.**

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

Source : documents 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° 09 : Taux de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP)**

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

Source : documents de la SONATRACH

<sup>57</sup> Voir Article 86, 87 Loi « 13-01 ».

<sup>58</sup> **L'Uplift** : c'est le pourcentage par lequel les tranches annuelles d'investissement sont augmentées pour les besoins du calcul de la taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P)

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>59</sup>
- cas2 : si la production est supérieur 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.

L'article 86 - 87 /13 - 01décret exécutif n° 14 /138 du 20/04/2014 fixant la liste et la nature des coûts 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 investissements de recherche et développement à prendre en considération pour la détermination des tranches annuelles déductibles pour le calcul de la base TRP et des paramètres ( 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 calcul des montants des règlements mensuels provisoires valant acomptes sur la TRP.<sup>60</sup>

$$R_1 = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1} pb_i@10\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1} I_i@10\%} \quad ; \quad R_2 = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1} pb_i@20\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1} I_i@20\%}$$

**Pbi = PV - coûts d'exploitation - RDV - TRP - ICR**

- **Le coût 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 coûts 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.

**Coût d'investissement (Ii) = Investissement Exploitation + Investissement Développement + Taxe superficiare.**

La T.R.P est payée par l'opérateur au nom du contractant, en 12 règlements provisoires valant acomptes, avant le 25 du mois qui suit celui au titre duquel la 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 résultats (30 avril).Le paiement de la TRP doit être effectué par 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.

<sup>59</sup> **Baril équivalent pétrole (b.e.p) :** Volume d'hydrocarbures liquides ou gazeux ayant une teneur énergétique de 5,90 Giga Joules égale à celle d'un baril de pétrole brut.

<sup>60</sup> Voir Article 87 loi « 13-01 » relative aux hydrocarbures

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).

### 3.3.4. 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.

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

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

- **Les charges** : OPEX, les coûts d'abandon et restauration du site, frais de formation, coûts d'achat du gaz, frais financiers, amortissements, charges fiscales, coûts divers.

**Tableau N°10: Taux d'impôt complémentaire sur le résultat « ICR » loi « 13-01 »**

| Type de gisement | Loi « 13-01 » |     |        |
|------------------|---------------|-----|--------|
| Conventionnel    | Cas1 et cas3  | 19% | R1 < 1 |
|                  |               | 80% |        |
|                  | Cas2          | 30% | R2 ≥ 1 |

Source : documents de la SONATRACH

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

### 3.4. La nouvelle loi « 19 – 13 »

La loi « 19-13 » introduit plusieurs mesures visant à encourager l'investissement dans le secteur des hydrocarbures en Algérie. Dans cette nouvelle loi sur les hydrocarbures, une allocation particulière des obligations fiscales se fait par type de contrat. Dans ce contexte, nous illustrerons les principales dispositions fiscales introduites par la nouvelle loi « 19 - 13 » sur les hydrocarbures en fonction de chaque type de contrat.

#### 3.4.1. La redevance

La redevance introduite dans la nouvelle loi dans les articles 167 à 176 s'applique aux quantités d'hydrocarbures extraites et elle est payable au trésor public sur une base mensuelle. La base imposable de la redevance est fixée en fonction de la valeur des quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation calculée au point de mesure, à l'exclusion des quantités consommées pour les besoins de production , des quantités perdues et des quantités réinjectées dans le puits d'hydrocarbures.

Cette nouvelle loi octroie également plusieurs déductions liées aux coûts de transfert des pipelines, à la liquéfaction du gaz naturel et aux coûts de séparation des gaz de pétrole liquéfiés.

La redevance est due dans le cadre d'une concession amont par la SONATRACH, d'un contrat de partage de production, d'un contrat de services à risques et par les parties contractantes en cas de contrat de participation. Le taux applicable à la valeur des quantités extraites définies ci-dessus est de 10%. La redevance sur les hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et de l'impôt sur le revenu.

En ce qui concerne la redevance sur les hydrocarbures, la nouvelle loi fixe le taux à 10% qui sera systématiquement appliqué quelle que soit la taille du gisement d'hydrocarbures en question.

Notons à ce niveau que la redevance sur les hydrocarbures a été fixée par la loi n° « 05-07 » à un taux compris entre 5% et 20% en fonction de l'importance de la production et de la complexité géologique de la zone où sont situés les gisements exploités.

En ce qui concerne la redevance forfaitaire sur la production anticipée, celle-ci est basée sur la valeur de production telle que prévue pour celle du calcul des redevances sur les hydrocarbures (*toute quantité d'hydrocarbure extraite du périmètre d'exploitation*) avec un taux d'imposition de 50%<sup>61</sup>. Le niveau de cette production anticipée est quant à lui défini par les articles 110 et 111 de la loi. La redevance est déclarée et payée mensuellement par la société nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de service à risque et par les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation. Cette redevance sur la production anticipée sera régularisée par la compagnie nationale ou par les parties contractantes au plus tard le 1<sup>er</sup> mars de l'année suivant l'année concernée.<sup>62</sup>

### 3.4.2. Taxe superficielle

Le calcul de cette taxe est basé sur la surface du périmètre contractuel et sur le prix unitaire indexé par kilomètre carré.<sup>63</sup> Ce prix diffère selon la phase dans laquelle est situé le projet. Le tableau n°11 montre le calcul de la taxe superficielle dans le cadre de la loi « 19-13 ».

<sup>61</sup>Voir Articles 198 à 201 loi « 19-13 » relative aux hydrocarbures

<sup>62</sup> **Production anticipée** : Production d'hydrocarbures permettant d'acquérir des informations et caractéristiques complémentaires d'un gisement découvert, nécessaires à l'élaboration d'un plan de développement

<sup>63</sup>Voir Articles 165 et 166 loi « 19-13 » relative aux hydrocarbures.

Tableau N°11 : Taxe superficiare « loi 19-13 »

| Période                           | Période de recherche                     |  | Période d'extension exceptionnelle /Période de prorogation / Période de rétention | Période d'exploitation |
|-----------------------------------|--|--|---|------------------------|
|                                   | De la 1ere année à la 4eme année incluse | De la 5eme année à la 7eme année incluse |   |                        |
| <b>Montant unitaire en DA/Km2</b> | 7.000                                    | 14.000                                   | 40.000  | 30.000                 |

Source : documents de la SONATRACH

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

- les contrats de concession amont ;
- les contrats de partage de production ;
- les contrats de services à risques,
- les contrats de participation.

Toutefois, cette taxe n'est pas déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et pour l'impôt sur le résultat.

### 3.4.3. Impôt sur le revenu des hydrocarbures « IRH »

Cet impôt cible les recettes de production d'hydrocarbures générées sur le périmètre d'exploitation couvert par une concession amont ou un contrat d'hydrocarbures, payable sur une base annuelle. Cet impôt est similaire à l'impôt sur le bénéfice des entreprises.

L'assiette de l'IRH se calcule comme suit :<sup>64</sup>

$$\text{Revenu des HB} = \text{PV} - \text{déductions autorisées}$$

Les déductions annuelles suivantes :

- la redevance hydrocarbures ;
- les tranches annuelles des investissements de développement exclusivement imputés au périmètre d'exploitation ;
- les tranches annuelles des investissements de recherche réalisés sur le périmètre ;
- les coûts opératoires annuels liés à la production d'hydrocarbures, y compris les coûts d'abandon et de remise en état des sites réalisés en cours d'exploitation ;

<sup>64</sup> Voir Article 173 loi « 19-13 »

- les provisions constituées pour faire face aux coûts d'abandon et de remise en état des sites ;
- le coût d'achat du gaz pour les besoins de la production et de la récupération ;
- la rémunération brute du co-contractant étranger, visée à l'article 193, dans le cas d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque ;
- la base négative de (s) l'exercice(s) précédent(s).

Le taux dépend de la rentabilité du projet, qui est limitée entre 10% et 50% selon un ratio (R). Ce ratio est égal au revenu cumulé divisé par les dépenses cumulées, comme suit :

$$R = \frac{\text{Somme des revenus nets}}{\text{Somme des dépenses}}$$

Avec :

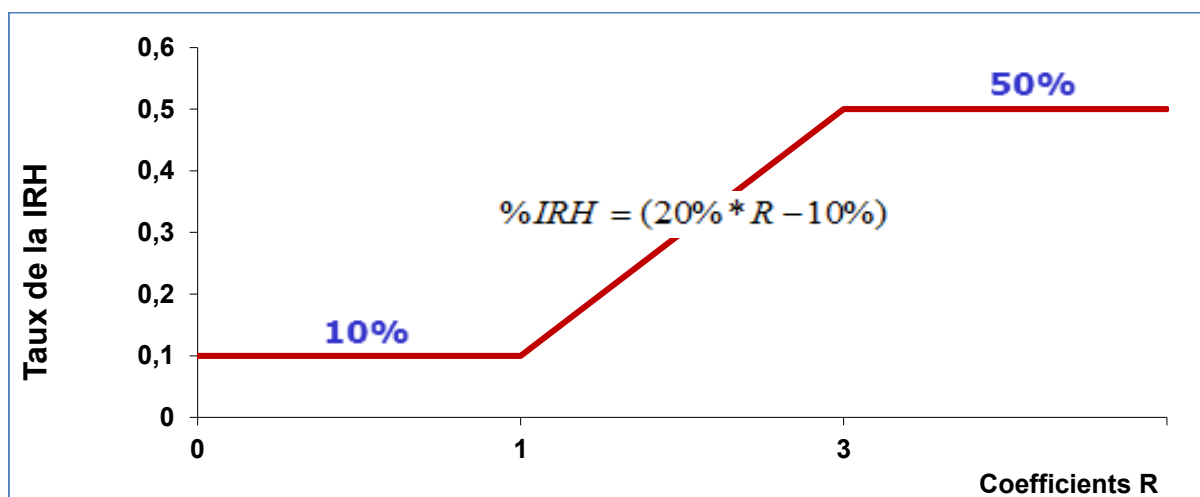
- La somme des Revenus: du début de période d'exploitation à l'année (N-1)
- La somme des Dépenses : de la date d'entrée en vigueur à l'année (N-1)

Tableau N°12 : le ratio R dans le cadre de la loi « 19-13 »

| <u>R</u>                                 | <u>Taux</u> |
|--|-------------|
| <=1                                      | 10%         |
| >=3                                      | 50%         |
| 1>R>3                                    | (20%*R)-10% |
| L'année de l'entrée en vigueur (Art 181) | 50%         |

Source : documents de la SONATRACH

Figure N°09 : Evolution du taux de l'IRH



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

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

La taxe sur les revenus pétroliers (*TRP*) a été remplacée par l'impôt sur les revenus des hydrocarbures (*IRH*), en apportant des modifications dans le mode de calcul de base de cet impôt.<sup>65</sup> Selon les dispositions de la nouvelle loi, les tranches ne sont plus calculées progressivement.

La formule de calcul de ce segment, qui est actuellement basée sur la rentabilité des investissements a été remplacée par une formule basée sur le gain du dollar investi qui, contrairement à la formule de la loi « 05 -07 », ne prend pas en compte la valeur temps de l'argent. En outre, les taux applicables à cette taxe sont réduits et varient entre 10% et 50% au lieu de 20% à 70% pour la loi « 05 - 07 ».

#### **3.4.4. Impôt sur le résultat « IR »**

Bien que cet impôt sur le résultat soit dans une large mesure similaire à l'impôt sur bénéfice des sociétés, il tient compte à la fois des dispositions du code des impôts directs et taxes assimilées relatives à la détermination du bénéfice imposable ainsi que des taux d'amortissement des investissements fixés par voie réglementaire.<sup>66</sup> Le résultat de l'exercice réalisé par l'entreprise nationale en exécution des concessions amont, des contrats de partage de production, des contrats de services à risque, ou par chaque personne partie à un contrat de participation, est soumis à l'impôt sur le résultat. Cet impôt est calculé par le produit du résultat et du taux fixé à 30%.<sup>67</sup>

L'impôt sur le résultat est déclaré et payé, à l'administration fiscale, au plus tard le jour de l'expiration du délai fixé pour la remise de la déclaration annuelle du résultat de l'exercice.

#### **3.4.5. Impôt sur la rémunération du co-contractant étranger**

Pour ce qui concerne l'imposition de la rémunération des entreprises étrangères, les articles 193 à 197, prévoient la mise en place d'un impôt spécifique. Il s'agit de l'application de l'impôt sur le résultat sur la rémunération brute des contractants étrangers dans le cadre

<sup>65</sup> Voir Articles 177 à 187 loi « 19-13 »

<sup>66</sup> Voir Articles 188 à 192 loi « 19-13 »

<sup>67</sup> Voir Article 91 loi « 19-13 »

d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risques à un taux fixe de 30% sur la base de la rémunération brute du partenaire étranger.

Néanmoins, l'impôt est payé par la société nationale en douze (12) acomptes provisionnels sur une base mensuelle au nom et pour le compte du co-contractant étranger. La nouvelle loi indique également que dans le cas où la rémunération brute du co-contractant étranger est déterminée en nature, les quantités concernées sont évaluées en appliquant les prix définis conformément au contrat d'hydrocarbures.

En outre, la rémunération brute du co-contractant étranger dans le cas d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risques est déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu de la société nationale.<sup>68</sup>

#### 4. Le développement de la SONATRACH

En plus du changement du cadre fiscal et réglementaire, SONATRACH, vecteur de la politique pétrolière de l'Etat a connu un développement important. D'après les publications de SONATRACH, « *la société créée au lendemain de l'indépendance est devenue aujourd'hui le cœur battant de l'économie nationale et l'entreprise nourricière de l'Algérie* ». Son slogan est « *l'énergie du changement* » et elle intervient 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.

##### 4.1. Présentation de SONATRACH

- **Actionnaires** : État algérien (100%).
- **Activité** : Industrie pétrolière.
- **Produits** : Pétrole, Gaz naturel, GNL, GPL.
- **FILIALES**: NAFTAL, ENTP, ENIP, ENAFOR, ENGTP, ENAC, SIPEX, ENAGEO, ENSP.
- **Effectif** : 180 000 (2018).
- **Chiffre d'affaires** : 39 milliards de dollars (2018, en augmentation de 17,5%).

Le groupe SONATRACH dispose de 154 filiales et participations dont 105 sociétés présente en Algérie et 49 autres à l'international activant dans l'exploitation, le raffinage, la commercialisation, le stockage et les services aux puits. En termes de classement à l'international la société « SONATRACH » est classée :

- 1<sup>ère</sup> compagnie Africaine ;
- 12<sup>ème</sup> compagnie pétrolière mondiale ;

---

<sup>68</sup> **Co-contractant** : toute personne, autre que l'entreprise nationale, ayant qualité de partie contractante.

- 13<sup>ème</sup> compagnie pétrolière concernant les hydrocarbures liquides ;
- 6<sup>ème</sup> compagnie mondiale en matière de gaz naturel (réserve) ;
- 25<sup>ème</sup> compagnie pétrolière sur le plan des effectifs ;
- 5<sup>ème</sup> exportateur mondial de gaz naturel ;
- 4<sup>ème</sup> exportateur mondial de GNL ;
- 3<sup>ème</sup> exportateur mondial de GPL.

#### **4.2. La division exploration**

La division exploration fait partie de l'activité Amont (E & P), elle a été créée en 1972 et elle avait le titre de la direction d'exploration, suite à la réorganisation de la SONATRACH en date du 04/04/1987, la direction exploration est élevée au rang de la division. L'Activité Exploration-Production (E & P) couvre les activités de recherche et développement.

