

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Master

Présenté par

Kari Riadh

Saddar Elmouataz Bellah

Filière : Hydrocarbures

Option : Economie des hydrocarbures

Évaluation Économique d'un projet d'exploration- production

Devant le jury :

Mr	Haoua	promoteur
Mme	Tahi	Président
Mme	Boukhanoofa	Examineur
Mme	Flici	Examineur

Année Universitaire :2023/2024

Remerciements

Nous remercions Allah, le tout puissant, pour nous avoir donné,
le courage la patience, la volonté et la force
nécessaire, pour affronter toutes les difficultés et les
obstacles qui se sont hissés au travers de notre chemin
durant toutes nos années études.

On tient à exprimer notre profonde gratitude à encadreur
Mr. Haoua ABDELAZIZ de l'Université
M'HAMED BOUGARA – BOUMERDES pour nous
avoir proposé le sujet à l'origine de ce mémoire. On le
remercie d'avoir accepté de diriger ce travail, ainsi que
pour ses nombreux conseils et suggestions.

Nous remercions également tout le corps
pédagogique du département d'économie et
commercialisation des Hydrocarbures, ainsi que tout le
personnel de direction groupement BERKINE, toute l'équipe du
service planification et management et service exploitation de l'IAP qui
nous ont apporté leurs expériences, supports et
aides, leurs conseils et leurs contributions et de
nous avoir permis de recueillir le maximum
d'informations lors de nos visites au niveau de
région .

Nous remercions également à nos camarades
de la promotion d'économie et commercialisation des
Hydrocarbures pour toute l'aide et le soutien qu'ils
nous ont apporté.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

La femme la plus généreuse, ma source de tendresse et de
la bonneté **Ma mère**

A **mon père**, la personne la plus chère dans ma vie
Je vous dis que je suis fier d'être votre fils et j'ai
la chance d'avoir les meilleurs parents dans le
monde, que Dieu vous garde pour moi et vous
protège.

A mes chers frères et mes chères sœurs pour leur
soutien moral et matériel. Ce travail soit
témoignage de ma reconnaissance et de mon amour
sincère pour vous.

A mon cher binôme **SADDAR Moutaz**

A tous mes chers amis.

A tous mes camarades de groupe **MAEH19** et les
collègues de la promotion 2019-2024.

A tous mes enseignants depuis mes premières années
d'études.

A tous ceux qui me sens chers et que j'ai omis de citer.

KARI RIADH

Liste des abréviations

ALNAFT : Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures

ARH : Agence de régulation des hydrocarbures

SONATRACH : Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport et la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures

E / P : L'Activité Exploration-Production

SH : Sonatrach

B.E.P : Baril équivalent pétrole

CAPEX : Capital expenditures (les dépenses de capital)

OPEX : Operations expenditures (couts opératoires)

Abex: Abandonment expenditure or abandonment costs

ART: Article

F.O.B: Free on board

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GN : Gaz naturel

GPL : Gaz propane Liquéfié

T.E.P : Tonne Équivalent Pétrole

TRI : Taux de rentabilité interne

HSE : Santé, sécurité & environnement

T.S : Taxe Superficiaire

I.R : Impôt sur le Résultat

I.R.H : Impôt sur revenu des hydrocarbures

I.R.C.C.E : Impôt sur résultats Co-contractant étranger

CF : Cash-flow

C.A : Chiffre d'affaires

P.V : Valeur de Production

T.C.M : Taux de Change Moyen à la vente de dollars des États Unies d'Amérique

Tm : Taux de change moyen du mois calendaire précédent chaque paiement

V.A.N : La Valeur Actuelle Nette

C.F : Cash-flows

T.R.I : Le Taux de Rentabilité Interne

DA : Dinar algérien

MM\$US : Million de dollar américain

MM B.E.P : Million de barrel équivalant pétrole

N° : Numéro

PSC : Partage de production

Liste des tableaux

Tableau. 2 .1 : les montants de la taxe superficiare en (DA/KM2).....	32
Tableau. 2 .2 : les taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H).....	35
Tableau. 2 .3 : les taux réduits d'I.R.H.....	37
Tableau 4 .1 : Caractéristiques du réservoir.....	62
Tableau 4.2 : Caractéristiques des fluides du champ RBK.....	63
Tableau 4 .3 : POD.....	92
Tableau 4.4 : Résultats Sonatrach K*a-b.....	92
Tableau 4.5 : Résultats Sonatrach Price cap.....	93
Tableau 4.6 : Résultats Co-contractant Price cap.....	94

Liste des figures

Figure 1.1 : formation d'un gisement d'hydrocarbures.....	4
Figure 2.1 formes possibles des contrats.....	30
Figure 4.1 : Situation Geologique du bassin de Berkine.....	61
Figure 4.2: situation géographique du bassin de Berkine.....	62
Figure 4.3 Plan de développement HBNS.....	67
Figure 4.4 Capex recherche réalisé et prévus.....	68
Figure 4.5 Dépenses Forage.....	69
Figure 4.6 Couts d'installation.....	70
Figure 4.7 OPEX.....	71
Figure 4.8 Coût de transport.....	73
Figure 4.9 Coût d'abandon Sonatrach et Co-contrant.....	74
Figure 4.10 profile de pétrole et Gaz	75
Figure 4.11 La Taxe superficiare.....	76
Figure 4.12 La redavence selon la Loi 19-13.....	76
Figure 4.13 Formule de partage de production.....	78
Figure 4.14 Cash flow cumulé projet formule price cap	80
Figure 4.15 formule de partage de production.....	81
Figure 4.16 Cash flow cumulé projet formule K^*a-b	82
Figure 4.17 Résultats Sonatrach selon les deux fourmules.....	83
Figure 4.18 Résultats Co-contractant selon les deux fourmules.....	84
Figure 4.19 Cash flow cumulé SH formule K^*a-b	86
Figure 4.20 cash flow cumulé SH formule price cap.....	87
Figure 4.21 Cash flow Co-contractant étranger.....	88
Figure 4.22 Cash flow Co-contractant formule price cap.....	89

Table des matières

Remerciements

Dédicace

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Table des matiers

Introduction et problématique

Chapitre 1 : Généralités sur l'amont pétrolier en Algérie

Introduction.....	1
1. 1 la genèse d'hydrocarbures.....	2
1. 2 Aperçu sur le secteur des hydrocarbures en Algérie.....	4
1 .3 la chaine Exploration /Production.....	7
Conclusion.....	14

Chapitre 2 : Le cadre réglementaire et fiscal des contrats pétrolier selon la loi

(N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie

Introduction	15
2. 1 Evolution du cadre législatif régissant les hydrocarbures en Algérie depuis l'indépendance.....	16
2. 2 Dispositions générales.....	19
2. 3 Le cadre institutionnel	24
2. 4 Dispositions propres aux contrats d'hydrocarbures.....	27
2. 5 Régimes fiscaux applicables aux activités amont	31
Conclusion.....	39

Chapitre 3 : L'évaluation économique d'un projet d'investissement

Introduction	40
3. 1 Notion sur les investissements.....	41

3.2 Définition et caractéristique d'un projet d'investissement.....	45
3.3 Evaluations économiques d'un projet pétrolier.....	48
3.4 Les critères d'évaluation des projets d'investissement	51
3.5 La décision d'un investissement	54
Conclusion	57

Chapitre 4 : Etude de cas Groupement Berkine

Introduction	58
4.1 Présentation de GB et partenaires.....	59
4.2 Etudes de cas.....	71
4.2.1 Aspect contractuel.....	71
4.2.2 Schéma de développement.....	71
4.2.3 Présentation technico-économique du projet	72
4.2.4 Hypothèses économiques.....	77
4.2.5 Le calcul économique	78
4.2.6 Résultats économiques du projet	85
4.2.7 Sensibilité.....	108
Conclusion.....	122
Conclusion générale	123
Bibliographie	126
Annexe	

Introduction

Introduction

L'industrie des hydrocarbures joue un rôle crucial dans l'économie mondiale contribuant de manière significative à la croissance économique, à la création d'emplois et au progrès technologique. Cependant, cette industrie est confrontée à de nombreux défis, notamment la volatilité des prix, les pressions croissantes pour une transition énergétique durable et les préoccupations environnementales croissantes. Dans ce contexte complexe, les entreprises du secteur des hydrocarbures doivent innover pour maintenir leur compétitivité et assurer leur avenir.

En Algérie, l'industrie des hydrocarbures est un pilier fondamental de l'économie nationale, représentant une part majeure des revenus du pays. Le pays dispose de vastes réserves de pétrole et de gaz naturel, ce qui en fait un acteur clé sur la scène énergétique mondiale. Toutefois, attirer des partenaires étrangers pour l'exploration et l'exploitation de ces ressources demeure un défi majeur. Les entreprises doivent naviguer dans un environnement réglementaire spécifique, faire face à des incertitudes économiques et répondre à des exigences techniques et environnementales strictes.

L'un des moyens les plus efficaces pour relever ces défis est de nouer des partenariats stratégiques. Ces partenariats permettent de partager les risques, d'accéder à des technologies avancées et de consolider les ressources financières et humaines nécessaires pour mener à bien des projets d'exploration et d'exploitation. Cependant, attirer des partenaires stratégiques n'est pas une tâche aisée. Il est essentiel de proposer des formules de partage attractives et équitables qui répondent aux attentes des partenaires potentiels tout en garantissant des retours sur investissement satisfaisants pour toutes les parties prenantes.

Notre mémoire a pour objectif principal de discuter et d'analyser les différentes méthodes pour attirer des partenaires stratégiques dans le secteur des hydrocarbures en Algérie. Nous allons examiner deux formules de partage spécifiques qui pourraient faciliter ces partenariats et optimiser la répartition des bénéfices et des risques.

Introduction

Problématique

Dans ce contexte, la question centrale que nous devons nous poser est la suivante :

Comment l'entreprise nationale Sonatrach peut-elle attirer et sécuriser des partenaires stratégiques pour l'exploration et l'exploitation, tout en optimisant le partage des bénéfices et des risques ?

Pour répondre à cette problématique, il est essentiel de comprendre les facteurs qui influencent l'attraction des partenaires. Parmi ces facteurs, on peut citer la stabilité politique de l'Algérie, la réglementation locale, l'attrait des réserves disponibles, et les conditions économiques.

Une proposition de valeur claire et attractive est également cruciale pour attirer des partenaires. Sonatrach doit être en mesure de démontrer les avantages concrets de leurs projets et proposer des conditions de partenariat avantageuses. Dans ce étude , nous allons introduire et analyser deux formules de partage qui pourraient représenter des solutions potentielles pour attirer des partenaires stratégiques. Nous examinerons les avantages et les inconvénients de chaque formule, ainsi que leur applicabilité dans le contexte algérien sous l'égide de la loi des hydrocarbures 19-13.

CHAPITRE 1
GENERALITES SUR L'AMONT PETROLIER
EN ALGERIE

Introduction

Un projet d'exploration-production dans l'industrie pétrolière est un processus continu et complémentaire comprenant plusieurs travaux visant à découvrir de nouveaux gisements et à les exploiter. Les travaux d'exploration et de production peuvent se dérouler sur une période de plusieurs années, voire des décennies. Il est également important de souligner que tous les projets d'exploration ne conduisent pas nécessairement à la découverte de gisements commercialement exploitables. Il existe un risque inhérent à l'exploration pétrolière, et les compagnies investissent des sommes considérables dans ces projets en espérant trouver des gisements rentables.

Dans ce chapitre, je présente des généralités sur l'amont pétrolier, un aperçu sur les hydrocarbures en Algérie, les étapes d'un projet exploration /production et les couts de cette activité.

1.1 La genèse d'hydrocarbures

1.1.1 Définition des hydrocarbures

Composés organiques constitués de carbone et d'hydrogène, les hydrocarbures sont les composés organiques les plus simples, et on peut considérer que les autres composés organiques en sont dérivés. Les hydrocarbures présentent une grande importance commerciale : on les utilise comme carburants, comme combustibles, comme huiles lubrifiantes et comme produits de base en synthèse pétrochimique. On distingue les hydrocarbures à chaîne ouverte, ou hydrocarbures aliphatiques, et les composés cycliques. Dans les composés à chaîne ouverte contenant plusieurs atomes de carbone, ceux-ci sont reliés les uns aux autres pour former une chaîne ouverte pouvant présenter une ou plusieurs ramifications. Dans les composés cycliques, les atomes de carbone forment un ou plusieurs cycles fermés. Ces deux groupes sont subdivisés en composés saturés et insaturés.

- Le pétrole : C'est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphténiques, Aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel), le pétrole brut est connu depuis la plus haute antiquité.
- Le gaz naturel : Le Gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures saturés composé essentiellement de méthane (70 à 95 %, en volume, selon le gisement). Il est associé à d'autres alcanes (éthane, propane, butane, ...) à du diazote N_2 , à du dioxyde de carbone CO_2 et à du sulfure d'hydrogène H_2S . Le gaz naturel peut être utilisé, comme les autres combustibles fossiles, charbon et pétrole, aussi bien comme combustible et carburant que comme matière première. Il présente donc, au moins potentiellement, une large gamme d'usages massifs.

1.1.2 La formation des gisements des hydrocarbures

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

• ² ALBANE Nesrine, QULIYEVA Khumar, SADI Wahiba « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022, Page 29 Vue 25/05/2024

Généralités sur l'amont pétrolier en Algérie

1.1.2.1 Migration primaire

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors éventuellement vers une future roche-réservoir.

1.1.2.2 Migration secondaire

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

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

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

En effet, 10 à 40% des hydrocarbures restent piégés dans la roche-mère, et qui est connu sous le nom d'« huile de schiste » ou de « pétrole de schiste » qui est moins facile à extraire que le pétrole sous forme de gisements, il requiert des techniques d'exploitation particulières comme la fracturation hydraulique.³

³ ALBANE Nesrine, SADI Wahiba, QULIYEVA Khumar, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.

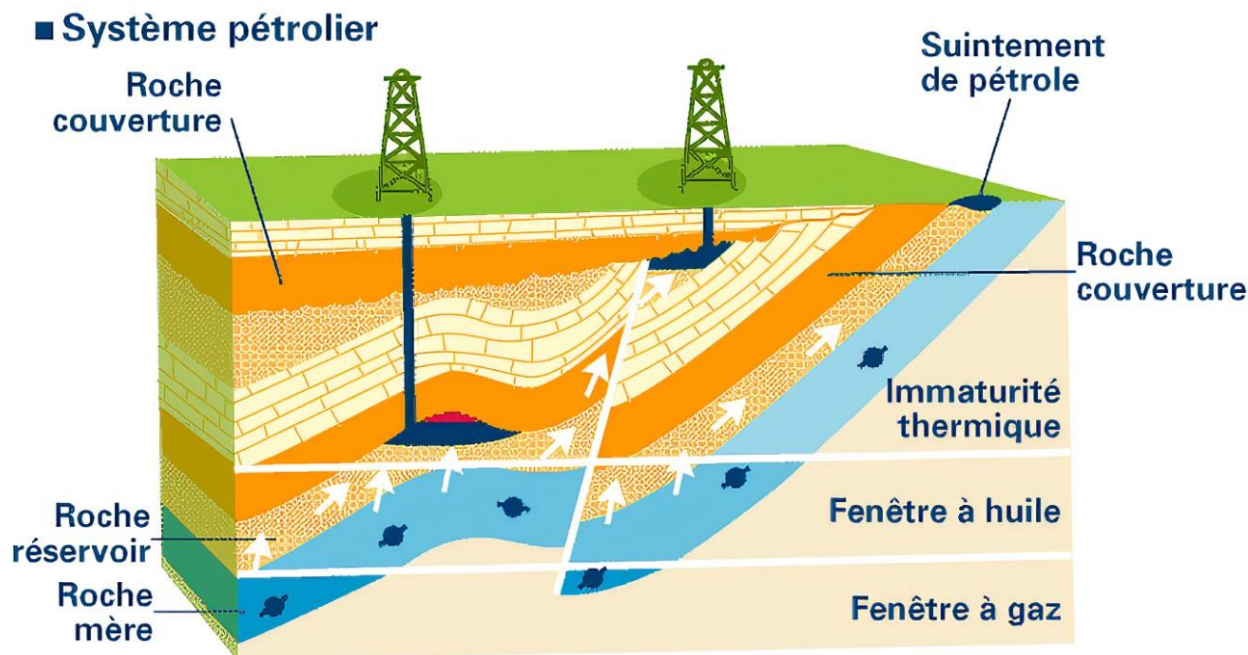


Figure 1.1.2-1: formation d'un gisement d'hydrocarbures

Source : Géol Val .Fr Article 256 JEAN Paul
26/05/2024 12 :45 :38

1.2 Aperçu sur le secteur des hydrocarbures en Algérie

Le secteur des hydrocarbures (pétrole et gaz) en Algérie occupe une place centrale dans le fonctionnement de l'économie, il est la principale source de devise considéré comme ressource vitale pour le financement des activités économiques. Sa contribution aux PIB est de 40%, celle des recettes budgétaires est de 70% et celle des recettes d'exportations est de 98%.⁴

La place centrale du secteur des hydrocarbures a fortement influencé la structure et la gestion de l'économie algérienne, ceci a permis à l'Algérie de disposer d'un bon potentiel favorable à la croissance économique. Ainsi, l'évolution de la croissance économique et des finances publiques de l'Algérie est très exposée aux fluctuations des prix de pétrole.

⁴ BENIKHLEF Mohamed, BENLEMRABET Amina Ibtissem, «analyse comparative de la fiscalité pétrolière en Algérie : étude de cas de la loi 13-01 par rapport à la loi 05-07», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2017/2018.

Généralités sur l'amont pétrolier en Algérie

L'économie algérienne est fondée sur les ressources naturelles. En effet, l'Algérie possède un important secteur des hydrocarbures comportant un portefeuille diversifié de produits, qui assure les rentrées en devise étrangères, de réserve, de change et source des recettes budgétaires grâce à la fiscalité pétrolière.

La gestion du secteur des hydrocarbures est confiée à la SONATRACH, la création de celle-ci par le décret N°63-491 du 31 décembre paru au journal officiel de la république algérienne démocratique et populaire du 10 janvier 1964. Cette organisation avait comme objectif d'accomplir les buts suivants : exécution de toute opération de recherche, d'exploitation et de commercialisation de pétrole, le transport et la transformation des hydrocarbures, la distribution et la vente des hydrocarbures. La SONATRACH est le pilier de l'industrie pétrolière en Algérie, elle a pour mission de valoriser de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays. Ainsi, cette compagnie est classée comme la première compagnie d'hydrocarbures en Afrique et en Méditerranée.

En 1969, L'Algérie est devenue un membre de l'organisation des pays exportateurs du pétrole (OPEP). Le gouvernement algérien a nationalisé le 24 février 1971 partiellement (51%) la production de pétrole et totalement (100%) la production de gaz naturel.⁵

1.2.1 Les réserves

Les réserves sont les quantités d'hydrocarbures liquides ou gazeux contenus dans un réservoir ayant fait l'objet d'une évolution selon le degré de connaissance. Les réserves d'hydrocarbure se subdivisent en trois parties : ⁶

1.2.1.1 Réserves prouvées (P1)

Ce sont les réserves mises en évidence avec une certitude raisonnable, au moyen de forages productifs et à l'aide de données géologiques et d'études réservoir. Ces réserves incluent :

- Celles contenues dans le périmètre des puits forés.

⁵ BENIKHLEF Mohamed, BENLEMRABET Amina Ibtissem, «analyse comparative de la fiscalité pétrolière en Algérie : étude de cas de la loi 13-01 par rapport à la loi 05-07», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2017/2018

⁶ ALBANE Nesrine, QULIYEVA Khumar, SADI Wahiba, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.

Généralités sur l'amont pétrolier en Algérie

– Celles contenues dans les zones non encore forés et comprises entre les puits forés et les contours des contacts des fluides et qui sont considérés comme raisonnablement existantes.

En l'absence de données sur les contacts de fluides, la dernière limite reconnue des fluides sera prise en compte. Les réserves prouvées se subdivisent elles-mêmes en réserves récupérables et en réserves non récupérables :

- **Réserves récupérables**

Ce sont les réserves prouvées susceptible d'être extraites commercialement des réservoirs d'hydrocarbures, à partir d'une date donnée, dans les conditions économiques existantes, par utilisation de méthodes d'exploitation éprouvées et dans le respect de la législation nationale en vigueur. Dans cette catégorie de réserves on distinguera les réserves développées et non développées.

- Réserves développées : sont celles qui sont récupérables au moyen de puits et d'installation existantes ou en cours de réalisation, ainsi que par les moyens et méthodes mis en œuvre en matière de récupération assistées.

- Réserves non développées : sont celles qui sont récupérables au moyen de forages complémentaires, de ré-complétions de puits existants sur de nouveaux horizons ou de futures installations de récupération améliorée.

- **Réserves non récupérables**

Ce sont celles dont l'exploitation est jugée non rentable dans les conditions économiques existantes.

1.2.1.2 Réserves probables (P2)

Les réserves probables sont connues avec une moindre certitude que les réserves prouvées. Elles sont décelées sur les bases de données géologiques et techniques favorables toutefois, l'absence de test direct ne permettant pas leur classification comme réserves prouvées.

1.2.1.3 Réserves possibles (P3)

Ce sont celles estimés à partir de résultats de travaux de prospection dans les zones favorables à la présence d'hydrocarbures, ou à partir d'extrapolations de réserves probables sur la base de données structurales ou géophysiques.

