N° Ordre...../FHC/UMBB/2023

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des **H**ydrocarbures et de la **C**himie

Mémoire de Master

Présenté par

BOULFRAD Ikram

Filière : Hydrocarbures

Option : Economie des hydrocarbures

Étude comparative entre deux types du contrat selon la nouvelle loi des hydrocarbures (N°19-13) : évaluation des projets

---

Devant le jury :

Mr/Mme	.....	.....	Prof/MCA	.....	Président
Mr/Mme	.....	.....	Prof/MCA	.....	Examinateur
Mr/Mme	.....	.....	Prof/MCA	.....	Examinateur
Mr/Mme	.....	.....	Prof/MCA	.....	promoteur

Année Universitaire : 2022/2023

Remerciements

Je remercie Allah le tout puissant de m'avoir donné la force, la volonté et le courage d'accomplir ce projet fin étude et de le mener jusqu'au bout.

Mes remerciements s'adressent d'abord à ma famille, mes alliés indéfectibles, mes soutiens de toute heure.

À Mme. Nait Belkacem qui m'a aidé à élaborer ce travail.

Mes remerciements sont également adressés à tous les enseignants du département économie et commercialisation des hydrocarbures.

Je ne saurai finir sans rendre hommage à toutes ces magnifiques amitiés qui entourent mon existence. Un grand merci à toutes mes amies qui mon toujours encouragé et à qui je souhaite plus de succès.

Dédicace

Je dédie ce travail à monsieur « Rahil Djelloul », qui m'a fait l'honneur de diriger mon travail. Je lui serai toujours reconnaissante par rapport au temps qu'il m'a consacré, ses éclairages, ses nombreuses contributions, sa patience, ses remarques pertinentes et surtout sa disponibilité. Qu'il trouve ici,

L'expression de ma reconnaissance.

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 : les investissements de développement en MMU (X)…….. 73
Tableau. 4 .2 : les investissements de développement en MMU (Y)…… 75
Tableau. 4 .3 : les hypothèses économiques du projet…….. 77
Tableau. 4 .4 : Recette…….. 78
Tableau. 4 .5 : Taxe superficiare ……. 79
Tableau. 4 .6 : Redevance ……. 79
Tableau. 4 .7 : Impôt sur revenu des hydrocarbures …….. 79
Tableau. 4 .8 : Impôt sur résultat SONATRACH…….. 79
Tableau. 4 .9 : Impôt sur résultats CO CONTRACTANT étranger …….. 79
Tableau. 4 .10: Redevance hydraulique ……. 80
Tableau. 4 .11 : Taxe spécifique sur torchage …… 80
Tableau. 4 .12 : Frais de formation…… 80
Tableau. 4 .13 : Provision d'abondon……. 80
Tableau. 4 .14 : Cout de transport…… 80
Tableau. 4 .15: Cash-flow projet …….. 81
Tableau. 4 .16: Cash-flow SONATRACH……. 81
Tableau. 4 .17: Cash-flow CO CONTRACTAN…… 81
Tableau. 4 .18: Revenus fiscaux ……. 81
Tableau. 4 .19: Recette…...……. 81
Tableau. 4 .20: Taxe superficiare…… 81
Tableau. 4 .21 : Redevance…… 82
Tableau. 4 .22 : Impôt sur revenu des hydrocarbures…… 82
Tableau. 4 .23 : Impôt sur résultat SONATRACH……. 82
Tableau. 4 .24 : Impôt sur résultat CO CONTRACTANT étranger…… 82
Tableau. 4 .25: Redevance hydraulique. …… 82
Tableau. 4 .26 : Taxe spécifique sur torchage……. 83
Tableau. 4 .27 : Frais de Formation …….. 83
Tableau. 4 .28 : Provision d'abondon……. 83
Tableau. 4 .29 : Cout de transport…… 83
Tableau. 4 .30: Rémunération du CO CONTRACTANT……..... 83
Tableau. 4 .31: Cash-flow projet ……. 84
Tableau. 4 .32: Cash-flow SONATRACH……. 84
Tableau. 4 .33: Cash-flow CO CONTRACTANT……. 84
Tableau. 4 .34: Revenus fiscaux ……. 84
Tableau. 4 .35 : Résultat de projet (Y)…….. 85
Tableau. 4 .36 : Résultat de SONATRACH(Y)……. 86
Tableau. 4 .37 Resultat contractant (Y) ……. 87
Tableau. 4 .38 Résultat de l'etat (Y)…….. 88
Tableau. 4 .39 Résultat de projet (Y)…… 88
Tableau. 4 .40 Résultat de SONATRACH (Y)……. 90
Tableau. 4 .41 Résultat de Co contractant (Y)…….. 90
Tableau. 4 .42 Résultat de l'etat (Y)……. 91
Tableau. 4 .43 Résultat de projet (X)…… 92
Tableau. 4 .44 Résultat de SONATRACH (X)…….. 94
Tableau. 4 .45 Résultat de contractant (X)…….. 94

Tableau. 4 .46 Résultat de l'etat (X)……. 95
Tableau. 4 .47 Résultat du projet (X)…… 96
Tableau. 4 .48 Résultat de SONATRACH(X)……. 98
Tableau. 4 .49 Résultat du Co contractant (X)…….. 98
Tableau. 4 .50 Résultat de l'etat (X)…….. 99
Tableau. 4 .51 TRI selon Participation…… 100
Tableau. 4 .52 TRI selon PSC …… 100
Tableau. 4 .53 Résultat du projet (X+Y)…… 100
Tableau. 4 .54 Résultat de SONATRACH (X+Y)…… 102
Tableau. 4 .55 Résultat de CO Contractant (X+Y)…… 102
Tableau. 4 .56 Résultat de l'etat (X+Y)…… 103
Tableau. 4 .57 Résultat de projet (X+Y)…… 104
Tableau. 4 .58 Résultat de SONATRACH (X+Y)…….. 105
Tableau. 4 .59 Résultat de CO Contractant (X+Y)……. 106
Tableau. 4 .60 Résultat de l'etat (X+Y)…… 107
Tableau. 4 .61 Cash-Flow après fiscalité …… 108
Tableau. 4 .62 VAN projet après fiscalité…… 108
Tableau. 4 .63 VAN 10 % SONATRACH…… 109
Tableau. 4 .64 VAN 10 % CO Contractant …….. 110
Tableau. 4 .65 Revenus fiscaux 10% ……. 110
Tableau. 4 .66 Cash-Flow après fiscalité 0% …….. 111
Tableau. 4 .67 VAN projet après fiscalité ……... 112
Tableau. 4 .68 VAN 10% SONATRACH……. 112
Tableau. 4 .69 VAN 10 % CO Contractant…… 113
Tableau. 4 .70 Revenus fiscaux 0 % …….. 114
Tableau. 4 .71 Cash flow après fiscalité ……. 114
Tableau. 4 .72 VAN projet après fiscalité ……. 115
Tableau. 4 .73 VAN 10 % SONATRACH ……. 116
Tableau. 4 .74 VAN 10 % CO Contractant ……. 116
Tableau. 4 .75 Revenus fiscaux 0 % …… 117
Tableau. 4 .76 Cash-flow projet après fiscalité …….. 118
Tableau. 4 .77 VAN projet après fiscalité …….. 118
Tableau. 4 .78 VAN 10 % SONATRACH …… 119
Tableau. 4 .79 VAN 10 % CO Contractant …… 120
Tableau. 4 .80 Revenus fiscaux …… 120

Liste des figures

Figure 1.1 : formation d'un gisement d'hydrocarbures 4
Figure 2.1 formes possibles des contrats 30
Figure 4. 1 : Président du comité de la direction 59
Figure 4. 2 :Orgamigramme de DEH 62
Figure 4. 3: Orgamigramme BDN 65
Figure 4. 4: Orgamigramme DGCAJ 66
Figure 4. 5: Orgamigramme DGN 68
Figure 4. 6: Orgamigramme PVDMH 69
Figure 4. 7: Volumes en place 71

Figure 4. 8 : Evolution de la production annuelle en MMBEP (X) 72
Figure 4. 9 : Présentation de capex de développement en MMU (Y) 73
Figure 4. 10 : Répartition des investissements de développement (X) 73
Figure 4. 11 : Présentation Opex en MMU (X) 74
Figure 4. 12 : Evolution de la production annuelle en MMBEP (Y) 70
Figure 4. 13 : Présentation de capex de développement en MMU (Y) 74
Figure 4. 14 : Répartition des investissements de développement (Y) 76
Figure 4. 15 : Présentation Opex en MMU (Y) 76
Figure 4. 16 : Cash-flow projet (Y) selon le contrat participation 85
Figure 4. 17 : VAN projet (Y) selon le contrat participation 86
Figure 4. 18 : L'évolution de CF et la VAN SONATRACH (Y) selon participation 87

Figure 4. 19 : L'évolution de CF et la VAN CONTRACTANT (Y) selon participation 87

Figure 4. 20 Revenus fiscaux de l'etat selon le contrat participation 88
Figure 4. 21 : Cash-flow projet (y) selon le contrat PSC 89
Figure 4. 22 : VAN projet (Y) selon le contrat PSC 89
Figure 4. 23 Résultat de cash-flow et la VAN SONATRACH selon le PSC 90

Figure 4. 24 L'évolution de CF et la VAN CONTRACTANT (Y) selon PSC 91

Figure 4. 25 Revenus fiscaux de l'état (Y) selon le contrat PSC 92
Figure 4. 26 cash-flows projet (X) selon le contrat participation 93
Figure 4. 27 VAN projet (X) selon le contrat participation 93
Figure 4. 28 L'évolution de CF et la VAN SONATRACH (X) selon participation 94

Figure 4. 29 L'évolution de CF et la VAN CONTRACTANT selon participation 95

Figure 4. 30 : Revenus fiscaux de l'etat (TASS) selon le contrat participation 96
Figure 4. 31 :Cash-flow projet (TASS) selon le contrat PSC 97
Figure 4. 32 : VAN projet (TASS) selon le contrat PSC 97
Figure 4. 33 : L'évolution de CF et la VAN SONATRACH (X) selon PSC 98

Figure 4. 34 : L'évolution de CF et la VAN CONTRACTANT (X) selon PSC 99

Figure 4. 35 Revens fiscax de l'etat (TASS) selon le contrat PSC 99
Figure 4. 36 : Cash-flow projet (X+Y) selon le contrat PSC 101
Figure 4. 37 : VAN projet (X+Y) selon le contrat PSC 101
Figure 4. 38 : L'évolution de CF et la VAN SONATRACH (X+Y) selon PSC 102

Figure 4. 39 L'évolution de CF et la VAN CONTRACTANT (X+Y) selon PSC 103

Figure 4. 40 : Revenus fiscaux de l'etat (X+Y) selon le contrat PSC 103
Figure 4. 41 :Cash-flow projet (X+Y) selon le contrat participation 104
Figure 4. 42 : VAN projet (X+Y) selon le contrat participation 105
Figure 4. 43 : L'évolution de CF et la VAN SONATRACH selon participation 106

Figure 4. 44 : L'évolution de CF et la VAN CONTRACTANT (X+Y) selon participation 106

Figure 4. 45 : Revenus fiscaux de l'etat (X+Y) selon le contrat participation 107
Figure 4.46 : Sensibilité cash-flow projet après fascalité 0% 108
Figure 4. 47 : Sensibilité VAN projet après fiscalité 109
Figure 4. 48 :Sensibilité VAN 10% SONATRACH 109
Figure 4. 49: Sensibilité VAN 10% CO contractant 110
Figure 4. 50: Sensibilité revenus fiscaux 0% 111
Figure 4. 51 : Sensibilité cash-flow après fiscalité 0% 111
Figure 4. 52 : Sensibilité VAN projet après fiscalité 112
Figure 4. 53: Sensibilité VAN 10% Sonatrach 113
Figure 4. 54 : Sensibilité VAN 10% CONTRACTANT 113
Figure 4. 55: Sensibilité revenus fiscaux 0% 114
Figure 4. 56 : Sensibilité cash-flow projet après fiscalité 115
Figure 4. 57 : Sensibilité VAN projet après fiscalité 115
Figure 4. 58 : Sensibilité VAN 10 % SONATRACH 116
Figure 4. 59 : Sensibilité VAN 10 % CONTRACTNANT 117
Figure 4. 60: Sensibilité revenus fiscaux 0% 117
Figure 4. 61 : Sensibilité cash-flow projet après fiscalité 0% 118
Figure 4. 62 : Sensibilité VAN projet après fiscalité 119
Figure 4. 63: Sensibilité VAN 10% SONATRACH. 119
Figure 4. 64 : Sensibilité VAN 10% CONTRACTANT 120
Figure 4. 65: Sensibilité revenus fiscaux 0% 121

Sommaire

Remerciements

Dédicace

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Sommaire

Résumé

Abstract

ملخص

Introduction générale 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 de l'amont 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 Disposions générales……... 19

2. 3 Le cadre institutionnel …… 24

2. 4 Disposions 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 : Evaluation économique des projets réels

Introduction …….. 58
4. 1 Présentation de l'agence ALNAFT……... 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

Résumé

L'objet de notre étude est la comparaison entre deux types de contrats (participation et partage de production) selon la nouvelle loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures.