##### **▪ Le rôle important de la division exploration**

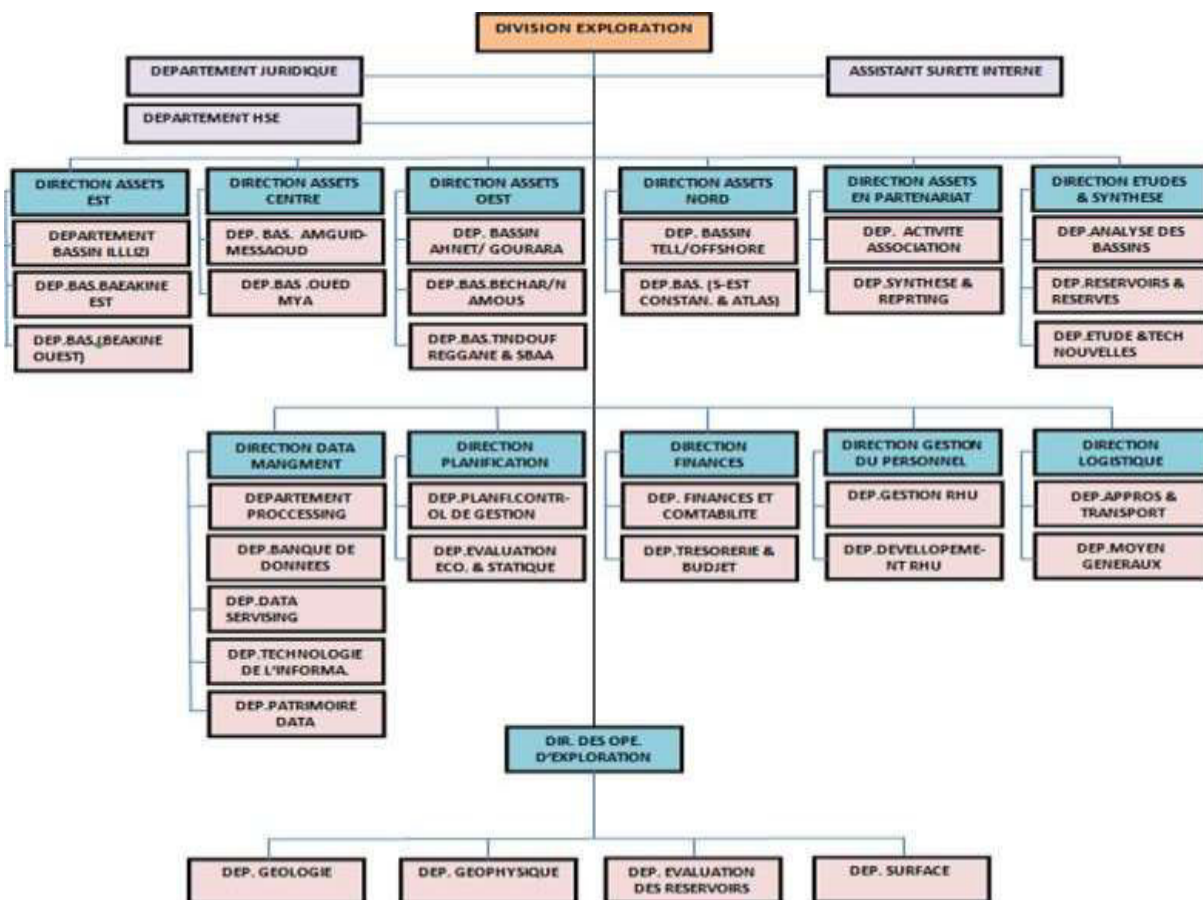
La division exploration a un rôle important dans la conduite et le développement des activités de prospection et de recherche des hydrocarbures. La division participe avec les autres divisions aux appels d'offres d'exploration en Algérie et à l'étranger et la participation à l'évaluation des offres de partenariat sur des projets d'exploration en Algérie et à l'étranger.

Un autre rôle non moins important est 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 et le développement d'expertise dans le domaine de l'exploration.

Les objectifs visés de cette division est le renouvellement des réserves et la réduction des coûts de découvertes. Hiérarchisation des projets d'exploration en fonction des critères retenus par l'entreprise : la taille des prospects, le risque géologique et la rentabilité économique.

- **L'organigramme de la division exploration** : est représenté par la figure N°10 suivante.

Figure N°10 : L'organigramme de la division exploration



Source : document interne de la SONATRACH

### 4.3. La réalisation de l'évaluation technico-économique des projets

L'évaluation technico-économique des projets est assurée par le département « *Evaluation économique et statistique* ». C'est un autre département qui a permis un développement à la SONATRACH. Le département réalise l'évaluation technico-économique des projets exploration- production en effort propre SONATRACH, la participation et l'assistance aux structures technique de la division à la réalisation des études d'opportunité d'investissement en exploration. De plus, ce département s'occupe de l'évaluation économique des projets d'implantation de forage d'exploration et de la délimitation en effort propre de SONATRACH (*nouveaux prospects*) et le suivi et la mise à jour de la base de données statistique de l'activité exploration ainsi que les indicateurs de performance pertinents.

**Conclusion**

Le secteur des hydrocarbures en Algérie a connu des transformations importantes. De la nationalisation dans un contexte de recherche de souveraineté, le domaine minier a connu une ouverture de l'amont pétrolier. Les changements introduisent un ensemble de nouvelles mesures fiscales qui mettent l'accent sur la stimulation du secteur pétrolier et gazier et la réduction de la pression fiscale que subissent les entreprises exerçant ce secteur. Ce nouveau cadre prévoit un régime contractuel plus flexible et un régime fiscal plus favorable aux partenaires étrangers.

Cette baisse significative de la charge fiscale provient de la réduction des trois principales taxes des régimes fiscaux algériens sur les hydrocarbures : la redevance sur les quantités produites, l'impôt sur les revenus pétroliers (IRH) et l'impôt sur le résultat (IR). Cette fiscalité est également spécifique dans son mode de calcul et de recouvrement du fait des enjeux économiques et financiers qui entourent l'industrie des hydrocarbures.

Ce changement trouve sa source dans l'optique d'une stratégie d'adaptation au nouvel ordre énergétique mondial caractérisé dorénavant par une offre abondante, une baisse des prix et une introduction progressive des énergies renouvelables. Ce nouveau régime est synonyme d'un gain potentiel en attractivité tout en préservant les intérêts de l'Etat algérien.

### Introduction

L'évaluation d'un projet amont pétrolier est d'un intérêt indéniable pour la SONATRACH. L'évolution du cadre fiscal et contractuel a eu pour objectif principal, l'attrait des entreprises étrangères et l'augmentation des revenus pour l'Etat et la SONATRACH.

Le département "évaluation économique et statistique" réalise toute évaluation technico-économique des projets exploration-production. Aussi, et dans le cadre de ce mémoire, nous avons choisi le projet « *Touggourt Est I* », un projet dont la durée de vie est de 32 ans.

Il s'agit pour nous de cerner l'incidence de la fiscalité sur la rentabilité du projet et mesurer l'effet induit par la loi « 19-13 » par comparaison avec les effets de la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » en nous basant sur les critères d'évaluation technico-économique d'un projet exploration-production.

Ce chapitre contient les quatre points suivants. Le premier est la présentation du projet "Touggourt Est I" et son périmètre. Le deuxième point s'intéressera aux recettes et aux dépenses du projet. Le troisième nous permettra le calcul des impôts et taxes dans le cadre des deux lois. Le quatrième point, concernera l'étude économique du projet.

### 1. Le projet Le contrat « *Touggourt Est I* »

Le contrat « *Touggourt Est* » concerne un projet de prospection et d'exploitation d'hydrocarbures. Le projet s'inscrit dans une logique du questionnement du résultat. A cet effet, le projet est considéré comme un processus global intégrant l'ensemble des éléments le constituant.

#### 1.1. Présentation du projet « *Le contrat Touggourt Est I* »

Le contrat « *Touggourt Est* » 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 deux préoccupations majeures : l'existence d'un marché et mesure de la contribution en termes de valeur.

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

Le contrat Touggourt Est a débuté en 2015, à la date de publication sur le journal officiel. Il durera jusqu'au 2047. Aussi la durée du projet est de 32 ans, c'est à dire, c'est la durée entre le début de projet et la fin de projet (*de la recherche à l'épuisement de gisement 2015-2047*). La période de recherche, a duré de 2015 jusqu'à 2020 généralement, elle est de 7 ans, d'après les lois « 13-01 » et « 19-13 ».

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

L'année 2021 est une année de transfert des découvertes. Le développement débutera à partir de 2022 jusqu'à 2025 sur un échancier de 4 ans. Par ailleurs, l'exploitation commencera à partir de 2024 jusqu'à 2047. Notons que l'unité monétaire est le dollar « \$ », la monnaie courante internationale.

### 1.1.2. Le plan de position du périmètre « *Touggourt Est I* »

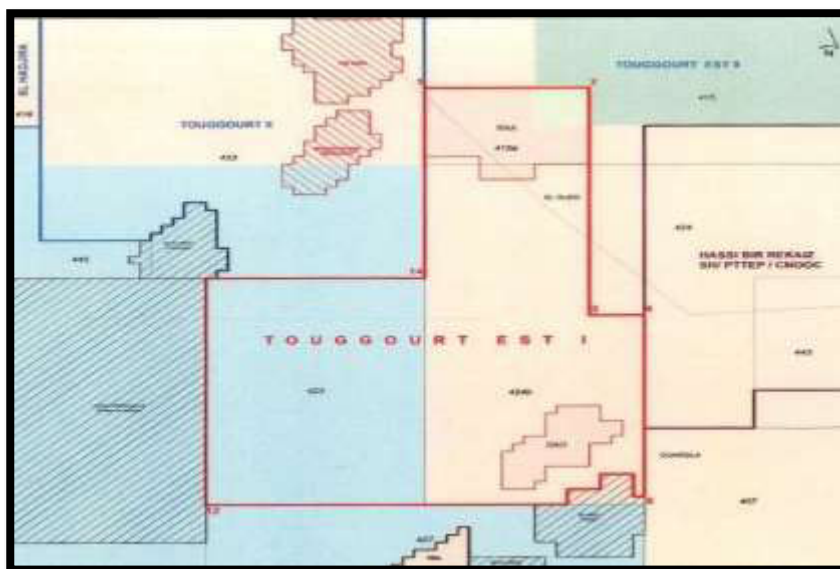
Le périmètre Touggourt Est I est composé des Blocs 415a, 424b et 423. Il est situé dans la direction Asset centre au bassin Amguid Messaoud. Le contrat est constitué de soixante parcelles entières, soit une superficie totale de 4 459 Km<sup>2</sup>.

Si nous traitons ce périmètre en zone fiscale, la loi « 05-07 » amendée par la 13-01 identifie 04 zones pour 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 B, C et D.

Par ailleurs, et puisqu'il s'agit pour nous de comparer les revenus générées en fonction des dispositions de deux lois, il est important de noter que la nouvelle loi « 19-13 » ne désigne pas explicitement la zone fiscale.

La carte suivante présente le périmètre du projet « *Touggourt Est I* »

**Figure N°11 : Présentation du périmètre « *Touggourt Est I* »**



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

Le contrat est en 3<sup>ème</sup> phase de recherche (du 16 septembre 2020 au 16 septembre 2022). Plusieurs découvertes ont été réalisées. Les réserves évaluées (2P) sont de l'ordre de 56,2 Millions m<sup>3</sup> d'huile récupérables.

### 1.2. 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 à 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.<sup>1</sup> C'est en ce sens que des hypothèses technico-économiques du contrat « *Touggourt Est I* » ont été formulées.

#### 1.2.1. Les hypothèses technico-économiques.

Ces dernières comprennent les valeurs suivantes :

- **Année de base** : 2019, est l'année de référence pour l'actualisation et la capitalisation ;
- **Prix du brut** : 50 US\$/bbl (*hypothèse interne*) ;
- **Prix du gaz** : 10% du prix de brut ;
- **Taux d'actualisation** : 10% réel (*selon les hypothèses stipulées par les structures de SONATRACH*) ;
- **Taux d'inflation prix et coûts** : 0%. Il est supposé nul par SONATRACH que ce soit pour les investissements mais aussi pour le prix ;
- **Taux d'évolution du coefficient d'indexation** : 2,5%(calculé sur la base des CPI) c'est l'équivalent d'un taux d'inflation ;
- **Taux de change** : 119 DA/US\$ (*circulaire interne à la SONATRACH, communiqué par la direction finance*) ;
- **Tarif de transport** : c'est les coûts des pipes et du transport par citernes (*Arrêté du 10 mai 2015*) ;
- **Taux de récupération d'huile** : 20% ;
- **Coût d'abandon** : Ce sont les coûts nécessaires pour la restauration des sites pétroliers à leur état initial. Ces coûts sont exploitables à la fin des projets, mais leur provision se fait chaque année de manière à faire face aux opérations d'abandon selon les critères de respect d'environnement. Tous ces coûts doivent être exprimés annuellement : 51 DA/TEP ;
- **Coût de formation** : c'est le coût global réservé à la rubrique formation. Ils s'élèvent à 0.15 MM\$/an ;

---

<sup>1</sup> FERNANDEZ Alain, « *Les tableaux de bord du manager innovant. Une démarche en 7 étapes pour faciliter la prise de décision en équipe* », Eyrolles, 2018.

- **Taxes et Impôts** : comprennent, la redevance, la taxe sur le revenu pétrolier, la taxe superficielle, et l'impôt complémentaire sur le résultat.

### 1.2.2. Les données technico-économiques

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

#### ▪ **Les Investissements de Recherche et Développement « CAPEX »**

Ces investissements comprennent d'un côté les investissements de recherche liés aux études préliminaires pour la recherche et l'exploration des hydrocarbures. Autrement dit, c'est les investissements nécessaires afin de mettre les réserves en évidence. Ils couvrent les activités de géologie de terrain, acquisition et traitement sismique et forages d'exploration et délimitation afin d'évaluer les réserves du projet.

De l'autre côté, ils contiennent également les investissements de Développement qui interviennent dans le développement des réserves. Ce sont les montants des forages de développement, installations de surface et les canalisations.

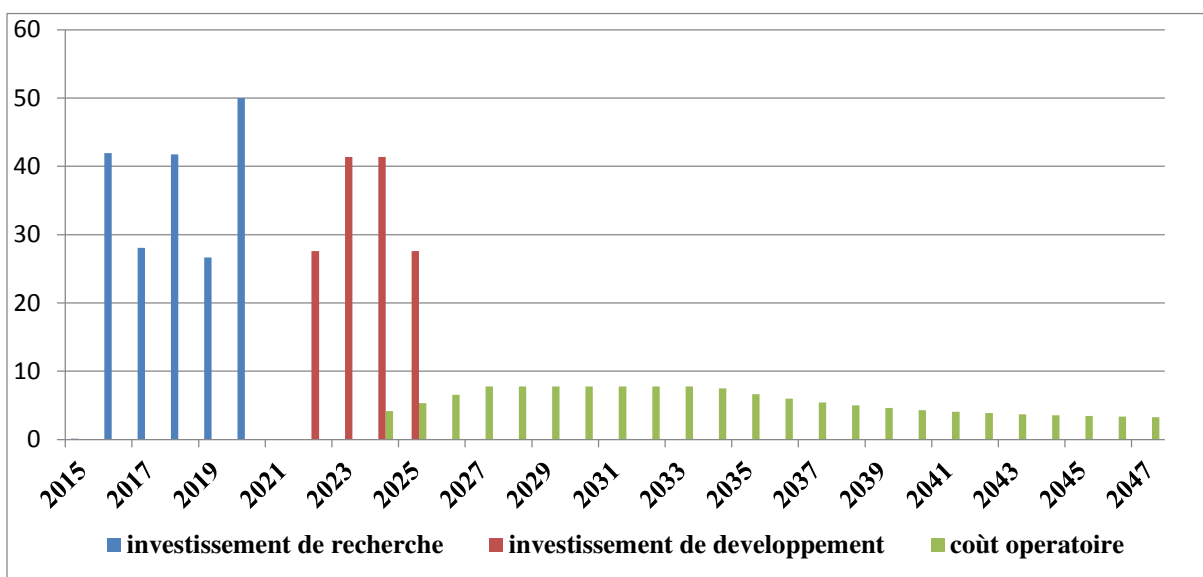
Pour le projet de notre étude, il existe des dépenses de recherche engagées sur le périmètre « *Touggourt Est I* » antérieurement à la date de conclusion du contrat (2006-2014). En effet, il existait avant 2015 des coûts hérités affichés dans les annexes n°01 et n°02 et qui sont de l'ordre de 55 MMUS\$ (*crédit d'impôt*). Ces dépenses sont considérées comme un avantage fiscal. Elles sont déduites de l'assiette fiscale pour le calcul de la taxe sur revenu pétrolier (TRP). Le montant des investissements de recherche et d'exploration dépensé entre [2015-2019] sur le périmètre s'élève à 138 MMUS\$.

Les données techniques de développement (profil de production, CAPEX recherche et développement et OPEX) sont schématisées dans la figure n° 14 ci-dessous.

#### ▪ **Les coûts opérationnels « OPEX »**

Ce sont des coûts liés à la production. Ils couvrent les frais de personnel, de la maintenance des installations et équipements. La figure n°14 présente les dépenses liées à l'amont du projet "Touggourt Est I".