1.3 La chaîne Exploration/production

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

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

Un projet est un processus unique qui consiste en un ensemble d'activités coordonnées comportant des dates de début et de fin. Un projet d'exploration – production est défini comme étant une succession continue et complémentaire de plusieurs travaux pétroliers qui ont le but de découvrir de nouveaux gisements d'hydrocarbures économiquement exploitables. La réalisation de ce dernier comporte plusieurs étapes distinctes :

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

1.3.1.1 Étape exploration

C'est la première phase effectuée dans l'industrie pétrolière. Elle se fixe comme objectif la définition des endroits susceptibles de contenir des hydrocarbures grâce à des éléments (ou des informations) collectés par les [géologues et les géophysiciens](#). Cette phase est sanctionnée par le tracé des cartes sismiques reflétant l'évolution des couches dans le sous-sol.¹⁰

La phase exploration apporte un lot important d'informations sur le gisement découvert qui sont:

- Estimation des réserves.
- Pré évaluation (géologique, technique, économique).
- Calcul des profils de production, des investissements et des dépenses d'exploitation, calculs économiques.
- Evaluation du risque (pays, partenaire, géologique, technique et financier).

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

¹⁰ ALBANE Nesrine, QULIYEVA Khumar, SADI Wahiba « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.

Généralités sur l'amont pétrolier en Algérie

1.3.1.1.1 Géologie Des Hydrocarbures :

On distingue plusieurs disciplines : la tectonique, la paléontologie, la stratigraphie, la pétrographie, la sédimentologie...etc. C'est la méthode de base indispensable à toute recherche pétrolière, elle se fait en deux phases :

- La géologie de surface : consiste à observer et à chercher tout signe indiquant la présence de terrains sédimentaires en utilisant diverses techniques (études des roches à l'affleurement, examen d'échantillons en laboratoire, datations, photogéologie, sondages ou excavations de faible profondeur).

- La géologie de subsurface : dont l'objet principal est le contrôle des sondages, l'observation et l'analyse des échantillons extraits des puits (carottes, déblais), la mesure des différents paramètres (vitesse d'avancement du forage, caractéristiques physiques et chimiques des boues,).

L'analyse des résultats de toutes ces observations permet de reconstituer une image aussi précise que possible du bassin en cours d'exploitation.

1.3.1.1.2 Géologie Des Hydrocarbures :

On distingue plusieurs disciplines : la tectonique, la paléontologie, la stratigraphie, la pétrographie, la sédimentologie...etc. C'est la méthode de base indispensable à toute recherche pétrolière, elle se fait en deux phases :

- La géologie de surface : consiste à observer et à chercher tout signe indiquant la présence de terrains sédimentaires en utilisant diverses techniques (études des roches à l'affleurement, examen d'échantillons en laboratoire, datations, photogéologie, sondages ou excavations de faible profondeur).

- La géologie de subsurface : dont l'objet principal est le contrôle des sondages, l'observation et l'analyse des échantillons extraits des puits (carottes, déblais), la mesure des différents paramètres (vitesse d'avancement du forage, caractéristiques physiques et chimiques des boues,).

L'analyse des résultats de toutes ces observations permet de reconstituer une image aussi précise que possible du bassin en cours d'exploitation.

Généralités sur l'amont pétrolier en Algérie

1.3.1.1.3 Géophysique Des Hydrocarbures :

Les Méthodes sismiques

Contrairement aux méthodes de prospection précédentes qui sont des études de reconnaissance du terrain, les méthodes sismiques, sont plus affinées destinées beaucoup plus à la recherche pétrolière. Elles sont basées sur l'émission des ondes sismiques élastiques par des sources (explosifs ou vibrateurs) puis leur enregistrement par des dispositifs appropriés placés en surface.

- La sismique 2D (2dimention) : Elle a donné des résultats mais présente ses limites dans certains cas.
- La sismique 3D : nouvelle méthode qui fournit des informations spatiales du terrain prospecté. C'est une méthode de haute résolution.
- La sismique 4D : appelée également sismique de réservoir. Il s'agit de conjuguer la sismique 3D avec la dimension temps. Elle est utilisée pour le suivi d'un gisement en roduction dans le temps.

1.3.1.1.4 L'exploration

Les informations géologiques et géophysique évaluent globalement l'intérêt d'un prospect sans pour autant confirmer la présence d'un gisement. Seul l'accès direct au sous-sol via le forage permet de se prononcer sur l'existence du gisement.

Un forage est toujours bénéfique même si négatif dans la mesure où il fournit aux explorateurs des informations sur la lithologie et les fluides. Sa mise en œuvre se base sur la technique la plus répandue, communément appelée « le forage rotary ».

1.3.1.2 Le développement

C'est la phase pré-exploitation du gisement qui demande la mise en place de tout l'équipement nécessaire. Le plan de développement du champ définit :

- Le nombre de puits à forer pour pouvoir produire.
- Les techniques de récupération et d'extraction du pétrole emprisonné dans la roche réservoir.
- Le type et le coût des installations de surface, réseau de collectes et manifolds.
- Les dispositifs de séparation du gaz et des fluide
- Les sites de traitements.

Généralités sur l'amont pétrolier en Algérie

1.3.1.3 La production

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

Comme les gisements sont très vastes (de plusieurs kilomètres carrés à plus de 100 kilomètres carrés), il faut forer des puits de façon à récupérer le maximum d'hydrocarbures.¹¹

1.3.1.3.1 Production par déplétion naturelle

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

1.3.1.3.2 Production par méthode de récupération assistée

Si la pression du gisement pétrolier se révèle insuffisante pour que le pétrole parvienne en surface en quantités suffisantes. En effet, Il existe deux techniques principales : le pompage et l'injection d'eau ou de gaz.

1.3.2 Les coûts des activités Exploration /Production

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

1.3.2.1 Le Coût de la géologie

Le prix de revient d'une équipe géologique dépend beaucoup des conditions de vie et des facilités de déplacement. Une équipe de géologie peut coûter de 70 000 à 200 000\$ /mois dans des régions relativement faciles. Et dans les régions difficiles, on compte par compagnie et non

Par mois. Le coût d'une compagnie peut atteindre 80 000\$ à 1.5 M\$. Les dépenses géologie couvrent environ de 10 à 30% du coût total d'exploration.

1.3.2.2 Le Coût de la géophysique

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

1.3.2.3 Le Coût d'un forage

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

-Les données techniques : type d'appareil (rig), son support et la durée du puits, elles sont à leur tour fonction de : La zone géographique : terre / mer, conditions climatiques, l'accès et la

Généralités sur l'amont pétrolier en Algérie

nature de la zone (vierge ou mature). Le puits : son type (d'exploration ou de développement), sa profondeur, ses caractéristiques techniques (puits horizontal ...). Et la disponibilité des appareils de forage et des supports en mer.¹²

-Données économiques : internationales ou régionales. Elles représentent la prospection la plus importante des dépenses d'exploration avec 65 à 80%. Elles comportent tous les frais depuis la préparation jusqu'à la mise en production ou à l'abandon du puits. Elles sont distribuées comme suit : Génie civil 9%, forage : 50 à 60%, consommables : 14 à 17%, autres opérations 10 à 15% et les charges indirectes : 9%. En moyenne, le coût d'un appareil de forage est 180 000\$ / mois et le prix de revient d'un forage est exprimé par le prix total rapporté à la profondeur forée ; il varie entre 60 à 800\$ / mètre foré.

1.3.2.4 Le coût de développement

La mise en production d'un puits nécessite le développement du gisement. Cette phase couvre, en termes de dépenses, de 40 à 60 p.100 du coût technique du pétrole.

Celle-ci s'étale sur plusieurs années (2 à 4 années généralement).

Après une étude d'optimisation, on commence à mettre en place : des forages de développement, qui représente de 60 à 85 p.100 du cout de développement, ainsi que les installations de surface, de récupération et de transport.¹³

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

¹² ALBANE Nesrine, QULIYEVA Khumar, SADI Wahiba « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.

¹³ ALBANE Nesrine, QULIYEVA Khumar SADI Wahiba, « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.

Généralités sur l'amont pétrolier en Algérie

1.3.2.5 Le coût d'exploitation

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

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

Les OPEX sont alors tous les décaissements propres au fonctionnement d'une installation. Ils sont distribués comme suit : les supports généraux des filiales : 20%, les opérations puits/surface : 15 %, la logistique : 15%, d'autres (l'inspection, la sécurité... etc.)¹⁴

¹⁴ ALBANE Nesrine, QULIYEVA Khumar, SADI Wahiba « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.

Conclusion

Les Activités amont sont Les activités de prospection, de recherche, d'appréciation, de développement et d'exploitation d'hydrocarbures.

La recherche et l'exploitation des hydrocarbures constituent des secteurs stratégiques du fait de l'importance des capitaux d'investissement, mais aussi l'importance des recettes récoltées dans les économies des pays. Ainsi la présentation de technique et économique de l'exploration-production qui constitue les activités de l'amont pétrolier, s'impose afin de comprendre les enjeux de l'évaluation économique des projets exploration production des hydrocarbures.

CHAPITRE 2

LE CADRE REGLEMENTAIRE ET FISCAL DES CONTRATS PETROLIER SELON LA LOI (N°19-13) RELATIVE AUX HYDROCARBURES EN ALGERIE

Introduction

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

- La loi N° 86-14 du 19 août 1986, du 4 décembre 1991 ;
- La loi N° 05-07 du 26 avril 2005 modifiée et complétée par l'ordonnance N° 06-10 du 29 juillet 2006 et amendée par la loi N° 13-01 du 24 février 2013 ;
- La loi N° 19-13 du 22 décembre 2019.¹⁵
- La loi des hydrocarbures N° 19-13 modifie la loi N° 13-01 et révisé le cadre institutionnel, juridique et fiscal du secteur de l'énergie.

Dans ce chapitre, on va aborder l'aspect contractuel sur le cadre juridique et institutionnel de l'activité d'exploration et d'exploitation de la loi N° 19-13 relatives aux hydrocarbures, les modalités de conclusion du contrat de recherche et d'exploitation, ainsi que les différents types de contrats et le régime fiscal.

¹⁵ CHEBBAH Abd Elhadi, ZEBIRI Brahim, «Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative» mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.

2.1 Evolution du cadre législatif régissant les hydrocarbures en Algérie depuis l'indépendance

Voici les étapes marquantes de l'évolution du cadre juridique régissant les hydrocarbures en Algérie depuis son indépendance :

- Le 05 juillet 1962 : Suite à son indépendance, l'Algérie devient le propriétaire des ressources du pays en hydrocarbures, mais la France continue de posséder le réel pouvoir de gestion de ces richesses, à travers la Société nationale de recherche et d'exploitation de pétrole en Algérie (SN REPAL). La législation française (le code pétrolier saharien de 1958) est ainsi maintenue, en application des accords d'Evian.¹⁶
- Le 31 décembre 1963 : Création de la Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures "Sonatrach", qui sera ultérieurement l'outil de la politique nationale des hydrocarbures.

Créé initialement pour prendre en charge le transport et la commercialisation des hydrocarbures, Sonatrach s'est déployée progressivement dans les autres segments de l'activité pétrolière.

- Le 29 juillet 1965 : Signature de l'Accord d'Alger qui maintien le régime des concessions mais stipule que les sociétés françaises (Total et Elf) doivent reverser à l'Etat algérien une partie de leurs bénéfices.

¹⁶ Le code pétrolier saharien de 1958.

- Le 24 août 1967 : L'Algérie prend la décision de nationaliser les activités américaines de raffinage-distribution de Mobil et Esso.
- Août 1968 : Sonatrach bénéficie d'une série d'opérations qui lui donne le monopole de la commercialisation des produits pétroliers et le contrôle de l'ensemble du secteur pétrochimique.
- Le 19 octobre 1968 : Sonatrach signe un accord avec le groupe pétrolier américain "Getty Oil" qui restitue à la compagnie nationale 51% de ses intérêts en Algérie. Cet accord a permis de renforcer la position algérienne face à la partie française.
- Le 30 janvier 1969 : La redevance de l'impôt pour les sociétés françaises doit être revalorisée mais la décision est reportée.
- Le 24 février 1971 : L'Algérie recouvre sa souveraineté totale sur ces ressources en hydrocarbures. A la faveur de cette nationalisation, il est imposé aux entreprises étrangères de s'associer avec Sonatrach pour pouvoir investir dans des activités de recherche et de production. Ils doivent également créer une société de droit algérien afin de bénéficier de ces avantages.
- Le 27 février 1975 : Promulgation de l'ordonnance 75-13 qui stipule l'augmentation des redevances et les impôts pour atteindre 20% sur les hydrocarbures liquides, 5% pour les hydrocarbures gazeux, et 85% pour le taux d'impôt direct pétrolier sur les bénéfices de la Sonatrach.¹⁷
- Le 19 août 1986 : L'Algérie promulgue une loi sur les hydrocarbures, marquée par une ouverture dans l'amont pétrolier, dans un contexte du "choc pétrolier" qui a conduit le pays à une grave crise financière. Cette loi "libérale" qui vise essentiellement la relance des investissements, a introduit une nouveauté dans les contrats : le partage des découvertes des hydrocarbures liquides.¹⁸

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

¹⁷ L'ordonnance n°75-13.

¹⁸ Loi relatives aux hydrocarbures n°86-14.

- Le 04 décembre 1991 : La loi sur les hydrocarbures est révisée pour l'élargir à la prospection et aux découvertes de gaz naturel. L'amendement permet également de porter à l'international le règlement des litiges opposant les investisseurs étrangers à la Sonatrach dans le cadre des contrats d'association¹⁹.

Même si Sonatrach reste majoritaire dans l'ensemble des contrats d'association et seule bénéficiaire des titres miniers, propriété de l'Etat, cette ouverture coïncidant avec la hausse des prix du pétrole, a stimulé le relance des activités de prospection et de recherche, entraînant d'importantes découvertes. Le 28 avril 2005 : Promulgation d'une nouvelle loi sur les hydrocarbures dans l'objectif de moderniser le système fiscal et attirer les investisseurs étrangers.

Ainsi, la loi 05-07 supprime le monopole de Sonatrach sur les activités de recherche et de production des hydrocarbures et nombre des prérogatives de la compagnie nationale ont été attribuées à deux nouvelles agences, à savoir l'Autorité de régulation des hydrocarbures (ARH) et l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

- Le 29 juillet 2006 : La loi 05-07 est révisée par l'ordonnance 06-10 afin de modérer la libéralisation du secteur. Sonatrach a repris donc son rôle d'acteur principal garantissant le monopole de l'Etat dans le secteur, avec l'obligation d'avoir une participation minimale de 51% dans chaque projet de recherche et de production d'hydrocarbures rétracté. Cette ordonnance contient également un article instituant une taxe sur les surprofits pour tenir compte de l'évolution des prix.²¹

L'ordonnance 06-10 a été accompagné par la création du FRR, fonds de régulation des recettes budgétaires pétrolières abritant, à titre de précaution, les recettes supplémentaires

Obtenues au-delà d'un prix de référence de 19 dollars le baril de pétrole jusqu'à 2008 et de 37 dollars à partir de 2009.²²

Ces nouveaux dispositifs ont permis d'alimenter les différents programmes d'investissement public.

¹⁹ Loi relatives aux hydrocarbures n°86-14

²⁰ Loi relatives aux hydrocarbures n°05-07 du 28 Avril 2005

²¹ Loi relatives aux hydrocarbures n°05-07 du 28 Avril 2005

-
- Le 20 février 2013 : Devant les résultats mitigés de la loi des hydrocarbures, un nouvel amendement est promulgué en introduisant de nouvelles mesures incitatives qui permettent d'améliorer l'attractivité du domaine minier national, y compris l'offshore, et les gisements à géologie complexe, d'intensifier l'effort d'exploration et de mettre en évidence de nouvelles réserves d'hydrocarbures non conventionnelles.

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

- Le 11 décembre 2019 : Une nouvelle loi sur les hydrocarbures est promulguée pour remédier au ralentissement de l'effort d'exploration, notamment en partenariat, dans un nouveau contexte marqué par une baisse structurelle des prix de pétrole.

Outre la simplification du régime fiscal, trois formes de contrats sont introduites dans la nouvelle loi, contrat de participation, du contrat de partage de production et d'un contrat des services à risque.²³

La nouvelle loi maintient la règle 51% / 49%, et clarifie davantage les rôles du ministre de l'Energie, des agences ALNAFT et l'ARH dans l'établissement des contrats.

Dans le domaine des hydrocarbures non conventionnels et offshores, la loi 19-13 prévoit des taux réduits de la redevance Hydrocarbures qui ne saurait être, tout de même, inférieure à 5%, ainsi que de l'impôt sur le Revenu plafonné à 20%

²² L'ordonnance n°06-10

²³ Loi relatives aux hydrocarbures n°19 -13 du 11 Décembre 201

2.2 Dispositions propres aux contrats d'hydrocarbures

2.4.1 Formes de contrat d'hydrocarbures

2.4.1.1 Les contrats d'hydrocarbures

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

- Un contrat de participation ;
- Un contrat de partage de production ;
- Un contrat de services à risque⁴⁷.

Les contrats d'hydrocarbures organisent entre les parties contractantes les modalités d'exercice, à l'intérieur du périmètre, des activités de recherche et, en cas de découverte d'un ou de plusieurs gisements commercialement exploitables, des activités d'exploitation⁴⁸.

2.4.1.2.1 Le contrat de participation

Le contrat de participation organise entre les parties contractantes les modalités d'exercice, à l'intérieur du périmètre, des activités de recherche et, en cas de découverte d'un ou de plusieurs gisements commercialement exploitables, des activités d'exploitation⁴⁹.

- Le contrat de participation fixe les droits et les obligations des parties contractantes, y compris les obligations de financement de chacune d'elles, pendant la période de recherche, et en cas de découverte d'un gisement commercialement exploitable, pendant la période d'exploitation et ce, en tenant compte des taux de participation des personnes constituant les parties contractantes⁵⁰.
- Les installations réalisées en exécution d'un contrat de participation sont la propriété des parties contractantes⁵¹.
- La responsabilité de la conduite des opérations amont et les missions de l'opérateur amont sont définies dans un accord d'opérations signé par les parties contractantes⁵².

⁴⁷ Article (76) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁴⁸ Article (77) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁴⁹ Article (77) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵⁰ Article (78) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵¹ Article (80) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵² Article (82) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

2.4.1.2.2 Contrat partage de production

- Le contrat de partage de production organise entre les parties contractantes les modalités d'exercice, à l'intérieur du périmètre, des activités de recherche, et, en cas de découverte d'un ou plusieurs gisements commercialement exploitables, des activités d'exploitation. Le contrat de partage de production définit les mécanismes de partage de production, notamment la production destinée au remboursement des coûts pétroliers et à la rémunération du co-contractant étranger, l'ordre de priorité de remboursement des coûts pétroliers, ainsi que les modalités et les limites d'enlèvement des quantités d'hydrocarbures lui revenant.

Les installations réalisées en exécution d'un contrat de partage de production sont la propriété de l'entreprise nationale.

Les hydrocarbures extraits deviennent au point de mesure la propriété de l'entreprise nationale qui s'acquitte de la fiscalité qui lui est applicable, conformément à la présente loi.

Le co-contractant étranger dispose librement de la part de production lui revenant au titre du remboursement des coûts pétroliers et de sa rémunération nette au point de livraison, conformément aux conditions et modalités définies dans le contrat de partage de production⁵³.

- Le co-contractant étranger assure le financement des opérations amont, selon les modalités et conditions définies dans le contrat de partage de production⁵⁴.
- Un accord d'opérations est conclu par les parties contractantes. Il précise, pour la conduite des opérations amont, les missions de l'opérateur amont agissant au nom et pour le compte de l'ensemble des parties contractantes⁵⁵.

2.4.1.2.1 Contrat service à risques

Le contrat de services à risque définit les mécanismes de partage des revenus, destinés au remboursement des coûts pétroliers et à la rémunération du co-contractant étranger, l'ordre de priorité de remboursement des coûts pétroliers, ainsi que la limite de la part des revenus du cocontractant étranger.

- Les installations réalisées en exécution d'un contrat de services à risque sont la propriété de l'entreprise nationale ;
- Les hydrocarbures extraits deviennent au point de mesure la propriété de l'entreprise nationale qui s'acquitte de la fiscalité applicable⁵⁶.

Le co-contractant étranger assure le financement des opérations amont, selon les modalités et conditions définies dans le contrat de services à risque. L'entreprise nationale dispose d'une option de participation dans le financement des opérations amont⁵⁷.

⁵³ Article (83) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵⁴ Article (84) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵⁵ Article (85) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁵⁶ Article (86) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

²² Article (87) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Le cadre réglementaire et fiscal des contrats pétrolier selon la loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie

a responsabilité de la conduite des opérations amont et les missions de l'opérateur amont sont définies dans le contrat de services à risque ou dans un accord d'opérations signé par les parties contractantes⁵⁸.

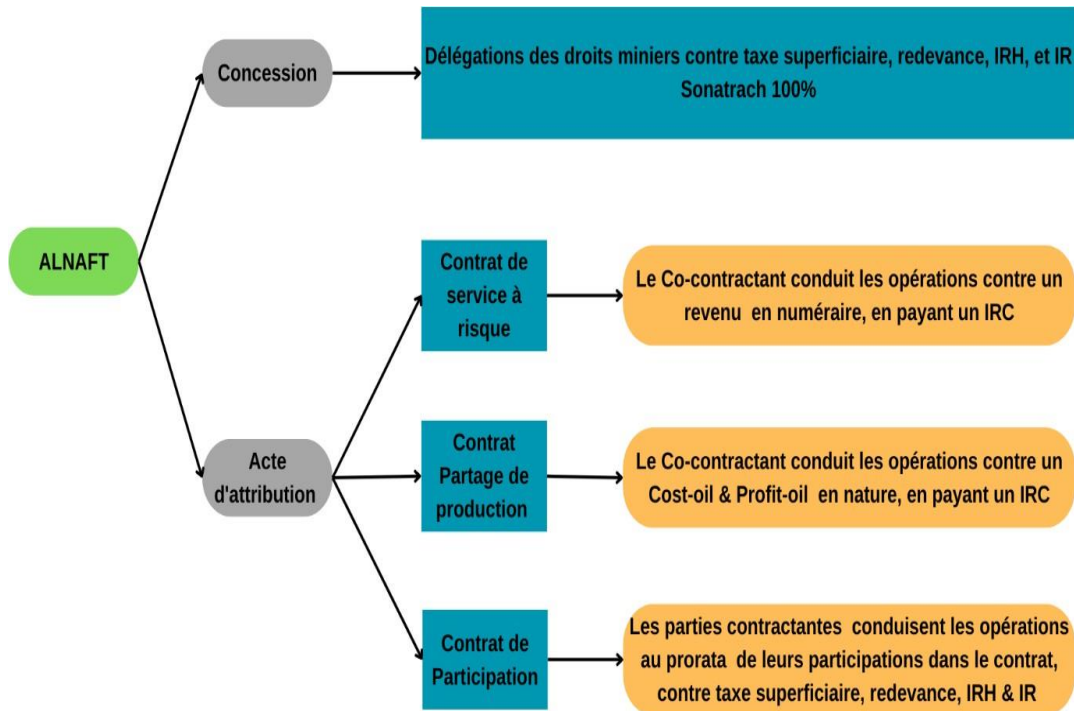


Figure 2.1 : formes possibles des contrats.