En basant sur des données fournies par le département évaluation économique de la société ALNAFT, j'ai étudié la rentabilité d'un projet qui a deux surfaces d'exploitations (X et Y) proposés dans les deux types de contrats. Après faire une analyse comparative entre les résultats obtenus.

Cette analyse permet de choisir le meilleur contrat pour le projet, SONATRACH et le partenaire. L'évaluation de ces projets est basée principalement sur deux approches : l'approche déterministe et probabiliste.

Les résultats montrent que le projet est rentable dans les deux types de contrats.

Le meilleur contrat pour le projet est « PSC ».

Le meilleur contrat pour SONATRACH est « PSC ».

Le meilleur contrat pour le partenaire est « participation ».

Abstract

The object of our study is the comparison between two types of contracts (participation and production sharing) according to the new law (N°19-13) relating to hydrocarbons.

Based on data provided by the economic evaluation department of ALNAFT, I studied the profitability of a project that has two operating areas (X and Y) offered in both types of contracts. Then make a comparative analysis between the results obtained.

This analysis makes it possible to choose the best contract for the project, SONATRACH and the partner. The evaluation of these projects is based mainly on two approaches: the deterministic and probabilistic approach.

The results show that the project is profitable in both types of contracts.

The best contract for the project is «PSC».

The best contract for SONATRACH is «PSC».

The best contract for the partner is «Participation».

ملخص

الهدف من دراستي هو المقارنة بين نوعين من العقود (المشاركة وتقاسم الإنتاج) وفقًا للقانون الجديد (رقم 19-13) المتعلق بالمحروقات.

بناءً على البيانات التي قدمها قسم التقييم الاقتصادي في النفط , قمت بدراسة ربحية للمشروع الذي يحتوي على منطقتين تشغيل (X) و (Y) معروضين في كلا النوعين من العقود. ثم إجراء تحليل مقارن بين النتائج التي تم الحصول عليها.

يتيح هذا التحليل اختيار أفضل عقد للمشروع، سوناطراك والشريك. يعتمد تقييم هذه المشاريع بشكل أساسي على نهجين: النهج الحتمي والاحتمالي.

تظهر النتائج أن المشروع مربح في كلا النوعين من العقود.

أفضل عقد للمشروع هو " تقاسم الإنتاج" .

أفضل عقد لشركة سوناطراك هو " تقاسم الإنتاج."

أفضل عقد للشريك هو "المشاركة."

Introduction générale

Dès la découverte des hydrocarbures, ils ont occupé une place très importante dans l'économie mondiale, d'une part ils représentent la source principale d'énergie pour l'industrie en général (transport routier, maritime ou dans l'aviation, le chauffage… etc.) et d'autre part, ils sont à l'origine d'immenses profits pour les grandes compagnies multinationales et.

En ce qui concerne l'Algérie, le secteur des hydrocarbures joue un rôle particulièrement important dans son développement économique et social. Il constitue la principale source de revenus du pays, Les exportations d'hydrocarbures, principalement le pétrole et le gaz naturel, ont contribué de manière significative à l'économie algérienne et ont été essentielles pour financer les dépenses publiques, les investissements et les programmes de développement.

pour exploiter pleinement le potentiel des ressources pétrolières et gazières de l'Algérie, il était nécessaire d'encourager les investissements nationaux et étrangers dans ce secteur en adaptant le cadre institutionnel qui a permis une évolution importante depuis l'ouvertures du secteur à l'investissements étrangers ce qui a donné une véritable impulsion au partenariat.

L'évolution de l'offre mondiale d'hydrocarbures, la baisse des prix et l'essor des énergies renouvelables justifient la nécessité d'une nouvelle loi sur les hydrocarbures pour redynamiser ce secteur stratégique en Algérie. En tant que moteur de l'économie nationale et principal contributeur au budget de l'État, il est important d'adapter le cadre juridique pour faire face aux défis et opportunités actuels.

La nouvelle loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures a été élaborée et introduite par le secteur de l'énergie en Algérie à la suite d'un diagnostic des activités liées aux hydrocarbures dans le pays. Cette loi fait suite à la loi adoptée le 28 avril 2005, qui visait à améliorer les conditions d'investissement dans le secteur des hydrocarbures, à garantir un financement adéquat pour le potentiel minier et à moderniser le système fiscal pour attirer les investisseurs étrangers par une participation majoritaire dans l'exploitation des ressources.

Cependant, la controverse suscitée par la loi de 2005 et les évolutions rapides de la scène énergétique mondiale ont entraîné un gel de la publication des instruments de mise en œuvre de cette loi, ainsi que des amendements envisagés.

La nouvelle loi vise à ajuster le cadre juridique pour répondre aux nouveaux enjeux du secteur des hydrocarbures, tout en tenant compte des leçons tirées de la loi de 2005. Elle vise à

encourager les investissements, à stimuler l'exploration de nouvelles ressources, à moderniser les infrastructures et à promouvoir une exploitation durable des hydrocarbures.

Il est essentiel que cette nouvelle loi tienne également compte de la transition vers des sources d'énergie plus propres, telles que les énergies renouvelables, et favorise la diversification économique pour réduire la dépendance aux hydrocarbures et garantir un développement durable à long terme pour l'Algérie.

La mise en œuvre de cette nouvelle loi devrait être réalisée de manière transparente et efficace, en assurant la participation des acteurs concernés, tant nationaux qu'étrangers, et en favorisant la coopération et le partenariat pour maximiser les avantages pour l'économie algérienne.

Dans le cadre de cette loi, trois contrats de partage de production ont été signés, Le premier contrat a été signé avec ENI, le deuxième avec SINOPEC et le dernier avec le consortium Occidental Petroleum Corporation, ENI et Total Energies.

La conclusion de ces contrats témoigne de l'attrait de la nouvelle loi sur les hydrocarbures en Algérie, ainsi que des efforts consentis par le pays pour améliorer le climat des affaires et faciliter l'évolution des investisseurs, en particulier étrangers, dans un environnement concurrentiel. Ces contrats de partage de production permettent aux sociétés signataires d'explorer et de produire des hydrocarbures en Algérie, tandis que l'État algérien reçoit une part de la production réalisée. Cela ouvre des opportunités pour le développement du secteur des hydrocarbures en Algérie et favorise les investissements étrangers dans ce domaine.[1]

Problématique

L'objectif de cette étude est de comparer le contrat de partage de production et de participation dans le secteur des hydrocarbures en Algérie, afin d'identifier les avantages et les inconvénients de chaque type du contrat. De plus, il vise à évaluer l'impact du nouveau régime fiscal établi par la loi n°19-13 du 11/12/2019 sur la rentabilité économique du projet « P » et sur le revenu de l'état.

Ce qui nous amène à poser les questionnements suivants :

- Quel est l'impact fiscal de cette loi sur l'ensemble des projets étudiés ?

[1] Rapport annuel de SONATRACH 2022

- Quel type du contrat offre les meilleures conditions économiques et la rentabilité la plus attrayante pour les deux partenaires ?

Pour mieux orienter mon travail, j'ai formulé les hypothèses suivantes :

- La loi cherche à rationaliser le système fiscal en réduisant le nombre de taxes et d'impôts spécifiques qui étaient auparavant appliqués au secteur des hydrocarbures. Cela peut simplifier les obligations fiscales pour les entreprises opérant dans le secteur.

- La différence de préférence entre la SONATRACH et le partenaire en termes de contrats dans le secteur des hydrocarbures peut en effet être influencée par leurs priorités, les investissements nécessaires et les perspectives de rentabilité.

Dans le but de répondre à ces interrogations, j'ai structuré mon mémoire en quatre chapitres, le premier chapitre porte sur des généralités sur l'activité amont en Algérie.

Dans Le deuxième chapitre on a introduit Le cadre réglementaire et fiscal de l'amont pétrolier selon la loi (N°19-13) relative aux hydrocarbures en Algérie. L'évaluation économique du projet d'investissement est introduite en troisième chapitre.

Enfin, dans Le quatrième et dernier chapitre j'ai commencé d'abord par la présentation de la société ALNAFT et ses différentes divisions, notamment la division qui j'ai proposé le thème d'étude. La deuxième partie sera consacrée au cas pratique sur un périmètre « P » Pour valider les hypothèses et répondre aux questionnements de la problématique, j'ai procédé à une étude comparative entre deux types du contrat, participation et partage de production (PSC) et analyser les résultats y afférents. J'ai terminé cette étude avec une conclusion générale liée aux circonstances et les obtenues obtenus.

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, on va présenter 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 N2, à du dioxyde de carbone CO2 et à du sulfure d'hydrogène H2S. 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.[2]

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 pour l'obtention du diplôme de Master en Hydrocarbures Option : Économie des Hydrocarbures, Université M'Hamed Bougara, BOUMERDES, 2021/2022.

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 (mélangé 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.

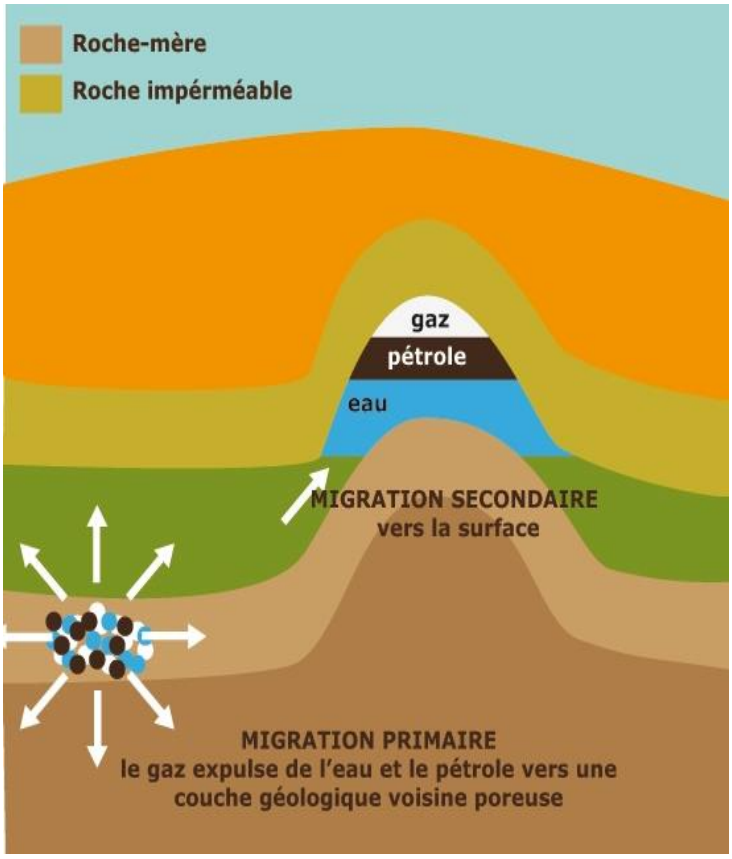


Figure 1.1: formation d'un gisement d'hydrocarbures

Source : https://e.educlever.com

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.