Figure N°12 : Présentation des CAPEX et OPEX, unité : millions de dollars US



Source : Etablis par nous-mêmes sur la base des annexes fournies par la SONATRACH

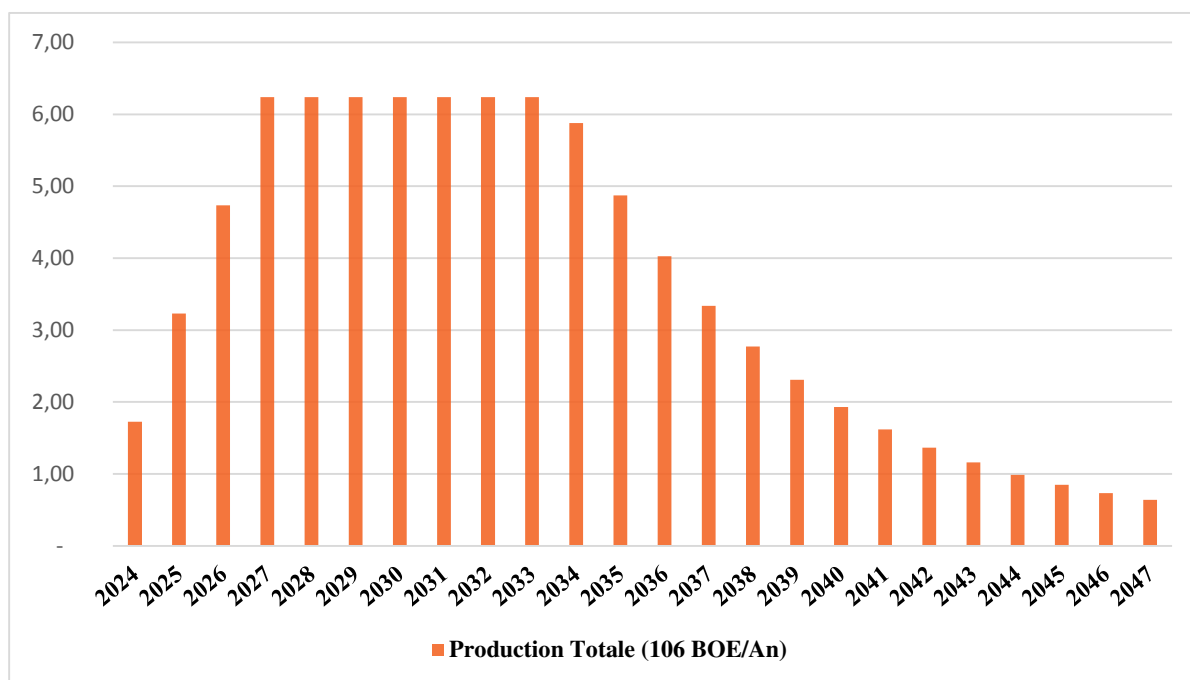
Les Investissements de Recherche et Développement « CAPEX » s'étalent sur la période 2015-2025. Ce sont les premiers investissements « recherche et développement ». Les investissements de recherche atteignent leur seuil maximal de 50 MM\$US en 2020, tandis que les investissements de développement l'atteigneront en 2023-2024. Le montant estimé s'élève à 41.39 MM\$US.

Les OPEX « coûts opératoires » débutent en 2024 (*année du début de production*) jusqu'à 2047 (*fin de la production*). Ils atteignent leur seuil maximal de 7.25 MM\$US sur la période 2027-2033. Nous pouvons constater que les montants des « CAPEX » sont plus importants que ceux des OPEX.

- **Profil de production en TEP :** Ce sont les quantités extraites des gisements d'hydrocarbures en tenant compte des aspects pétro physiques tel que la porosité, la perméabilité, ainsi que la pression de gisement. La production globale est estimée à 90.37 MM BBL.

La figure n° 15 nous donne l'évolution de la production annuelle.

Figure N°13 : Evolution de la production annuelle



Source : Etablis par nous-mêmes depuis les annexes fournis par la SONATRACH

La production débutera en 2024 et atteindra le seuil maximal qui est de 6.24 MMTEP sur la période 2027-2033.

- **Les réserves estimées récupérables :** Ce sont les réserves d'hydrocarbures calculées par l'exploration et jugées techniquement récupérables. Leur calcul se fait par des aspects techniques de géologie et géophysique. Ces réserves se trouvent toujours au sous-sol, et pas encore soutirées.

### 2. Le calcul des recettes et dépenses du projet

Une fois le projet engagé, la question de son évaluation se pose. L'une des méthodes est de comparer l'ensemble des recettes et les dépenses inhérentes au projet.

#### 2.1. Le calcul des recettes

Le tableau n°13 ci-après est illustratif de la production valorisée sur la base de la production annuelle et le coût unitaire de baril. Cette production est illustrée sur le graphe de la figure n°15 ci au-dessus. Les valeurs chiffrées sont affichées sur les annexes n° 01 et n°02.

Cette production annuelle dépend des installations de surface où l'hydrocarbure est acheminé, et aussi la durée de vie de gisement. Ces volumes sont calculés par les géologues et les producteurs d'une structure à la SONATRACH appelée « *Petroleum Engineering and Développement* ».

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

**Tableau N°13 : Production Valorisée « PV », unité : Millions de dollars US**

| Année | Prix (\$/bbl) | Production annuelle (MM TEP) | Production Valorisée (MM\$US) |
|-------|---------------|------------------------------|-------------------------------|
| 2016  | 50            | 0                            | 0                             |
| 2017  | 50            | 0                            | 0                             |
| :     | :             | :                            | :                             |
| 2024  | 50            | 1.72                         | 86.2                          |
| 2025  | 50            | 3.23                         | 161.5                         |
| :     | :             | :                            | :                             |
| 2047  | 50            | 0.64                         | 32.1                          |

Source : Etablis par nous-mêmes sur la base des annexes fournies par la SONATRACH

### 2.2. Le Calcul des dépenses

Les dépenses comprennent à la fois les dépenses d'investissements de Recherche et Développement « CAPEX » et les coûts opératoires « OPEX ».

$$\text{Dépenses} = \text{Capex} + \text{Opex} + \text{Taxe et Impôts} + \text{Coûts d'Abandon} + \text{Coûts de Transport} + \text{Coûts de Formation}$$

Nous allons calculer le montants des dépenses en prenant en considération les dispositions de respectivement de la loi "05-07" et la "loi 19-13".

**Tableau N°14: Canevas des Dépenses par Rubrique et par An « loi 05-07 amendée par 13-01 », Unité: Millions de dollars US.**

| Année         | Capex      | Opex          | Taxe et impôts | C.T          | C.F         | C.A         | Total Dépenses MM\$US |
|---------------|------------|---------------|----------------|--------------|-------------|-------------|-----------------------|
| 2015          | 0.11       | -             | 0.45           | -            | 0.19        | -           | 0.75                  |
| 2016          | 41.93      | -             | 0.46           | -            | 0.19        | -           | 42.58                 |
| :             | :          | :             | :              | :            | :           | :           | :                     |
| 2024          | 41.39      | 4.14          | 20.31          | 1.81         | 0.23        | 0.14        | 68.02                 |
| 2025          | 27.60      | 5.34          | 49.54          | 3.39         | 0.23        | 0.27        | 86.37                 |
| :             | -          | :             | :              | :            | :           | :           | :                     |
| 2047          | -          | 3.27          | 20.77          | 0.67         | 0.39        | 0.03        | 25.13                 |
| <b>totaux</b> | <b>236</b> | <b>134.91</b> | <b>2250.60</b> | <b>90.10</b> | <b>9.05</b> | <b>8.27</b> | <b>2728.93</b>        |

Source : Etablis par nous-mêmes sur la base de l'annexe 01 fournie par la SONATRACH

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

**Tableau N°15 : Canevas des Dépenses par Rubrique et par an avec « la loi 19-13 »,  
unité: Millions de dollars US.**

| Année         | Capex      | Opex          | Taxes          | C.T          | C.F         | C.A         | Total<br>Dépenses<br>MM\$US |
|---------------|------------|---------------|----------------|--------------|-------------|-------------|-----------------------------|
| 2015          | 0.11       | -             | 0.48           | -            | 0.19        | -           | <b>0.78</b>                 |
| 2016          | 41.93      | -             | 0.49           | -            | 0.19        | -           | <b>42.61</b>                |
| :             | :          | :             | :              | :            | :           | :           | :                           |
| 2024          | 41.39      | 4.14          | 18.44          | 1.81         | 0.23        | 0.14        | <b>66.15</b>                |
| 2025          | 27.60      | 5.34          | 47.19          | 3.39         | 0.23        | 0.27        | <b>84.02</b>                |
| :             | -          | :             | :              | :            | :           | :           | :                           |
| 2047          | -          | 3.27          | 19.33          | 0.67         | 0.39        | 0.03        | <b>23.69</b>                |
| <b>Totaux</b> | <b>326</b> | <b>134.91</b> | <b>2390.93</b> | <b>90.10</b> | <b>9.05</b> | <b>8.27</b> | <b>2 959.26</b>             |

Source : Etablis par nous-mêmes depuis l'annexe 02 fournis par la SONATRACH

L'ensemble des rubriques qui représentent les dépenses sont indiquées sur ce tableau, ainsi que les chiffres calculés annuellement et illustrés sur l'annexe n°01 et n02. La lecture de ces tableaux montre que le montant des dépenses engagées dans le cadre de la loi « 19-13 » est supérieur au montant des mêmes rubriques de dépenses dans le cadre de la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 ». Aussi, les calculs nous donnent les chiffres suivants :

En nous référant à la loi « 13-01 », le total des dépenses est estimé à 2 728.93 MM\$ et à 2 959.26 MM\$ en tenant compte des dispositions de la loi « 19-13 ». Cette différence est due au fait que le montant des taxes et impôts change en fonction de la loi appliquée. Cependant les autres dépenses telles que les OPEX, coût de transport etc... restent inchangées.

### 3. Le calcul des montants des taxes et impôts

Nous allons calculer le montant de chaque taxe et chaque impôt pour comprendre quelle loi permet des revenus plus importants.

#### 3.1. La taxe superficiaire

On présentera le calcul de la taxe superficiaire selon les deux lois sur les hydrocarbures à savoir : la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » et la nouvelle loi « 19-13 ».

##### 3.1.1. La taxe superficiaire selon la loi 05-07 amendée par la 13-01

La taxe est calculée sur la base des tarifs unitaires en dinars algériens. Le tarif unitaire tient compte de la zone de situation du périmètre et de la phase dans laquelle se trouve l'opérateur et éventuellement de la durée de cette phase. Le tableau N°16 nous donne la tarification de paiement de la taxe superficiaire selon la période et la zone fiscale. Cette taxe diffère d'une période à une autre.

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

Nous distinguons trois périodes :

- **La période de recherche** : 07 ans, partagée en 03 phases. (*1<sup>er</sup> phase: 03 ans, 2<sup>ème</sup> phase:02 ans, 3<sup>ème</sup> phase:02 ans*) ;
- **La période de rétention** : appelée également période exceptionnelle qui permettra de terminer les travaux de recherche non achevés ;
- **La période d'exploitation** : est la période de production et d'exploitation des hydrocarbures.

Ces tarifs sont illustrés sur l'annexe de textes de loi sur les hydrocarbures, en Dinars Algériens. Nous avons utilisé le taux de parité pour les ramener en dollars US.

La superficie totale du périmètre Touggourt est de : 4459 Km<sup>2</sup>. Le projet « Touggourt Est » est concerné par trois zones : D, B, C

**Tableau n° 16 : Superficie selon les zones**

| Zones                                 | 1                    | 2                    | 3                  | 4  |
|---------------------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|----|
| 4459.59 Km <sup>2</sup>               | 2637 km <sup>2</sup> | 1750 km <sup>2</sup> | 72 km <sup>2</sup> |    |
| Part de réserve dans chaque zone en % | C                    | D                    | B                  |    |
|                                       | 59%                  | 39%                  | 2%                 | 0% |

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

**Tableau N°17 : le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel selon la loi « 05-07 » amendée par la loi «13-01 », unité : million de dollars US**

|                        |                        |        | B      | C      | D      |
|------------------------|------------------------|--------|--------|--------|--------|
|                        |                        | Durée  |        |        |        |
| Période de recherche   | 1 <sup>ère</sup> Phase | 3 ans  | 4800   | 6000   | 8000   |
|                        | 2 <sup>ème</sup> phase | 2 ans  | 8000   | 10 000 | 12000  |
|                        | 3 <sup>ème</sup> phase | 2 ans  | 12 000 | 14 000 | 16 000 |
| Période d'exploitation |                        | 25 ans | 24 000 | 28 000 | 32 000 |

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

Pour illustrer nos propos, nous allons calculer la taxe superficielle pour l'année 2024 :

$$\text{Taxe Superficielle} = \text{superficiedupérimètreKm}^2 * \text{tarifMM\$/Km}^2.$$

Calculons la taxe superficielle pour la Période de recherche « de 2015 à 2022 » :

Commençons par la première phase (*1 à 3<sup>ème</sup> année de recherche*)

- **Zone C :**

Conversion en Millions de dollars « MMUS\$ » :

$$\frac{[6000 / 80]}{[10^6]} = 7.5 \cdot 10^{-5}$$

### Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

---

La taxe superficiare de la zone C est de 0.2 MM\$

$$7.5 * 10^{-5} * 2\ 637 = 0.2\ \text{MM\$}$$

▪ **Zone D :**

Conversion en Millions de dollars « MMUS\$ » :

$$\frac{[8000 / 80]}{[10^6]} = 1\ 10^{-4}$$

La taxe superficiare de la zone D est de 0.17 MM\$

$$1 * 10^{-4} * 1\ 750 = 0.17\ \text{MM\$}$$

▪ **Zone B :**

Conversion en Millions de dollars « MMUS\$ » :

$$\frac{[4000 / 80]}{[10^6]} = 5 * 10^{-5}$$

La taxe superficiare de la zone B est de  $3.6 * 10^{-3}$  MM\$

$$5 * 10^{-5} * 72 = 3.6\ 10^{-3}\ \text{MM\$}$$

Total de la taxe superficiare pour la phase 1 pour la période 2015-2017 est de : 0.38 MM\$

$$0.20 + 0.17 + 3.6\ 10^{-3} = 0.38\ \text{MM\$}$$

Fin de 1<sup>ère</sup> phase, on rend 30% selon la loi 13/01, on a :

- **Zone C :**  $2637 * 0.3 = 791\ \text{Km}^2$ , il nous reste  $1846\ \text{Km}^2$ .
- **Zone D :**  $1750 * 0.3 = 525\ \text{Km}^2$ , il nous reste  $1225\ \text{Km}^2$ .
- **Zone B :**  $72 * 0.3 = 21\ \text{Km}^2$ , il nous reste  $51\ \text{Km}^2$ .

**Le calcul pour la deuxième phase (4<sup>ème</sup> et 5<sup>ème</sup> année de recherche)**

▪ **Zone C :**

Conversion en Millions de dollars « MMUS\$ » :

$$\frac{[10\ 000 / 80]}{[10^6]} = 1.25\ 10^{-4}$$

La taxe superficiare de la zone C est de 0.23 MM\$

$$1.25 * 10^{-4} * 1\ 846 = 0.23\ \text{MM\$}$$

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

---

### ▪ Zone D :

Conversion en Millions de dollars « MMUS\$ » :

$$\frac{[12\ 000 / 80]}{[10^6]} = 1.5 \cdot 10^{-4}$$

La taxe superficiare de la zone D est de 0.18 MM\$

$$1.5 \cdot 10^{-4} * 1\ 225 = 0.18 \text{ MM\$}$$

### ▪ Zone B :

Conversion en Millions de dollars « MMUS\$ » :

$$\frac{[8000 / 80]}{[10^6]} = 1 * 10^{-4}$$

La taxe superficiare de la zone B est de :  $5.1 \cdot 10^{-3}$  MM\$

$$1 * 10^{-4} * 51 = 5.1 \cdot 10^{-3} \text{ MM\$}$$

Le total de la taxe superficiare de la 2<sup>ème</sup> phase pour la période 2018 et 2019 est de : **0.42 MM\$** ( $0.23 + 0.18 + 5.1 \cdot 10^{-3} = 0.42 \text{ MM\$}$ )

En ce qui concerne la 3<sup>ème</sup> phase, il s'agit de la même méthode de calcul que la 2<sup>ème</sup> phase. Néanmoins, le montant des tarifs change comme est indiqué au tableau n° 18. Pour chaque phase, le paiement est effectué uniquement la taxe sur la superficie concernée. Le projet Touggourt ne comporte pas de période de rétention.

La taxe superficiare pour la première étape calculée, nous allons la calculer pour la période d'exploitation« de 2022 à 2047 » :

A la fin de la période de recherche, on rend la totalité du périmètre, à l'exception de la superficie d'exploitation calculée par les géologues et qui représente la superficie où s'étale notre gisement d'hydrocarbures. Les zones concernées pour la période d'exploitation sont les zones C et D. Dans notre cas, cette superficie est estimée à 215 km<sup>2</sup>. Pour la zone C, la superficie est de 129 km<sup>2</sup>, et 86km<sup>2</sup>pour la zone D.