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

2.4.2 Durée des contrats d'hydrocarbures

Le contrat d'hydrocarbures est conclu pour une durée de trente (30) ans, à compter de sa date d'entrée en vigueur :

- Une période de recherche ne peut excéder sept (7) ans à compter de sa date d'entrée en vigueur, sauf prorogation accordée ;
- La période de recherche est composée d'une ou de plusieurs phases ;
- La durée et le programme de travaux minimum de chaque phase ainsi que les conditions de passage d'une phase à un autre est définis dans le contrat d'hydrocarbures ;

⁶² Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Le cadre réglementaire et fiscal des contrats pétrolier selon la loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie

- Une période d'exploitation de l'approbation du plan de développement du périmètre d'exploitation débute à la date de notification par ALNAFT et prend fin à l'échéance du contrat d'hydrocarbures ;
- La durée du contrat d'hydrocarbures peut être prorogée pour une période ne pouvant excéder dix (10) ans⁵⁹.

La durée d'un contrat d'hydrocarbures portant sur un ou plusieurs gisements découverts, est de vingt-cinq (25) ans à partir de la date de son entrée en vigueur. Cette durée peut être prorogée pour une période maximale de dix (10) ans. Une concession amont portant sur un ou plusieurs gisements découverts est attribuée par ALNAFT pour la durée fixée⁶⁰.

2.3 Régime fiscal applicable aux activités amont

Le régime fiscal applicable aux activités amont est constitué des impôts, taxes et redevances suivants :

- a. La taxe superficielle ;
- b. La redevance hydrocarbures ;
- c. L'impôt sur le revenu des hydrocarbures (IRH) ;
- d. L'impôt sur le résultat ;
- e. L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger ;
- f. La redevance forfaitaire sur la production anticipée ;
- g. La taxe foncière sur les biens autres que les biens d'exploitation.⁶¹

2.5.1 La taxe superficielle

La taxe superficielle est déclarée et payée annuellement pendant la durée de la concession amont ou du contrat d'hydrocarbures, à compter de l'entrée en vigueur⁶².

La taxe superficielle est payée par :

L'entreprise nationale Sonatrach dans le cas d'un contrat de partage de production;

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

La taxe superficielle s'applique :

Au périmètre couvert par la période de recherche ;

⁵⁹ Article (56) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶⁰ Article (57) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶¹ Article (162) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶² Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Le cadre réglementaire et fiscal des contrats pétrolier selon la loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie

À la surface objet d'une rétention.

Au périmètre d'exploitation⁶³.

La superficie soumise à cette taxe est celle qui a été utilisée durant l'année qui précède le paiement. Le paiement est effectué auprès de l'administration fiscale, par tout instrument de paiement autorisé.

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

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

Superficie = En (Km²)

Montant = En (DA / Km²)

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

Tableau 2.1 : Les montants de la taxe superficiare en (DA / KM²)

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

Source : Article 166 de la loi N° 19-13 relative aux hydrocarbures.

La taxe superficiare n'est pas déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et de l'impôt sur le résultat⁶⁴.

2.5.2 La redevance hydrocarbures

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

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

⁶³ Article (165) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶⁴ Article (88) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Le cadre réglementaire et fiscal de l'amont pétrolier selon la loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie

Consommées pour les besoins de production (limitées à des seuils techniquement admissibles)

Perdus avant le point de mesure (limitées à des seuils techniquement admissibles) ;

Réinjectées dans les gisements (Si les gisements aient fait l'objet du plan de développement approuvé)⁶⁵.

Les quantités d'hydrocarbures afférentes à chaque périmètre d'exploitation seront réparties sur une base équitable si la production d'hydrocarbures du périmètre d'exploitation est traitée dans les installations d'un périmètre d'exploitation couvert par une autre concession amont ou un autre contrat d'hydrocarbures⁶⁶.

Les quantités excédant les seuils admissibles doivent être justifiées auprès d'ALNAFT⁶⁷.

La redevance hydrocarbures est payée par :

L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque Les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation⁶⁸.

Le taux de la redevance hydrocarbures applicable à la valeur de la production est de 10 % : ⁶⁹

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

Assiette de Redevance = P. V – Cout de transport – Cout de liquéfaction – Cout de séparation du gaz.

La redevance hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et celui de l'impôt sur le résultat⁷⁰.

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

Le revenu des hydrocarbures obtenu au titre de la production des hydrocarbures issue du périmètre d'exploitation couvert par une concession amont ou un contrat d'hydrocarbures est soumis annuellement à l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H). ⁷¹

⁶⁵ Article (167) et (170) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶⁶ Article (169) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶⁷ Article (170) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶⁸ Article (171) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁶⁹ Article (172) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷⁰ Article (175) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷¹ Article (177) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Le cadre réglementaire et fiscal de l'amont pétrolier selon la loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie

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

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

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

Les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation⁷².

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

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

Les déductions autorisées sont :

La redevance hydrocarbures ;

Les tranches annuelles des investissements de recherche et de développement réalisés sur le périmètre ;

Les coûts opératoires annuels liés à la production d'hydrocarbures ;

Les provisions constituées pour faire face aux coûts d'abandon et de remise en état des sites

Le coût d'achat du gaz pour les besoins de la production et de la récupération ;

La rémunération brute du co-contractant étranger (le cas d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque).⁷³

Le taux d'I.R.H est déterminé sur la base du facteur (R) calculé par le rapport des revenus nets cumulés et des dépenses cumulées :

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

Les revenus nets cumulés : Depuis le début de la période d'exploitation jusqu'à la fin de l'exercice précédent (n-1) ;

Les dépenses cumulées : Depuis l'entrée en vigueur de la concession amont ou du contrat d'hydrocarbures jusqu'à la fin de l'exercice précédent (n-1)⁷⁴.

⁷² Article (178) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷³ Article (179) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷⁴ Article (180) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Le cadre réglementaire et fiscal de l'amont pétrolier selon la loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie

Tableau 2.2 : Les taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H)

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

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

Les tranches annuelles d'investissement sont calculées par application d'un taux annuel de 25% pour une durée de déductibilité de quatre (4) ans⁷⁵.

L'impôt sur le revenu des hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le résultat⁷⁶.

2.5.4 L'impôt sur le résultat (I.R)

Le résultat de l'exercice réalisé par l'entreprise nationale en exécution des concessions amont, des contrats de partage de production, des contrats de services à risque, ou par chaque personne partie à un contrat de participation, est soumis à l'impôt sur le résultat⁷⁷.

L'impôt sur le résultat est déclaré et payé à l'administration fiscale⁷⁸.

Le taux de l'impôt sur le résultat est fixé à trente pour cent (30%).⁷⁹

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

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

2.5.5 L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger

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

⁷⁵ Article (185) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷⁶ Article (187) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷⁷ Article (188) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷⁸ Article (192) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁷⁹ Article (191) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Le cadre réglementaire et fiscal de l'amont pétrolier selon la loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie

en nature, la valorisation des quantités concernées est effectuée par application des prix définis conformément au contrat d'hydrocarbures⁸⁰.

Le taux de l'impôt sur la rémunération du cocontractant étranger est fixé à trente pour cent (30%) de la rémunération brute⁸¹.

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

Le co-contractant étranger est responsable de tout retard ou défaut de déclaration ou de paiement de l'impôt sur la rémunération. La rémunération brute du co-contractant étranger est déductible pour le calcul de l'impôt sur le résultat de l'entreprise nationale⁸².

2.5.6 La redevance forfaitaire sur la production anticipée

La production anticipée est soumise exclusivement au paiement de la redevance forfaitaire sur la production anticipée. Cette redevance est calculée sur la base de la valeur de la production et l'application d'un taux fixé à cinquante pour cent (50%)⁸³.

La redevance forfaitaire sur la production anticipée est déclarée et payée mensuellement à l'administration fiscale par L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque ;

Les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation⁸⁴.

2.5.7 L'application de taux réduits

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

Une géologie complexe ;

Des difficultés techniques d'extraction des hydrocarbures ;

Des coûts élevés de développement ou d'exploitation⁸⁵.

⁸⁰ Article (193) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸¹ Article (194) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸² Article (197) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸³ Article (198) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸⁴ Article (200) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸⁵ Article (202) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Le cadre réglementaire et fiscal de l'amont pétrolier selon la loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie

Les taux réduits sont accordés par arrêté conjoint du ministre chargé des finances et du ministre chargé des hydrocarbures⁸⁶.

Les taux réduits ne peuvent être inférieurs à :

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

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

Tableau 2.3 : Les taux réduits d'I.R.H

	$R \leq 1$	$1 < R < 3$	$R \geq 3$
Taux d'I.R.H	10%	$((T_{\max} / 2) - 5\%) \times R + (15\% - (T_{\max} / 2))$	T _{max}

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

2.5.8 Les taxes spécifiques

2.5.8.1 La taxe sur le torchage du gaz

Les opérations de torchage sont soumises au paiement d'une taxe spécifique, non déductible, de douze mille dinars (12.000 DA) par millier de normaux mètres cubes (NM3) de gaz torché⁸⁷.

Le montant de la taxe est calculé sur la base des quantités torchées pendant une année civile donnée et du tarif indexé notifié par ALNAFT pour l'activité amont et par ARH pour les activités aval⁸⁸.

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

L'entreprise nationale dans le cadre de la concession amont ;

Les parties contractantes dans le cadre du contrat d'hydrocarbures ;

L'opérateur aval pour les activités aval ;

Le concessionnaire pour l'activité de transport par canalisation⁸⁹.

⁸⁶ Article (204) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸⁷ Article (210) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸⁸ Article (211) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁸⁹ Article (212) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Le cadre réglementaire et fiscal de l'amont pétrolier selon la loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie

Les quantités torchées sans autorisation sont soumises au paiement de la taxe avec application d'une majoration de 50%. ⁹⁰

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

Pendant l'exécution des activités de recherche, lors des opérations de tests de puits d'exploration ou de délinéation ainsi que lors de la mise en œuvre du pilote ;

Durant la période de démarrage des nouvelles installations pour des périodes n'excédant pas les seuils fixés par ALNAFT et ARH ;

Pour les zones dans lesquelles les infrastructures permettant la récupération ou l'évacuation du gaz sont inexistantes ou limitées ;

Les installations qui font l'objet de travaux de mise⁹¹.

2.5.8.2 La redevance hydraulique applicable aux activités des hydrocarbures

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

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

Les parties contractantes dans le cas d'un contrat d'hydrocarbures⁹².

2.5.8.3 Droit de transfert

Tout transfert est soumis au paiement à l'administration fiscale d'un droit de transfert, non déductible, équivalant à un pour cent (1%) de la valeur de la transaction. Les transferts effectués par l'entreprise nationale ne sont pas soumis au droit de transfert⁹³.

⁹⁰ Article (213) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹¹ Article (215) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹² Article (216) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

⁹³ Article (205) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Le cadre réglementaire et fiscal de l'amont pétrolier selon la loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie

Conclusion

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

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

CHAPITRE 3 :
L'ÉVALUATION ÉCONOMIQUE
D'UN PROJET
D'INVESTISSEMENT

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

Introduction

L'investissement représente généralement l'objectif principal de chaque entreprise, puisqu'il représente le pilier de la croissance économique. C'est lui qui permet l'amélioration des techniques de production et le développement du progrès technique. Pour réaliser un projet d'investissement, il est nécessaire de fonder sur l'application des critères d'évaluation pour permettre aux responsables d'estimer avec une certaine exactitude si le projet envisagé est profitable ou non et de prendre une décision définitive quant à son acceptation ou à son rejet.⁹⁴

Les études d'évaluation économique des projets pétroliers intègrent, outre la valorisation des hydrocarbures, trois types de données :

- ✓ Les profits de production, établis par les ingénieurs réservoirs à partir de l'analyse des mécanismes de drainage ;
- ✓ Les investissements et les coûts d'exploitation, évalués par les experts de l'estimation puis gérés respectivement par les chefs de projets et les chefs de champ ;
- ✓ Les conditions contractuelles et fiscales, dont le rôle peut être déterminant (elles peuvent empêcher un excellent projet technique de voir le jour).⁹⁵

Dans le processus d'évaluation, ces trois types de données doivent être analysées indépendamment les uns des autres, mais également considérées dans un cycle d'optimisation globale conduisant à la meilleure création de valeur possible.

C'est l'objet de ce chapitre qui portera sur l'étude des investissements en général, ainsi que les différents critères d'évaluation d'un projet, et enfin présenter la prise de décision dans les investissements.

⁹⁴ AIT TALEB Yazid, OUSSAAD Mehrez, «EVALUATION FINANCIERE D'UN PROJET D'INVESTISSEMENT : CAS BADR TIZI-OUZOU», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en sciences économiques Option : Economie Monétaire et Bancaire, UNIVERSITE MOULOU MAMMARI, TIZI-OUZOU, 2017/2018.

⁹⁵ AIT TALEB Yazid, OUSSAAD Mehrez, «EVALUATION FINANCIERE D'UN PROJET D'INVESTISSEMENT : CAS BADR TIZI-OUZOU», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en sciences économiques Option : Economie Monétaire et Bancaire, UNIVERSITE MOULOU MAMMARI, TIZI-OUZOU, 2017/2018.

3.1 Notion sur des investissements

3.1.1 Définition et objectifs de l'investissement

3.1.1.1 définition

Un investissement est une dépense ayant pour but de modifier durablement le cycle d'exploitation de l'entreprise.

Plus exactement l'investissement se définit selon cinq approches :

- **Approche comptable** : l'investissement est constitué de tout bien, meuble ou immeuble, corporel ou incorporel acquis par l'entreprise destiné à rester durablement sous la même forme dans l'entreprise.
- **Approche économique** : tout sacrifice des ressources fait aujourd'hui, dans l'espoir d'obtenir dans le futur, des résultats, certains étalés dans le temps, mais d'un montant total supérieur à la dépense initiale.
- **Approche financière** : l'investissement constitue toute dépense qui générera des revenus ou des économies sur une longue période et qui par conséquent « se remboursera » sur plusieurs années.
- **Approche gestionnaire** : l'investissement génère le nouveau cash-flow, il est nécessaire de hiérarchiser les divers projets possibles à partir d'un bilan global, définissant la rentabilité de chaque projet.
- **Approche stratégique** : l'investissement doit améliorer la position concurrentielle de l'entreprise à son environnement.

Et comme synthèse, on peut dire que :

- L'investissement est l'emploi de capitaux visant à accroître la production d'une entreprise ou améliorer son rendement

. - L'investissement s'évalue par la confrontation de dépenses certaines et des dépenses aléatoires.

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

- L'investissement est aussi l'échange d'une somme présente et certaine contre l'espérance de revenus futurs qui s'échelonnent sur plusieurs périodes sachant que le risque apparaît comme une de ses caractéristiques fondamentales.⁹⁶

3.1.1.2 Objectifs de l'investissement

- ❖ Améliorer la position concurrentielle de l'entreprise.
- ❖ Dégager des flux de surplus monétaire (cash-flow) étalés sur plusieurs périodes.
- ❖ Développement de l'entreprise de façon à accroître directement la production, lancement de nouveaux produits, diversification vers de nouveaux secteurs.
- ❖ Modernisation des outils de production en vue de réduire les coûts et améliorer la production du capital.

3.1.2 Classification des investissements

De nombreuses classifications ont été proposées par différents auteurs. Il apparaît cependant utile de donner les différents modes de classement les plus fréquents.

3.1.2.1 Les investissements selon l'objet

On distingue quatre types d'investissement

- Les investissements de remplacement ou de maintien

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

- Les investissements de modernisation ou de rationalisation

« Ils sont destinés à réduire les coûts de revient, à améliorer la productivité, la qualité du produit ».

- Les investissements d'expansion ou de capacité

« Ils visent à accroître les capacités de production dans le cadre de produits existants ou de produits nouveaux. Ils peuvent également prendre la forme de l'acquisition d'une autre société en vue d'élargir son marché, de renforcer ses positions ou d'accéder à de nouveaux domaines ».

⁹⁶ NAOURI Nacer, SEDIKI Hakim «Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Commerciales Option : Finance, Université Mouloud MAMMARI de Tizi-Ouzou, TIZI OUAZOU, 2014-2015

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

- Les investissements stratégiques

Ils comportent un aspect défensif ou offensif.

- ✓ La stratégie défensive : dans un marché stable repose sur des investissements de renouvellement et de productivité sans augmentation notable de la capacité de production.

Ces investissements sont généralement de faible montant en valeur absolue et se composent de matériels mobiles ou de machines-outils. Mais si le marché est en croissance, la défense de la part du marché de l'entreprise conduit à une politique de type offensive.

- ✓ La stratégie offensive : repose sur l'augmentation de la capacité de production sur le territoire national ou à l'étranger (délocalisation). L'intégration du marché mondial modifie la répartition des capacités de production sur un espace plus large.

La diversification par produit a les mêmes caractéristiques mais comporte la mise en œuvre d'une nouvelle technologie et par conséquent génèrent un niveau de risque plus élevé.⁹⁷

3.1.2.2 Les investissements selon la nature

Il existe selon ce critère, trois (3) types d'investissements :

3.1.2.2.1 Les investissements corporels

Ce sont des investissements matériels susceptibles de maintenir ou d'accroître le potentiel de production et peuvent être immobiliers (terrains, construction, etc.) ou mobiliers (machines, équipements, matériels de transport, etc.).

3.1.2.2.2 Les investissements incorporels

Ce sont des investissements immatériels qui correspondent à l'acquisition de moyens non physiques de développement tels que le fonds de commerce, marques, brevets, logiciels, les dépenses pour formation du personnel, pour la publicité, les études ou la recherche. Leur part dans les dépenses (charges) d'investissement est de plus en plus importante.

3.1.2.2.3 Les investissements financiers

De plus en plus nombreux aujourd'hui qui revêtent la forme :

- ✓ Le plus souvent de prêts à long terme ou de titres de participations (immobilisations financières).

⁹⁷ NAOURI Nacer, SEDIKI Hakim «Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Commerciales Option : Finance, Université Mouloud MAMMARI de Tizi-Ouzou, TIZI OUAZOU, 2014-2015

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

- ✓ Parfois, de prêts à court terme, lorsqu'ils sont rattachés à des participations ou appelés à être renouvelés.

3.1.2.2.4 Les investissements en besoin en fond de roulement :

(Stocks, Clients, fournisseurs, etc....)

3.1.2.3 Les investissements selon la finalité

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

3.1.2.3.1 Les investissements productifs

Ce sont les investissements dont la production est destinée à être vendue (commercialisée) sur le marché.

Parmi ces investissements, on distingue

- Substitution aux importations
- Modernisation de l'outil de production
- Mise en valeur des ressources naturelles
- Exportation.

3.1.2.3.2 Les investissements non productifs

Ce type d'investissement présente une difficulté de quantification des avantages financiers qu'il peut faire ; on distingue :

- Les investissements sociaux : santé, enseignement, éducation ...
- Les investissements d'infrastructures : routes, ponts, barrages
- les investissements d'appui à la production : formation, assistance, encadrement technique.⁹⁸

3.2 Définition et caractéristiques d'un projet d'investissement

3.2.1.1 Définition d'un projet d'investissement

« On entend par projet aussi bien l'acquisition d'un bien que la réalisation d'un ensemble complexe.

⁹⁸ NAOURI Nacer, SEDIKI Hakim «Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Commerciales Option : Finance, Université Mouloud MAMMERI de Tizi-Ouzou, TIZI OUAZOU, 2014-2015

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

Dans ce cas comme dans l'autre, le projet d'investissement est donc un programme complet d'actions impliquant l'acquisition et l'exploitation d'immobilisations corporelles, incorporelles ou financières ».

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

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

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

« Il s'agit d'un ensemble complet d'activités et d'opérations qui consomment des ressources limitées (telles que main d'œuvre, devise, etc.) et dont on (on = certains individus, groupes ou classes sociales ou la collectivité entière) attend des revenus ou autres avantages monétaires ou non monétaire ». ⁹⁹

3.2.3.2 Les caractéristiques d'un projet d'investissement

a. La Finalité du Projet

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

- La création d'un bien.
- La conquête d'un marché.
- Le changement technologique.

b. Il est Complet

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

c. Il est Autonome

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

⁹⁹ NAOURI Nacer, SEDIKI Hakim «Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Commerciales Option : Finance, Université Mouloud MAMMERI de Tizi-Ouzou, TIZI OUAZOU, 2014-2015

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

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

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

e. Les Dépenses d'investissement

Ces dépenses représentent le capital investi en une ou plusieurs fois, suivant la nature et la durée de la vie économique de l'investissement.

Le capital investi est mesuré par les dépenses annuelles d'étude préalable et les frais accessoires (honoraires).