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 budgétaire 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 Méditerrané.

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 en Algérie

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 évidences 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 : 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

[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.

– 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.

Les réserves prouvées (P1) d'hydrocarbures toute forme confondue soit huile, gaz, condensat et GPL s'élevaient à 4 533 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP).

- Pour le brut : 1387 millions de TEP soit 10,94 milliards de barils à l'équivalence de 1 TEP pour 7,89 barils pour la qualité du pétrole Algérien.
- En ce qui concerne le gaz naturel : on enregistrait 2745 milliards de m3.

1.2.2 La production et la consommation des hydrocarbures en Algérie

1.2.2.1 La production

La production primaire d'hydrocarbures s'est établie, en 2022, à 189,6 Millions TEP, en hausse de 2 % par rapport à 2021.[7]

1.2.2.2 La consommation

L'Algérie consomme en moyenne 255 millions de pétrole bbl/an et 48 m3/an du gaz naturel.[8]

1.2.3 Exportations

Le volume des exportations des hydrocarbures s'est hissé, en 2021, à 95,0 Millions TEP, en hausse de 18% par rapport aux réalisations de 2020.[9]

1.3 La chaine 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.

[7] Rapport annuel de SONATRACH 2022.

[8] Rapport annuel de SONATRACH 2022.

[9] BP. Statistical Review of World Energy. 2021.

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 :

1.3.1.1.1 Méthodes géologiques

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 su surface : 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.

[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.

1.3.1.1.2 Méthodes géophysiques

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

- Méthodes potentielles

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

- 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.

On distingue deux types :

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

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

La sismique 2D (2dimention) : méthode traditionnelle présentant des mesures d'un plan. 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 production dans le temps. Son application est à ses débuts. Ces méthodes débouchent sur le tracé de cartes en sub-surface après avoir traité les données acquises. Ces cartes peuvent être considérées comme une échographie du sous-sol Elles permettent de dégager une image structurale du sous–sol et parfois de localiser les réservoirs et d'identifier les différents contacts (gaz -huile, huile -eau).

1.3.1.1.3 L'exploration par forage

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 ».

Cette technique consiste à broyer la roche a l'aide d'un outil de forage (répand ou trépied) en rotation. Elle est caractérisée essentiellement par : le poids exercé sur l'outil et l'évacuation des déblais par la circulation de la boue. L'exécution du forage doit répondre à un triple objet

-Perforer le sol.

-Evacuer les déblais accumulés dans le trou au fur et à mesure de son avancement.

- Assurer la stabilité des parois du forage, notamment dans la traversée des terrains tendres et peu cohérents où des éboulements risquent de se produire.

1.3.1.1.4 Diagraphies

Les diagraphies permettent de déterminer la nature de la roche, ses composants en fluide ou gazeux et ses paramètres pétro-physiques (porosité, perméabilités et saturation en fluide). Cette technique consiste à descendre dans le puits des outils de diagraphie à l'aide d'un câble électrique et de les faire remonter toute en enregistrant simultanément les paramètres physico chimiques des roches traversées, présentés par la suite sous forme d'une charte ou «log de diagraphie».

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 fluides.

-Les sites de traitements.

La technique de forage la plus répandue est celle du forage Rotary qui s'est beaucoup renouvelée, en particulier avec les forages déviés, permettant de contourner un obstacle souterrain ou horizontaux, permettant de traverser le réservoir sur toute sa longueur. Les puits multi-grains, quant à eux, permettent de limiter le nombre de forages, en produisant à partir d'une tête de puits unique.

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 particulier si le pétrole a une forte viscosité qui limite sa mobilité, on utilise la méthode de récupération assistée En effet, Il existe deux techniques principales : le pompage et l'injection d'eau ou de gaz.

L'injection d'eau ou de gaz à la base de l'accumulation d'hydrocarbures aura pour effet de faire remonter la pression du gisement.

Dans certains cas de gisement de pétrole très visqueux, l'injection de vapeur d'eau ou de certains solvants va fluidifier le pétrole et le rendre plus mobile. Dans les exploitations pétrolières classiques assistées par injection d'eau, on estime généralement qu'il faut de 1 à 3 barils d'eau par baril de pétrole produit.

[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.

L'eau utilisée pour les besoins de la production peut provenir des puits eux-mêmes. Les réservoirs de pétrole contiennent en effet beaucoup d'eau : en moyenne, 3 à 5 barils d'eau pour 1 baril de pétrole, donc généralement plus que nécessaire. Cette eau, naturellement mélangée au pétrole, est appelée « eau de production ». Lors des opérations d'extraction, elle est alors réinjectée dans le puits selon les besoins. Si ce recyclage n'est pas possible, l'eau de production est traitée et filtrée avant d'être restituée au milieu naturel. Des tests éco toxicologiques permettent de vérifier que sa composition (huile, sel, chlorures, métaux, sulfates, carbonates, produits de traitement, etc.) respecte les seuils réglementaires.

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 compagne et non

Par mois. Le coût d'une compagne 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 puit, elles sont à leur tour fonction de : La zone géographique : terre / mer, conditions climatiques, l'accès et la nature de la zone (vierge ou mature). Le puits : son type (d'exploration ou de développement), sa profondeur, ses caractéristiques techniques (puits horizontal …). Et la disponibilité des appareils de forage et des supports en mer.[12]

[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.

-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]

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]

---

[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.

[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 DE L'AMONT 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 aout 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 révise 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

Il faut rappeler que le pétrole algérien fut découvert en pleine période coloniale, à la fin du XIXe siècle, mais ce n'est qu'après la fin de la seconde guerre mondiale (1948) que les français décident d'aller Prospecter dans le grand sud.

La première découverte remontant à décembre 1948, mais c'est en 1954 que les premiers gisements importants commencent à apparaitre : celui de HASSI MESSAOUD en 1956. La France a longuement hésité à faire du Sahara une entité séparée.

On peut comprendre alors que ces découvertes aient pu prolonger la guerre d'Algérie de quelques longues années très dramatiques.

Mais, il a fallu après, que l'Algérie indépendante qu'elle pense à un cadre juridique qui encadre ces activités et qu'il s'adapte à l'environnement international, et à la réalité de la croissance algérienne, et son adaptation à son développement économique et social.

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 le 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'association[19].

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. C'est ainsi que l'Algérie devient en 1998 le premier découvreur mondial d'hydrocarbures avec de plus grandes quantités de gaz produites pour le marché européen.

- 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. Ces changements s'inscrivent dans la poursuite des réformes économiques portant essentiellement sur l'ouverture à la concurrence de différents secteurs d'activités et en vue de l'adhésion de l'Algérie à l'OMC[20].

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

[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

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.

- 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%.

2.2 Dispositions générales

2.2.1 Champ d'application et définitions

La présente loi détermine :

- le régime juridique applicable aux activités d'hydrocarbures ;

-le cadre institutionnel encadrant l'exercice des activités d'hydrocarbures ;

[22] L'ordonnance n°06-10
[23] Loi relatives aux hydrocarbures n°19 -13 du 11 Décembre 2019

-le régime fiscal applicable aux activités amont ;

-les droits et obligations des personnes exerçant les activités d'hydrocarbures.[24]

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

- Abandon et remise en état des sites : Opérations nécessaires pour permettre l'abandon, le démantèlement, la réhabilitation, la remise en état des sites et la protection de l'environnement. Ces opérations doivent s'effectuer dans le respect de la législation, de la réglementation en vigueur ainsi que des normes et standards généralement admis dans l'industrie des hydrocarbures à la date de remise en état.

- Accord d'unitisation : Accord pour le développement et l'exploitation d'un même gisement qui s'étend sur des périmètres contigus. Cet accord définit, notamment les conditions de financement des dépenses et de partage de la production résultant du développement et/ou de l'exploitation conjointe(s) de ce gisement sur la base d'un plan conjoint de développement et d'exploitation.

- Acte d'attribution : Acte par lequel ALNAFT octroie aux parties contractantes le droit d'exercer des activités de recherche et/ou d'exploitation sur un périmètre.

- Activités amont : Les activités de prospection, de recherche, d'appréciation, de développement et d'exploitation d'hydrocarbures. Ces activités incluent notamment, la séparation, le fractionnement, la compression, la collecte et desserte, le stockage sur site et les moyens d'évacuation des hydrocarbures. Elles comprennent, également, les activités de gestion inhérentes à ces opérations ainsi que l'abandon et la remise en état des sites. Dans le cas des activités en mer, les activités amont incluent aussi les supports flottants, notamment de stockage, d'expédition et, le cas échéant, de liquéfaction du gaz.

- Agences hydrocarbures : Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et agence nationale de contrôle et de régulation des activités dans le domaine des hydrocarbures, dénommée autorité de régulation des hydrocarbures, par abréviation « ARH ».

- Autorisation de prospection : Autorisation de prospection d'hydrocarbures délivrée par ALNAFT, selon les dispositions de la présente loi qui confère au prospecteur le droit non exclusif d'exécuter des travaux de prospection dans un périmètre.

[24] Article (01) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- Concession amont : Acte par lequel ALNAFT octroie à l'entreprise nationale le droit d'exercer des activités de recherche et/ou d'exploitation sur un périmètre, et fixant ses droits et ses obligations.
- Contrat d'hydrocarbures : Contrat portant sur les activités amont conclu par les parties contractantes, dans les conditions de la présente loi.
- Exploitation : Travaux réalisés conformément au plan de développement approuvé, permettant l'extraction et le traitement des hydrocarbures.
- Périmètre d'exploitation : Partie ou ensemble des parties du périmètre, délimitant un ou plusieurs gisement(s) commercialement exploitable(s) objet du plan de développement approuvé par ALNAFT, éventuellement révisé, notamment pour intégrer tout nouveau gisement commercialement exploitable.
- Période d'exploitation : Durée des travaux de développement et d'exploitation d'hydrocarbures dans le périmètre d'exploitation.
- Plan de développement : Programmes de travaux concernant les opérations de développement, de mise en production, et d'exploitation des hydrocarbures, d'abandon et de remise en état du site. Le plan de développement comprend, notamment une délimitation du périmètre d'exploitation à développer, les éléments techniques, économiques, financiers, la localisation du point de mesure, les mesures de sécurité et de protection de l'environnement ainsi que les éléments de contenu local.
- Prospection : Travaux permettant la détection d'hydrocarbures, notamment par l'utilisation de méthodes géologiques et géophysiques, y compris la réalisation de forages stratigraphiques. Un forage stratigraphique est un forage de puits ayant pour finalité la reconnaissance géologique des couches sédimentaires ou autres traversées par ce forage en vue de déterminer les caractéristiques liées au potentiel en hydrocarbures du périmètre concerné, notamment en matière de roche-mère, réservoir, extensions verticales des couches, et nature des fluides.
- Titre minier : Permis délivré à ALNAFT en vertu duquel elle autorise l'exercice des activités de prospection, de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures.
- Torchage : Opération consistant à brûler le gaz naturel dans l'atmosphère.