### ▪ Zone C :

Conversion en Millions de dollars « MMUS\$ » :

$$\frac{[28\ 000 / 80]}{[10^6]} = 3.5 \cdot 10^{-4}$$

### Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

La taxe superficière de la zone C est de  $4.5 \cdot 10^{-2}$  MM\$

$$3.5 * 10^{-4} * 129 = 4.5 \cdot 10^{-2} \text{ MM\$}$$

#### ▪ Zone D :

Conversion en Millions de dollars « MMUS\$ » :

$$\frac{[32\ 000 / 80]}{[10^6]} = 4 \cdot 10^{-4}$$

La taxe superficière de la zone D est de  $3.4 \cdot 10^{-2}$  MM\$

$$4 * 10^{-4} * 1\ 846 = 3.4 \cdot 10^{-2} \text{ MM\$}$$

Le total de la taxe superficière pour la phase d'exploitation de 2024 jusqu'à 2047 est de **0.08MM\$** ( $4.5 \cdot 10^{-2} + 3.4 \cdot 10^{-2} = 0.08 \text{ MM\$}$ )

#### 3.1.2. Le calcul de la taxe superficière en prenant en considération de la loi 19-13

La formule de la taxe superficière se présente comme suit :

$$TS = \text{superficie du périmètre Km}^2 * \text{tarif MM\$/Km}^2$$

Tableau N°18 : Le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel « loi 19-13 » en millions de dollars US

| Période                    | Période de recherche                                 |  | Période d'extension exceptionnelle /Période de prorogation / Période de rétention | Période d'exploitation |
|----------------------------|--|--|---|------------------------|
|                            | De la 1ere année à la 4 <sup>ème</sup> année incluse | De la 5eme année à la 7 <sup>ème</sup> année incluse |   |                        |
| Montant unitaire en DA/Km2 | 7.000  | 14.000   | 40.000  | 30.000                 |

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

Calculons la taxe superficière pour la période de recherche (de 2015 à 2022)

#### ▪ Première phase (1 à 4<sup>ème</sup>année de recherche)

Conversion en Millions de dollars « MMUS\$ » :

$$\frac{[7000 / 80]}{[10^6]} = 8.75 \cdot 10^{-5}$$

- 1<sup>ère</sup> à la 3<sup>ème</sup> année (n 2015-2017)

$$8.75 \cdot 10^{-5} * 4459 = 0.39 \text{ MM\$}$$

- 4<sup>ème</sup> année n2018

### Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

---

La superficie du périmètre « *Touggourt Est I* » est de 4 459 Km<sup>2</sup>.

Fin de 1<sup>ère</sup> phase, on rend 30% selon la loi 05/07

Donc  $4\,459 * 0.3 = 1\,337.7$  Km<sup>2</sup>, il nous reste **3 121.3 Km<sup>2</sup>**.

$$8.75 \cdot 10^{-5} * 3\,121.3 = 0.27 \text{ MM\$}$$

▪ **Deuxième phase (5 à 7<sup>ème</sup> année de recherche)**

Conversion en Millions de dollars « MMUS\$ » :

$$\frac{[14\,000/80]}{10^6} = 1.75 \cdot 10^{-4}$$

. 5<sup>ème</sup> année n2019 :

$$1.75 \cdot 10^{-4} * 3\,121.3 = 0.55 \text{ MM\$}$$

. 6<sup>ème</sup> et 7<sup>ème</sup> année n2020- n2021 :

▪ **Fin de 2<sup>ème</sup> phase, on rend 30% selon la loi 05-07.**

Donc  $3\,121.3 * 0.3 = 936.39$  Km<sup>2</sup>, il nous reste **2 184.91 Km<sup>2</sup>**.

$$1.75 \cdot 10^{-4} * 2\,184.91 = 0.38 \text{ MM\$}$$

Calculons la taxe pour la période d'exploitation (de 2022 à 2047) :

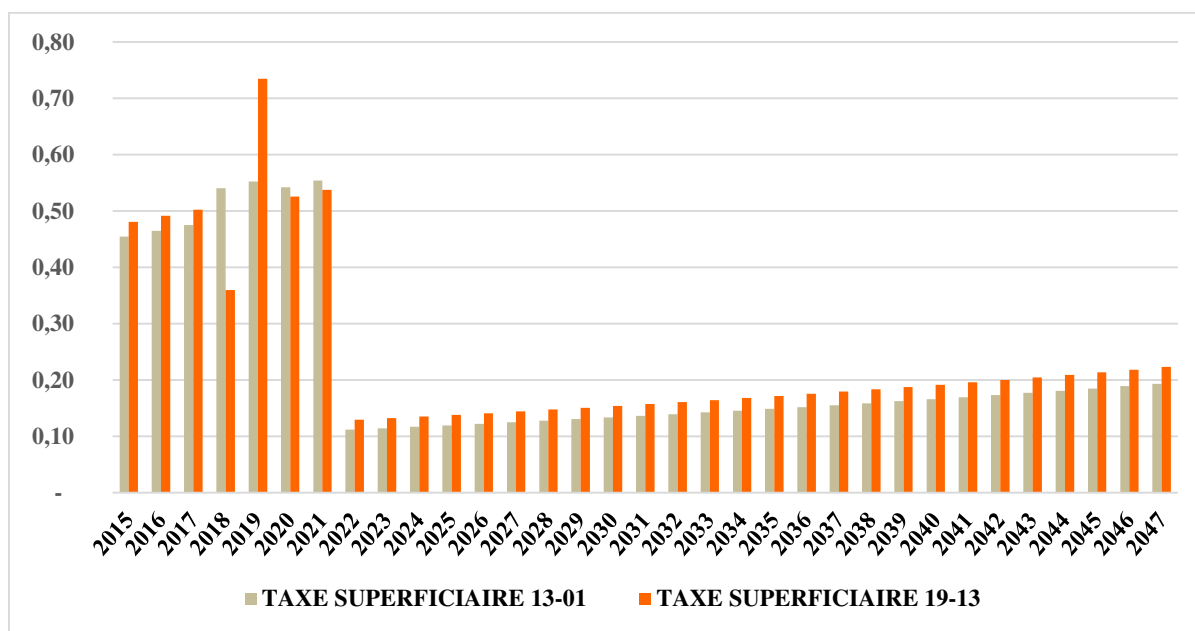
Dans notre cas, la superficie de la période d'exploitation est estimée à 215 km<sup>2</sup>.

Conversion en millions de dollars « MMUS\$ » :

$$\frac{[30\,000/80]}{10^6} = 3.75 \cdot 10^{-4}$$

$$3.75 \cdot 10^{-4} * 215 = 0.09 \text{ MM\$}$$

Figure N°14 : Présentation de la taxe superficière



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

D'après le schéma ci-dessus, les frais de la taxe superficière calculés en fonction des dispositions de la loi « 19-13 » sont nettement supérieurs aux montants calculés en faisant référence à la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 ».

### 3.2. Le calcul de la Redevance

On présentera le calcul de la redevance selon les deux lois sur les hydrocarbures à savoir : la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » et la nouvelle loi « 19-13 ».

#### 3.2.1. Le calcul de la redevance selon la loi 05-07 amendée par la 13-01

L'assiette de la redevance pétrolière est constituée par les quantités produites et décomptées au point de mesure. Les quantités perdues, inutilisées ou réinjectées ne sont pas prises en considération pour le calcul de cette taxe. L'assiette de la redevance est égale aux quantités d'hydrocarbures extraites multipliées par la moyenne mensuelle des prix de base en déduisant le coût de transport.

Le taux de redevance est déterminé selon la zone et les quantités produites, comme le présente le tableau n° 19 ci-dessous et son calcul s'effectue de la manière suivante:

$$redevance = assiette\ de\ la\ redevance * taux$$

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

Calculons la redevance pour l'année 2024 à titre indicatif :

Calcul de la production valorisée n 2024 :

$$\text{Production valorisée}_{2024} = 1.72 * 50 = 86.2 \text{ MM\$}$$

Calcul de l'assiette de la redevance n 2024 :

$$\text{L'assiette de la redevance} = [\text{quantités passible} * \text{prix de base}] - \text{coût de transport}$$

$$\text{assiette de la redevance}_{2024} = 86.2 - 1.61 = 84.41 \text{ MM\$}$$

**Le tableau N°19 : Le taux de la redevance selon « loi 05-07 amendée par a 13-01 »**

| Zones<br>Production journalière | B      | C     | D     |
|---------------------------------|--------|-------|-------|
| ≤ 20 000                        | 8.0%   | 11.0% | 12.5% |
| ≤ 50 000                        | 13.0%  | 16.0% | 20.0% |
| ≤ 100 000                       | 18.0%  | 20.0% | 23.0% |
| > à 100 000                     | 14.50% | 17.0% | 20.0% |

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

- **Calcul de la redevance :**

▪ **Zone C :**

La production annuelle est de 1.72 MM bbl (*soit environ 4724.30 bbl/jour*). Donc, nous sommes à la première tranche entre 0 et 20 000bep/j. A cet effet, le taux que nous devons appliquer pour l'année 2024 est de 11 %, car nous sommes dans la zone C.

Cependant, puisqu'ils n'ont pas précisé les quantités produites dans la zone C, on utilisera le pourcentage de la superficie C qui est de 59%.

$$\text{Redevance}_{2024} = (84.41 * 59\%) * 11\% = 5.47 \text{ MM\$}$$

▪ **Zone D :**

Il s'agit de la même méthode de calcul avec la zone C.

$$\text{Redevance}_{2024} = (84.41 * 39\%) * 12.5\% = 4.11 \text{ MM\$}$$

### 3.2.2. La redevance selon la loi 19-13

La formule de la redevance se présente comme suit :

$$\text{redevance} = \text{assiette de la redevance} * \text{taux de } 10 \%$$

**assiette de la redevance**

$$= [\text{quantités passible} * \text{prix de base}]$$

$$- \text{coût de transport} - \text{cout de liquéfaction}$$

$$- \text{cout de séparation du gaz}$$

Procédons au calcul de la redevance pour l'année 2014 en considérant les dispositions de la loi 19-13 :

Calcul de la production valorisée  $n_{2024}$  :

$$\text{Production valorisée}_{2024} = 1.724 * 50 = 86.2 \text{ MM\$}$$

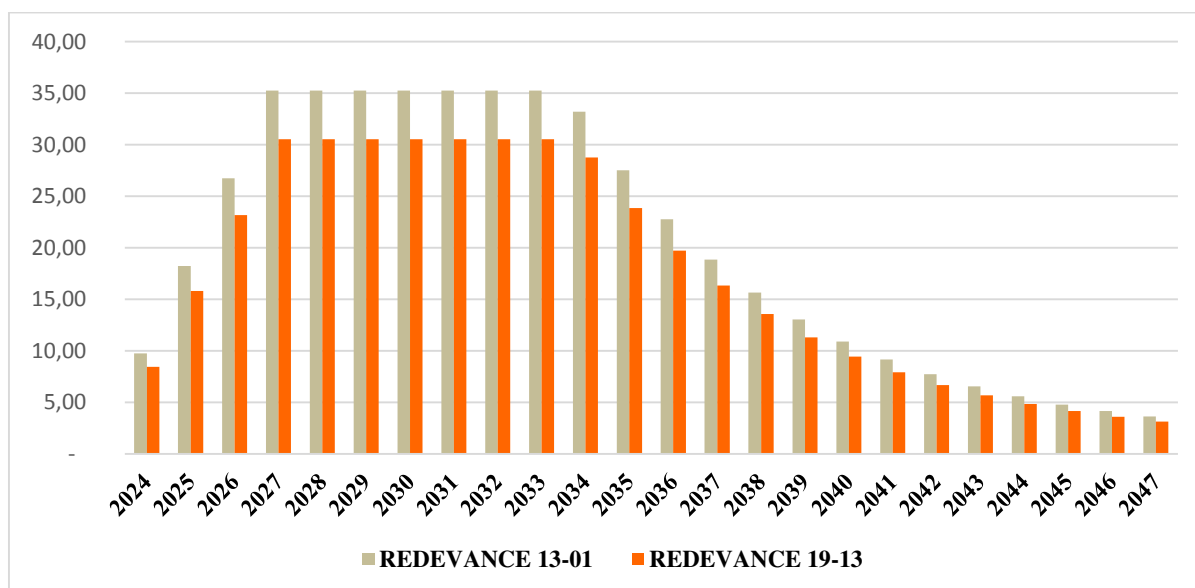
Calcul de l'assiette de la redevance  $n_{2024}$  :

$$\text{assiette de la redevance}_{2024} = 86.2 - 1.81 = 84.39 \text{ MM\$}$$

Calcul de la redevance  $n_{2024}$  :

$$\text{Redevance}_{2024} = 84.93 * 10\% = 8.44 \text{ MM\$}$$

**Figure N°15 : Evolution de la redevance en millions de dollars US**



Source : Etablis par nous-mêmes depuis les annexes fournis par la SONATRACH

D'après le schéma ci-dessus, les frais de redevance avec loi 13-01 sont nettement plus supérieurs à ceux avec la loi « 19-13 ».

**3.3. La Taxe sur le revenu pétrolier/ impôt sur le revenu des hydrocarbures**

On présentera le calcul de la taxe sur le revenu pétrolier selon les deux lois sur les hydrocarbures à savoir : la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » et impôt sur le revenu des hydrocarbures selon la nouvelle loi « 19-13 ».

### 3.3.1. Le Calcul de la taxe sur le revenu pétrolier selon la loi 05-07 amendée par 13.01

L'assiette de la taxe sur le revenu pétrolier est constituée par la valeur de la production annuelle de chaque périmètre d'exploitation retenu pour le calcul de la redevance. Il est fait ensuite déduction des charges légalement déductibles. La formule de la TRP se présente comme suit :

$$TRP = \text{assiette TRP} * \text{taux}$$

$$\begin{aligned} & \text{assiette de TRP} \\ & = PV - \text{déductions autorisées} \end{aligned}$$

Les déductions autorisées sont :

- la redevance ;
- les provisions pour abandon et/ou Restauration ;
- les frais de formation aux activités, régies par la présente loi, des ressources humaines nationales ;
- le coût d'achat du gaz, pour la récupération assistée ;
- les tranches annuelles d'investissement de recherche ainsi que celles relatives au développement et past-cost « *taux d'amortissement uplifté* ».

Il est à noter que le taux de la taxe sur le revenu pétrolier est fonction de la valeur cumulée de la production (PV) depuis la mise en exploitation et des facteurs  $R_1$  et  $R_2$ .

Le calcul des facteurs «  $R$  » se présente comme suit :

$$R_1 = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1} pb_i@10\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1} I_i@10\%} \quad ; \quad R_2 = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1} pb_i@20\%}{\sum_{i=0}^{i=n-1} I_i@20\%}$$

Le calcul du profit brut «  $Pbi$  » se présente comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Profit brut } (Pb_i) \\ & = PV - \text{coût de transport} - \text{OPEX} \\ & \quad - \text{coût d'abandon} - \text{coût de formation} \end{aligned}$$

Le calcul des investissements «  $I_i$  » se présente comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Investissement } (I_i) \\ & = \text{Investissement}_{R\&D} + \text{crédit d'impot} \\ & \quad + TS_{\leq 2024}(\text{avant l'année de production}) \end{aligned}$$

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

En poursuivant le calcul pour l'année 2024, nous aurons les données suivantes :

- Les déductions autorisées sont :

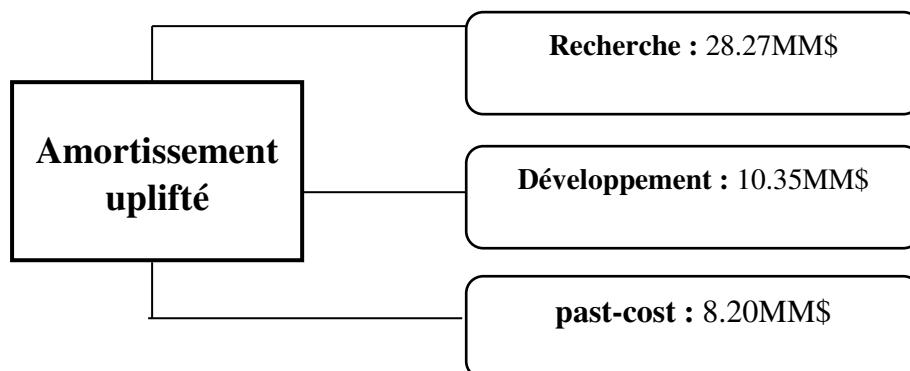


Tableau N°20 : Pourcentages de déduction annuelle et taux d'Uplift.

| Zonage       | Taux Uplift | Annuelle des investissements |
|--------------|-------------|------------------------------|
| Zones A et B | 15%         | 15 ans                       |
| Zone C et D  | 20%         | 8 ans                        |

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

D'après le tableau n° 20 ci-dessus, les amortissements dans le cas de la loi 13-01, sont upliftés.

Pour notre étude, on appliquera le taux d'uplift de 20% qui renvoie à la zone C, du fait qu'elle représente 59 % de la superficie totale. Elle est donc supérieure à celle des autres zones (B ; D).

- Les déductions autorisées
  - Redevance : 9.74 MM\$
  - Coût de Transport : 1.81 MM\$
  - Coût d'Abandon : 0.14 MM\$
  - Le Coût de Formation : 0.19 MM\$
- Le total des déductions est de 58.7 MM\$
  - Calcul de l'assiette de la TRP :

$$assietteTRP_{2024} = 86.2 - 58.7 = 27.5 \text{ MM\$}$$

**Tableau N°21 : Le taux de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP)**

| <b>Cas<br/>Facteur « R »</b> | <b>Cas 1<br/>P°J &lt;50 000 bep</b> | <b>Cas 2<br/>P°J &gt;50 000 bep</b> | <b>Cas 3<br/>Situé en zone très<br/>faiblement exploité</b> |
|------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|
| $R_1 \leq 1$                 | 20%                                 | 15%                                 | 20%   |
| $R_1 > 1$ et $R_2 \leq 1$    | $20\% + 50\% \times R_2$            | $30\% + 40\% \times R_2$            | $20\% + 50\% \times R_2$                                    |
| $R_2 \geq 1$                 | 70%                                 | 70%                                 | 70%   |

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

D'après le tableau, nous sommes au 1<sup>er</sup> cas car la production journalière est inférieure à **50 000 bep**, donc  $R_1 = 0.01 < 1$ .