Le coût l'investissement proprement dit comprend lui-même plusieurs éléments dont certaines sont parfois oubliés et souvent sous-estimés :

- ❖ Le Prix d'Achat : des biens constituant l'investissement, meuble ou immeuble, est, en règle générale, aisément connu par l'intermédiaire des catalogues ou des devis des fournisseurs.
- ❖ Les Frais Accessoires d'Achat : (frais de transport, de douane...) Sont souvent omis ou sous-évalué.
- ❖ Les Frais d'Installation : (pour les immobilisations corporelles), parfois importants, sont encore plus fréquemment omis.
- ❖ Le Coût de Mise en Route : ainsi que celui de la formation du personnel (lorsqu'il s'agit de matérielle d'une technologie nouvelle) sont presque toujours négligés.

Or, ces deux postes seront d'autant plus lourds que la nécessité de cette formation n'aura pas été perçue comme un préalable nécessaire à la mise en service, la formation étant alors assurée avec retard, après qu'aient été constatés les déchets et les rebuts des premières fabrications.

Sans oublier le coût des investissements éventuels à l'investissement principal. Omissions et sous-évaluations sont également fréquentes dans le domaine des investissements tendant à l'information. En particulier, nombre d'entreprise aurait gagné à retarder l'automatisation de certains processus administratifs pour préparer et former leur personnel aux possibilités et aux contraintes de ces nouvelles techniques, ainsi que pour organiser préalablement les travaux à l'informatiser.

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

Ainsi le coût réel de l'investissement est souvent supérieur au montant qui est « immobilisé » par le comptable.

Il comprend toutes les sorties d'argent occasionnées par le projet, que ces sorties s'analysent sur aspect comptable comme des immobilisations ou comme des charges.

f. Les Recettes Nettes : (Cash-Flow Nets)

On attend de la mise en œuvre d'un investissement un excédent de recettes sur les dépenses qui peuvent être attachées à cet investissement. Le financement de l'investissement est un problème indépendant de l'usage d'un bien créé.

Il faut donc entendre ici par cash-flow le solde des décaissements qui interviennent pendant l'exploitation de l'investissement.

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

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

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

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

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

g. La durée de vie :

Un projet d'investissement se caractérise par une durée de vie. C'est une période sur laquelle le projet va effectivement générer une rentabilité.

Mais, si elle est difficile à prévoir, on retient la durée d'amortissement. En d'autres termes c'est la période durant laquelle on peut attendre des cash-flows nets.

Ce n'est pas la durée de vie comptable, mais la durée de vie utile de l'investissement qui doit constituer l'horizon temporel de l'étude du projet. Cette variable doit être estimée avec rigueur. Toute erreur, dans un sens ou dans l'autre, pouvant, selon son amplitude, modifier la conclusion de l'étude.¹⁰⁰

¹⁰⁰ NAOURI Nacer, SEDIKI Hakim «Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Commerciales Option : Finance, Université Mouloud MAMMERI de Tizi-Ouzou, TIZI OUAZOU, 2014-2015

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

h. La valeur résiduelle

Il est incontestable qu'à l'issue de leur utilisation normale, certains investissements ont encore une valeur vénale résiduelle.

Plus la durée de vie est longue, plus il est difficile de prévoir qu'elle pourra être cette valeur. Il faut être extrêmement prudent et ne prendre en considération la valeur résiduelle que pour un montant d'ailleurs modeste en tenant compte de l'incidence fiscale de la session.

La valeur résiduelle peut être nulle ou même négative (frais de démontage). Elle varie tout au long de la durée de vie de l'investissement. L'évolution de la valeur résiduelle peut permettre de déterminer la durée de vie économique optimale.

Cette valeur constitue un revenu supplémentaire qui s'ajoute au flux de revenu de dernière année d'exploitation.

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

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

En général, sa formule est la suivante :

$$VR = \text{coût de l'investissement (capital investi)} - \sum \text{des amortissements pratiqués}^{101}$$

3.3 Evaluation économique d'un projet pétrolier

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

- Données techniques : Les investissements (CAPEX), les dépenses d'exploitation (OPEX) et Les profils de production ;
- Données économiques : L'amortissement, l'actualisation, l'inflation et le prix des hydrocarbures
- Données contractuels : Les conditions contractuelles et fiscales¹⁰²

¹⁰¹ NAOURI Nacer, SEDIKI Hakim «Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Commerciales Option : Finance, Université Mouloud MAMMERI de Tizi-Ouzou, TIZI OUAZOU, 2014-2015

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

3.3.1 L'investissement (CAPEX)

3.3.1.1 Les dépenses d'exploration

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

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

3.3.1.2 Les investissements de développement

Les investissements de développement représentent :

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

3.3.2 Les dépenses d'exploitation (OPEX)

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

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

¹⁰² CHEBBAH Abd Elhadi, ZEBIRI Brahim «Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative» mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

- Les coûts de logistique¹⁰³

3.3.3 L'amortissement

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

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

3.3.4 L'actualisation

L'actualisation consiste à déterminer le pouvoir d'achat que la valeur d'une marchandise fournira à l'avenir. Il est calculé en tenant compte de l'inflation. Mettre à jour le montant revient à déterminer ce que nous pourrions obtenir à la date à laquelle ce montant sera perçu. Certaines entreprises incluent des clauses d'actualisation dans les contrats qui leur permettent de modifier les prix en fonction de l'évolution de certains indices. L'actualisation est également utilisée pour investir. Cela détermine la valeur des gains en capital attendus lorsqu'ils sont disponibles.

104

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

- Les prix de base utilisés pour les hydrocarbures liquides destinés à l'exportation est des prix FOB mensuelles publiés par une publication spécialisée incontestable ou à défaut par Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT).¹⁰⁵
- Les prix de base utilisés pour les produits pétroliers destinés au marché national sont libres, à l'exception de ceux applicables aux carburants et aux GPL ;

¹⁰³ CHEBBAH Abd Elhadi, ZEBIRI Brahim «Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative» mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022

¹⁰⁴ CHEBBAH Abd Elhadi, ZEBIRI Brahim «Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative» mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022

¹⁰⁵ Article (146) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

- Les prix de base utilisés pour les carburants et les GPL destinés au marché national sont notifiés annuellement par (ARH) ;
- Les prix du pétrole brut et du condensat sont calculés annuellement par (ARH) selon une méthodologie qui est définie par voie réglementaire ;
- Le prix de base utilisé pour les hydrocarbures gazeux destinés à l'exportation découlant du contrat de vente pour le mois (n-1) ;
- Le prix de base utilisé pour du gaz naturel à un client, dont les quantités annuelles consommées sur le territoire national pour ses propres besoins sont supérieures ou égales au seuil défini par arrêté du ministre, est librement négocié ;
- Le prix de base utilisé pour le gaz naturel aux producteurs d'électricité et aux distributeurs de gaz destinés au marché national est déterminé et notifié annuellement par (ARH).¹⁰⁶

3.4 Les critères d'évaluation des projets d'investissement

3.4.1 Approche déterministe

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

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

3.4.1.1 Valeur actuelle nette (V.A.N)

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

$$V.A. N = \sum C. Fn / (1 + i)^n - I0$$

VAN = Valeur actuelle nette

¹⁰⁶ Articles (146) (147)(148)(149)(150)(206)(207)(208) de la loi (N° 19-13) relatives aux hydrocarbures

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

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

107

I_0 = L'investissement initial

I = Taux d'actualisation

n = L'année d'exploitation

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

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

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

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

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

3.4.1.3 Délai de récupération

Le délai de récupération est la durée d'exploitation de laquelle les revenus du projet ont permis de rembourser le montant de l'investissement initial et de le rémunérer au taux d'actualisation.

L'année de récupération est l'année à partir de laquelle la VAN devient positive.

3.4.1.4 Indice de profitabilité (I.P)

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

$$I.P = V.A. N / I_0^{108}$$

¹⁰⁷ NAOURI Nacer, SEDIKI Hakim «Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Commerciales Option : Finance, Université Mouloud MAMMERRI de Tizi-Ouzou, TIZI OUAZOU, 2014-2015

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

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

3.4.2 Approche probabiliste

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

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

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

PS: La Probabilité de Succès

IR : L'Investissement de Recherche

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

Si ($E.M.V > 0$) : C'est un succès ;

Si ($E.M.V < 0$) : C'est un échec

3.4.2.2 L'analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité permet d'évaluer l'impact économique de la variation de quelques facteurs de risque important sur les indicateurs économiques, ces études permettent de mieux cerner le potentiel ainsi que les risques du projet d'investissement. L'analyse de sensibilité est réalisée selon les étapes suivantes :

- Identification des divers facteurs de risque : Il s'agit de déterminer du modèle déterministe que sont des réalisations des événements incertains ;
- Estimation de l'étendue des valeurs possibles : Pour chacun des paramètres incertains, il s'agit d'évaluer une valeur maximale possible ou probable ;
- Evaluation des conséquences : Chacun des paramètres est indépendamment déplacé vers ses valeurs extrêmes et nous notons la modification des indicateurs économiques d'intérêts que ce déplacement entraîne.

¹⁰⁸ CHEBBAH Abd Elhadi, ZEBIRI Brahim «Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative» mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

3.4.2.3 L'arbre de décision

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

Le principe de la méthode est de construction d'un graphe dont les « nœuds » représentent les alternatives et les branches les termes de chaque alternative. On est aussi conduit à analyser les conséquences possibles d'une série de décisions successives.¹⁰⁹

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

3.5 La décision d'investissement

3.5.1 Importance de la décision d'investissement

Les décisions d'investissement sont des décisions stratégiques dont l'importance peut exister pour au moins quatre raisons :

- A long terme, il constitue le moteur unique de croissance et de survie ;
- Il aborde des ressources importantes ;
- Il s'agit souvent d'un engagement à moyen et long terme irréversible ;
- Il conditionne enfin, l'image de marque de l'entreprise en raison de l'influence de l'environnement économique et financier.

A cet égard, tout projet d'investissement doit être rigoureusement étudié.

L'étude des décisions d'investissement comporte :

- L'Évaluation Quantitative de la rentabilité d'un projet après avoir défini le critère d'évaluation.
- L'Analyse des Risques du moment qu'un investissement est un pari sur l'avenir incertain.

¹⁰⁹ CHEBBAH Abd Elhadi, ZEBIRI Brahim «Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative» mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

- L'Analyse et la Réflexion Stratégique qui permettent de préciser les objectifs de l'entreprise et de ses grandes options à long terme. Celles-ci englobent :
- L'Analyse Externe : consiste à analyser les facteurs clés de succès dans les activités actuelles ou envisagées. Elle comporte les étapes suivantes : la segmentation en domaines homogènes et l'étude des rapporteurs de force entre les différents acteurs dans chaque domaine.
- La Détermination des Points Forts et des Points Faibles de l'entreprise dans les domaines où elle souhaite opérer. Elle pourra ainsi porter un jugement sur elle-même avec le maximum d'objectivité.
- A Construction de Scénarios Simulant les différentes évolutions possibles des principaux paramètres de décisions de l'entreprise ainsi que leurs conséquences relatives.
- La Recherche d'un Portefeuille d'Activité Équilibré en se basant sur le cycle de vie des produits.

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

Au cours de ces dernières années, le processus décisionnel des compagnies pétrolières s'est fortement complexifié. En effet, les compagnies pétrolières sont amenées à sélectionner un ensemble de projets sur la base de variables incertaines, notamment le prix du brut, et l'étendue des ressources disponibles. Les indicateurs classiques utilisés dans le processus décisionnel, notamment la VAN, le taux de rendement interne et l'indice de profitabilité, se révèlent insuffisants, à cause d'une faible prise en compte de la notion du risque qui est un élément essentiel de l'industrie pétrolière. D'autre part, ces indicateurs ne permettent pas de tenir compte des interactions entre les différents projets.

3.5.2.1 L'importance des calculs économique pour la prise décision dans les projets E/P

Nous avons besoin de calcul économique dans les projets Exploration/Production pour prendre les décisions suivantes :

- Acquérir un bloc d'exploration.
- Forer un puits d'exploration et/ou un puits d'appréciation.
- Entreprendre le développement d'un champ pétrolier.

l'évaluation économique d'un projet d'investissement

- Mise à niveau des installations existantes sont toujours basés sur des considérations «économiques».

Les calculs économiques sont réalisés tout au long de la chaîne Exploration/Production, et les points de décision critiques sont :

- Entrer dans le Permis ou pas ?
- Développement supplémentaire, oui ou non ?
- Lancer le développement ou pas ?, si oui on prend la décision finale d'investissement.

3.5.2.2 La rémunération des capitaux propres

Le coût moyen pondéré du capital (CMPC), est un terme employé dans le milieu des affaires et des entreprises.

Le CMPC est un indicateur économique qui permet d'évaluer le taux de rentabilité annuelle moyen que les associés d'une entreprise sont en mesure d'attendre compte tenu des investissements effectués.

Le CMPC est un indicateur clé dans la vie d'une entreprise. En effet, chaque entreprise possède trois sources de revenus pour financer ses investissements, à savoir :

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

Dans une entreprise, le CMPC permet de choisir à quelle source de revenus il est nécessaire d'avoir recours pour effectuer un financement avec une rentabilité optimale.

La formule mathématique de calcul du CMPC est donc la suivante :

Fonds propres \times coût des fonds propres + fonds externes \times coût des Fonds externes \times (1 - taux d'impôt) \div fonds propres + fonds externes.¹¹⁰

¹¹⁰ BABUSIAUX (D), Décision D'investissement Et calcul Économique Dans L'entreprise, édition TECHNIP 1990.

Conclusion

L'investissement en exploration production des HC est hautement capitalistique, et présente des niveaux de risques élevés. La décision de faire doit être pensée et basée sur des fondements surs. Ainsi, le processus de décision est fondé sur des calculs économiques, eux aussi basés sur des données qui doivent être fiables et correctement estimées. Nous avons présenté dans ce chapitre la prise de décision dans les projets Exploration/Production : la construction d'un échéancier de flux de trésorerie et les principaux critères de décision qui nous permette d'évaluer la rentabilité d'un projet.

Ce dernier point sera l'objet du chapitre suivant de mon travail.

CHAPITRE 4

Etude de Groupement Berkine Sud

évaluation économique des projets réels

Introduction

Le bassin de Berkine est l'un des bassins du Sahara algérien les plus importants en matière de production en hydrocarbure. L'effort d'exploration de ce bassin est continu.

Le champ de BERKINE est situé dans le désert du Sahara au Sud/Est de l'Algérie, couvre deux Blocs 404 et 208,.

Le projet **Hassi Berkine** couvre HBNS et El mark et Ourhoud avec une superficie d'environ 3400 km², il est régi par le contrat de Recherche et Exploitation d'Hydrocarbures (Partage de Production) conclu entre Sonatrach et les compagnies OXY, TOTAL et ENI, avec des taux de participation respectifs:

SONATRACH	51%
OXY	24,50%
TOTAL	12,25%
ENI	12,25%

L'entrée en vigueur du contrat était en 2019, sous l'égide de la loi algérienne des hydrocarbures 19-13.

4.1 Présentation de groupement BERKINE et partenaires

4.1.1 Présentation du groupement BERKINE

Le champ BERKINE est situé dans le désert du Sahara au Sud/Est de l'Algérie, a approximativement 20 km de long sur 4 km de large et couvre les Blocs 404.

Les installations regroupant la station de production (Centrale Production Facility) sont situées près du centre du champ. Il ya sept (7) stations satellites, quatre (4) au sud de CPF et trois (3) au nord, chacune d'elles collectant les fluides d'un groupe de cinq (5) a neuf (9) puits.

Les lignes de collecte transportent les effluents des puits de production vers les sept (7) satellites, ou les fluides de plusieurs autres puits sont mélangés. Des installations de test (Débitmètres multiphasiques) sont disposées à chaque station satellite. Chaque puits est testé une fois par mois. Des lignes principales de collecte transportent les effluents des puits de chaque station satellites vers la station CPF. Des lignes principales et des lignes de collecte sont également disposées pour l'eau de dilution, l'eau d'injection, le gaz d'injection et le gaz lift.

Tous les effluents des puits sont traités à la station CFP pour produire une huile stabilisée. Le traitement consiste en une séparation, une déshydratation d'huile, un dessalement, suivi par une stabilisation. L'huile stabilisée est stockée et exportée via un pipeline.

Les gaz associés sont comprimés et séchés, une certaine quantité pour le fuel gaz, et le reste est comprimé a la compression du gaz lift. Le gaz lift est distribué vers les puits producteurs BP de façon à maintenir le débit. Le gaz en excès du fuel gaz ou de la demande en gaz lift est réinjecté vers le réservoir.

L'eau de production est réinjectée dans le réservoir après traitement.

4.1.2 Situation géographique

Le bassin de Berkine se présente comme étant un grand bassin intra-cartonique situé au nord de l'Afrique et constitue la partie occidentale d'un plus grand bassin (celui de Ghadamès) qui se prolonge vers la Libye et au sud de la Tunisie.

évaluation économique des projets réels

Le Groupement (Sonatrach-Anadarko) est présent, actuellement, sur deux blocs (404 et 208), d'une superficie d'environ 22.500 Km², qui sont destinés à l'exploration et à l'exploitation. Jusqu'à présent, les efforts déployés par le Groupement ont abouti à des résultats satisfaisants quant aux réserves récupérables de l'huile qui sont estimées approximativement à 2,8 milliards de barils

Les puits qui font l'objet de la présente étude sont implantés au niveau du bloc 404 qui, découvert en février 1994, est situé à 1100 Km d'Alger, à 300 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud, à 114 Km de la frontière Tunisienne et à 160 Km de la frontière Libyenne.

Le champ de HASSI BERKINE Nord-Sud (HBNS) est situé à 50 Km au Sud-ouest de l'Organisation Ourhoud, 60 Km de BRN (Bir Rebaa Nord), 140 Km de MLN (Menzel Ledjmet Nord).

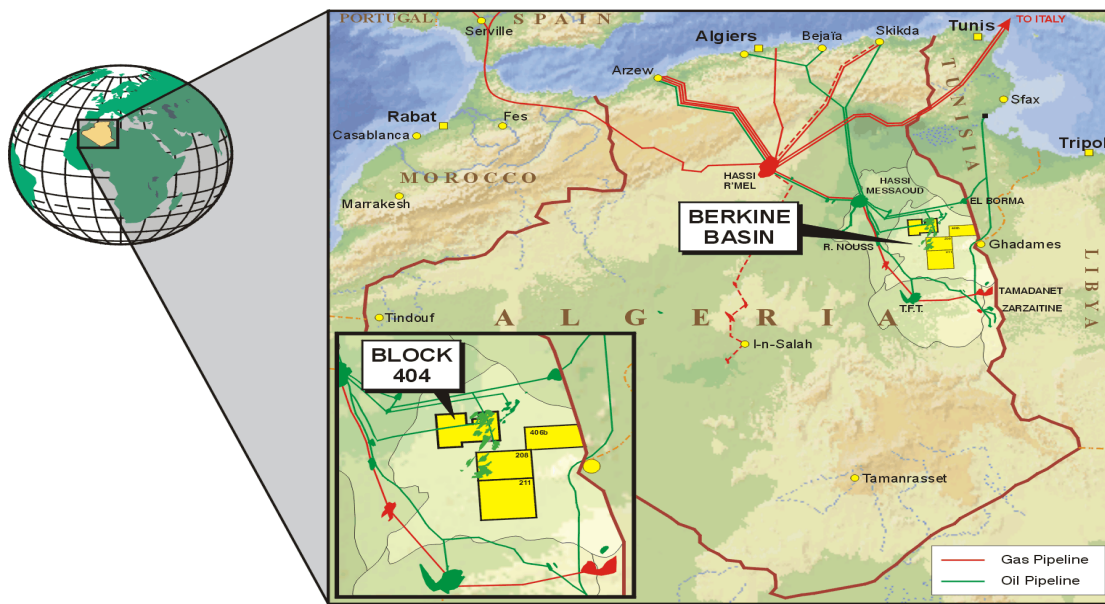


Figure (4.1) : Situation géologique du bassin de berkin

Source : Groupement Berkin Département Réservoir

4.1.3 Situation géologique

Le bassin de BERKINE est limité :

- Au Nord par la mole de Dahar.
- Au Sud par la mole d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- A l'Ouest par la mole d'Amguid El Boid.
- A l'Est par la Tunisie et la Lybie. (Figure 4.1).