- Transfert : Transfert, direct ou indirect, de tout ou partie de droits et obligations, titres et/ou intérêts, réalisé par vente, cession, apport, fusion ou scission, ou toute autre opération juridique, y compris un changement de contrôle au sens de la présente loi. [25]

2.2.2 Principes

- Les activités d'hydrocarbures sont régies par la présente loi et les textes pris pour son application. [26]

- Les dispositions de la présente loi s'appliquent aux activités d'hydrocarbures conduites sur le territoire terrestre et dans les espaces maritimes sur lesquels l'Etat exerce sa souveraineté ou ses droits souverains[27].

- Conformément aux dispositions de l'article 18 de la Constitution, les hydrocarbures découverts ou non découverts situés dans le sol et le sous-sol du territoire terrestre et des espaces maritimes, sur lesquels l'Etat exerce sa souveraineté ou ses droits souverains, sont la propriété de la collectivité nationale. L'Etat en assure la gestion dans une perspective de développement durable et la valorisation dans les conditions prévues par la présente loi[28].

- Les activités d'hydrocarbures sont conduites en appliquant les meilleures techniques et pratiques internationales afin de prévenir, réduire, et gérer les risques y associés. L'ensemble des moyens est mis en œuvre en vue d'une conservation des gisements et d'une récupération économique optimales des hydrocarbures, en veillant à limiter le taux d'épuisement de ces ressources, le tout dans le respect des règles de protection de l'environnement. Les règles de conservation des gisements d'hydrocarbures sont fixées par voie réglementaire[29].

- Nul ne peut entreprendre des activités d'hydrocarbures s'il ne possède les capacités techniques et/ou financières nécessaires pour les mener à bien, et s'il n'a pas été préalablement autorisé, conformément aux dispositions de la présente loi.[30]

- Les titres miniers appartiennent à l'Etat. Ils sont délivrés exclusivement à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures - ALNAFT - par décret

[25] Article (02) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[26] Article (03) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[27] Article (04) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[28] Article (05) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[29] Article (06) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[30] Article (07) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

présidentiel. Les titres miniers délivrés ne confèrent pas de droit de propriété sur le sol ou le sous-sol.

L'attribution d'une concession amont ou la conclusion d'un contrat d'hydrocarbures est subordonnée à l'obtention par ALNAFT d'un titre minier. Les conditions et modalités de délivrance des titres miniers sont fixées par voie réglementaire[31].

- L'exercice des activités d'hydrocarbures constitue un acte de commerce. Toute personne peut exercer une ou plusieurs de ces activités, sous réserve du respect des dispositions de la présente loi ainsi que de toutes autres dispositions législatives ou réglementaires en vigueur, par le biais d'une entité de droit algérien, d'une succursale, d'une société étrangère ou en s'organisant sous toute autre forme lui permettant d'être considérée comme un sujet fiscal en Algérie[32].

2.2.3 L'occupation de terrain

- Dans les conditions définies au présent chapitre, l'entreprise nationale, les parties contractantes, le concessionnaire et le prospecteur peuvent occuper les terrains nécessaires à l'exercice de leurs activités respectives et peuvent procéder ou faire procéder aux travaux d'infrastructures nécessaires à ces activités[33].

- L'entreprise nationale au titre de la concession amont, les parties contractantes et le prospecteur ne peuvent s'opposer à l'installation de canalisations, de câbles ou de toute autre infrastructure dans un périmètre, ou à l'exercice de toute autre activité quelle que soit sa nature, à condition qu'une telle installation ou activité soit techniquement possible et n'entrave pas la conduite des opérations amont[34].

- L'entreprise nationale, les parties contractantes, le concessionnaire et le prospecteur peuvent réaliser les ouvrages nécessaires à leurs activités et bénéficier des droits et avantages suivants dans les conditions et formes prévues par la législation en vigueur de l'occupation des terrains et des droits annexes et des servitudes d'accès et de passage et d'aqueduc[35].

[31] Article (08) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[32] Article (09) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[33] Article (13) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[34] Article (14) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[35] Article (15) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- L'expropriation par l'Etat des terrains nécessaires à l'exercice des activités amont et du transport par canalisation, conformément à la législation et à la réglementation en vigueur, est réalisée exclusivement au bénéfice de l'entreprise nationale[36].

2.2.4 Régime des données

- Les données sont la propriété exclusive de l'Etat. ALNAFT en assure la gestion, la conservation, l'utilisation, la mise à disposition à titre onéreux ou gracieux, ainsi que la diffusion. L'entreprise nationale au titre d'une concession amont, les parties contractantes, et le prospecteur, sont tenus de communiquer, nonobstant toute disposition législative contraire, lesdites données à ALNAFT dans les conditions et selon les procédures définies par ALNAFT. Le présent article s'applique également aux données acquises directement par ALNAFT dans l'exercice de ses missions[37].

- ALNAFT assure la gestion et la mise à jour de la banque de données relatives au domaine minier des hydrocarbures algérien. Les conditions d'accès et de diffusion de tout ou partie de ces données sont déterminées par ALNAFT. ALNAFT assure la coordination avec les autres organismes publics en matière de gestion de données[38].

2.3 Le cadre institutionnel

Les institutions en charge des activités d'hydrocarbures incluent :

Le ministre ;

ALNAFT,

ARH[39].

2.3.1 Le ministre

Le ministre est chargé au titre de la présente loi, notamment :

- De solliciter l'attribution à ALNAFT des titres miniers ;

- De requérir l'approbation des concessions amont et de leurs actes modificatifs et des contrats d'hydrocarbures et de leurs avenants, conformément à la présente loi ;

[36] Article (16) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[37] Article (18) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[38] Article (19) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[39] Article (20) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- D'octroyer les autorisations d'exploitation des installations relevant du secteur des hydrocarbures, sur recommandation d'ARH. Les conditions et les modalités d'octroi de ces autorisations sont définies par voie réglementaire ;

- D'octroyer les concessions de transport par canalisation, sur recommandation d'ARH ;

- D'octroyer les autorisations d'exercice des activités de raffinage, de transformation, de stockage et de distribution des produits pétroliers, sur recommandation d'ARH[40].

ALNAFT et ARH, créées conformément à la loi n° 05-07 du 28 avril 2005, modifiée et complétée, relative aux hydrocarbures sont des autorités indépendantes régies par la présente loi. Elles demeurent dotées de la personnalité juridique et de l'autonomie financière[41].

Chaque agence hydrocarbures est dotée d'un conseil de surveillance et d'un comité de direction[42].

Le conseil de surveillance est composé de cinq (5) membres, choisis parmi des personnalités en raison de leur compétence dans les domaines technique, économique et juridique en matière d'hydrocarbures. Les membres du conseil de surveillance, y compris le président, sont désignés par décret présidentiel sur proposition du Premier ministre, pour une durée de trois (3) ans, renouvelable une (1) fois[43].

2.3.2 ALNAFT

ALNAFT est chargée, notamment :

- D'évaluer le domaine minier relatif aux activités amont, notamment par la réalisation des études de bassins et l'acquisition de données, par ses propres moyens ou en ayant recours aux services de tiers ;
- De tenir et d'actualiser un état des réserves en hydrocarbures ;
- De promouvoir les investissements dans les activités amont ;
- De gérer et de mettre à jour la banque de données concernant les activités amont ;
- De sélectionner les périmètres devant faire l'objet de concessions amont ou de contrats d'hydrocarbures ;

[40] Article (21) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[41] Article (22) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[42] Article (25) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[43] Article (26) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- D'élaborer les modèles d'acte d'attribution, de concessions amont et de contrats d'hydrocarbures ;
- D'organiser pour les activités amont les appels à la concurrence, incluant la détermination des critères d'évaluation et de qualification applicables, les procédures de soumission des offres et leur évaluation ;
- De contrôler le respect de la conservation de gisement dans le cadre de l'exploitation des hydrocarbures ;
- De transmettre au ministre, au mois de janvier de chaque année, les plans à moyen et long termes des activités amont ;
- De collecter la redevance hydrocarbures et de la reverser à l'administration fiscale après déduction du montant correspondant au pourcentage fixé à l'article 36 ci-dessus
- De délivrer les autorisations exceptionnelles de torchage du gaz des activités amont[44].

2.3.3 ARH

ARH est également chargé :

— D'élaborer, après concertation avec l'entreprise nationale, un plan national de développement des infrastructures de transport par canalisation par effluent ;

— D'étudier les demandes d'attribution de concession de transport par canalisation et de soumettre ses recommandations au ministre ;

— D'élaborer un plan national de développement des infrastructures de stockage et de distribution des produits pétroliers ;

— de déterminer et de notifier les prix de vente des produits pétroliers, les prix de cession du gaz naturel sur le marché national, les tarifs de transport par canalisation, le tarif de liquéfaction du gaz naturel et le tarif de séparation des gaz de pétrole liquéfiés ;

— D'approuver les études d'impact sur l'environnement et les études de dangers, après consultation des départements ministériels et des wilayas concernés, selon les modalités et procédures déterminées conformément à l'article 157, ainsi que les études de risques relatives aux activités de recherche ;

[44] Article (42) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

— D'étudier les demandes d'autorisations d'exploitation des installations relevant du secteur des hydrocarbures, et de recommander au ministre l'octroi des autorisations requises.[45]

2.4 Dispositions propres aux contrats d'hydrocarbures

2.4.1 Formes de contrat d'hydrocarbures

2.4.1.1 Concession amont

Une concession amont est attribuée à SONATRACH quand elle opère seul.

-Une concession amont est attribuée par ALNAFT, pour une durée initiale de trente (30) ans.

-Une concession amont peut être attribuée pour la recherche et l'exploitation ou pour l'exploitation de gisements découverts.

La concession amont fixe, notamment :

- Le périmètre de la concession amont ;
- Les termes et conditions de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures ;
- Les termes et conditions de réduction et de restitution de surfaces dans le périmètre de la concession amont ;
- Les conditions de prolongation de sa durée ;
- Les conditions de son retrait ;
- Le délai dont dispose l'entreprise nationale pour présenter à ALNAFT, pour approbation, le plan de recherche ou le plan de développement ;
- Les conditions de rétention de surfaces ;
- Les modalités d'information d'ALNAFT, lorsqu'un autre opérateur amont autre que l'entreprise nationale est désignée ;
- Les conditions de sa modification.[46]

2.4.1.2 Les contrats d'hydrocarbures

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

- Un contrat de participation ;

- Un contrat de partage de production ;

- Un contrat de services à risque[47].

[45] Article (44) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[46] Article (74) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

Les contrats d'hydrocarbures organisent entre les parties contractantes les modalités d'exercice, à l'intérieur du périmètre, des activités de recherche et, en cas de découverte d'un ou de plusieurs gisements commercialement exploitables, des activités d'exploitation[48].

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'exploitation[49].

- 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 contractantes[50].
- Les installations réalisées en exécution d'un contrat de participation sont la propriété des parties contractantes[51].
- La responsabilité de la conduite des opérations amont et les missions de l'opérateur amont sont définies dans un accord d'opérations signé par les parties contractantes[52].

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.

---

[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

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 production[53].

- Le co-contractant étranger assure le financement des opérations amont, selon les modalités et conditions définies dans le contrat de partage de production[54].
- 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 contractantes[55].

2.4.1.2.3 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 applicable[56].

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 amont[57].

[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
[57] Article (87) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

La 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 contractantes[58].