Donc le taux à appliquer est de **20%**. Aussi, nous aurons

$$TRP_{2024} = 27.52 * 20\%$$

$$TRP_{2024} = 5.50MM\$$$

### 3.3.2. L'impôt sur le revenu des hydrocarbures « IRH » selon la loi 19-13

Cet impôt cible les recettes de production d'hydrocarbures générées sur le périmètre d'exploitation. Le taux de l'IRH, appliqué pour un exercice donné (n), est déterminé sur la base du facteur (R) calculé par le rapport des revenus nets cumulés et des dépenses cumulées. La formule de l'IRH se présente comme suit :

$$IRH = (\text{production valorisée} - \text{déductions autorisées}) * \text{taux}$$

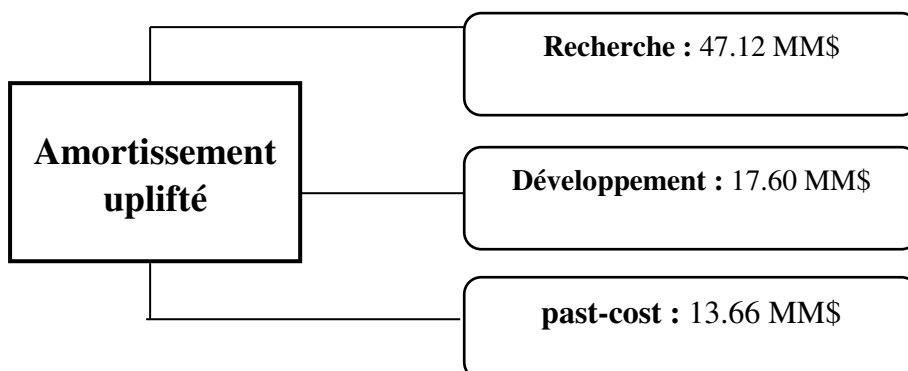
Les déductions autorisées sont :

- la redevance ;
- tranches annuelles d'investissements de recherche et de développement ;
- les coûts opératoires ;
- les provisions constituées pour faire face aux coûts d'abandon et de remise en état des sites ;
- le coût d'achat du gaz pour les besoins de la production et de la récupération ;
- la rémunération brute du co-contractant étranger, visée à l'article 193, dans le cas d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque ;
- la base négative de (s) l'exercice(s) précédent.

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

Prenons comme exemple de calcul de l'année 2025 :

Déductions autorisées sont :



- **Les déductions autorisées**
  - Redevance : 15.81 MM\$;
  - OPEX : 5.34 MM\$;
  - Coût d'abandon : 0.27 MM\$;
  - Cout de transport : 3.39 MM\$;
- **Total des déductions est de 113.19 MM\$**

Calcul de l'assiette de l'IRH :

$$\text{Assiette IRH}_{2025} = 161.5 - 113.19 = 48.31 \text{ MM\$}$$

Calcul du facteur « R » :

$$R = \frac{\sum_{i=0}^{i=n-1} (\text{Revenus nets cumulés})}{\sum_{i=0}^{i=n-1} (\text{Dépenses cumulées})}$$

Calcul des revenus nets de l'année 2025 :

$$\text{Revenus nets} = PV - \text{redevance} - \text{IRH} - \text{TS} - \text{cout de transport}$$

$$\text{Revenu net cumulé}_{2025} = 71.94 \text{ MM\$}$$

Calcul des dépenses de l'année 2025 :

$$\begin{aligned} & \text{Dépenses nettes} \\ & = \text{investissements derecherche \& de développement} \end{aligned}$$

**Tableau N°22 : Variation du taux de l'IRH selon le coefficient R**

|             |                     |
|-------------|---------------------|
| $R \leq 1$  | 10%                 |
| $1 > R > 3$ | $(20\% * R - 10\%)$ |
| $R \geq 3$  | 50%                 |

**Source :** données fournies par le département Évaluation Économique et Statistique de l'IAP- SONATRACH  
Selon le tableau N°22 ci-dessus,

$$R = 0.23 < 1$$

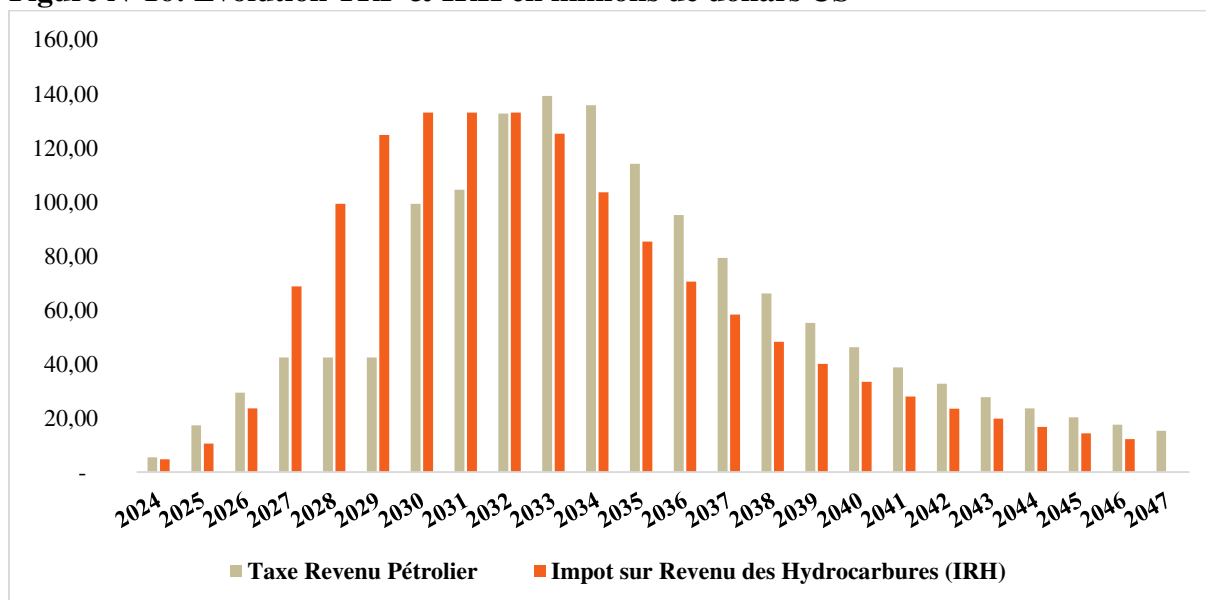
Donc, on applique le taux de 10%

On aura :

$$IRH_{2025} = 48.31 * 10\%$$

$$IRH_{2025} = 4.83 \text{ MM\$}$$

**Figure N°16: Evolution TRP & IRH en millions de dollars US**



**Source :** Etablis par nous-mêmes depuis les annexes fournis par la SONATRACH

La lecture de ce graphe montre que la taxe sur le revenu pétrolier selon la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » est nettement supérieure à l'impôt sur le revenu des hydrocarbures loi « 19-13 ».

### 3.4. L'impôt complémentaire sur le résultat « ICR » / impôt sur le résultat « IR »

On présentera le calcul de l'impôt complémentaire sur le résultat selon les deux lois sur les hydrocarbures à savoir : la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » et de l'impôt sur le résultat selon la nouvelle loi « 19-13 ».

#### 3.4.1. Calcul de l'ICR selon la loi 05-07 amendée par la 13-01

L'impôt complémentaire sur le résultat « ICR » est dû par chaque personne participante au contrat de recherche et / ou d'exploitation. Il tient compte à la fois des dispositions de la loi sur les hydrocarbures et des dispositions du code des impôts directs. L'assiette de l'ICR est constituée par le revenu annuel tiré de l'exploitation d'un périmètre donné, La formule se présente comme suit :

$$ICR = \text{chiffre d'affaire} * \text{taux}$$

$$CA = \text{revenu pétrolier} - \text{les déductions autorisées}$$

▪ **Les déductions autorisées sont :**

- Coût de transport;
- Coût d'abandon ;
- Coût de formation ;
- OPEX;
- Sommes payées au titre de la TRP ;
- Sommes payées au titre de la Redevance ;
- Annuités d'amortissements de recherche ; développement et past-cost .

▪ **Prenons l'année 2024 comme exemple de calcul :**

- **PV** : 86.22 MM\$ ;
- **Coût d'abandon** : 0.14MM\$ ;
- **Coût opératoire « OPEX »** : 4.14MM\$ ;
- **Coût de formation** : 0.19MM\$ ;
- **Coût de transport** : 1.81 MM\$ ;
- **TRP** : 5.50 MM\$ ;
- **La Redevance** : 9.74MM\$ ;
- **Amortissement recherche** : 23.56MM\$ ;
- **Amortissement développement** : 8.62.56MM\$ ;
- **Amortissement past-cost** : 6.83 MM\$.

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

Calcul de l'assiette de l'ICR :

$$\begin{aligned} \text{L'assietteICR} = & PV - TRP - redevance - \\ & \text{amortissements( recherche, développement, past - cost) -} \\ & \text{coûtsopératoires - coûtsdeformation - coûtsde transport -} \\ & \text{coûtsd'abandon} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{l'assietteICR} = \\ = & 86.22 - 1.81 - 9.74 - 5.50 - 23.56 - 8.19 - 0.14 - 4.14 \end{aligned}$$

$$\text{assietteICR} = 28.08 \text{ MM\$}$$

Le tableau n° 23 donne les taux d'ICR selon la loi 13-01

**Tableau N°23 : Taux d'ICR**

| Loi 13-01          |                                |
|--------------------|--------------------------------|
| Type Cas 1 & Cas 3 | 19% si R2 < 1<br>80% si R2 ≥ 1 |
| Type Cas 2         | 30%                            |

Source : Données fournies par le département Évaluation Économique et Statistique de l'IAP-SONATRACH

D'après le tableau, le taux d'ICR est de 19%, car la production journalière se situe au 1<sup>er</sup> cas, et R1 < 1. Le Calcul du montant de l'impôt complémentaire sur le résultat n<sub>2024</sub> nous donne le montant suivant :

$$\text{ICR} = 26.08 * 19\% = 4.95 \text{ MM\$}$$

### 3.4.2. L'impôt sur le Résultat « IR » selon la loi « 19-13 »

L'assiette de l'IR est constituée par le résultat de l'exercice lors de l'exploitation d'un périmètre donné. La formule de calcul se présente comme suit :

$$\text{IR} = \text{résultat de l'exercice} * \text{taux de 30\%}$$

Le résultat de l'exercice est calculé en tenant compte :

- des dispositions de la présente loi ;
- des dispositions du code des impôts directs et taxes assimilées relatives à la détermination du bénéfice imposable ;
- des taux d'amortissement des investissements fixés par voie réglementaire ;
- La rémunération brute du co-contractant étranger (art 197).

### Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

---

Les dépenses de recherche engagées sur un périmètre totalement restitué au terme ou avant la fin de la période de recherche, telles que fixées dans le contrat d'hydrocarbures ou la concession amont, constituent des charges déductibles pour le calcul du résultat de l'exercice.

Exemple de calcul pour l'année 2024 :

- **Le Taux de l'IR est de : 30% ;**
- **PV : 86.2 MM\$ ;**
- **La Redevance : 8.44 MM\$ ;**
- **Amortissement recherche : 23.56 MM\$ ;**
- **Amortissement développement : 8.19 MM\$ ;**
- **Amortissement crédit d'impôt « past-cost » : 6.83 MM\$ ;**
- **OPEX : 4.14 MM\$ ;**
- **Coût de formation : 0.23 MM\$ ;**
- **Coût d'abandon : 0.14 MM\$ ;**
- **Coût de transport : 1.81 MM\$ ;**

Calcul de l'Assiette ICR :

$$\begin{aligned} \text{assietteIR} &= PV - IRH - redevance \\ &\quad - \text{amortissements}(recherche, \text{développement}, \text{past} - \text{cost}) \\ &\quad - \text{coûtsopératoires} - \text{coûtsdeformation} \\ &\quad - \text{coûtsdetransport} - \text{coûtsd'abandon} \\ &\quad - \text{rémunérationduco} - \text{contractant} \end{aligned}$$

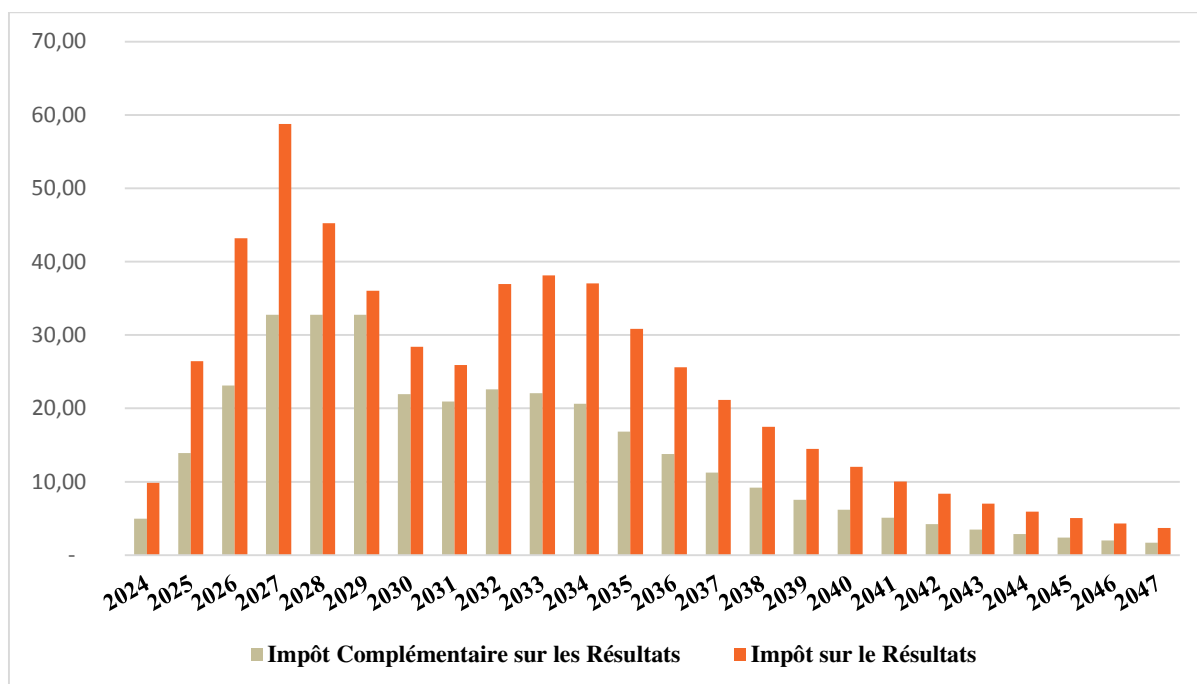
$$\text{Assiette IR} = 86.2 - 8.44 - 23.56 - 8.19 - 6.83 - 4.14 - 0.23 - 0.14 - 1.81$$

$$\text{Assiette IR} = 32.88 \text{ MM\$}$$

Calcul du montant de l'import sur le résultat  $n_{2024}$  :

$$\text{Montant IR}_{2024} = 32.88 * 30\% = 9.86 \text{ MM\$}$$

Figure N°17 : Evolution de l'ICR et IR, unité : millions de dollars US



Source : Etablis par nous-mêmes depuis les annexes fournis par la SONATRACH

D'après ce graphe, l'impôt complémentaire sur le résultat loi « 13-01 » est nettement supérieur à l'impôt sur le résultat loi « 19-13 ».

#### 4. L'étude économique du projet « Touggourt Est I »

##### 4.1. Les Cash-flows

Avant de procéder au calcul de la valeur actuelle nette, il est nécessaire de déterminer la valeur des cash-flows qui est obtenue par la différence entre les recettes et les dépenses de la même année et cela sur toute la durée du projet. Les cash-flows générés au sein de la compagnie sont de l'ordre de 03. Ce sont les cash-flows du projet ; les cash-flows de SONATRACH et les cash-flows de l'Etat.

- **Les Cash-flows de Projet :** ils comprennent, les dépenses liées à l'investissement de recherche ; de développement ; les coûts opératoire ; les coûts de formation ; le coût de transport et le coût d'abandon ;
- **Les Cash-flows de SONATRACH :** représentent les mêmes dépenses citées ci-dessus mais dont les taxes sont comprises ;
- **Cash-flows de l'Etat :** C'est l'ensemble des taxes payées par SONATRACH pour le trésor public.

Lors du calcul des cash-flows de SONATRACH et du projet, le résultat obtenu est différent. Cet écart est justifié par la présence ou non des taxes et impôts dans les dépenses.

### Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

En effet, les cash-flows de projet sont calculés hors taxes contrairement à ceux de SONATRACH qui les prennent en compte.