évaluation économique des projets réels

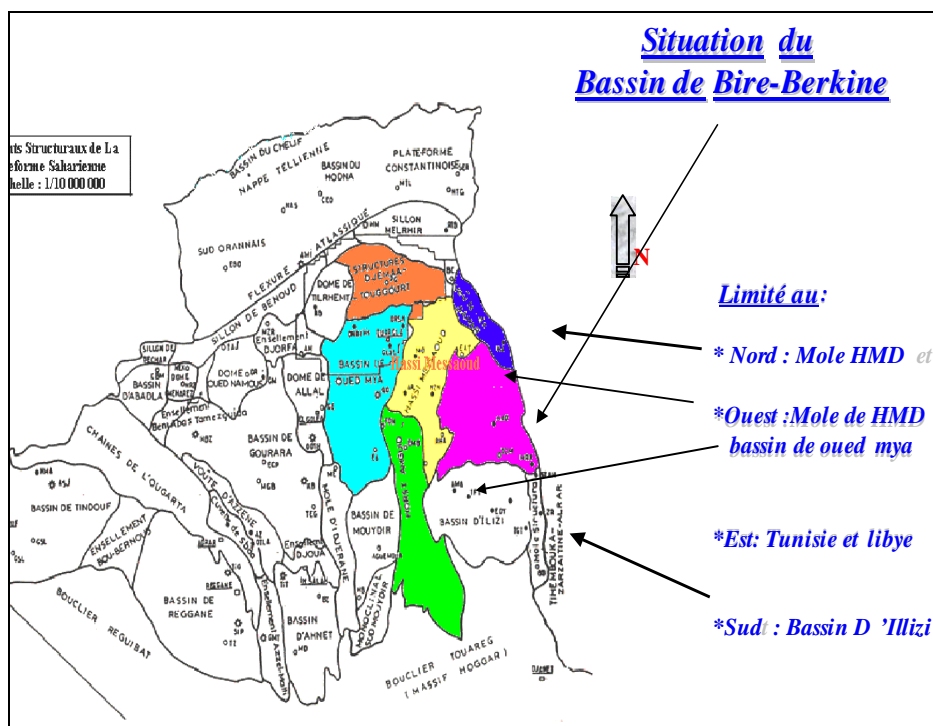


Figure (4.2): situation géographique du bassin de Berkin

Source : Groupement Berkin Département Réservoir

Tableau 4.1 : Caractéristiques du réservoir

		min	max	moy
Epaisseur Totale (moyenne et intervalle)	Tagi sup.	2.010	8.93	5.11
	Tagi moy	2.570	9.60	5.37
	Tagi inf	8.300	35.81	21.39
Epaisseur Utile (moyenne et intervalle)	Tagi sup.	0.016	7.51	3.06
	Tagi moy	0.000	8.96	4.32
	Tagi inf	1.200	16.99	8.87
Porosité utile (moyenne et intervalle)	Tagi sup.	0.090	0.20	0.13
	Tagi moy	0.080	0.19	0.15
	Tagi inf	0.130	0.20	0.16
Perméabilité horizontale (moyenne et intervalle)	Tagi Sup.	5.000	1021.33	186.33
	Tagi moy	5.000	611.00	135.00
	Tagi inf	5.000	1101.00	244.00
Saturation en eaut	/	0.150	0.50	0.25
Saturation en gaz	0.0%			
Rap du perméabilité moyenne (Kh/ Kv)	0.01			

Source : réalisé par nous-même

évaluation économique des projets réels

4.1.4 Caractéristiques des fluides du champ RBK :

Tableau 4.2 : Caractéristiques des fluides du champ RBK

Propriété	Valeur
Reservoir Pressure	348 bara (5051 psia)
Bottom Hole Temperature	212 °F
Bubble-point Pressure	83.6 bara (1212 psia)
Oil FVF	1.21 RB/STB
Solution GOR	58 m ³ /m ³ (326 SCF/STB)
Oil Density	0.726 g/cm ³
Oil Viscosity	0.80 cp
Oil API Gravity	41.3°

Source : Groupement Berkin Département Réservoir

4.1.5 Composition du Champ HBNS :

- 75 puits de production d'huile.
- 10 puits injecteurs de gaz.
- 38 puits injecteurs d'eau.
- 07 puits producteurs d'eau de l'Albien.

- 08 puits producteurs d'eau du Mio-Pliocene.

- Un centre de traitement de brut (CPF ou Central Processing Facilities).

- Un réseau de collecte et dessertes.

- Une base industrielle.
 - Une base de vie pour le personnel.

4.2 OXY :

Oxy est l'un des principaux producteurs de pétrole étrangers d'Algérie.

Nous sommes partenaire d'une joint-venture avec Sonatrach, la compagnie pétrolière publique algérienne, dans trois projets phares : Ourhoud, Hassi Berkine et El Merk.

Ces projets sont le résultat d'un accord de partage de production signé à la fin des années 1980 avec Sonatrach. Par l'intermédiaire de ses filiales, la relation d'Oxy avec Sonatrach a été longue et mutuellement fructueuse.

évaluation économique des projets réels

Notre relation avec Sonatrach remonte à plus de 30 ans. Sonatrach et Anadarko ont formé une association d'exploitation commune appelée Groupement Berkine. Aujourd'hui, les installations du Groupement Berkine exercent un certain nombre d'activités à valeur ajoutée, notamment les opérations énergétiques critiques, l'ingénierie, la maintenance, la logistique et la santé, la sécurité et la gérance environnementale. L'association a découvert plus de 3 milliards de barils de pétrole en Algérie à ce jour.

4.3 ENI :

Eni (acronyme d'Ente nazionale idrocarburi) est un groupe italien dont l'activité porte historiquement sur l'exploration, la production et la distribution du pétrole et du gaz naturel.

Le groupe italien Eni est présent sur l'ensemble de la chaîne pétrolière et gazière. Il exerce également des activités dans le domaine de la production d'électricité, de la pétrochimie et du trading d'énergie. Eni exploite la grande majorité de ses hydrocarbures sur le continent africain (Afrique du Nord et subsaharienne).

Créé en 1953, il est aujourd'hui le 9e groupe pétrolier mondial sur la base de son chiffre d'affaires (derrière China National Petroleum, Sinopec, Royal Dutch Shell, ExxonMobil, BP, Total, Chevron et Petrobras)(1) et la 1re entreprise d'Italie au regard de sa capitalisation boursière.

Cette société diversifie aujourd'hui ses activités en se positionnant notamment sur le marché de détail (fourniture des clients particuliers ou des entreprises) du gaz naturel et de l'électricité, notamment en France. Elle est également présente dans le secteur de la pétrochimie et de la production d'électricité.

C'est la plus importante société italienne au regard de son chiffre d'affaires qui était de 55,8 milliards d'euros en 2016.

Eni Gas and Power France revendique plus d'un million de clients consommateurs de gaz en France. Sa croissance se fait essentiellement via le démarchage.

4.4 Total Energies

Le groupe TotalEnergies (anciennement Total jusqu'en mai 2021) est une société pétrolière française privée appartenant à la catégorie des « supermajors » (ou « Big Oil » en anglais, terme désignant les plus grandes compagnies pétrolières privées mondiales).

TotalEnergies exerce ses activités dans tous les segments de la chaîne pétrolière et gazière : amont (exploration, développement et production de pétrole et de gaz naturel, GNL) et aval (raffinage, distribution, trading et transport maritime de pétrole brut et de produits pétroliers).

Le groupe est également un acteur majeur de la chimie et se développe dans de nombreux autres secteurs (production d'électricité, hydrogène, biomasse, solaire, éolien, etc.). Son changement de nom en mai 2021 vise à illustrer ce positionnement multi-énergies et à refléter l'ambition affichée du groupe dans la transition énergétique.

TotalEnergies fait toutefois l'objet de nombreuses critiques des organisations de lutte contre le réchauffement climatique, en raison de l'impact de ses activités dans les énergies fossiles.

II. Calcule fiscal

2.1 Hypothèse d'évaluation :

- Année de base : 2024
- Taux d'inflation : 2,5%
- Taux d'actualisation : 10%
- Prix du gaz naturel : Sensibilité de 4 à 10 \$/MM BTU
- Prix du pétrole : Sensibilité de 40 à 160 \$/BBL
- Tarifs de Transport : Arrêtait de 10 Décembre 2019-2023
- Coût d'abandon: formule
- Taux de change : 140 DA/US\$
- Cost stop : 49%
- Taux de participation Sonatrach : 51%
- Taux de participation du co-contractant: 49%

- Les coûts de formation, de Transport et de Séparation des GPL ne sont pas des coûts récupérables

Coûts Pétroliers" sont : les Investissements de Recherche, les Investissements développement, les Coûts Opératoires ainsi que le coût d'Abandon.

évaluation économique des projets réels

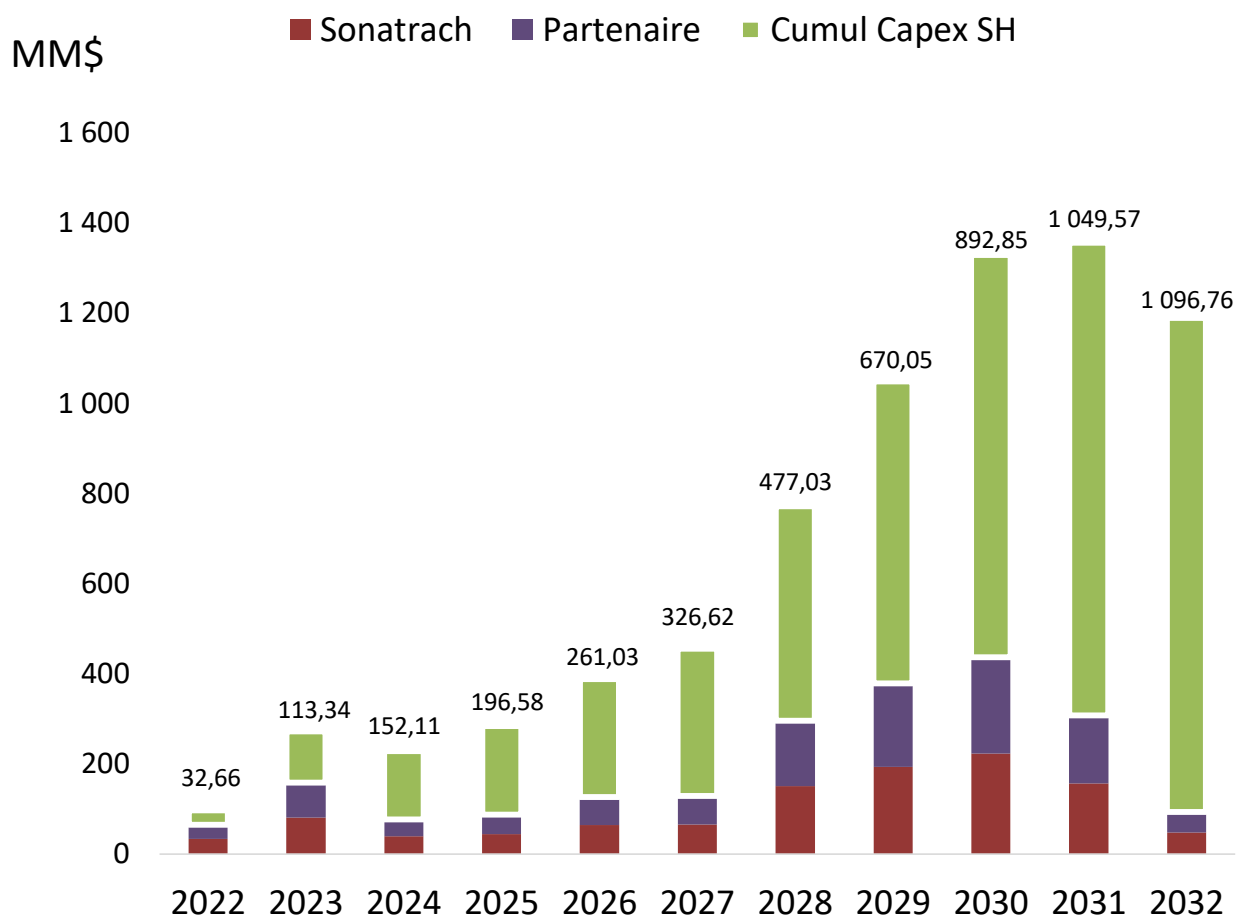


Figure 4.3 Plan de développement HBNS

Source : réalisé par nous-même

Un montant des Capex de développement de l'ordre de 2 150,50 Millions US\$ a été prévu pour couvrir la Réalisation des forages et les installations de surface, dont 51% à la charge de Sonatrach, soit 1096,76 MM\$; et 49% à la charge du Co-contractant soit 1053,75 MM\$.

2.2 Les Capex recherche réalisés et prévus :

2.2.1 Analyse des dépenses d'exploration

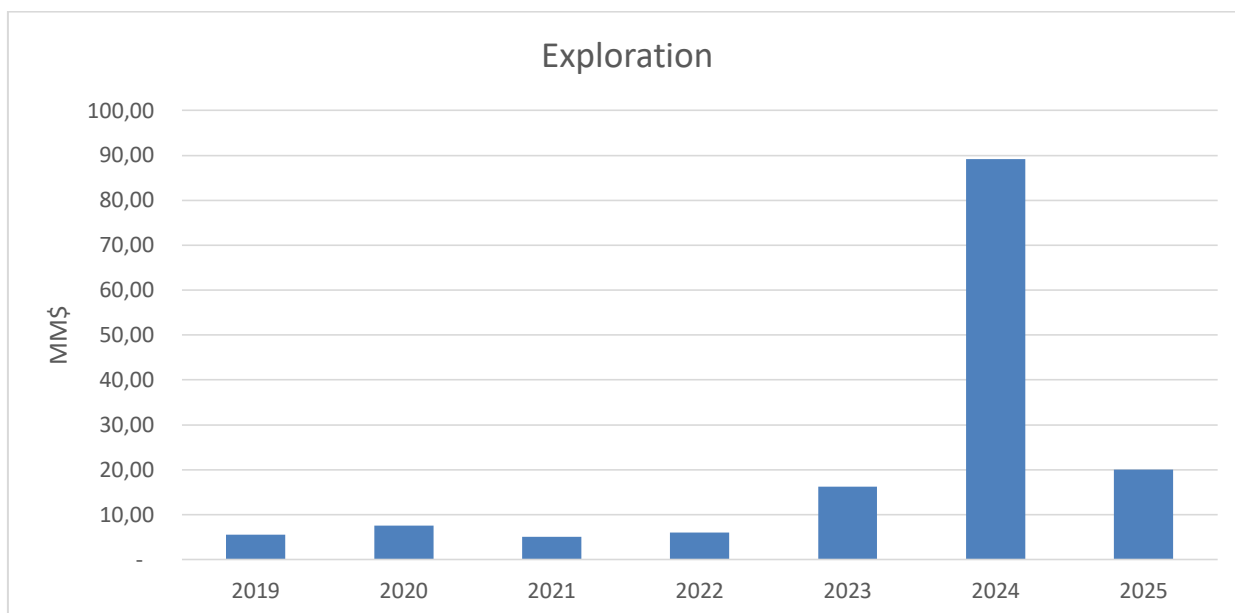


Figure 4.4 Capex recherche réalisé et prévus

Source : réalisé par nous-même

2.2.2 Analyse des dépenses d'exploration

1. Période 2019-2022 :

- Les dépenses d'exploration sont relativement stables et faibles, oscillant entre 5 MM\$ et 10 MM\$ chaque année. Cela pourrait indiquer une phase de consolidation ou de maintenance avec peu d'investissements dans de nouveaux projets d'exploration.

2. Année 2023 :

- On observe une augmentation notable des dépenses à environ 20 MM\$. Cela pourrait suggérer le début de nouveaux projets d'exploration ou une augmentation de l'activité dans des projets existants.

3. Année 2024 :

- Les dépenses atteignent un pic significatif à environ 90 MM\$. Cette hausse drastique peut être due à un investissement majeur dans un ou plusieurs projets

évaluation économique des projets réels

d'exploration, ou à une intensification des activités pour répondre à une demande accrue ou à des opportunités découvertes.

4. Année 2025 :

- Les dépenses diminuent à environ 30 MM\$, ce qui est une baisse par rapport à l'année précédente mais reste élevé par rapport aux années 2019-2023. Cela pourrait indiquer la phase de stabilisation ou de finalisation des projets commencés en 2024.

2.2.3 Analyse des dépenses de Forage

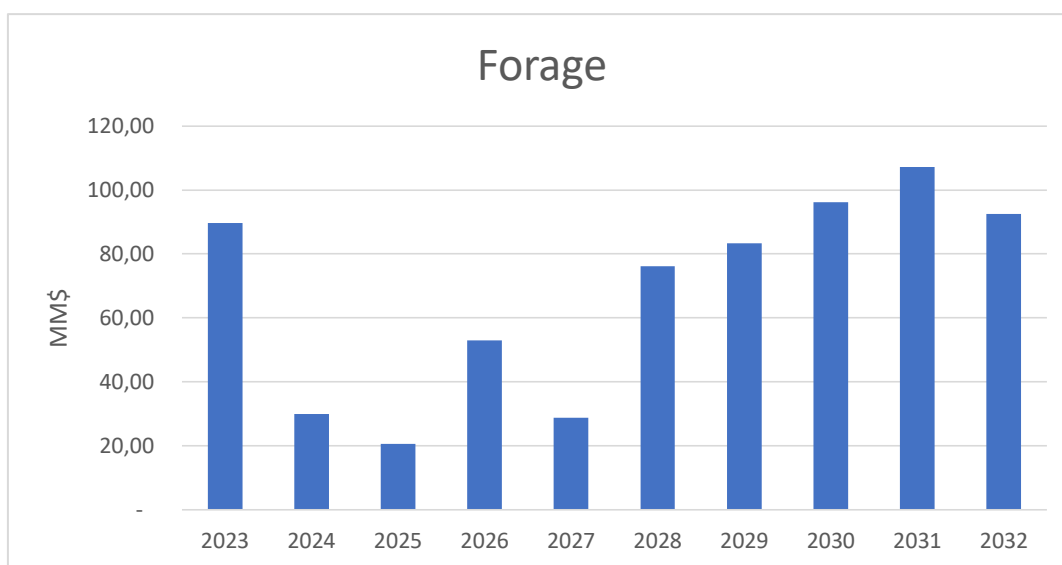


Figure 4.5 Dépenses Forage

Source : réalisé par nous-même

2.2.4 Analyse des dépenses de forage

1. Année 2023 :

- Les dépenses de forage débutent à un niveau élevé, atteignant environ 80 MM\$. Cela suggère un investissement substantiel dans les activités de forage, peut-être en réponse à des découvertes récentes ou à des opportunités prometteuses.

2. Période 2024-2025 :

- On observe une baisse significative des dépenses, avec des montants oscillant entre 20 MM\$ et 30 MM\$. Cette réduction pourrait indiquer une phase de

évaluation économique des projets réels

stabilisation après les investissements initiaux ou une réévaluation des projets en cours.

3. Année 2026 :

- Les dépenses augmentent de nouveau, atteignant environ 50 MM\$. Cela pourrait refléter le lancement de nouveaux projets de forage ou l'intensification des activités existantes.

4. Période 2027-2029 :

- Une légère augmentation des dépenses est visible, avec des montants croissants chaque année, culminant à environ 70 MM\$ en 2028 et 80 MM\$ en 2029. Cette tendance à la hausse peut indiquer une expansion continue des activités de forage.

5. Période 2030-2032 :

- Les dépenses de forage atteignent leur pic en 2031 à environ 110 MM\$, avant de redescendre légèrement à environ 90 MM\$ en 2032. Cette fluctuation pourrait être due à des projets de grande envergure arrivant à maturité ou à des ajustements stratégiques en réponse aux conditions du marché.

2.2.5 Analyse des dépenses d'installation

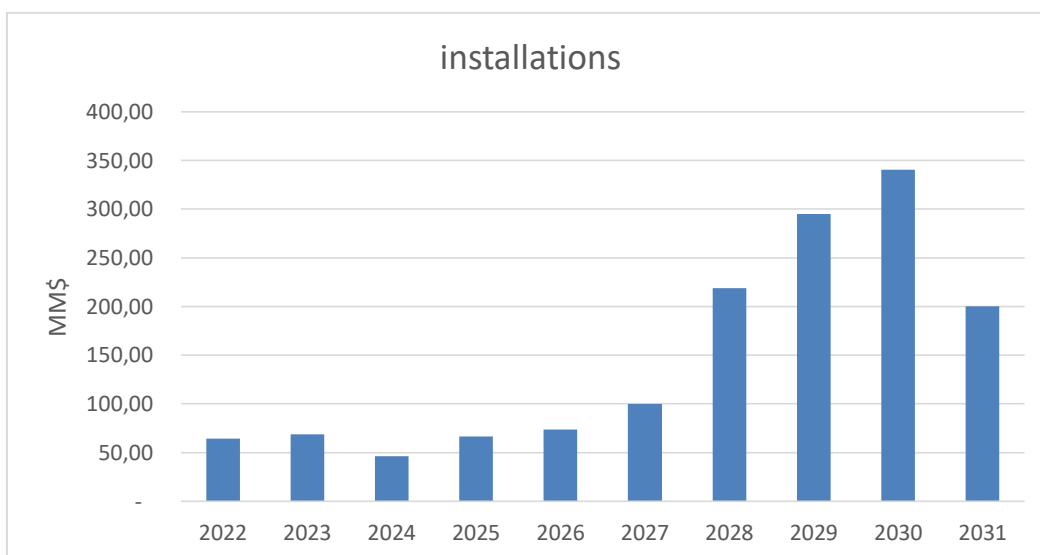


Figure 4.6 Coûts d'installation

Source : réalisé par nous-même

évaluation économique des projets réels

1. Période 2022-2026 :

- Les dépenses sont relativement stables et modérées, oscillant entre 50 MM\$ et 100 MM\$ par an. Cela suggère une période de maintien des infrastructures existantes et de petits projets d'extension.

2. Année 2027 :

- On observe une légère augmentation des dépenses à environ 150 MM\$. Cela pourrait indiquer le début de nouveaux projets ou une intensification des activités pour préparer des installations futures.

3. Période 2028-2030 :

- Les dépenses augmentent significativement, atteignant un pic à environ 350 MM\$ en 2030. Cette période marque une phase d'investissement intensif, probablement pour la construction de nouvelles installations ou l'expansion des infrastructures existantes à grande échelle.

4. Année 2031 :

- Les dépenses diminuent à environ 200 MM\$, ce qui reste élevé par rapport aux années antérieures mais marque une baisse par rapport au pic de 2030. Cela peut indiquer la fin de grands projets d'installation et une transition vers une phase de consolidation et d'optimisation des nouvelles infrastructures.