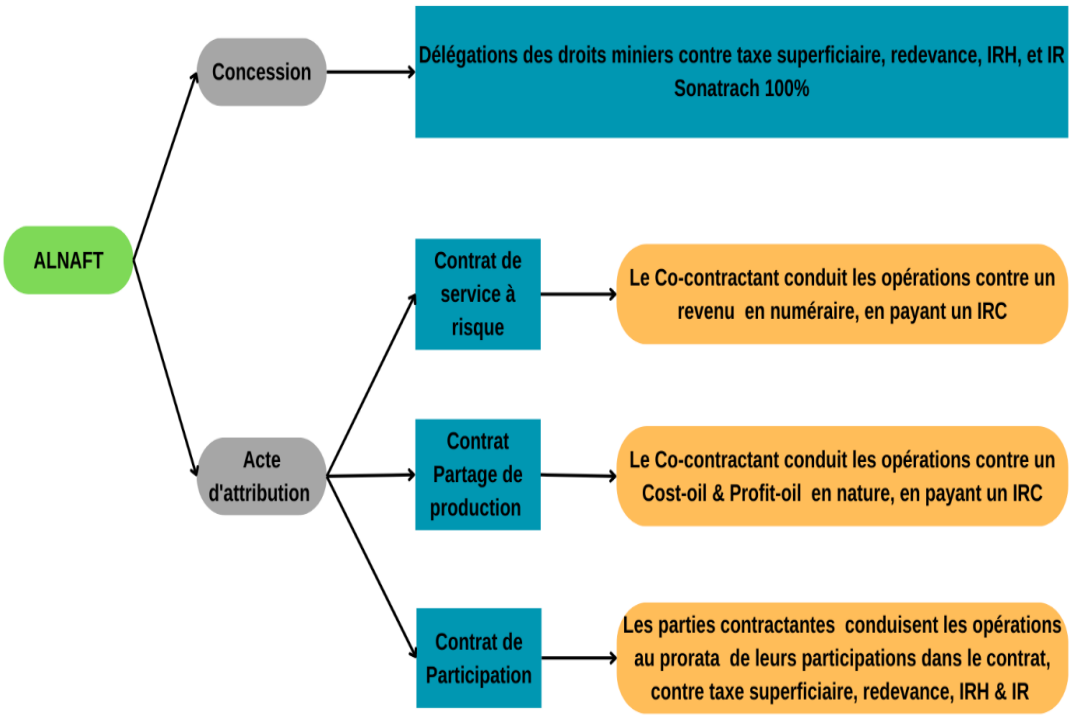


Figure 2.1 : formes possibles des contrats.

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 ;

[58] Article (88) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

- 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) ans[59].

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 fixée[60].

2.5 Régime fiscal applicable aux activités amont

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

a. La taxe superficiaire ;
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 superficiaire

La taxe superficiaire est déclarée et payée annuellement pendant la durée de la concession amont ou du contrat d'hydrocarbures, à compter de l'entrée en vigueur[62].

La taxe superficiare est payée par :

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

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

La taxe superficiaire 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

À la surface objet d'une rétention ;

Au périmètre d'exploitation[63].

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.

Taxe Superficiaire = Superficie× Montant

La taxe superficiaire 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/km²	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 résultat[64].

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

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

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

Réinjectées dans les gisements (Si les gisements aient fait l'objet du plan de développement approuvé)[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'hydrocarbures[66].

Les quantités excédant les seuils admissibles doivent être justifiées auprès d'ALNAFT[67].

La redevance hydrocarbures est payée par :

L'entreprise nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque Les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation[68].

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

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

$$\text{Assiette de Redevance} = \text{P. V} - \text{Cout de transport} - \text{Cout de liquéfaction} - \text{Cout de séparation du gaz.}$$

La redevance hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et celui de l'impôt sur le résultat[70].

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

$$IRH = Revenu\ Pétrolier \times Taux\ IRH$$

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 participation[72].

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

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 (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) ans[75].

L'impôt sur le revenu des hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le résultat[76].

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 résultat[77].

L'impôt sur le résultat est déclaré et payé à l'administration fiscale[78].

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 :

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

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

en nature, la valorisation des quantités concernées est effectuée par application des prix définis conformément au contrat d'hydrocarbures[80].

Le taux de l'impôt sur la rémunération du cocontractant étranger est fixé à trente pour cent (30%) de la rémunération brute[81].

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 nationale[82].

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 participation[84].

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'exploitation[85].

---

[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

Les taux réduits sont accordés par arrêté conjoint du ministre chargé des finances et du ministre chargé des hydrocarbures[86].

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 (Tmax)

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

	R ≤ 1	**1 < R < 3**	**R ≥ 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 torché[87].

Le montant de la taxe est calculé sur la base des quantités torchées pendant une année civile donnée et du tarif indexé notifié par ALNAFT pour l'activité amont et par ARH pour les activités aval[88].

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

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

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

L'opérateur aval pour les activités aval ;

Le concessionnaire pour l'activité de transport par canalisation[89].

[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

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 ;

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'hydrocarbures[91].

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 transfert[92].

[90] Article (213) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[91] Article (216) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures
[92] Article (205) de la loi (N° 19-13) relative aux hydrocarbures

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'EVALUATION ECONOMIQUE 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.[93]

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).[94]

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.

---

[93] 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.

[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 MOULOUD MAMMERI, TIZI-OUZOU, 2017/2018.

3.1 Notion sur des investissements

3.1.1 Définition et objectifs de l'investissement

3.1.1.1 définition

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

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

Investir revient, en effet, pour celui qui en décide à renoncer à une consommation immédiate pour accroître ses recettes futures. Bien entendu, le surcroît de recettes occasionné par cet investissement devra être suffisant pour assurer sa rentabilité prévisionnelle.

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'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.[95]

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 accroitre 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 accroitre 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 ».

[95] 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

- 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.[96]

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'accroitre 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.

[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 MAMMERI de Tizi-Ouzou, TIZI OUAZOU, 2014-2015

- ✓ 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 directement 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.[97]

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.

[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 MAMMERI de Tizi-Ouzou, TIZI OUAZOU, 2014-2015

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 ».[98]

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.

[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

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

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

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 préalables 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 nécessite 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.

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 crée.

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 :

Cash-flow = {recettes imputables au projet} - {dépenses imputables au projet}

Résultat net = chiffre d'affaire – charges décaissables

Résultat net = chiffre d'affaire – {charges décaissables + dotations (amortissement)

Cash-flow = résultat net + 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.[99]

[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

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 fiscal 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 = coût de l'investissement (capital investi) - ∑ des amortissements pratiqués[100]

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 fiscales[101]

[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

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 ;

[101] 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

- Les coûts de logistique[102]

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 pourrons 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. [103]

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). [104]

- 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 ;

---

[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

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

- 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). [105]

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 :

$$\boldsymbol{V.A.\ N} = \sum \boldsymbol{C.\ Fn}/\ (\mathbf{1} + \boldsymbol{i})\ \boldsymbol{n}\ \ ) \ \ - \boldsymbol{I0}$$

VAN = Valeur actuelle nette

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

C.Ft = Cash-Flow (l'ensemble des flux de liquidités générés par les activités d'une société) [106]

I_o = 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 ≥ 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 :

$$\boldsymbol{I.P = V.A.\ N / I0}$$ [107]

[106] 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

- 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] :

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

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 détermines du modèle déterministe que sont des réalisations des événements incertaines ;
- Estimation de l'étendue des valeurs possibles : Pour chacun des paramètres incertains, il s'agit d'évaluer une valeur maximale possible ou probable ;
- 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.

[107] 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.

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.[108]

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 existait 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.

[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'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.

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

Les calculs économiques sont réalisés tout au long de la chaine 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 × coût des fonds propres + fonds externes × coût des Fonds externes × (1 - taux d'impôt) ÷ fonds propres + fonds externes.[109]

[109] 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 notre travail.

CHAPITRE 4 :

EVALUATION ECONOMIQUE DES PROJETS REELS

Introduction

Dans ce chapitre, on va faire une étude comparative entre les différents critères de l'évaluation économique des deux surfaces d'exploitation (X et Y) proposés dans les deux types de contrat des hydrocarbures (Participation et Partage de production « PSC ») selon la nouvelle loi (N° 19-13). Et en fin on va faire une analyse des résultats obtenus.

4.1 Présentation de l'agence ALNAFT

4.1.1 Création de l'agence ALNAFT

L'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures est l'une des deux agences d'hydrocarbures créées en vertu de la loi 05-07 sur les hydrocarbures pour la gestion, la valorisation et le développement de l'industrie des hydrocarbures en Algérie ;

L'agence jouit d'une personnalité morale en dehors du caractère administratif, en plus d'une indépendance fonctionnelle fondée sur la diversité et la multiplicité des pouvoirs. L'agence ne reçoit d'instructions directes d'aucune autorité, mais prend ses propres décisions représentant l'autorité publique et s'appuyant sur les lois fondamentales du pays, en particulier la loi sur les hydrocarbures. Elle jouit également de l'indépendance des Finances, et ce sont deux caractéristiques qui ont été précisées par la loi 05-07 et la nouvelle loi sur les hydrocarbures 19-13.

4.1.2 Organisation d'ALNAFT

4.1.2.1 Président du comité de direction (PCD)

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

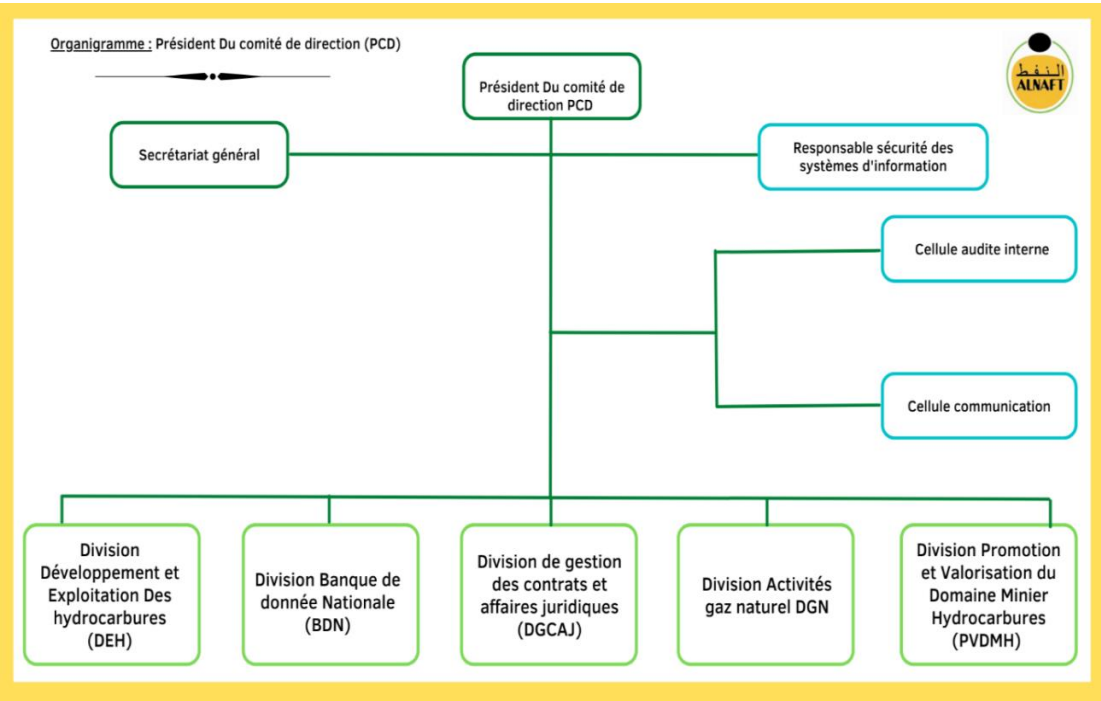


Figure 4.1 : Président du comité de la direction.