Néanmoins le calcul des recettes est identique pour les deux. C'est ce que nous allons observer à travers le tableau n° 22 ci-dessous :

#### 4.1.1. Les cash- flows pour l'année 2024 « loi 05-07 amendée par la 13-01

**Tableau N°24 :Cash-flows pour l'année 2024 « loi 05-07 amendée par la 13-01 », unité : million de dollars US.**

| Année                      | Recettes             | Dépenses             | Cash-flows   |
|----------------------------|----------------------|----------------------|--|
| <b>2024</b>                | (1 <sub>2024</sub> ) | (2 <sub>2024</sub> ) | (1 <sub>2024</sub> )- (2 <sub>2024</sub> )=(3 <sub>2024</sub> )...CF <sub>24</sub> |
| <b>SONATRACH</b>           | 86.2                 | 68.02                | 18.18 MM\$   |
| <b>PROJET (hors taxes)</b> | 86.2                 | 47.71                | 38.49 MM\$   |

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

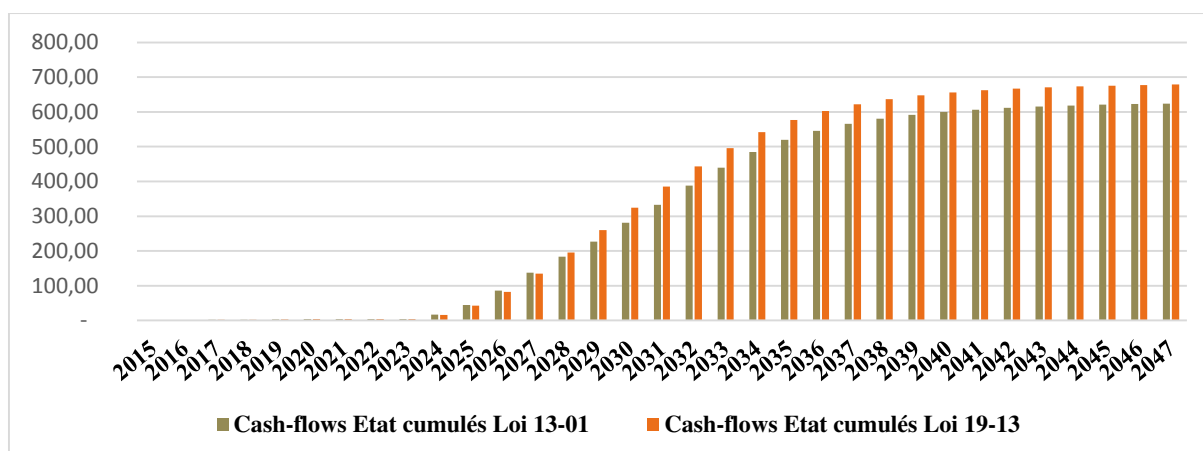
#### 4.1.2. Les cash- flows pour l'année 2024 loi « 19-13 »

**Tableau N°25 : Cash-flows pour l'année 2024 loi « 19-13 », unité : million de dollars US.**

| Année                      | Recettes             | Dépenses             | Cash-flows   |
|----------------------------|----------------------|----------------------|--|
| <b>2024</b>                | (1 <sub>2024</sub> ) | (2 <sub>2024</sub> ) | (1 <sub>2024</sub> )- (2 <sub>2024</sub> )=(3 <sub>2024</sub> )...CF <sub>24</sub> |
| <b>SONATRACH</b>           | <b>86.2</b>          | <b>66.15</b>         | <b>20.05 MM\$</b>  |
| <b>PROJET (hors taxes)</b> | <b>86.2</b>          | <b>47.71</b>         | <b>38.49 MM\$</b>  |

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

**Figure N°18 :Cash-flows de l'Etat cumulés selon les deux lois unité : million de dollars US.**



Source : Etablis par nous-mêmes depuis les annexes fournies par la SONATRACH

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

D'après le schéma ci-dessus, nous constatons que les flux de trésorerie de l'Etat avec la nouvelle loi 19-13 sont supérieurs à ceux de la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 ». La nouvelle loi permet de dégager plus de rentabilité pour l'Etat.

### 4.2. Evaluation du projet: l'approche déterministe

Dès lors que tous les paramètres du projet sont connus et chiffrés, notamment les cash-flows, il est possible de calculer la rentabilité du projet, grâce à l'utilisation des outils d'évaluation déjà exposés dans le 1er chapitre.

#### 4.2.1. Le calcul de la Valeur actuelle nette

Sachant que la VAN est la somme des cash-flows actualisés de SONATRACH, nous pouvons appliquer la formule suivante :

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

Exemple de calcul pour l'année 2024.

#### Calcul de la Valeur actuelle nette avec la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 »

Les Cash-flows SONATRACH sont de : 18.20 MM\$

Le coefficient d'actualisation est de : 0.62

$$\frac{1}{(1+0.1)^{2024-2019}} = \frac{1}{(1.1)^5} = 0.62$$

$$CF_{2024 \text{ actualisé}} = 18.20 * 0.62 = 11.30 \text{ MM\$}$$

Donc les Cash-flows actualisés sont de: 11.30 MM\$.

La somme de ces Cash-flows actualisés nous donne la VAN de SONATRACH. Elle est de l'ordre de : 333.77 MM\$.

#### Calcul de la Valeur actuelle nette avec la loi « 19-13 »

Le Cash-flow SONATRACH est de: 20.07 MM\$

Le coefficient d'actualisation est de : 0.62

$$\frac{1}{(1+0.1)^{2024-2019}} = \frac{1}{(1.1)^5} = 0.62$$

$$CF_{\text{Actualisés } 2024} = 20.07 * 0.62 = 12.44$$

Donc le Cash-flow Actualisé est de: 12.44 MM\$.

La somme de ces Cash-flows actualisés nous donne la VAN de SONATRACH, qui est de l'ordre de : 279.14 MM\$.

La VAN est positive ( $VAN > 0$ ). Cela montre que le projet présente une forte rentabilité par rapport aux capitaux investis. Selon le critère de la VAN, le projet permettra à l'entreprise de récupérer le capital investi, rémunérer les fonds à un taux de 10% et de dégager un profit qui est égal au montant de la VAN.

### 4.2.2. Calcul du taux de rentabilité interne « TRI »

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 », Formule « Financier ». La valeur introduite dans l'Excel nous donne la variation de la VAN en fonction du taux d'actualisation. On obtient le taux de 19% avec la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » et 18% avec la « 19-13 », est le taux d'actualisation sur lequel s'annule la VAN appelé « *taux de rentabilité interne* ». Au-delà de ce pourcentage ou de cette valeur, le projet devient non rentable pour SONATRACH.

Nous constatons que le TRI est supérieur au taux d'actualisation donc d'après ce critère nous pouvons conclure que le projet est rentable. Le TRI annule la VAN au taux de 19 % pour la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » et de 18% avec la loi « 19-13 », et montre de combien le projet est rentable même en finançant les capitaux investis à ce même taux.

### 4.2.3. Calcul de Délai de Récupération

#### Calcul du délai de récupération avec la loi 05-07 amendée par la 13-01

Calcul du DR= 13.61

Calcul du nombre de mois :

$$0.61 * 12\text{mois} = 7.32$$

Calcul du nombre de jours :

$$0.32 * 30\text{jours} = 9.6$$

Le 13.61 est la période en année, à parcourir pour recevoir le montant du capital investi. Il est de 13 ans, 07 mois et 09 jours. Le résultat du (DR) est favorable au projet. Il permet de rembourser le capital investi en une période très courte. Il favorise donc le projet et vient renforcer les critères calculés précédemment.

#### Calcul du délai de récupération avec la loi 19-13

Calcul du DR= 13.70

Calcul du nombre de mois :

$$0.70 * 12\text{mois} = 8.4$$

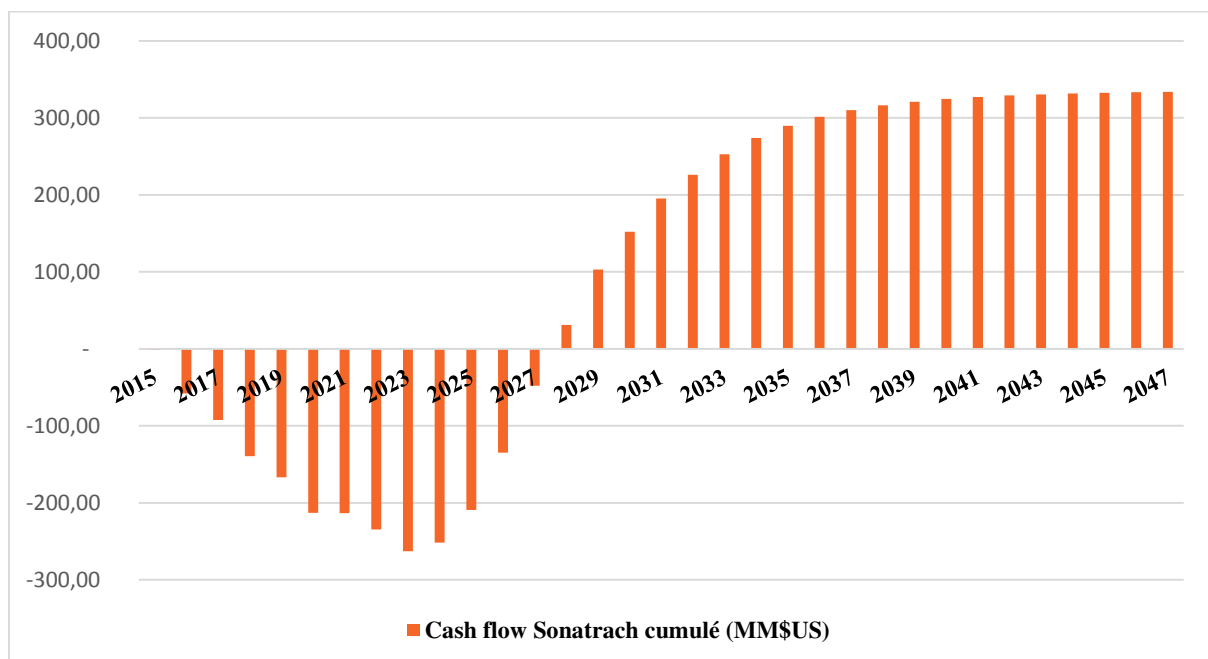
Calcul du nombre de jours :

$$0.4 * 30\text{jours} = 12$$

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

Le 13.70 est la période en année, à parcourir pour recevoir le montant du capital investi, il est de 13 ans, 08 mois et 12 jours. Le résultat du (DR) est favorable au projet, il permet de rembourser le capital investi en une période très courte. Il favorise donc le projet et vient renforcer les critères calculés précédemment.

**Figure N°19 :Cash-flows de SONATRACH cumulés selon les deux lois unité millions de dollars US.**



Source : Etablis par nous-mêmes depuis les annexes fournies par la SONATRACH

D'après le schéma ci-dessus, on constate que les flux de trésorerie ne deviennent positifs qu'à partir de 2028 avec une valeur de 19.14 MM\$US. Nous comprenons alors que la société ne commence à dégager une rentabilité et ne récupère son capital investi qu'à partir de l'année 2028. En effet, les flux de trésorerie sont négatifs sur la période 2015-2027 cela signifie que les recettes ne couvrent pas encore les dépenses initialement engagées.

### 4.2.4. L'indice de profitabilité

C'est le rapport entre la VAN et l'investissement actualisé :

$$IP = \frac{VAN}{Investissements\ actualisés}$$

Cet indice nous indique l'apport d'1\$ investi sur notre projet.

## Chapitre III : L'évaluation de la rentabilité du projet Touggourt Est I

Tableau N° 26 : Les investissements actualisés, unité : en millions de dollars US

| Désignation                 | Années              |                      |                     |                    |                  |                        |      |                        |                        |                        |                        |
|-----------------------------|---------------------|----------------------|---------------------|--------------------|------------------|------------------------|------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
|                             | 2015                | 2016                 | 2017                | 2018               | 2019             | 2020                   | 2021 | 2022                   | 2023                   | 2024                   | 2025                   |
| Investissement R & D        | 0.11                | 41.93                | 28.06               | 41.73              | 26.6             | 50                     | -    | 27.60                  | 41.39                  | 41.39                  | 27.60                  |
| Coefficient d'actualisation | $(1.1)^4$<br>= 1.46 | $(1.1)^3$<br>= 1.331 | $(1.1)^2$<br>= 1.21 | $(1.1)^1$<br>= 1.1 | $(1.1)^0$<br>= 1 | $(1.1)^{-1}$<br>= 0.90 |      | $(1.1)^{-2}$<br>= 0.82 | $(1.1)^{-3}$<br>= 0.75 | $(1.1)^{-4}$<br>= 0.68 | $(1.1)^{-5}$<br>= 0.62 |
| Investissements actualisés  | 0.16                | 55.80                | 33.95               | 45.90              | 26.6             | 45.45                  | -    | 20.73                  | 28.26                  | 25.69                  | 15.57                  |

Source : Établi par nous-mêmes depuis les annexes fournies par la SONATRACH

Calcul de l'indice de profitabilité avec la 05-07 amendée par la 13-01 :

$$IP = \frac{333.77}{298.11} = 1.11 \text{ MM\$}$$

L'indice de profitabilité est supérieur à 1. La réalisation de l'investissement consiste à recevoir 1.11 MM\$ contre 1\$ décaissé, ce qui signifie que la valeur actualisée des flux de trésorerie prévus est supérieure à l'investissement initial, c'est-à-dire la VAN est positive. Le projet peut être réalisé selon ce critère.

Calcul de l'indice de profitabilité avec la 19-13 :

$$IP = \frac{279.14}{298.11} = 0.94 \text{ MM\$}$$

La réalisation de l'investissement consiste à recevoir 0.94MM\$ contre 1\$ décaissé, ce qui signifie que la valeur actualisée des flux de trésorerie prévus est inférieure à l'investissement initial. Le projet ne peut être réalisé selon ce critère.

### 4.3. L'approche probabiliste

#### 4.3.1. 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 :

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

Pour  $I_R$ , on choisit l'année de base qui est 2019

Exemple de calcul « loi 05-07 amendée par la 13-01 »

$$EMV = (333.77 * 0.88) + 0.12 * (-26.6)$$

$$EMV = 290 \text{ MM\$}$$

### Exemple de calcul « loi 19-13 »

$$EMV = (279 * 0.88) + 0.12 * (-26.6)$$

$$EMV = 242 \text{ MM\$}$$

Nous constatons que la valeur monétaire espérée est positive selon les deux lois.

Dans l'incertain, l'étude économique effectuée sur la base des volumes de réserves « P50 » et d'une probabilité de succès de 0.88, dégage des résultats positifs :

La Valeur Monétaire Espérée (EMV) du Projet, associé à une probabilité de succès de 0.88 selon la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » est de l'ordre de : 290 MMSUS. Quant à celle de la loi « 19-13 », elle est de l'ordre de 242 MMSUS.

L'EMV<sub>13-01</sub> est supérieur à l'EMV<sub>19-13</sub>.

#### 4.3.2. 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 la trajectoire que peut prendre un prospect pétrolier. L'arbre de décision du projet est élaboré selon deux scénarii (*forcer ou ne pas forcer*) qui permettront d'affiner la modélisation de l'incertitude, pour les deux lois sur les hydrocarbures.

- L'arbre de décision du cas de la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 » (*Annexe n°03*) ;
- L'arbre de décision du cas de la loi « 19-13 » (*Annexe n°04*).

### Conclusion

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

SONATRACH a évalué le projet « *Touggourt Est I* » à l'aide d'une étude économique, en procédant par deux approches : approche déterministe et l'approche probabiliste. Ce modèle nous a permis d'apprécier l'impact de la fiscalité sur les revenus générés par ce projet. A cet égard, la nouvelle loi « 19-13 » qui a abrogé la loi « 13-01 » est profitable pour l'Etat. Néanmoins, elle n'est pas profitable en termes de gains pour la société nationale « SONATRACH » par rapport à l'ancienne loi.

L'industrie pétrolière est une industrie stratégique, complexe et fortement capitalistique. Les enjeux sont importants compte tenu du risque inhérent et du coût élevé des investissements. L'activité amont constitue le maillon essentiel de cette chaîne. Elle est une succession continue et complémentaire de plusieurs travaux pétroliers qui ont pour but la découverte de nouveaux gisements d'hydrocarbures économiquement exploitables.

L'amont pétrolier constitue un processus critique. Les phases « *exploration* » et « *exploitation* » sont gérées en projet du fait qu'ils sont spécifiques par l'unicité de leur résultat et par la mobilisation substantielle de ressources et de temps. L'évaluation de la rentabilité potentielle des projets en question est déterminée par de nombreuses variables liées aux rendements et aux coûts tout au long du cycle de vie du projet. A titre d'exemple les réserves, les investissements d'exploration, les coûts opératoires, la production et le prix du pétrole sont souvent incertains. En conséquence, Il est difficile de prévoir les cash-flows même pour les projets pétroliers les plus simples.

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

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

La première question qui a orienté notre travail est de cerner les causes qui sont à l'origine du changement du cadre fiscal en Algérie. Nous avons supposé que ce changement est déterminé par la volatilité des cours du pétrole.