évaluation économique des projets réels

2.3 Analyse des OPEX

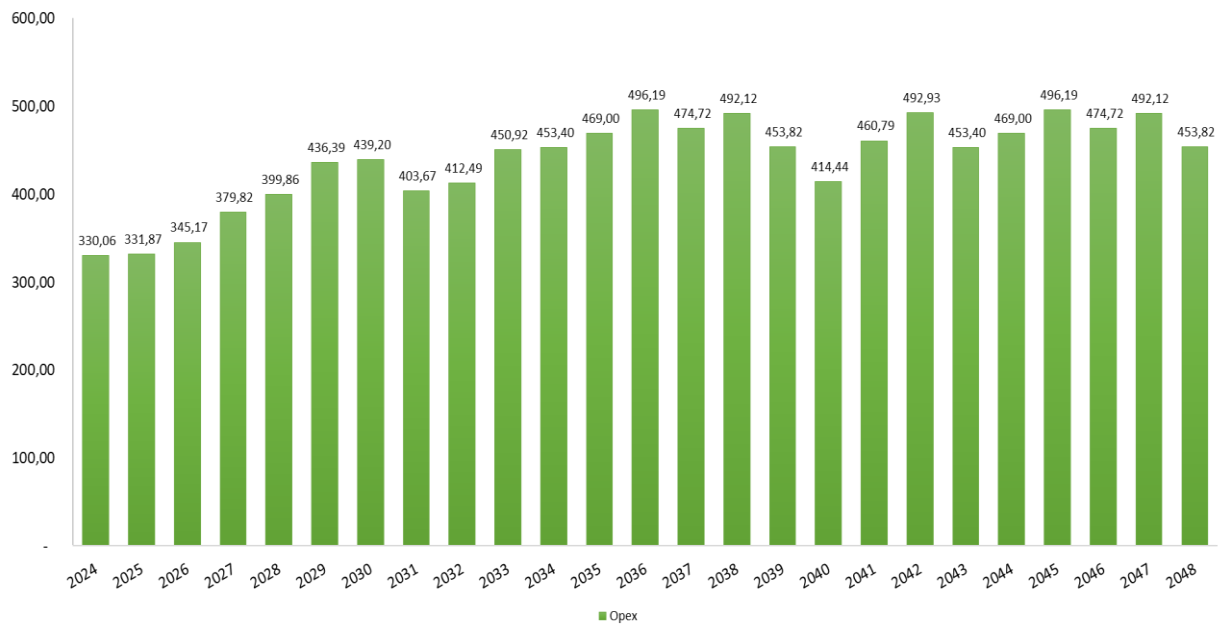


Figure 4.7 OPEX

Source : réalisé par nous-même

Total Opex: 10 976,09 MMS

2.4 Coût de transport Sonatrach et Co-contractant :

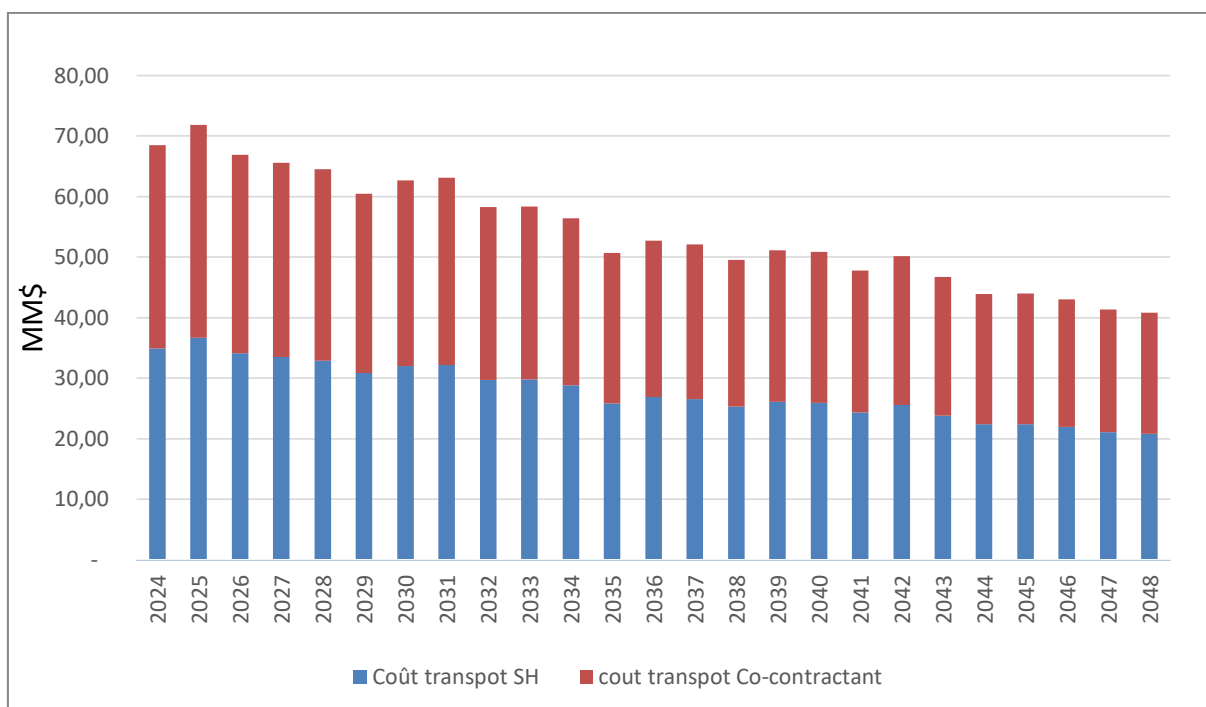


Figure 4.8 Coût de transport

Source : réalisé par nous-même

Le graphique à barres empilées présente les coûts de transport de 2024 à 2048.

- Deux séries de données sont distinguées par des couleurs différentes :

-Série 1 (en bleu)

-Série 2 (en rouge)

Réduction globale des coûts : Le coût total de transport diminue progressivement de 2024 à 2048, indiquant une amélioration de l'efficacité ou une réduction des volumes transportés.

- Dynamique des séries :

- **SONATRACH (bleue)** : La légère augmentation des coûts pourrait indiquer des investissements continus ou croissants dans une certaine catégorie de transport, peut-être liée à des technologies ou infrastructures plus coûteuses mais plus efficaces.

- **Co-contractant (rouge)** : La diminution significative des coûts peut refléter une réduction de l'utilisation ou une baisse des coûts liés à cette catégorie de transport, peut-être en raison

évaluation économique des projets réels

d'une optimisation des routes, d'une baisse des volumes, ou d'une transition vers des alternatives plus économiques.

2.5 Coût d'abandon Sonatrach et Co-contractant :

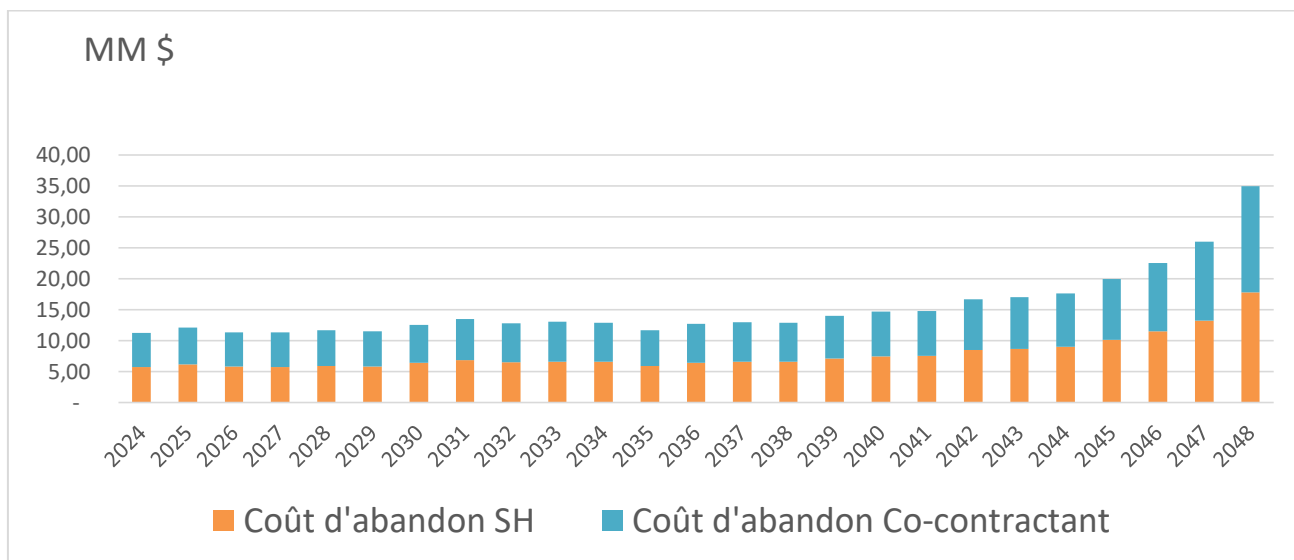


Figure 4.9 Coût d'abandon Sonatrach et Co-contractant

Source : réalisé par nous-même

Interprétation :

- Augmentation des coûts d'abandon : La légère augmentation des coûts d'abandon jusqu'à 2048 peut être due à la nécessité de fermer les puits et de restaurer les sites à mesure que les gisements se vident.
- Distribution des coûts : La contribution croissante des co-contractants aux coûts d'abandon après 2040 pourrait indiquer des accords contractuels où ces partenaires prennent en charge une part plus importante des coûts de fermeture et de restauration.

Cette analyse permet de comprendre comment les coûts d'abandon évoluent pour SONATRACH et ses co-contractants, ce qui est essentiel pour la planification financière et stratégique à long terme, notamment pour la gestion de la fin de vie des gisements et la conformité environnementale.

évaluation économique des projets réels

2.6 Profil du pétrole et du gaz de vente :

Profil du pétrole: 414,88 MMbbl

Profil du gaz : 4 373,28 BSCF

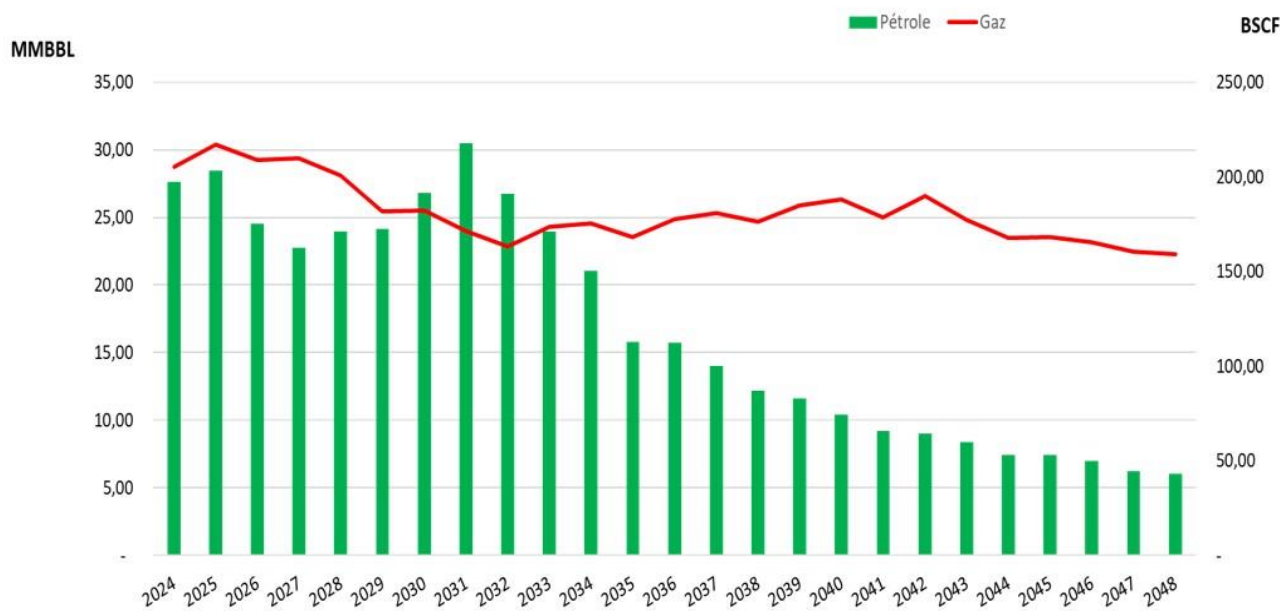


Figure 4.10 profile de pétrole et Gaz

Source : réalisé par nous-même

Analyse de profil du pétrole et de gaz

-Profil du pétrole : 414,88 MMbbl (Millions de Barils)

-Profil du gaz : 4 373,28 BSCF (Milliards de Pieds Cubiques Standards)


La diminution des volumes de production suggère que la rentabilité globale des ventes de pétrole et de gaz pourrait également diminuer avec le temps, sauf si elle est compensée par des facteurs tels que des prix plus élevés ou une réduction des coûts de production.

Ces informations peuvent être utilisées pour prendre des décisions stratégiques concernant les investissements, la planification de la production et les prévisions financières à long terme dans l'industrie du pétrole et du gaz. Si vous avez besoin d'une analyse plus détaillée ou spécifique, veuillez fournir un contexte ou des données supplémentaires.

évaluation économique des projets réels

3. La taxe superficiare selon la loi 19-13 :

Superficie du Périmètre en Km² X Montant DA /Km² X CPI_n /CPI_o



	Période de recherche		Extention exceptionnelle	Période d'exploitation
	1 à 4 inclus	5 et 7	Prorogation & rétention	
montant	7 000	14 000	40 000	30 000

Figure 4.11 La Taxe superficiare

Source : réalisé par nous-même

Ces montants sont indexés au début de chaque année civile, sur la base de:

- CPI_n : l'indice des prix à la consommation pour chaque année civile, publié par l'organisme public chargé de la publication dudit indice en Algérie.
- CPI_o : l'indice de base est l'indice annuel des prix à la consommation en vigueur à la date de la publication de la loi 19-013

3.1 La redevance selon la loi 19-13

(Valeur de la production

X

Taux de redevance)

+ (Qtés en bep x prix de base)

- Tarif de transport

- Coût de liquéfaction du gaz

- Coût de séparation du gaz.


- 
- Taux à 10% ou
 - Taux réduit min 5% (économie du projet est compromise) (art.204)
 - 50% pour la production anticipée (art.198)

Figure 4.12 La redavence selon la Loi 19-13

Source : réalisé par nous-même

évaluation économique des projets réels

Art. 167 :

- La redevance est établie sur la base des quantités extraites à partir du périmètre d'exploitation et décomptées après les opérations de traitement au champ, au point de mesure.
- **Sont exclues** les quantités consommées pour les besoins de la production, perdues, sans négligence, avant le point de mesure ou réintroduites dans le gisement qui fait l'objet du plan de développement approuvé.

4. Description des formules de partage :

4.1 Formule Price Cap :

La formule price-cap est essentielle pour stabiliser les revenus des parties impliquées elle est exprimée comme suit :

$$A * P_n * X$$

Le coefficient P_n tient compte du prix du marché qui peut fluctuer en fonction de divers facteurs économiques et géopolitiques et aussi tient compte du prix fixé contractuellement. Donc lorsque le prix du marché est \geq Prix fixé contractuellement le P_n est calculé selon une formule en fonction des deux prix.

En revanche si le prix sur le marché est inférieur au prix contractuel le coefficient sera fixé à 1.

4.2 Formule de partage de production PRICE CAP :

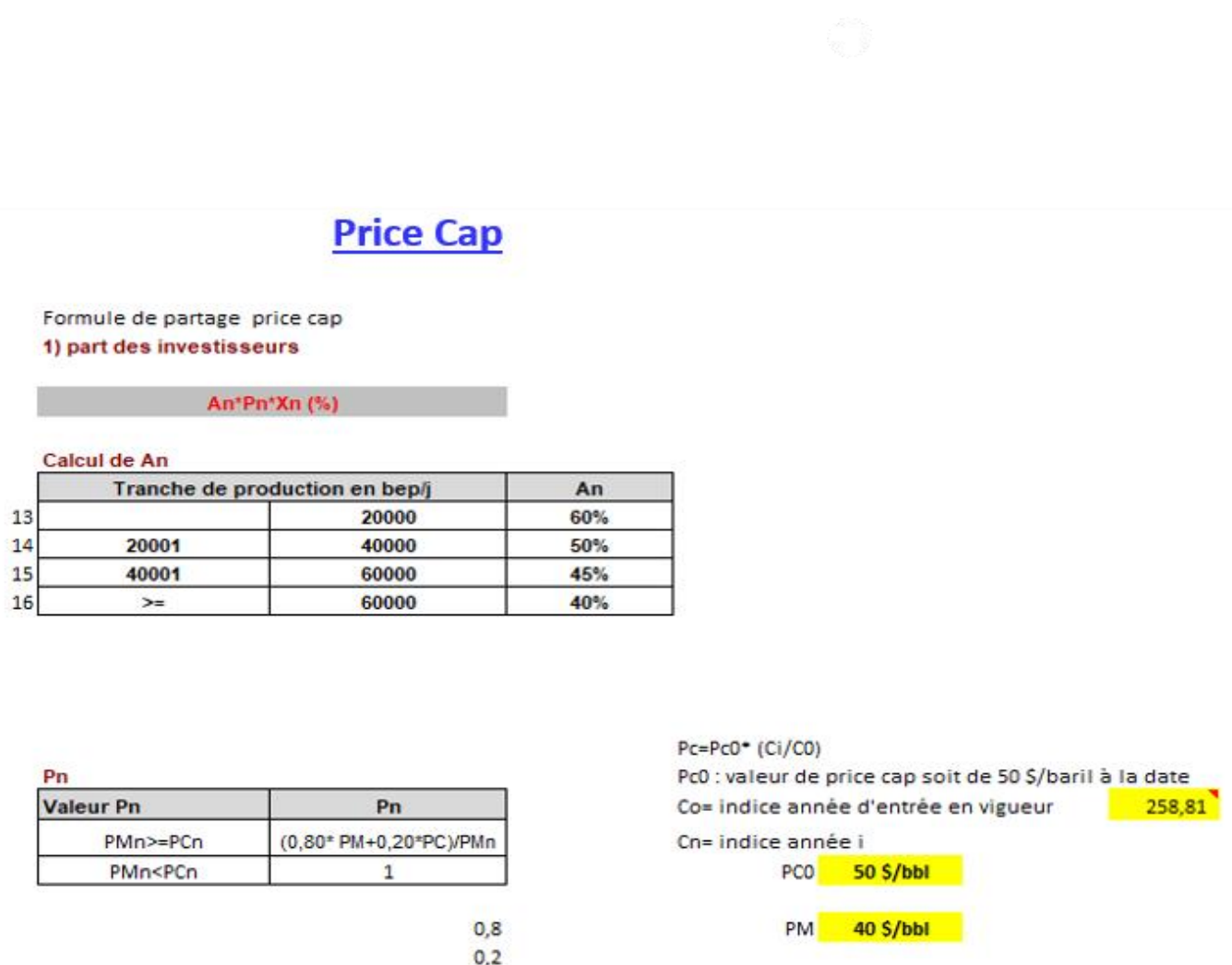


Figure 4.13 Formule de partage de production

Source : réalisé par nous-même

Pour une production moyenne , durant une année (n) , de 55 000 BEP/ Jour, An est calculé comme suit:

An= pour chaque année Civil (n) ,le coefficient de Price Cap , appelé Pn , est diné ainsi:

a) $P_n = (0,8 * PC_n + 0,2 * PM_n) / PM_n$ si $PM_n \geq PC_n$

Avec : $PC_n = PC_0 * (0,7 + 0,3 * C_n / C_0)$

B) $P_n = 1$ si $PM_n \leq PC_n$

- PMn : étant le prix moyen annuel de l'année (n) du Pétrole Brut exprimé en Dollars par baril,

calculé selon les dispositions de l'article 17 ci-dessous.

évaluation économique des projets réels

- PC0 : étant la valeur de (Price Cap) qui est égale à 50-Dollars par baril de Pétrole Brût pour l'année de la Date Entrée en Vigueur.

➤ Cn : Moyenne arithmétique des valeurs du Consumer Price Index (CPI) et du Machinery and

Equipment Index (MEI) tel que publié par le US department of Labor pour ;année (n) d'application de la formule .

➤ C0 Moyenne arithmétique des valeurs du Consumer Price Index (CPI) et du Machinery and

Equipment Index (MEI) tel que publié par le US Department of Labor pour l'année de la Date d'Entrée en Vigueur.