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

- Cellule Communication :
  - Concevoir et mettre en œuvre la stratégie de communication interne en associant les outils de communication adéquats (images, éditions, site internet…) ;
  - Prendre en charge les aspects organisationnels des évènements organisés par ALNAFT ;
  - Centraliser les démarches et contacts au profit des intervenants du secteur des hydrocarbures et prendre en charge, en liaison avec les autres structures d'ALNAFT, les doléances de compagnies ;
  - Asseoir, promouvoir et diffuser une image des marques basée sur le professionnalisme et la transparence ;
  - Développer et maintenir un réseau d'information et de communication avec les principaux intervenants.
- Cellule Le Responsable de la Sécurité des Systèmes d'Informations (RSSI) :

Le RSSI, sous l'autorité du Président de Comité de Direction, a pour missions de :

  - Définir et Mettre en place la politique de sécurité des systèmes d'information en accord avec la règlementation en vigueur et la stratégie de l'Agence ;
  - Mener des actions de sensibilisation, auprès du personnel de l'agence, sur les aspects de sécurité des systèmes d'informations ;
  - Conduire, au besoin, des audits de sécurité des systèmes d'informations ;
  - Veiller à ('application des dernières nouveautés en matière de sécurité des systèmes d'informations, conformément à la législation et la réglementation.
- Cellule Audit Interne :
  - Définir le référentiel interne d'ALNAFT ;
  - Elaborer le plan annuel d'audit interne ;
  - Mener les missions d'audit interne planifiées ou commandées par la hiérarchie ;
  - Suivre les résultats d'audit interne et accompagner les structures d'ALNAFT dans la mise en œuvre.

4.1.2.2 Secrétariat général (SG)

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

- **Cellule Sureté Interne :**
  - Elaborer le plan de la sureté interne de l'agence ;
  - Contrôler et superviser la mise en œuvre des plans de sureté interne ;
  - Faire respecter le règlement intérieur de l'entreprise en matière de sureté interne ;
  - Gérer le personnel SIE et contribuer à son développement ;
  - Appliquer les consignes HSE.
- **Cellule Règlementation et marchés :**
  - Assurer la veille en matière de textes régissant les relations de travail ;
  - Suivre la mise en œuvre des procédures de gestion des ressources humaines ;
  - Préparer et lancer les appels d'offres en collaboration avec les structures d'ALNAFT.
- **Direction Ressources Humaines :**
  - Assurer la gestion administrative du personnel et tenir les dossiers administratifs ;
  - Assurer la gestion des mouvements du personnel ;
  - Assurer le suivi des contrats de travail et des périodes d'essai ;
  - Elaborer et assurer le suivi des contrats de formation.
- **Direction des Moyens Logistiques :**
  - Elaborer, mettre en œuvre et assurer le suivi des programmes relatifs à l'entretien des biens immobiliers et équipements informatique ;
  - Coordonner et diriger l'aménagement des espaces de travail, travaux et maintenance ;
  - Etablir l'inventaire annuel du patrimoine d'ALNAFT.
- **Direction de la Comptabilité et du Budget :**
  - Tenir la comptabilité ;
  - Consolider et suivre les réalisations financières du budget ;
  - Assurer les relations avec le commissaire aux comptes ;
  - Contrôler les états de la paie du personnel.

4.1.2.3 Division Développement et Exploitation Des hydrocarbures (DEH)

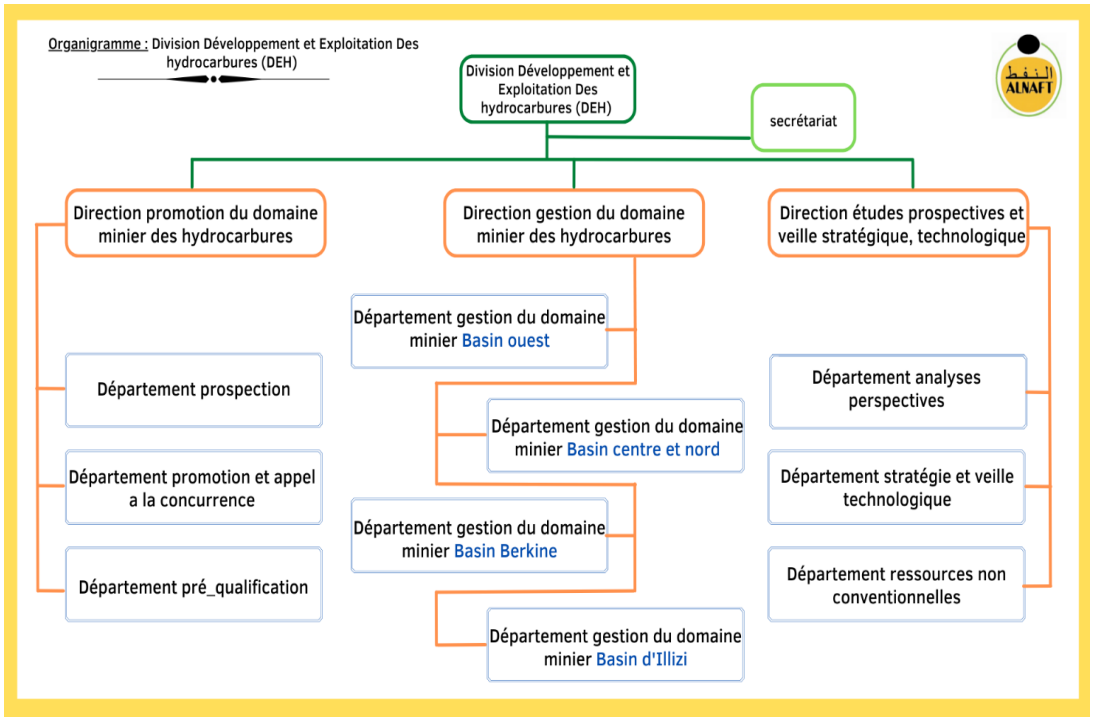


Figure 4.2 : Organigramme de DEH.

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

- **Direction Réservoir Engineering & Développement :**

A. Département Développement

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

B. Département Réserves & Simulation de réservoir

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

C. Plan de développement

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

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

D. Délai d'approbation du plan de développement

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

•Dans l'hypothèse où ALNAFT, soixante (60) Jours au plus tard après réception de ce projet de plan de développement et du budget correspondant, n'a pas communiqué au Contractant son approbation, des objections et/ou des propositions de modification écrites de ce plan et du budget correspondant ou un complément d'information, le projet de plan de développement et le budget correspondant sont réputés avoir été acceptés.

•Désaccord sur le plan de développement :

Dans l'hypothèse où, quatre-vingt-dix (90) jours au plus tard après la date de réception de la communication par ALNAFT par écrit de ses objections et/ou de ses modifications, ALNAFT et le contractant ne parviennent pas à un accord concernant les objections soulevées par ALNAFT et/ou les modifications demandées par elle, Le contractant aura le droit de faire appel à un expert.

ALNAFT notifiera alors au Contractant l'approbation du plan de développement final et du budget correspondant tels que déterminés par les conclusions de l'expert.

- **Direction Exploitation & Production :**

a. Département production

- Contrôler et suivre le comptage des hydrocarbures au point de mesure ;
- Contrôler et suivre la qualité des études d'engineering de Suivre les programmes détaillés de production et d'expédition ;
- Étudier les demandes d'autorisations exceptionnelles de torchage du gaz et assurer le contrôle des quantités de gaz torchés.

b. Département puits

- Analyser le rapport d'implantation de puits en période de développement et d'exploitation ;

- Procéder à l'étude, l'évaluation, et le suivi des puits candidats à la stimulation ;
- Interprétation des essais de puits afin de déterminer les paramètres de réservoir ;
- Assurer le suivi et le contrôle des opérations d'abandon de puits.

➢ **Direction Études Économiques :**

1) Département Evaluation Economique

Contrôler les aspects économiques :

- Des plans de développement ;
- Des programmes annuels d'investissements et d'exploitation, en collaboration avec les autres structures d'ALNAFT ;
- Des plans d'unitisation ainsi que des programmes annuels d'investissements et d'exploitation liés ;
- Analyser les dossiers de commercialité des gisements ;
- Élaborer des études de rentabilité économique des projets de plans développement et d'exploitation.

2) Département Coûts & Statistiques

Contrôler les aspects Investissements et Coûts Opératoires :

- Des plans de développement ;
- Des programmes annuels d'investissements et d'exploitation, en collaboration avec les autres structures d'ALNAFT ;
- Elaboration d'un Bulletin Statistique ;
- Élaborer des bases de données Coûts ;
- Examens techniques des demandes de pré qualification des compagnies.

3) Cellule Hygiène, Sécurité et Environnement (HSE)

- Assurer une meilleure interface avec l'autorité de régulation des hydrocarbures notamment en ce qui concerne le suivi et traitement des études d'impact environnemental dans le cadre des dispositions des contrats entre SONATRACH et ALNAFT ;
- Assurer une meilleure interface avec l'autorité de régulation des hydrocarbures notamment en ce qui concerne le suivi et le traitement des abandons de puits ;
- Assurer le suivi et le contrôle des opérations d'abandon et de remise en l'état des sites, en collaboration avec les structures concernées de I'ARH.

4.1.2.4 Division Banque de donnée Nationale (BDN)

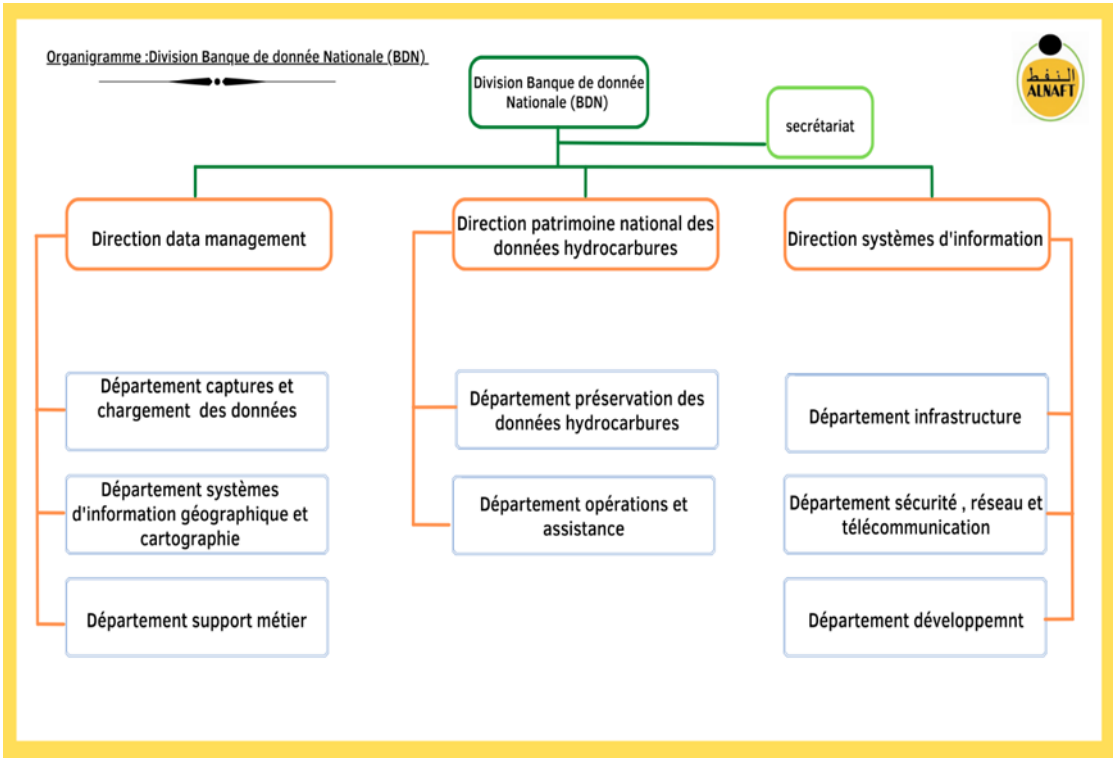


Figure 4.3 : Organigramme BDN.