Pour trouver l'articulation entre le changement de la fiscalité et ses causes, il faudra revenir au contexte économique dans lequel ce changement a été effectué. Depuis les nationalisations des hydrocarbures en 1971, l'Algérie déploie des efforts considérables sur le plan institutionnel, juridique et fiscal pour la valorisation du secteur d'hydrocarbures qui produit une grande partie des recettes budgétaires .

La première ouverture a eu lieu en 1986, en conséquence de la crise financière. Toutefois, il est important de noter que l'économie était centralisée et la politique officielle vis-à-vis de l'investissement étranger était le contrôle par la participation des entreprises nationales dans le capital des sociétés d'économie mixte créées. C'est à cette période que l'ouverture du domaine minier a eu lieu. Des taux plus faibles sont appliqués dans les zones où il y'a peu de découvertes.

De plus, la loi 86 a apporté une nouveauté dans les contrats de partenariat : le partage de la production. Les auteurs sont unanimes pour dire qu'il s'agit d'un moyen simple, pour les pays ne disposant pas de ressources financières et de l'expertise technique, pour tirer profit de leurs richesses naturelles.

L'amendement de cette loi a eu lieu en 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. 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 cependant majoritaire dans l'ensemble des contrats d'association.

Durant cette période, la libéralisation de l'économie a été entamée. La politique vis-à-vis de l'investissement étranger est une politique de laisser faire qui autorise les investisseurs étrangers à créer des filiales 100% capital privé. L'obligation pour les entreprises nationales de posséder 51% du capital social est levée. Cette mesure a concerné même SONATRACH.

La loi « 05-07 » supprime en effet le monopole de la SONATRACH sur les activités de recherche et développement et lui a permis le recentrage sur son cœur de métier. Cette loi était considérée comme une remise en cause des nationalisations et a suscité une énorme polémique. La loi a été amendée à plusieurs reprises (2006 -2013 -2014-2015). Le contexte économique a connu pendant cette période une embellie financière.

La dernière loi en vigueur est la loi « 19-13 » du 11 décembre 2019. Cette loi a été promulguée dans un contexte national caractérisé par la baisse de la découverte de nouveaux gisements alors que la consommation locale est en constante augmentation. Par ailleurs, l'offre mondiale est désormais caractérisée par une abondance de la production et les prix subissent une baisse considérable.

Aussi, le changement du cadre fiscal peut être expliqué par la baisse du prix du pétrole. Ce qui valide notre première hypothèse. Mais, cette raison n'est pas la seule. L'offre abondante, l'intérêt pour les énergies renouvelables et le manque d'attractivité de notre domaine minier. De plus, le manque d'expertise de transfert de technologie et de remontée de filière a fait que l'industrie a toujours été dépendante des importations d'entrants payés grâce aux revenus pétroliers. Il n'existe pour l'heure aucune autre alternative pour les ressources en devises. Se pose alors, un véritable problème de vulnérabilité et d'absence d'une vision stratégique de long terme pour ce secteur pourtant essentiel.

La deuxième question qui a orienté notre travail est l'incidence de la fiscalité pétrolière contenue dans les lois « 05-07 » amendée par la « 13-01 » et la loi « 19-13 » dans l'évaluation du projet « *Touggourt Est I* ». Nous avons formulé l'hypothèse que cette incidence des dispositions fiscales de la loi « 19-13 » sur les revenus générés par le contrat « *Touggourt Est I* » est plus importante que l'incidence des dispositions de la loi « 05-07 » amendée par la « 13-01 ».

Cette étude de rentabilité inclue les dimensions de la fiscalité pétrolière. L'évaluation du projet « *Touggourt Est I* » a été faite à l'aide des critères d'évaluation dans un avenir certain et incertain. Notons que d'une manière générale, la performance d'un projet d'exploration-

production pétrolière est mesurée par trois critères : le timing, la réponse apportée par ces projets aux objectifs attendus par la compagnie pétrolière et le respect du budget.

Mais, l'évaluation du projet « *Touggourt Est I* » a été effectuée selon des hypothèses définies en fonction des données technico-économiques et un prix du pétrole égal à 50 dollars. Cette étude montre que ce contrat est plus intéressant en matière de rentabilité économique sous l'égide de la loi « 05-07 » amendée par la loi « 13-01 » pour la SONATRACH par rapport à la loi « 19-13 ». Néanmoins, la nouvelle loi « 19-13 » a fait augmenter les revenus de l'Etat. Cette conclusion ne peut ni infirmer ni confirmer la deuxième hypothèse de notre travail.

Ce qui a fait baisser les revenus générés par le projet sous l'égide de la nouvelle loi « 19-13 » de la SONATRACH est la suppression du principe du zoning.

L'industrie pétrolière connaît aujourd'hui une crise sans précédent à l'échelle mondiale et des appels sont lancés pour les pays producteurs afin de s'entendre pour diminuer leurs niveaux de production et éviter ainsi d'inonder les marchés face à une demande très en retrait.

Dans son rapport mensuel publié le 5 avril, les prévisions de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) sont pessimistes. La demande estimée en avril 2020 est en chute libre, elle est de 25 millions de barils par jour et des stocks saturés qui s'accumulent jusque dans les bateaux.

En ce qui concerne SONATRACH, les décisions d'investissement ont pu être prises avec des hypothèses de prix élevés. Le projet « *Touggourt Est I* » a été entamé en 2015. Les prévisions d'ici 2047 peuvent être modifiées à la baisse. Cela est plus plausible avec la crise sanitaire actuelle qui prend de l'ampleur et les confinements qui reprennent dans de nombreux pays.

Sur le plan stratégique, la crise actuelle montre la nécessité d'accélérer la diversification des activités en allant vers d'autres types d'activités présentant des similitudes. Elle intervient déjà dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Au vu des débats sur le sujet depuis quelques années en Algérie, cela pourrait être une véritable opportunité pour SONATRACH et pour l'Etat algérien. Le slogan « *l'énergie du changement* » peut-il être dans le sens de cette diversification ?

### Ouvrages

- ANGERS M., « *Initiation pratique à la méthodologie des sciences humaines* », Casbah Université, 1997.
- BABUSIAUX Denis et BAUQUIS Pierre René, « *Le pétrole : quelles réserves, quelles productions et à quel prix?* » Dunod, 2017.
- BITEAU Jean-Jacques et BAUDIN François, « *Géologie du pétrole, genèse, exploration, ressources* », Dunod, 2017.
- BITEAU Jean-Jacques et BAUDIN François, « *Géologie du pétrole, genèse, exploration, ressources* », Dunod, 2017.
- BUSIERE Anthony, « *Le guide complet du trading* », Ed.2, Maxima, 2019.
- CHARTIER François, « *Emergence d'une offre compétitive de sources d'énergies renouvelables* », Revue de l'énergie n°508 , juillet-août, 1999.
- CHAUTARD Sophie « *géopolitique et pétrole* », Ed. Studyrama perspectives 2007.
- COSSE René, « *Le gisement* », édition Technip, Paris, 1988.
- DARSA Jean-David, « *365 risques en entreprise* », Edition GERESO, 2017.
- GHERTMAN Michel, « *Stratégie de l'entreprise : Théories et Actions* », Economica, Paris 2004.
- GREGGIO Rodolphe et MAFFE Benoit, « *Le "grand retour" des majors du pétrole à la faveur du troisième choc pétrolier, classes d'entreprises et groupes stratégiques de l'industrie pétrolière, FFE/ »* annales des mines-Gérer et comprendre", /2 n°120.
- HELFER Jean-Pierre, KALIKA Michel et ORSONI Jacques (2004), *Management stratégie et organisation*, 5<sup>ème</sup> Edition, Paris, Vuibert .Juin 2015.
- JACQUET Pierre et NICOLAS Françoise, « *Pétrole : Crises, marchés, politiques* », Ed. DUNOD, 1991.
- Khalss Mohamed, « *Évaluation des actifs pétroliers à la date de clôture: Aspects comptables, fiscaux et d'audit* », 2013.
- KLINGER Thibaut, « *Géopolitique de l'énergie, constat et enjeux* », Studyrama perspectives.
- MAIZI Nadia, « *Changer d'échelle pour les négociations climatiques : huit initiatives régionales, sectorielles et citoyennes* », Edition, Presses des Mines, 2015.
- MEKIDECHE Mustapha, « *Le secteur des hydrocarbures en Algérie. Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable?* » Dans Confluences Méditerranée 2009 /4 (N°71).

- MEKIDECHE Mustapha, « *Le secteur des hydrocarbures en Algérie Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable?* » Dans Confluences Méditerranée 2009 /4 (N°71).
- PHILIPPE Copinschi, « *le pétrole une ressource stratégique* ».Ed, la documentation française 2012.
- PLIVERDIER ET LATREYTE (J), « *Finance d'entreprise* », Edition Economica, 7<sup>ème</sup> Edition, Paris, 1999.
- RIFFLART Christine, « *Cartel et régulation énergétique mondiale* », DOSSIER, 2001.
- SAMPSON Anthony, « *Les sept sœurs, Ed. Moreau Alain, Besseny* », France, 1976.
- Vernier Jacques, *Les énergies renouvelables*, 2012, Que sais-je? Presses Universitaires de France, 2012.
- Voltaire Brice Etou OBAMJ, *Comptabilisation et audit des coûts pétroliers dans une société non opératrice « cas d'un contrat de partage de production C.P.P »*, éditeur Paris, 2015.

### Mémoires et Thèses

- ABDESSELAM Belaid, « *Le pétrole et le gaz en Algérie, comment les algériens ont gagné la bataille de la récupération du pétrole et du gaz* », Ed. ANEP 2012.
- BENDJILALI Zine El Abidine, « *Les caractéristiques de la fiscalité pétrolière en droit algérien* », thèse de Magister, 2014.
- BENDJILALI Zine El Abidine, « *Les caractéristiques de la fiscalité pétrolière en droit algérien* », Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de Magister en droit, 2014, Université d'Oran.
- BILEK Lila « *Les options réelles, une alternative aux défaillances des méthodes classiques d'évaluation des investissements*», Mémoire de magister en sciences économiques option : Management des Entreprises, UMMTO 2016.
- FERHATI Fatima Zohra Et KAOUANE Nissia « *Conception d'un outil d'aide multicritère à la décision pour le ranking des projets d'exploration dans l'amont pétrolier* », mémoire Master en Recherche opérationnelle, Option : Recherche Opérationnelle, Modélisation et Aide à la Décision (ROMAD) Université M'hamed Bougara de Boumerdès, 2016.
- MALTI Hocine, « *Porter la révolution dans le secteur des hydrocarbures..* », dans l'histoire secrète du pétrole algérien, 2012.
- SELLAMI Slim « *Evaluation du système de contrôle interne : une phase essentielle dans une mission d'audit d'une société pétrolière* », faculté des sciences économiques et de

gestion de Sfax, Mémoire pour l'obtention du diplôme d'expertise comptable, 2017.

### Rapports et Documents officiels

- BELAID Fateh et DE WOLF, « *Analyse du risque et évaluation des projets d'investissement* », 8<sup>ème</sup> Conférence Internationale de modélisation et simulation, 10 au 12 mai 2010, Hammamet. Tunisie.
- Documents de la direction planification « *SONATRACH* »
- Publications de la SONATRACH.

### Textes et Lois

- JORA, n° 80 du 17 septembre 1966.
- Articles 3, 4, 9, 17, 18 et 19, de la loi 86-14 relative aux hydrocarbures.
- 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 n°79 le 22/12/2019.
- Article 230 de la nouvelle loi « *19-13* » relative aux hydrocarbures.
- Articles 3, 4, 9, 17, 18 et 19, de la loi 86-14 relative aux hydrocarbures.
- Art 35 et 42, la loi 86-14.
- Articles 36 et 52, la loi sur les hydrocarbures 86-14.
- Articles 25 et 26, la loi 05-07 relative aux hydrocarbures.
- Article 33, la loi 05-07 relative aux hydrocarbures .
- Article 84, la loi 05-07 relative aux hydrocarbures.
- Art 38 de la loi 05-07 relative aux hydrocarbures .
- Art 37, 38 et 84, la loi 05-07 relative aux hydrocarbures.
- Art 83, la loi 05-07 relative aux hydrocarbures.
- Art 85 loi 13-01. relative aux hydrocarbures.
- Art 90 loi 13-01 relative aux hydrocarbures.
- Art 87 loi 13-01 relative aux hydrocarbures.
- Art 84 loi 13-01 relative aux hydrocarbures.
- Art 42 loi 13-01 relative aux hydrocarbures.
- Art 37 loi 13-01 relative aux hydrocarbures.
- Art 87 loi 13-01 relative aux hydrocarbures.
- Articles 198 à 201 loi 19-13 relative aux hydrocarbures .
- Articles 165 et 166 loi 19-13 relative aux hydrocarbure.

### Revues

- AIB Mabrouk et BELMOKHTAR Oumhani, "Conception d'un tableau de bord stratégique application à l'activité amont d'une compagnie pétrolière", Revue des Sciences de Gestion, 2010/3 n°243-244, p.126
- AINAS Yanis, OUAREM Nacer et SOUAMSaid, "Les hydrocarbures Atout ou frein pour le développement de l'Algérie, Revue du tiers monde, 2012/2 n°210/p. 70.
- BP Statistical Review of World Energy June, 2017

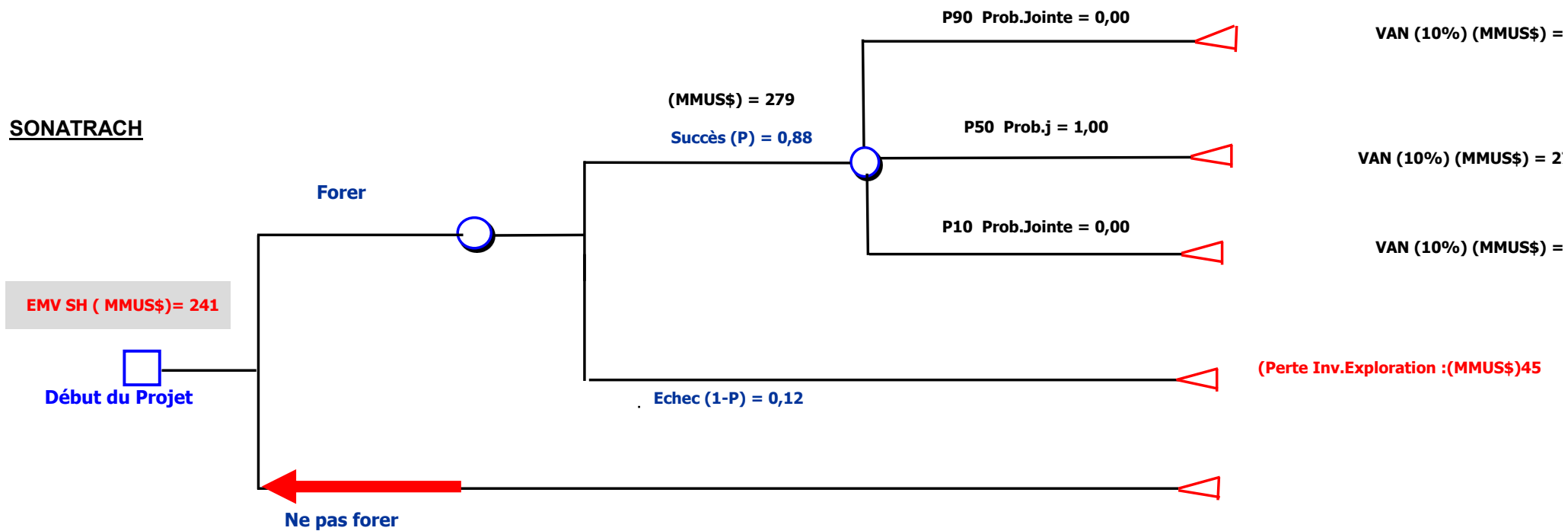
### Webographie

- <https://euro-petro.fr>
- <https://sonatrach.com/>
- <https://www.connaissancedesenergies.org/>
- <https://www.energy.gov.dz/> « Projet régissant les activités d'hydrocarbures »
- [https://www.ey.com/fr\\_fr/oil-gas/les-impacts-du-covid-19-sur-lindustrie-petroliere](https://www.ey.com/fr_fr/oil-gas/les-impacts-du-covid-19-sur-lindustrie-petroliere)
- <https://www.fioulmarket.fr/>
- [https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/article/marches-petroliers-2019-les-etats-unis-mennent-bal-lopep-sadapte.](https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/article/marches-petroliers-2019-les-etats-unis-mennent-bal-lopep-sadapte)
- [www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-clespour-comprendre/les-sources-d-energie/le-petrole](http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-clespour-comprendre/les-sources-d-energie/le-petrole)
- [www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-clespour-comprendre/les-sources-d-energie/le-petrole](http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/espace-decouverte/les-clespour-comprendre/les-sources-d-energie/le-petrole)

EXPECTED MONETARY VALUE (EMV)  
"SONATRACH"