Calcul de X

X_{n} Taux de Participation du CO-CONTRACTANT dans les Investissements d'Exploitation

TABLEAU 4.3 : Résultats projet formule price cap

Résultats projet formule price cap	
VAN MMS@10%	5 0275,85
TRI	159,0%
ERC	3,76

Source : réalisé par nous-même

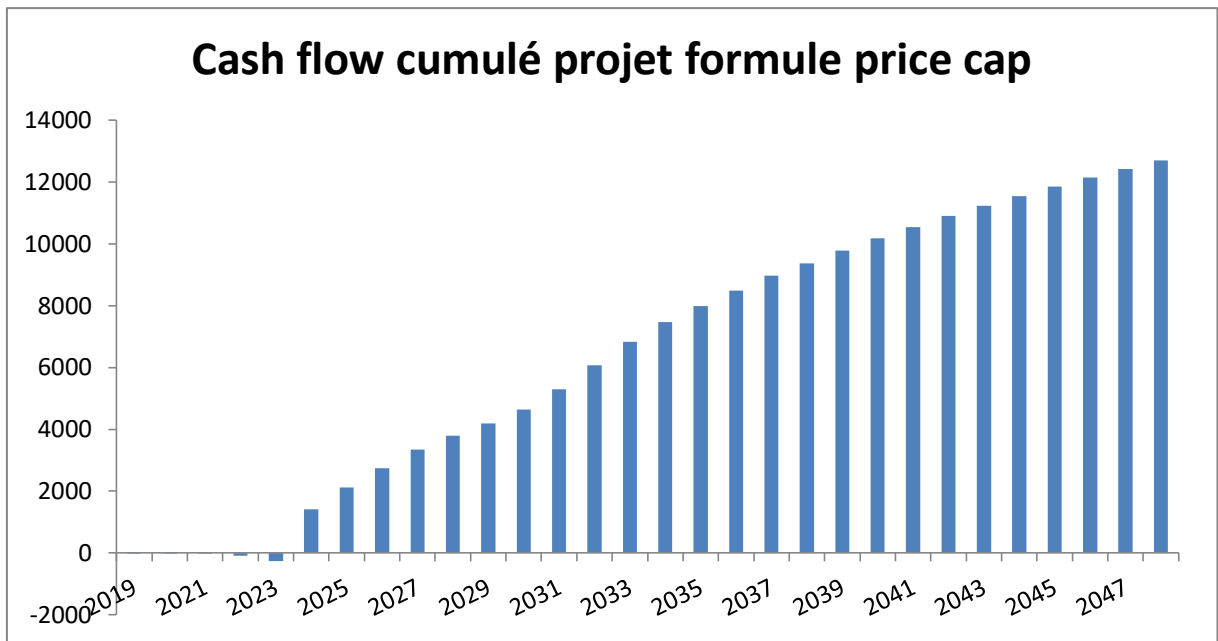


Figure 4.14 Cash flow cumulé projet formule price cap

Source : réalisé par nous-même

4.3 Formule de partage de production K*a-b

K*a-b

K*a-b

Calcul de An

	Tranche de production en bep/j	An	
13	20000	60%	
14	20001	40000	50%
15	40001	60000	45%
16	>=	60000	40%

b

Valeur de $R_n = V_n / I_n$	P_n
$R_n \leq 6$	
$6 < R_n \leq 8$	$(0,115 * R - 0,69) * 100\%$
$R_n > 8$	0,23

$V_n = V_n$ [Revenu déflaté]

$I_n = I_n$ [Capex déflaté]

Figure 4.15 formule de partage de production

Source : réalisé par nous-même

évaluation économique des projets réels

TABLEAU 4.4 : Résultats projet formule K*a-b

Résultats projet formule K*a-b	
VAN MM\$@10%	4 8049,9 3
TRI	160,6%
ERC	3,56

Source : réalisé par nous-même

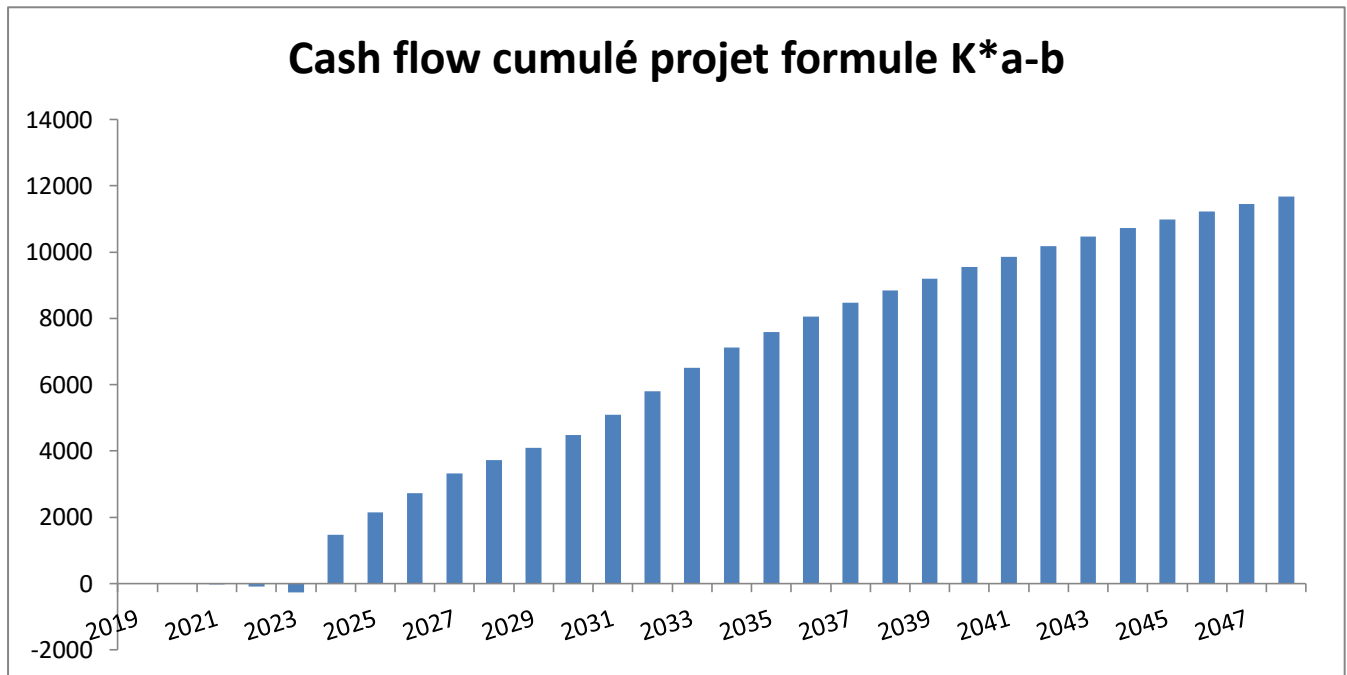


Figure 4.16 Cash flow cumulé projet formule K*a-b

Source : réalisé par nous-même

5. Sensibilité de la VAN aux Capex et Opex :

5.1 Résultats Sonatrach selon les deux formules :

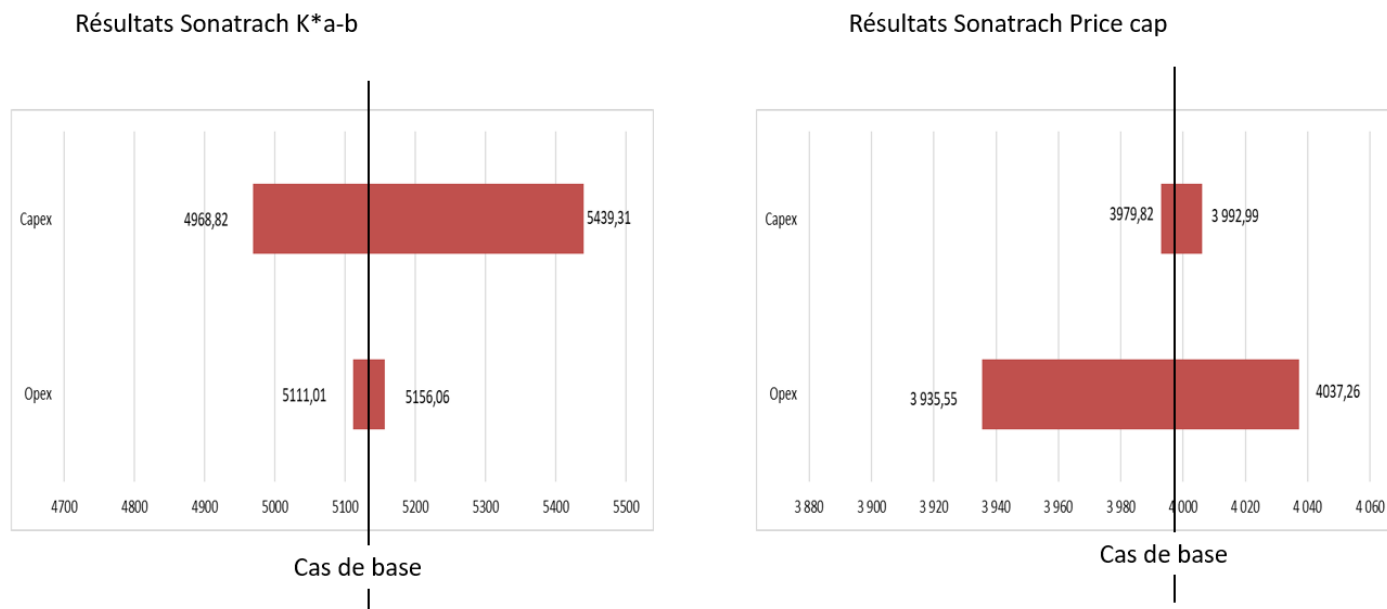


Figure 4.17 Résultats Sonatrach selon les deux formules

Source : réalisé par nous-même

5.1.1 Analyse de la Sensibilité de la VAN

1. Capex:

- **K*a-b** : Le Capex varie significativement avec une large plage autour de la valeur de base (environ 5100), indiquant une incertitude ou une variabilité importante dans les dépenses en capital.
- **Price Cap** : Le Capex est plus restreint autour de la valeur de base (environ 4000), suggérant une prévision plus stable et une meilleure gestion des dépenses en capital.

2. Opex:

- **K*a-b** : L'Opex est relativement stable avec une plage plus serrée autour de la valeur de base (environ 5100), indiquant une certaine stabilité ou un bon contrôle des dépenses opérationnelles.
- **Price Cap** : L'Opex présente une variation plus large autour de la valeur de base (environ 4000), ce qui pourrait indiquer des incertitudes ou des fluctuations dans les coûts opérationnels.

5.2 Résultats Co-contractant selon les deux formules

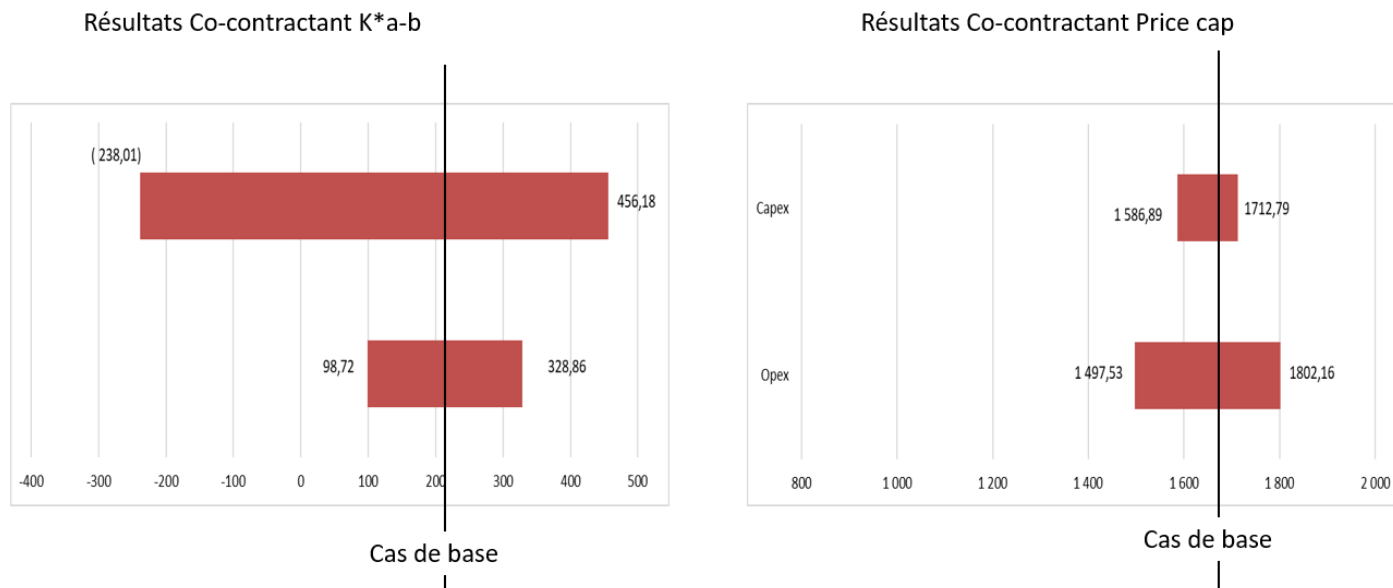


Figure 4.18 Résultats Co-contractant selon les deux formules

Source : réalisé par nous-même

5.2.1 Analyse Co-contractant K*a-b :

1. Analyse de la Barre Supérieure :

- La plage de -238,01 à 456,18 suggère qu'il y a des scénarios où le co-contractant pourrait subir une perte (jusqu'à -238,01) et d'autres scénarios où il pourrait réaliser un profit significatif (jusqu'à 456,18).
- La grande plage indique une forte variabilité ou un risque associé aux résultats financiers de ce co-contractant.

2. Analyse de la Barre Inférieure :

- La plage de 98,72 à 328,86 suggère une rentabilité constante avec moins de risque comparé à la barre supérieure.
- Cette plage indique un résultat économique positif avec une plage plus étroite, suggérant plus de prévisibilité.

évaluation économique des projets réels

5.3 Analyse Co-contractant Price Cap :

1. Analyse de la Barre Supérieure :

- La plage de 1586,89 à 1712,79 indique un haut niveau de rentabilité avec un risque relativement faible.
- Cette plage étroite suggère des résultats financiers stables et prévisibles.

2. Analyse de la Barre Inférieure :

- La plage de 1497,53 à 1802,16 indique une rentabilité légèrement plus variable.
- Bien que toujours très rentable, cette plage suggère un peu plus de variabilité comparé à la barre supérieure.

TABLEAU 4.5 : Résultats SH formule K*a-b

Résultats SH formule K*a-b	
VAN MM\$@10%	5 133 ,54
TRI	213,6%
ERC	6,71

Source : réalisé par nous-même

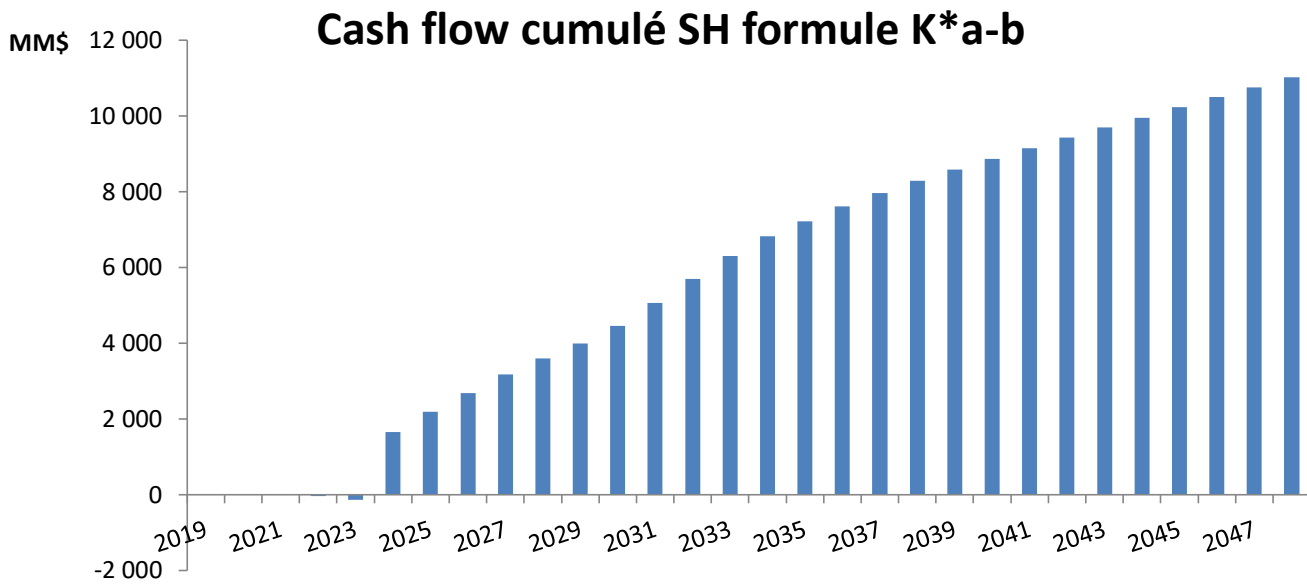


Figure 4.19 Cash flow cumulé SH formule K*a-b

Source : réalisé par nous-même

évaluation économique des projets réels

TABLEAU 4.6 : Résultats SH formule price cap

Résultats SH formule price cap	
VAN MM\$@10%	3 986,41
TRI	198,5%
ERC	5,21

Source : réalisé par nous-même

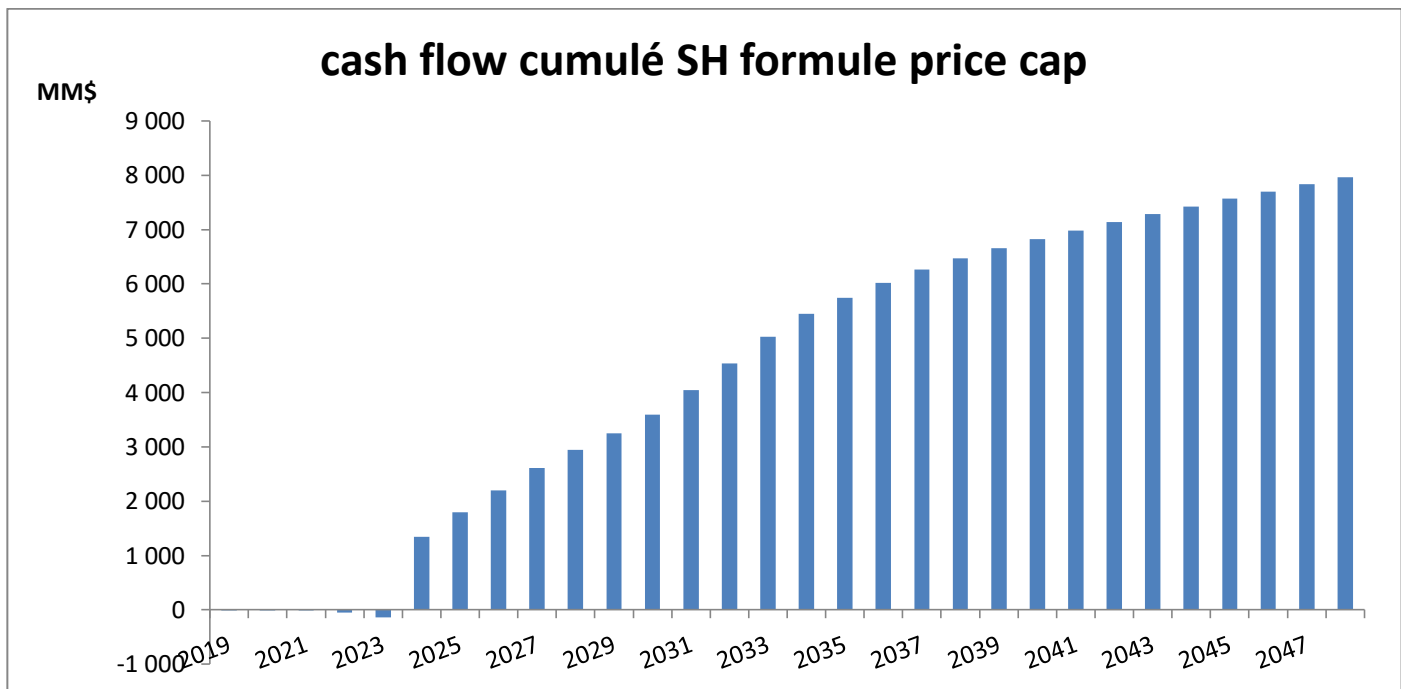


Figure 4.20 cash flow cumulé SH formule price cap

Source : réalisé par nous-même

TABLEAU 4.7 : Résultats Co-contractant étranger formule K*a-b

Résultats Co-contractant étranger formule K*a-b	
VAN MM\$@10%	213,79
TRI	26,3%
ERC	0,29

Source : réalisé par nous-même

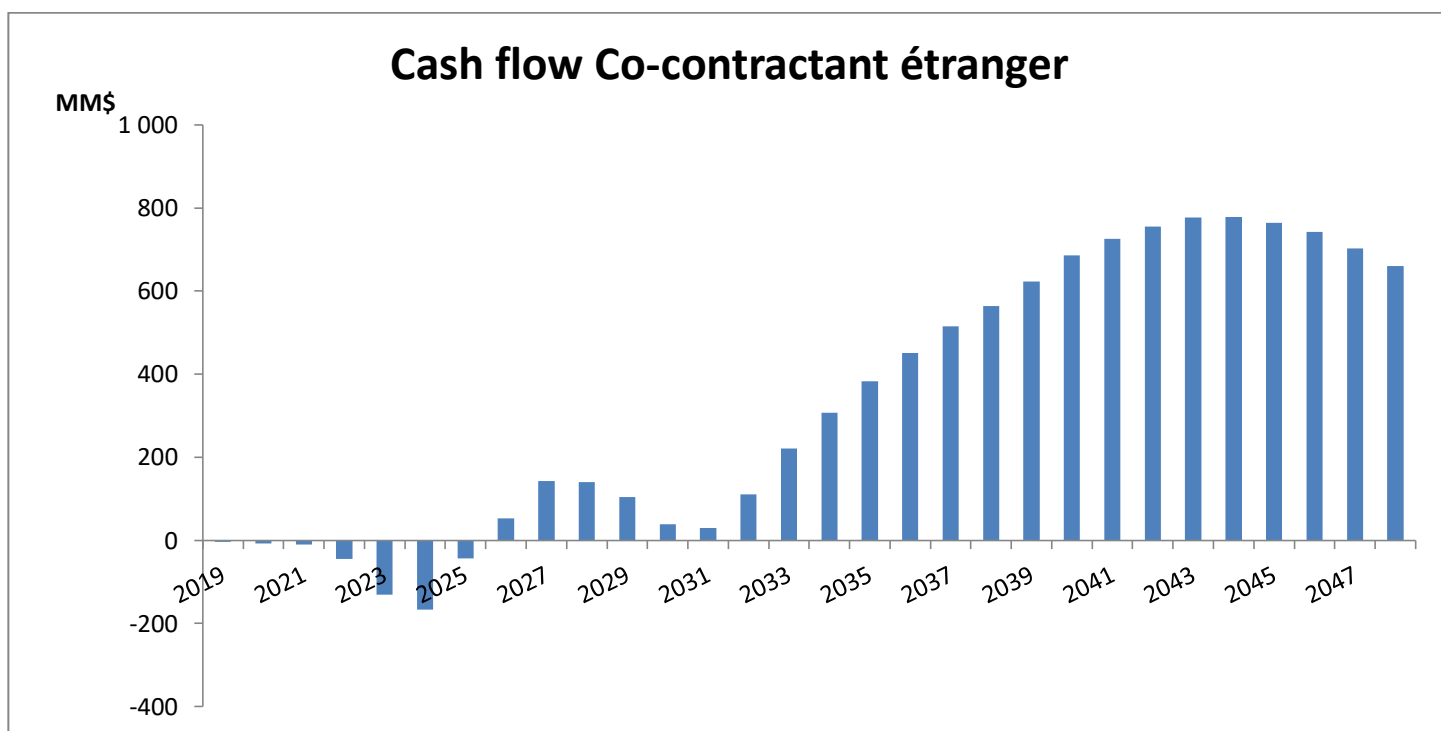


Figure 4.21 Cash flow Co-contractant étranger

Source : réalisé par nous-même

TABLEAU 4.8 : Résultats Co-contractant étranger formule price cap

Résultats Co-contractant étranger formule price cap	
VAN MM\$@10%	1 649,84
TRI	90 ,6%
ERC	2,24