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

La Division Banque de Données Nationale est chargée de :

- Préserver et gérer les données Pétro techniques issues des activités de prospection, de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, et ce par la mise en œuvre d'une politique d'archivage à travers la conservation et la préservation du patrimoine de données sur supports physiques et garantir le lien avec les données numériques correspondantes.
- Mettre à jour le système de banque de données nationale pétro techniques à travers la création, à jour, des bases de données référentielles permettant de mettre à la disposition des utilisateurs les données dans les conditions d'utilisation optimales.
- Apporter assistance aux autres divisions d'ALNAFT en matière de mise à disposition des données pétro techniques et des applicatifs métiers en réalisant des Packages de données pour les besoins internes d'ALNAFT et pour les opérateurs et l'accompagnement des utilisateurs pour l'utilisation des applicatifs métiers en faisant des formations.

- Assurer une veille technologique en matière de data management et des banques de données nationales, et ce par la gestion et la maintenance de l'infrastructure informatique ainsi que la mise en œuvre de la politique de sécurité du système d'information.

4.1.2.5 Division de gestion des contrats et affaires juridiques (DGCAJ)

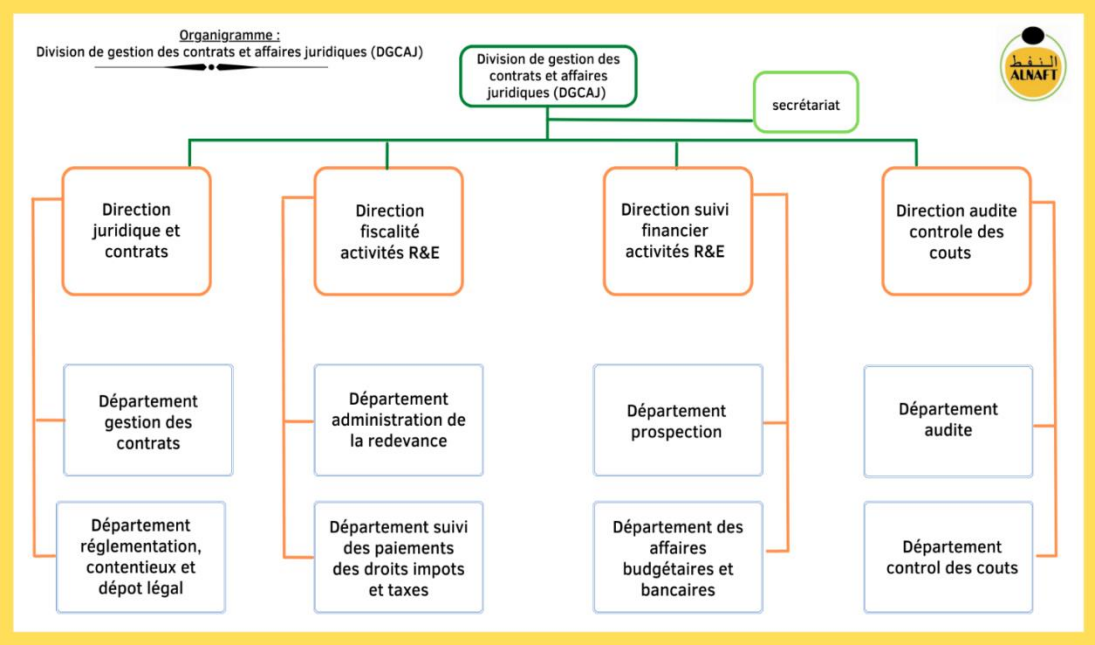


Figure 4.4 : Organigramme DGCAJ.

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

- Direction Juridique et contrats :
  - Assurer le suivi et le contrôle de l'exécution des contrats de recherche et/ou d'exploitation ;
  - Assurer le suivi des dossiers relatifs aux litiges et contentieux pouvant survenir avec les contractants et les tirs ;
  - Constituer le dépôt légal et assurer sa gestion, notamment, les originaux des contrats de recherche et/ou d'exploitation et les autres documents, ainsi que leur conservation au niveau d'ALNAFT ;
  - Prendre en charge les travaux relatifs à l'examen des quitus de bonne fin d'exécution, en collaboration avec les autres structures d'ALNAFT ;
  - Apporter un appui et une assistance, sur le plan juridique, aux différentes structures d'ALNAFT.
- Direction suivi financier des activités recherche et exploitation des hydrocarbures :

- Examiner les budgets et les programmes annuels d'investissement en collaboration avec les structures concernées d'ALNAFT et en assurer le suivi ;
- Examiner, avec la division PDMH, les demandes de pré qualification et des demandes de renouvellement de Pré qualification, sur le Plan juridique et financier.

➢ Direction fiscalité des activités recherche et exploitation :

- Déterminer, collecter la redevance et la reverser au Trésor public Assurer le suivi des dossiers relatifs aux litiges et contentieux Pouvant survenir avec les contractants et les tiers ;
- S'assurer du paiement par l'opérateur de la TRP, de la taxe superficiaire, ainsi que, le cas échéant, des paiements des taxes concernant le torchage du gaz et l'utilisation de l'eau, ainsi que du paiement par le contractant des autres impôts et droits dus ;
- Echanger des informations et collaborer avec les services de l'administration fiscale ;
- Assister les compagnies pétrolières dans la mise en application du régime fiscal qui leur est applicable.

➢ Direction audit et contrôle des coûts :

- Procéder à l'audit des comptes des contractants
- Contrôler les coûts liés aux activités objet des contrats de recherche et/ou d'exploitation ;
- Assister les autres structures d'ALNAFT dans le suivi et la gestion des contrats.

4.1.2.6 Division Activités gaz naturel DGN

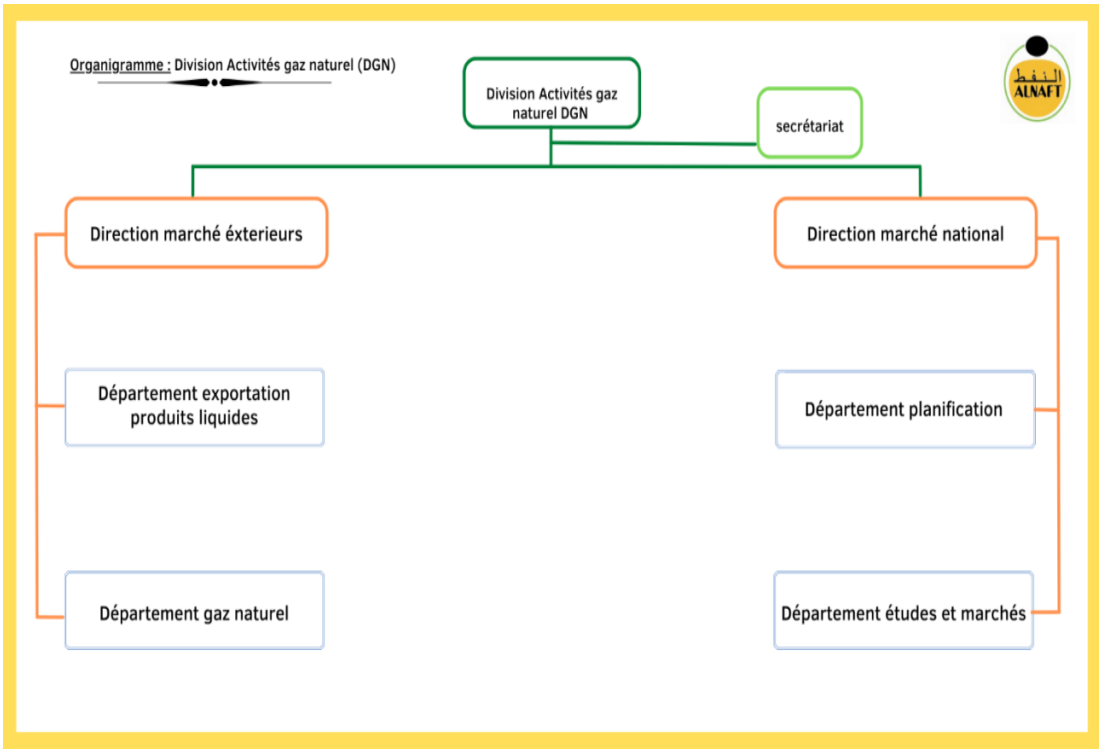


Figure 4.5 : Organigramme DGN

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

- Direction Marchés Extérieurs :
  - Déterminer les prix de base du gaz naturel, pétrole, condensat, propane, butane, et des GPL ;
  - Elaborer les bilans sur les exportations de gaz, du pétrole brut, du condensat et du GPL ;
  - Collaborer avec les autres structures d'ALNAFT pour déterminer les quantités disponibles à l'exportation ;
  - Assurer une veille informationnelle sur les marchés gaziers, les marchés des hydrocarbures liquides et des autres formes d'énergies concurrentielles y compris sur le développement des gaz non conventionnels.
- Direction du Marché National :
  - Déterminer les taux de conversion en BEP du gaz produit par chacun des périmètres pour notification aux contractants ;
  - Participer aux projets de développement des modèles de planification ;

- Tenir et actualiser un état des réserves, un état des besoins en gaz pour la satisfaction du marché national ainsi qu'un état des quantités de gaz disponibles à l'exportation.

4.1.2.7 Division Promotion et Valorisation du Domaine Minier Hydrocarbures (PVDMH)

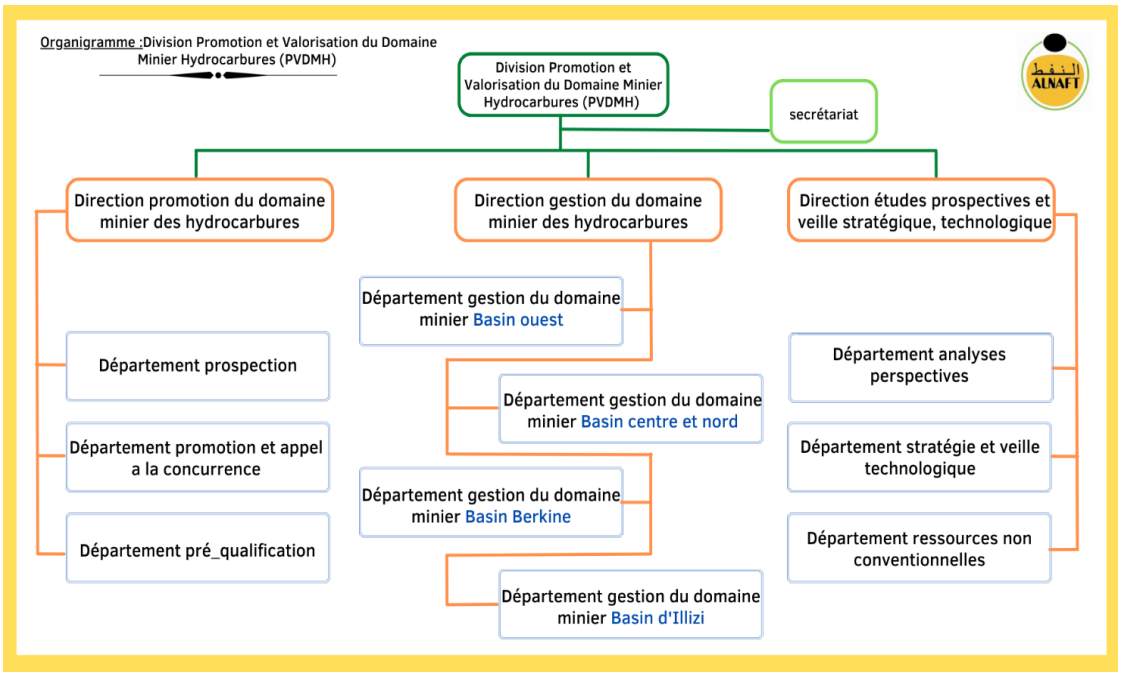


Figure 4.6 : Organigramme PVDMH.