Annexe 04

SONATRACH



0

79,1

0

(ST & Forages Wildcat)

EXPECTED MONETARY VALUE (EMV)  
"SONATRACH"

Annexe 03

SONATRACH

289,4660317

EMV SH ( MMUS\$)= 289

Début du Projet

Forer

(MMUS\$) = 334

Succès (P) = 0,88

P90 Prob.Jointe = 0,00

P50 Prob.j = 1,00

P10 Prob.Jointe = 0,00

VAN (10%) (MMUS\$) = 0

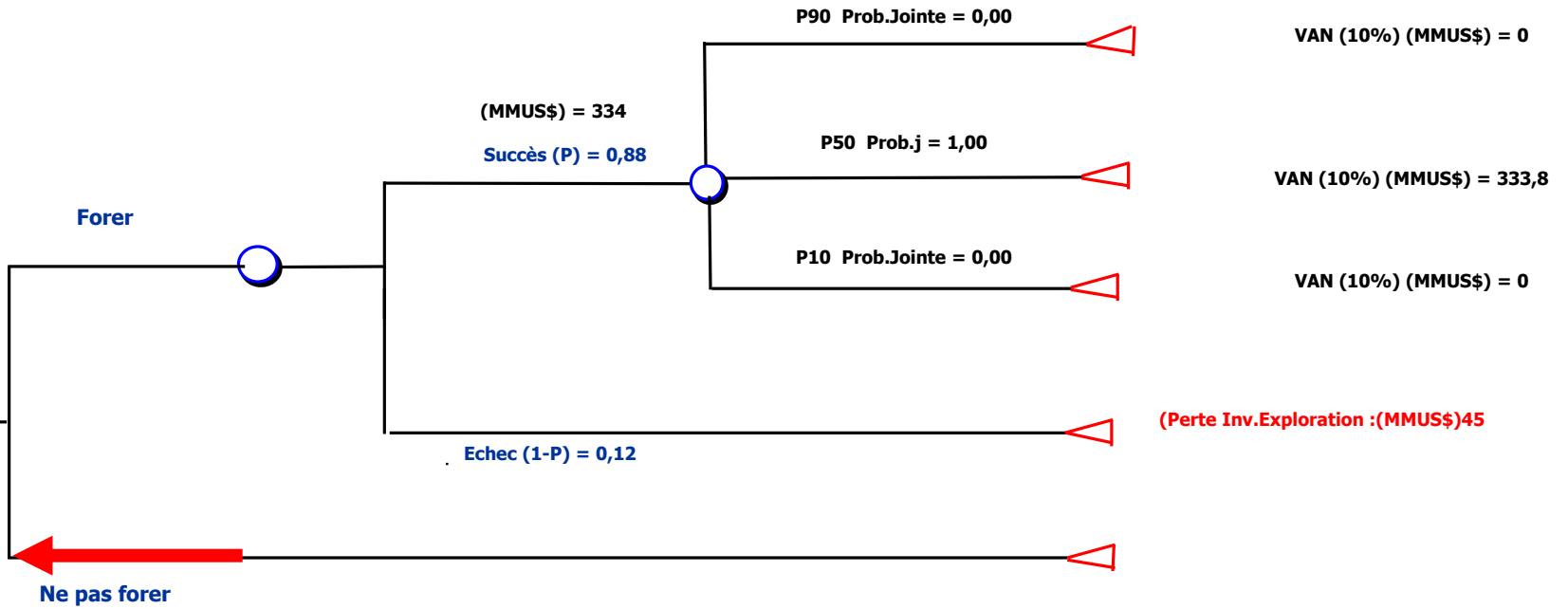
VAN (10%) (MMUS\$) = 333,8

VAN (10%) (MMUS\$) = 0

Echec (1-P) = 0,12

(Perte Inv.Exploration :(MMUS\$)45

Ne pas forer



**(ST & Forages Wildcat)**

## Table des matières

Remerciements

Dédicaces

Liste des abréviations

Liste des illustrations

Sommaire

Introduction générale ..... 01

### Chapitre 01 : Évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier

Introduction au chapitre ..... 06

1. Les spécificités de l'industrie **pétrolière** ..... 06

1.1. Les caractéristiques de l'industrie **pétrolière** ..... 06

1.1.1. La chaîne de valeur de l'industrie **pétrolière** ..... 07

1.1.2. Les réserve ..... 09

1.1.3. Les acteurs intervenants sur le marché pétrolier ..... 11

1.2. Les revenus générer par l'industrie pétrolier ..... 13

1.2.1 Les bonus ..... 13

1.2.2 Redevance (Royalites) ..... 14

1.2.3 Impôts sur le revenu et prélèvements divers et les revenus indirects ..... 14

1.3. Les différents risques de l'industrie pétrolière ..... 14

1.3.1 Risque géologique ..... 15

1.3.2 Risque économique de l'industrie pétrolier ..... 15

1.3.3 Risque politique et associé ..... 16

1.3.4 Risque de substitution par les énergies renouvelables ..... 17

1.3.5 Risque sanitaire : crise inédite ..... 18

2. Amont pétrolier ..... 19

2.1. Acquisition des droits miniers ..... 20

2.1.1 Les aspects à considérer avant l'acquisition ..... 20

2.1.2 L'analyse concurrentielle ..... 20

2.1.3 Les dépenses d'acquisition des droits miniers ..... 21

2.2. Phase d'exploitation ..... 22

2.2.1 Prospection ..... 22

2.2.2 Les dépenses inhérentes à l'activité d'exploration..... 23

2.2.3 L'appréciation ..... 24

2.3 Le développement et la production ..... 25

|   |           |
|---|-----------|
| 2.3.1 Le plan de développement .....  | 25        |
| 2.3.2 La phase de production .....  | 26        |
| 2.3.3 L'abandon et la remise en état du site .....                                  | 28        |
| <b>3. Les critères d'évaluation d'un projet pétrolier .....</b>                     | <b>29</b> |
| 3.1. Approche déterministe .....  | 29        |
| 3.1.1 Valeur actuelle nette (VAN) .....   | 30        |
| 3.1.2 Le taux de rentabilité interne (TRI) .....                                    | 31        |
| 3.1.3 Le délai de récupération actualisé (DRA) .....                                | 33        |
| 3.1.4 Enrichissement relatif au capital (ERC) ou indice de profitabilité (IP) ..... | 34        |
| 3.2. Approche probabiliste.....   | 35        |
| 3.2.1 La valeur monétaire espérée (EMV) du projet .....                             | 35        |
| 3.2.2 La méthode de l'arbre de décision .....                                       | 36        |
| 3.2.3 Construction de l'arbre de décision dans l'amont pétrolier .....              | 37        |
| Conclusion du chapitre .....  | <b>38</b> |

## Chapitre 02 : Spécificités de l'industrie pétrolière en Algérie

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Introduction au chapitre .....</b>  | <b>39</b> |
| <b>1. Contexte historique 1963-1990 .....</b>  | <b>39</b> |
| 1.1. Contexte de reprise de la souveraineté nationale sur les ressources .....             | 39        |
| 1.1.1 Création de la SONATRACH (1963) .....  | 39        |
| 1.1.2 La nationalisation du 1971 : « un principe fondamental irréversible » .....          | 40        |
| 1.1.3 Les effets de la politique de mise en place .....                                    | 42        |
| 1.2. Une nouvelle loi pour un nouveau contexte .....                                       | 42        |
| 1.2.1 La loi de 1986 une première ouverture du domaine minier .....                        | 43        |
| 1.2.2 Les contrats de partage de découverte .....  | 43        |
| 1.2.3 Les effets de l'ouverture du domaine minier .....                                    | 44        |
| <b>2. Le changement d'envergure dans un contexte de libéralisation de l'économie .....</b> | <b>44</b> |
| 2.1. L'avancée en matière de fiscalité des hydrocarbures .....                             | 45        |
| 2.1.1 L'amendement de 1991 .....   | 45        |
| 2.1.2 La loi 05-07 du 28 Avril 2005 .....  | 46        |
| 2.1.3 La création d'ALNAFT et ARH .....  | 46        |
| 2.2. L'amendement par la loi 13-01 .....   | 47        |

|   |           |
|---|-----------|
| 2.3. La réforme du régime juridique de l'hydrocarbure au plan fiscal et contractuel : loi 19-13 du 11 Décembre 2019 ..... | 47        |
| 2.3.1 Le maintien de la règle 51/49 .....   | 48        |
| 2.3.2 Redéfinition des rôles des différents acteurs dans le secteur des hydrocarbures .....                               | 48        |
| 2.3.3 Les formes contractuelles pour l'exercice des activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures .....      | 49        |
| 2.3.4 Les principales dispositions fiscales .....   | 52        |
| <b>3. L'évolution du régime fiscale pétrolier .....</b>   | <b>53</b> |
| 3.1. La loi 86-14.....  | 53        |
| 3.1.1 La redevance pétrolière .....   | 53        |
| 3.1.2 L'impôt sur le résultat .....   | 54        |
| 3.1.3 L'impôt sur la rémunération ( <i>sur la part de l'associé</i> ).....  | 54        |
| 3.2. La loi 05- 07 du 28 Avril 2005 .....   | 55        |
| 3.2.1 La redevance pétrolière .....   | 55        |
| 3.2.2 La taxe superficiare (TS) .....   | 56        |
| 3.2.3 La taxe sur le revenu pétrolier (TRP) .....   | 58        |
| 3.2.4 Impôt complémentaire sur le résultat (ICR).....   | 59        |
| 3.3. La loi 13- 01 .....  | 60        |
| 3.3.1 La redevance .....  | 60        |
| 3.3.2 La taxe superficiare (TS).....  | 61        |
| 3.3.3 Taxe sur le revenu pétrolier (TRP).....   | 62        |
| 3.3.4 Impôt complémentaire sur le résultat (ICR).....   | 64        |
| 3.4. La nouvelle loi 19 – 13 .....  | 64        |
| 3.4.1 La redevance .....  | 64        |
| 3.4.2 Taxe superficiare (TS).....   | 65        |
| 3.4.3 Impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH).....  | 66        |
| 3.4.4 Impôt sur le résultat (IR) .....  | 68        |
| 3.4.5. Impôt sur la rémunération du co-contractant étranger .....   | 68        |
| <b>4. Le développement de la SONATRACH .....</b>  | <b>69</b> |
| 4.1. Présentation de SONATRACH.....   | 69        |
| 4.2. La division exploration .....  | 70        |
| 4.3. La réalisation de l'évaluation technico-économique des projets.....  | 71        |
| <b>Conclusion du chapitre .....</b>   | <b>72</b> |

## **Chapitre 03 : L'évaluation de la rentabilité du projet « Touggourt Est I »**

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Introduction au chapitre</b> .....   | <b>73</b> |
| <b>1. Le projet le contrat Touggourt Est I</b> .....  | <b>73</b> |
| 1.1. Présentation du projet « Touggourt Est I » .....   | 73        |
| 1.1.1 L'aspect contractuel et position du projet .....  | 73        |
| 1.1.2 Le plan de position du périmètre « Touggourt Est I » .....  | 74        |
| 1.2. Les données et hypothèses technico-économiques .....   | 75        |
| 1.2.1 Les hypothèses technico-économiques .....   | 75        |
| 1.2.2 Les données technico-économiques .....  | 76        |
| <b>2. Le calcul des recettes et dépenses du projet</b> .....  | <b>78</b> |
| 2.1. Le calcul des recettes .....   | 78        |
| 2.2 Le calcul des dépenses .....  | 79        |
| <b>3. Le calcul des montants des taxes et impôts</b> .....  | <b>80</b> |
| 3.1. La taxe superficiare .....   | 80        |
| 3.1.1 La taxe superficiare selon la loi 05 – 07 amendée par la loi 13 – 01 .....                        | 80        |
| 3.1.2 Le calcul de la taxe superficiare en prenant en considération de la loi 19-13 .....               | 84        |
| 3.2. Le calcul de la redevance .....  | 86        |
| 3.2.1. Le calcul de la redevance selon la loi 05 – 07 amendée par la loi 13- 01 .....                   | 86        |
| 3.2.2. La redevance selon la loi 19 – 13 .....  | 87        |
| 3.3. La taxe sur le revenu pétrolier .....  | 88        |
| 3.3.1. Le calcul de la taxe sur le revenu pétrolier selon la loi « 05- 07 » amendée par « 13-01 » ..... | 89        |
| 3.3.2 L'impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH) selon la loi 19- 13 .....                           | 91        |
| 3.4. L'impôt complémentaire sur le résultat (ICR) / impôt sur le résultat (IR) .....                    | 94        |
| 3.4.1. Calcul de l'ICR selon la loi 05 – 07 amendée par la 13 – 01 .....                                | 94        |
| 3.4.2. L'impôt sur le résultat (IR) selon la loi 19 – 13 .....  | 95        |
| <b>4. L'étude économique du projet « Touggourt Est I »</b> .....  | <b>97</b> |
| 4.1. Les cash flows .....   | 97        |
| 4.1.1 Les cash-flows pour l'année 2024 loi 05 – 07 amendée par la loi 13 – 01 .....                     | 98        |
| 4.1.2 Les cash-flows pour l'année 2024 loi 19 – 13 .....  | 98        |
| 4.2. Évaluation du projet : l'approche déterministe .....   | 99        |
| 4.2.1 Le calcul de la valeur actuelle nette .....   | 99        |

|   |            |
|---|------------|
| 4.2.2 Le taux de rentabilité interne.....                               | 100        |
| 4.2.3 Calcul du délai de récupération .....                             | 100        |
| 4.2.4 L'indice de profitabilité .....                                   | 101        |
| 4.3. L'approche probabiliste .....                                      | 102        |
| 4.3.1. La valeur espérée (EMV) « <i>expected monetary value</i> » ..... | 102        |
| 4.3.2.L'arbre de décisions .....  | 103        |
| Conclusion du chapitre .....  | <b>103</b> |
| Conclusion générale .....   | <b>104</b> |

## **Bibliographie**

## **Annexes**

## **Table des matières**

## **Résumé**

## Résumé

L'objet de notre étude est l'évaluation de la rentabilité potentielle d'un projet amont pétrolier. Nous nous sommes interrogées sur l'objet, le contenu et l'enjeu des changements du cadre institutionnel et fiscal du secteur minier en Algérie et l'incidence de la fiscalité sur la rentabilité du contrat « Touggourt Est I ». En nous appuyant sur les données recueillies au travers d'un stage au niveau du département stratégie, planification et économie de la SONATRACH, nous avons étudié la rentabilité du projet « Touggourt Est I ». Il s'agit plus précisément de saisir l'incidence des dispositions de la loi « 05-07 » amendée par la loi « 13-01 » et la nouvelle loi « 19-13 » relative aux hydrocarbures. Une analyse sur le plan juridique, fiscal ainsi qu'économique entre ces deux lois, est effectuée permettant de mesurer l'impact de ce nouveau régime juridique sur les revenus et sa capacité à atteindre les objectifs visés par les réformes introduites.

Les résultats montrent que la problématique la plus importante pour la SONATRACH est l'évaluation de son intérêt économique et par conséquent le calcul de sa rentabilité. Aussi, l'évaluation de ses projets est basée principalement sur deux approches notamment l'approche déterministe et probabiliste. Cette évaluation montre que le Projet « Touggourt Est I », objet de notre étude, est rentable, même si, le changement du cadre fiscal mis en œuvre en 2019 a eu pour conséquence la baisse des revenus de la SONATRACH.

## Abstract

The purpose of our study is to evaluate the potential profitability of an upstream oil project. We questioned the object, content and stakes of the changes in the institutional and fiscal framework of the mining sector in Algeria and the impact of taxation on the profitability of the « Touggourt Est I » contract. Based on the data collected through an internship in SONATRACH's Strategy, Planning and Economics Department, we studied the profitability of the « Touggourt Est I » project. More precisely, we wanted to grasp the impact of the provisions of the law "05-07" amended by the law "13-01" and the new law "19-13" relating to hydrocarbons. A legal, fiscal and economic analysis between these two laws is performed to measure the impact of this new legal regime on revenues and its ability to achieve the objectives of the reforms introduced.

The results show that the most important issue for SONATRACH is the evaluation of its economic interest and consequently the calculation of its profitability. Also, the evaluation of its projects is based mainly on two approaches, namely the deterministic and probabilistic approach. This evaluation shows that the « Touggourt Est I » Project, subject of our study, is profitable, even if the change in the fiscal framework implemented in 2019 has resulted in a decrease in SONATRACH's revenues.



# **Introduction générale**



---



---

# **Conclusion générale**

---



---



# **Bibliographie**



# Chapitre I



**Evaluation de la rentabilité  
potentielle d'un projet pétrolier**



# **Chapitre II**



**Spécificité de l'industrie pétrolier en  
Algérie**



# **Chapitre III**



**L'évolution de la rentabilité du projet  
Touggourt Est**



---



---

# **Table des matières**

---



---

---



---

# Liste des illustrations

---



---



---

# **Annexe 01**

---





# **Annexe 02**





---

# **Annexe 03**

---





---

# **Annexe 04**

---





# Sommaire