Source : réalisé par nous-même

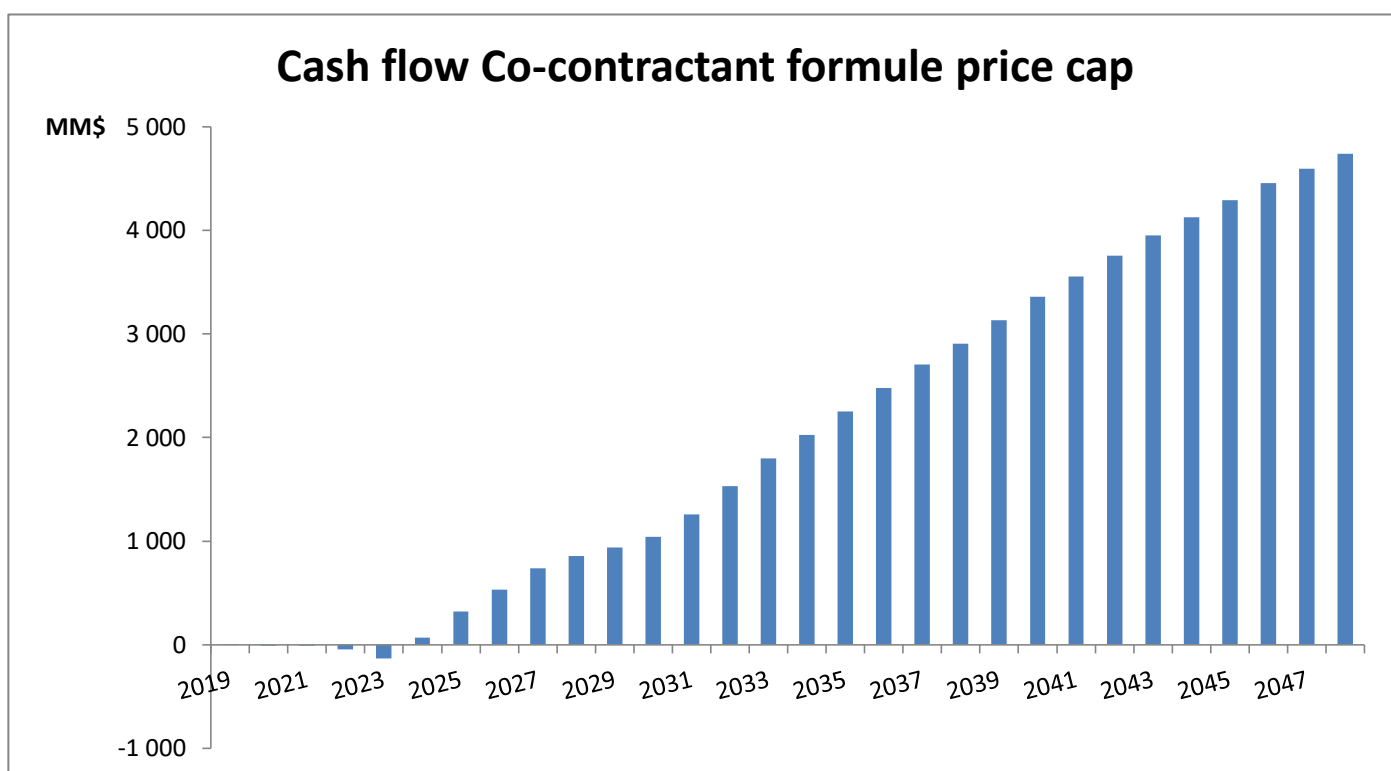


Figure 4.22 Cash flow Co-contractant formule price cap

Source : réalisé par nous-même

Conclusion

D'après l'analyse des résultats d'évaluation technico-économique du projet dans le bassin Berkine HBNS et EL MREK les conclusions suivantes peuvent être retenues :

- **Résultats projet selon les deux formule :**

- Résultats projet formule price cap

VAN MM\$@10% 5 0275,85

TRI 159,0%

ERC 3,76

- Résultats projet formule K*a-b

VAN MM\$@10% 4 8049,9 3

TRI 160,6%

ERC 3,56

- **Résultats Sonatrach selon les deux formule :**

- Résultats SH formule K*a-b

VAN MM\$@10% 5 133 ,54

TRI 213,6%

ERC 6,71

- Résultats SH formule price cap

VAN MM\$@10% 3 986,41

TRI 198,5%

ERC 5,21

- **Résultats Co-contractant selon les deux formule :**

- Résultats Co-contractant étranger formule K*a-b

VAN MM\$@10% 213,79

TRI 26,3%

ERC 0,29

évaluation économique des projets réels

➤ Résultats Co-contractant étranger formule price cap

VAN MM\$@10% 1 649,84

TRI 90,6%

ERC 2,24

En ce que concerne l'analyse de sensibilité, on remarque que la VAN (projet), VAN (SONATRACH), VAN (Co-contractant) et les revenus fiscaux augmentent avec l'élévation du prix de brut et le prix de Gas ainsi que l'augmentation des réserves, les capex et les opex selon de la formule **PRICE CAP**.

CONCLUSION

Conclusion

Conclusion

L'Algérie utilise des contrats de partage de production avec des éléments similaires pour attirer des investissements étrangers tout en garantissant une part équitable des revenus. Les paliers de prix et de production permettent à Sonatrach, la compagnie nationale des hydrocarbures, de maximiser les bénéfices en fonction des conditions du marché mondial et des capacités de production locales.

Bibliographie

Bibliographie

Ouvrage

- BABUSIAUX (D), Décision d'investissement Et calcul économique Dans L'entreprise, édition TECHNIP 1990.

Thèses et Mémoires

1. AIT TALEB Yazid, OUSSAAD Mehrez, «EVALUATION FINANCIERE D'UN PROJET D'INVESTISSEMENT : CAS BADR TIZI-OUZOU», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en sciences économiques Option : Economie Monétaire et Bancaire, UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI, TIZI-OUZOU, 2017/2018.
2. ALBANE Nesrine, QULIYEVA Khumar, SADI Wahiba « La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production dans le Nord du Domaine Minier Algérien » mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.
3. BENIKHLEF Mohamed, BENLEMRAHET Amina Ibtissem, «analyse comparative de la fiscalité pétrolière en Algérie : etude de cas de la loi 13-01 par rapport à la loi 05-07», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2017/2018.
4. CHEBBAH Abd Elhadi, ZEBIRI Brahim «Évaluation des projets selon la nouvelle loi (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 05-07) amendée par la loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures : Étude comparative» mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.
5. NAOURI Nacer, SEDIKI Hakim «Choix des investissements et conditions d'octroi de crédit d'investissement, cas de la banque CPA», mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Commerciales Option : Finance, Université Mouloud MAMMERI de Tizi-Ouzou, TIZI OUAZOU, 2014-2015.

Bibliographie

Rapports Officiels :

- Bilan Energétique National 2024
- Rapport annuel de SONATRACH 2024
- Plan de développement Groupement Berkine

Lois et décrets exécutifs :

- La loi (N° 86-14) relatives aux hydrocarbures.
- La loi (N° 05-07) relatives aux hydrocarbures.
- L'ordonnance (N° 06-10) relatives aux hydrocarbures.
- La loi (N° 13-01) relatives aux hydrocarbures.
- La loi Le code pétrolier saharien de 1958.
- L'ordonnance n°06-10.
- Décret exécutif n°63-491.

Bibliographie

Résumé

La formule de partage de production "price cap" cette méthode équilibre les intérêts des partenaires dans le secteur des hydrocarbures. Cela permettra de montrer comment l'Algérie peut attirer des partenaires stratégiques en offrant des conditions de partage flexibles et attractives, tout en maximisant les revenus nationaux en fonction des fluctuations des prix du pétrole et des niveaux de production.

Abstract

The "price cap" production sharing formula balances the interests of partners in the hydrocarbons sector. It will demonstrate how Algeria can attract strategic partners by offering flexible and attractive sharing conditions, while maximizing national revenues in line with fluctuating oil prices and production levels.

ملخص

صيغة "سقف الأسعار" لتقاسم الإنتاج: توازن هذه الطريقة بين مصالح الشركاء في قطاع المحروقات. وستبين كيف يمكن للجزائر أن تجذب الشركاء الاستراتيجيين من خلال تقديم شروط تقاسم مرنة وجذابة، مع زيادة الإيرادات الوطنية إلى أقصى حد بما يتماشى مع تقلبات أسعار النفط ومستويات الإنتاج.

Annexe

Annexe A

POD

Table 4.3 POD

année	Production huile	Production Gaz	Exploration	Forage	Installations	Opex	Coût de trasport	Coût d'abondan	production de gaz	injection d'eau
	MMbbl	BCF	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MMBEP	MMm3
	414,88	4 373,27	149,50	677,31	1 473,19	10 976,09	1 361,54	382,92	807,24	380 414,02
2019	-	-	5,52	-	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	7,52	-	-	-	-	-	-	-
2021	-	-	5,10	-	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	6,00	-	64,03	-	-	-	-	-
2023	-	-	16,20	89,70	68,51	-	-	-	-	-
2024	27,62	205,40	89,17	29,99	46,03	330,06	68,53	11,29	36,58	13 877,81
2025	28,47	217,16	19,99	20,55	66,64	331,87	71,87	12,10	38,68	15 613,29
2026	24,54	209,09	-	52,97	73,41	345,17	66,90	11,38	37,24	12 145,54
2027	22,75	209,69	-	28,71	99,91	379,82	65,61	11,35	37,35	14 277,26
2028	23,97	200,72	-	76,21	218,72	399,86	64,56	11,69	35,75	12 946,06
2029	24,14	181,94	-	83,25	295,22	436,39	60,44	11,50	32,40	14 561,80
2030	26,80	182,39	-	96,15	340,70	439,20	62,67	12,56	32,48	14 962,70
2031	30,47	171,27	-	107,26	200,03	403,67	63,09	13,54	30,50	16 828,76
2032	26,76	163,14	-	92,53	-	412,49	58,29	12,84	29,05	16 125,85
2033	23,96	173,52	-	-	-	450,92	58,40	13,04	30,90	16 235,92
2034	21,02	175,34	-	-	-	453,40	56,46	12,89	31,23	16 293,30
2035	15,78	168,22	-	-	-	469,00	50,66	11,69	29,96	16 070,97
2036	15,72	177,46	-	-	-	496,19	52,70	12,69	31,61	15 650,69
2037	14,00	180,77	-	-	-	474,72	52,08	13,00	32,20	16 786,84
2038	12,15	176,13	-	-	-	492,12	49,55	12,92	31,37	14 640,89
2039	11,60	185,07	-	-	-	453,82	51,13	14,02	32,96	16 058,16
2040	10,42	187,96	-	-	-	414,44	50,84	14,71	33,48	15 116,30
2041	9,19	178,71	-	-	-	460,79	47,77	14,77	31,83	15 824,74
2042	9,02	190,01	-	-	-	492,93	50,18	16,70	33,84	15 210,22
2043	8,38	177,03	-	-	-	453,40	46,74	17,05	31,53	16 583,37
2044	7,45	167,91	-	-	-	469,00	43,93	17,68	29,90	14 419,96
2045	7,42	168,11	-	-	-	496,19	43,95	19,95	29,94	15 622,85
2046	7,00	165,66	-	-	-	474,72	43,06	22,53	29,50	14 880,74
2047	6,24	160,59	-	-	-	492,12	41,31	26,03	28,60	15 466,72
2048	6,02	159,23	-	-	-	453,82	40,82	35,00	28,36	14 213,28
						414,44	-	-		15 020,89

Source : réalisé par nous-même

Annexe

Annexe B : Résultats Sonatrach K*a-b

Table 4.4 Résultats Sonatrach K*a-b

VAN									
5 133,54		40	50	60	70	80	90	100	
3	2 965,13	3 386,31	3 663,13	3 827,50	3 956,95	4 126,84	4 380,46		
4	3 390,59	3 680,67	3 848,52	3 967,44	4 129,28	4 363,81	4 625,10		
5	3 696,16	3 867,26	3 978,70	4 134,91	4 345,64	4 611,68	4 819,63		
6	3 884,12	4 000,50	4 141,25	4 327,12	4 596,61	4 815,05	4 981,53		
7	4 021,87	4 148,25	4 309,58	4 580,05	4 809,71	4 975,77	5 133,54		
8	4 154,60	4 299,86	4 562,75	4 796,92	4 969,30	5 124,18	5 314,11		
9	4 295,68	4 545,08	4 782,10	4 962,12	5 115,00	5 301,80	5 517,04		
10	4 526,33	4 766,76	4 954,22	5 106,16	5 291,58	5 503,34	5 737,07		
11	4 750,25	4 945,60	5 097,46	5 280,80	5 491,03	5 722,24	6 003,40		

TRI									
2,14		40	50	60	70	80	90	100	
3	145%	156%	166%	173%	180%	188%	196%		
4	155%	164%	172%	179%	187%	195%	202%		
5	163%	171%	178%	186%	193%	201%	207%		
6	170%	176%	184%	192%	200%	206%	210%		
7	175%	183%	191%	198%	205%	210%	214%		
8	181%	189%	197%	204%	209%	213%	216%		
9	188%	196%	203%	208%	212%	216%	219%		
10	194%	202%	208%	212%	215%	218%	221%		
11	200%	207%	211%	215%	218%	221%	225%		

ERC									
6,71		40	50	60	70	80	90	100	
3	3,87	4,42	4,79	5,00	5,17	5,39	5,72		
4	4,43	4,81	5,03	5,18	5,39	5,70	6,04		
5	4,83	5,05	5,20	5,40	5,68	6,03	6,30		
6	5,07	5,23	5,41	5,65	6,01	6,29	6,51		
7	5,25	5,42	5,63	5,98	6,28	6,50	6,71		
8	5,43	5,62	5,96	6,27	6,49	6,69	6,94		
9	5,61	5,94	6,25	6,48	6,68	6,93	7,21		
10	5,91	6,23	6,47	6,67	6,91	7,19	7,50		
11	6,21	6,46	6,66	6,90	7,17	7,48	7,84		

Source : réalisé par nous-même

Annexe

Annexe C : Résultats Sonatrach Price cap

Table 4.5 Résultats Sonatrach Price cap

VAN		40	50	60	70	80	90	100
	3 986,41							
3		1 897,62	2 102,09	2 202,35	2 353,54	2 549,03	2 841,42	3 180,18
4		2 099,20	2 203,44	2 283,52	2 415,65	2 691,14	3 031,03	3 381,74
5		2 206,60	2 283,12	2 329,43	2 541,94	2 868,88	3 221,31	3 583,29
6		2 281,67	2 322,76	2 436,90	2 708,37	3 047,30	3 411,58	3 784,85
7		2 323,42	2 415,31	2 596,17	2 875,28	3 225,73	3 601,85	3 986,41
8		2 396,33	2 571,20	2 755,67	3 042,19	3 404,16	3 792,12	4 187,96
9		2 546,23	2 730,70	2 915,18	3 209,10	3 582,59	3 982,39	4 389,52
10		2 705,74	2 890,21	3 074,68	3 376,01	3 761,01	4 172,66	4 591,08
11		2 865,24	3 049,71	3 234,18	3 542,92	3 939,44	4 362,93	4 792,63

TRI		40	50	60	70	80	90	100
	1,99							
3		116%	126%	134%	145%	156%	167%	177%
4		124%	133%	140%	152%	163%	174%	183%
5		131%	139%	146%	159%	170%	180%	188%
6		138%	145%	153%	165%	176%	185%	194%
7		143%	152%	160%	171%	181%	190%	199%
8		150%	158%	166%	177%	187%	195%	203%
9		157%	164%	171%	182%	192%	200%	208%
10		163%	170%	177%	187%	197%	205%	212%
11		169%	176%	182%	192%	201%	209%	216%

ERC		40	50	60	70	80	90	100
	5,21							
3		2,48	2,75	2,88	3,07	3,33	3,71	4,15
4		2,74	2,88	2,98	3,16	3,52	3,96	4,42
5		2,88	2,98	3,04	3,32	3,75	4,21	4,68
6		2,98	3,03	3,18	3,54	3,98	4,46	4,94
7		3,04	3,16	3,39	3,76	4,21	4,71	5,21
8		3,13	3,36	3,60	3,97	4,45	4,95	5,47
9		3,33	3,57	3,81	4,19	4,68	5,20	5,73
10		3,54	3,78	4,02	4,41	4,91	5,45	6,00
11		3,74	3,98	4,23	4,63	5,15	5,70	6,26

Source : réalisé par nous-même

Annexe

Annexe D :

Résultats Co-contractant Price cap

Table 4.6 Résultats Co-contractant Price cap

VAN		1 649,84	40	50	60	70	80	90	100
			(105,57)	149,66	404,89	589,36	698,03	772,25	831,31
			151,56	406,79	662,02	838,28	932,58	991,59	1 035,94
			408,69	663,92	919,15	1 087,20	1 167,13	1 210,93	1 240,58
			665,82	921,05	1 176,28	1 336,11	1 401,68	1 430,27	1 445,21
			922,94	1 178,18	1 433,41	1 585,03	1 636,23	1 649,61	1 649,84
			1 180,07	1 435,31	1 690,54	1 833,95	1 870,78	1 868,95	1 854,48
			1 437,20	1 692,44	1 947,67	2 082,87	2 105,33	2 088,29	2 059,11
			1 694,33	1 949,56	2 204,80	2 331,78	2 339,88	2 307,62	2 263,74
			1 951,46	2 206,69	2 461,93	2 580,70	2 574,43	2 526,96	2 468,38

TRI		0,91	40	50	60	70	80	90	100
			#NOMBRE!	32%	53%	59%	61%	63%	66%
			29%	50%	65%	69%	70%	71%	73%
			48%	63%	76%	78%	78%	78%	79%
			61%	74%	85%	86%	85%	85%	85%
			72%	83%	93%	93%	91%	91%	91%
			82%	91%	100%	99%	97%	96%	96%
			90%	98%	106%	105%	103%	101%	100%
			97%	105%	112%	110%	108%	106%	105%
			104%	111%	117%	115%	112%	110%	109%

ERC		2,24	40	50	60	70	80	90	100
			(0,14)	0,20	0,55	0,80	0,95	1,05	1,13
			0,21	0,55	0,90	1,14	1,27	1,35	1,41
			0,56	0,90	1,25	1,48	1,59	1,65	1,69
			0,91	1,25	1,60	1,82	1,91	1,94	1,97
			1,26	1,60	1,95	2,16	2,23	2,24	2,24
			1,60	1,95	2,30	2,49	2,54	2,54	2,52
			1,95	2,30	2,65	2,83	2,86	2,84	2,80
			2,30	2,65	3,00	3,17	3,18	3,14	3,08
			2,65	3,00	3,35	3,51	3,50	3,44	3,36

Source : réalisé par nous-même

Annexe E :

Résultats Co-contractant K*a-b

Table 4.6 Résultats Co-contractant K*a-b

VAN								
213,79		40	50	60	70	80	90	100
3	(1 137,07)	(1 137,07)	(1 106,12)	(1 019,81)	(893,75)	(783,77)	(661,74)	
4	(1 137,07)	(1 111,61)	(1 034,25)	(908,39)	(798,09)	(674,85)	(509,22)	
5	(1 117,05)	(1 048,37)	(922,68)	(812,04)	(686,25)	(528,07)	(292,50)	
6	(1 062,15)	(938,60)	(825,65)	(697,57)	(544,54)	(318,26)	(44,69)	
7	(954,98)	(838,90)	(708,18)	(558,92)	(343,10)	(68,09)	213,79	
8	(851,79)	(725,21)	(572,28)	(361,82)	(90,65)	196,14	429,10	
9	(742,51)	(585,11)	(378,64)	(112,37)	178,07	416,29	609,94	
10	(596,44)	(394,74)	(133,23)	159,39	400,40	599,79	763,68	
11	(409,20)	(153,25)	140,34	385,12	587,52	755,80	879,67	

TRI								
0,26		40	50	60	70	80	90	100
3	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!
4	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!
5	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!
6	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!
7	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	26%
8	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	24%	39%
9	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	22%	37%	51%
10	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	#NOMBRE!	20%	35%	49%	63%
11	#NOMBRE!	#NOMBRE!	18%	33%	46%	60%	68%	

ERC								
0,29		40	50	60	70	80	90	100
3	(1,55)	(1,55)	(1,50)	(1,39)	(1,22)	(1,07)	(0,90)	
4	(1,55)	(1,51)	(1,41)	(1,24)	(1,09)	(0,92)	(0,69)	
5	(1,52)	(1,43)	(1,25)	(1,10)	(0,93)	(0,72)	(0,40)	
6	(1,44)	(1,28)	(1,12)	(0,95)	(0,74)	(0,43)	(0,06)	
7	(1,30)	(1,14)	(0,96)	(0,76)	(0,47)	(0,09)	0,29	
8	(1,16)	(0,99)	(0,78)	(0,49)	(0,12)	0,27	0,58	
9	(1,01)	(0,80)	(0,51)	(0,15)	0,24	0,57	0,83	
10	(0,81)	(0,54)	(0,18)	0,22	0,54	0,82	1,04	
11	(0,56)	(0,21)	0,19	0,52	0,80	1,03	1,20	

Source : réalisé par nous-même