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

- Direction Promotion du Domaine Minier des Hydrocarbures (PDMH) :
  - Sélectionner et proposer les périmètres de recherche et/ou d'exploitation ou de prospection pour la promotion ;
  - Préparer les data packages et les présentations relatives aux périmètres objet de l'appel à la concurrence ;
  - Préparer les dossiers relatifs aux autorisations de prospection.
- Direction Gestion du Domaine Minier des Hydrocarbures GDMH :
  - Examiner et analyser, les réalisations par rapport aux engagements contractuels en termes de programmes physique et financier, anticipation de travaux, bonne exécution des travaux, rendus de surface, substitution du programme physique, prorogation du délai de la période de recherche…) ;
  - Cette direction contient 65 contrats de Recherche et/ou d'Exploitation dont 56 sont conclus avec SONATRACH.
- Direction Etudes Prospectives et Veille Stratégique et Technologique :

- Examiner les rapports d'évaluation des découvertes réalisées ;
- Mettre à jour la carte du domaine minier hydrocarbures en collaboration avec la BDN

4.2 Étude de cas

4.2.1 Aspect contractuel

- Acte d'attribution : 2021.
- Périmètre : P
- Superficie : 7 835,42(km.)^2
- Objet du contrat : Contrat d'hydrocarbures pour la recherche, l'appréciation et l'exploitation des hydrocarbures,
- Date d'entrée en vigueur : 2022.
- Surfaces d'exploitation : X 53,46 (km^2), Y 100,93(km^2)

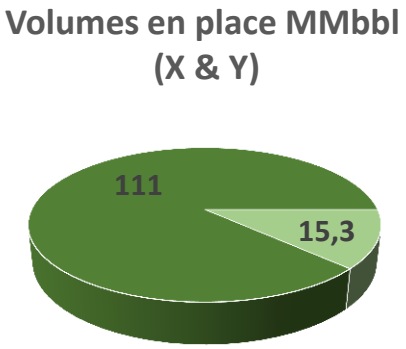


Figure 4.7 : volumes en place.

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

4.2.2 Schéma de développement

4.2.2.1 Schéma de développement (X)

Le scénario proposé prévoit :

- Mode de récupération : injection d'eau,
- Puits de développement : 2 PPH (dont un existant) ,1 PIE et 1PPE,
- Mise en production prévue en juillet 2022,
- Le démarrage de l'injection est prévu en Octobre 2022,
- Un plateau de production de 1400 bbl/j pendant une durée de trois années
- Un taux de récupération de 21,5 % en 2036.

4.2.2.2 Schéma de développement (Y)

Le scénario proposé prévoit :

- Mode de récupération : injection d'eau,
- Puits de développement : 10 PPH (dont 4 existants), 6 PIE et 2 PPE,
- Mise en production prévue en juillet 2022,
- Le démarrage de l'injection est prévu en juin 2023,
- Un plateau de production de 10 000 bbl/j pendant une durée de trois années.
- Un taux de récupération de 30,3 % en 2042.

4.2.3 Présentation technico-économique

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

4.2.3.1 Périmètre d'exploitation X

4.2.3.1.1 Profil de Production

La production globale est estimée à 3,26 MM B.E.P.

La production débutera en 2023 et atteindra le seuil maximal qui est de 0,5 MM B.E.P en 2027

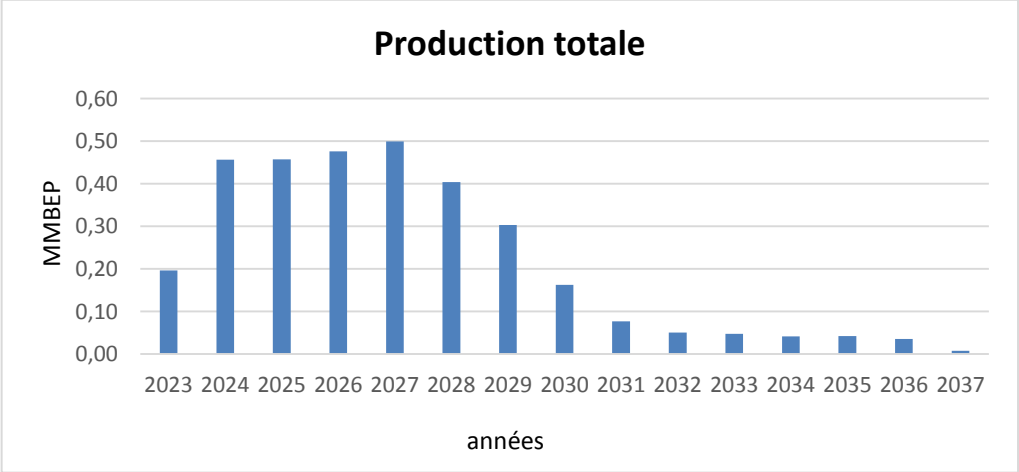


Figure 4.8: Evolution de la production annuelle en MMBEP (X).

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

4.2.3.1.2 Les Investissements de Recherche et Développement (CAPEX)

Les investissements nécessaires à la réalisation de ce projet sont des investissements de développement et estimés à 58,93 MM$US et Réparties comme suit :

Forage : 30 ,04 MM$US.

Installation de surface : 28, 89 MM$U.

Tableau 4.1 : Les investissements de développement en MM$US.

Années	2023	2024	2025	2026	2027
Capex de développement	41,41	6,46	5,28	2,23	3,55

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

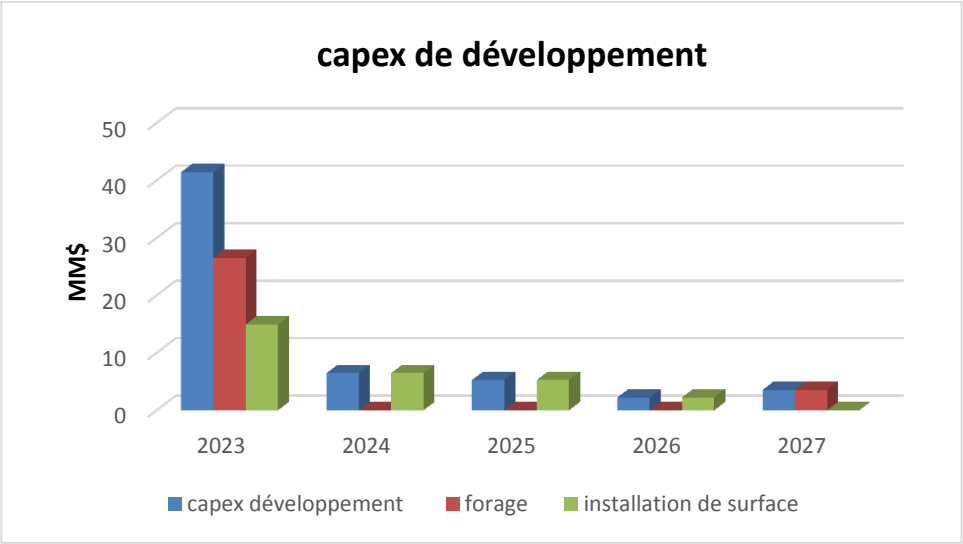


Figure 4.9 : présentation de capex de développement en MMU (X).

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

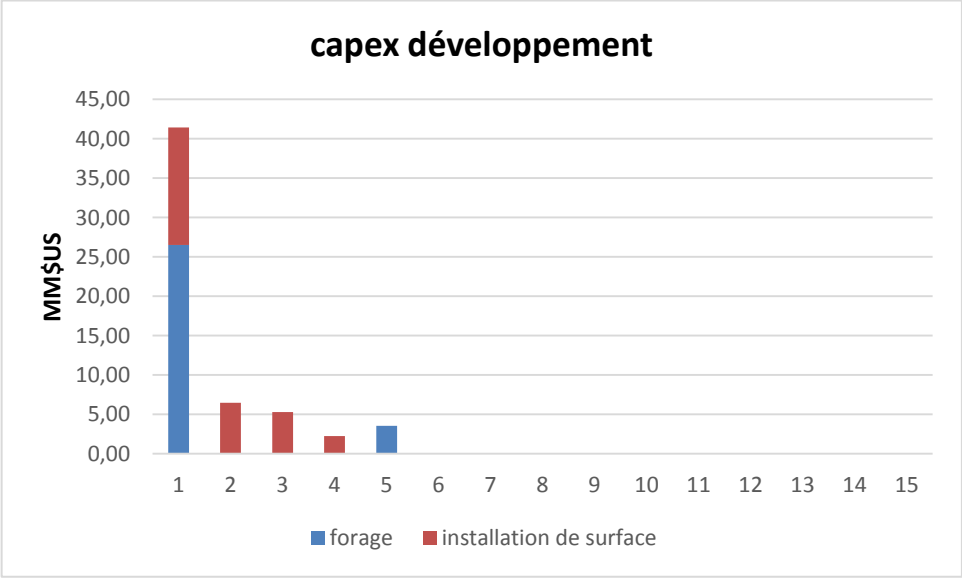


Figure 4.10 : répartition des investissements de développement (X).

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

4.2.3.1.3 Les couts opératoires OPEX.

Les coûts opératoires de ce projet sont estimés à 11,58 MM$US de début de production en 2023 jusqu'à 2036.

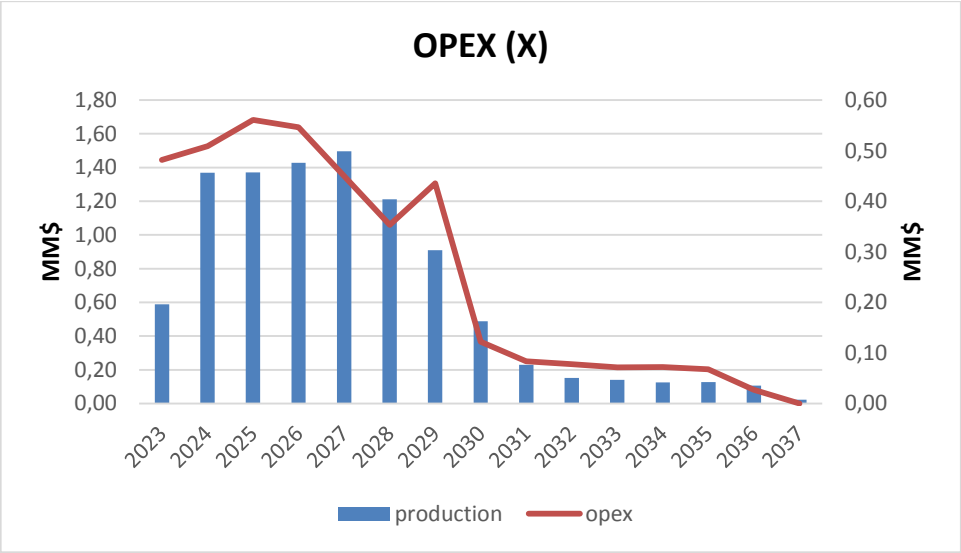


Figure 4.11 : présentation Opex en MMU (X).

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

4.2.3.2 Périmètre d'exploitation Y

4.2.3.2.1 Profil de Production

La production globale est estimée à 33.26 MM B.E.P.

La production débutera en 2023 et atteindra le seuil maximal qui est de 3,59 MM B.E.P en 2025.

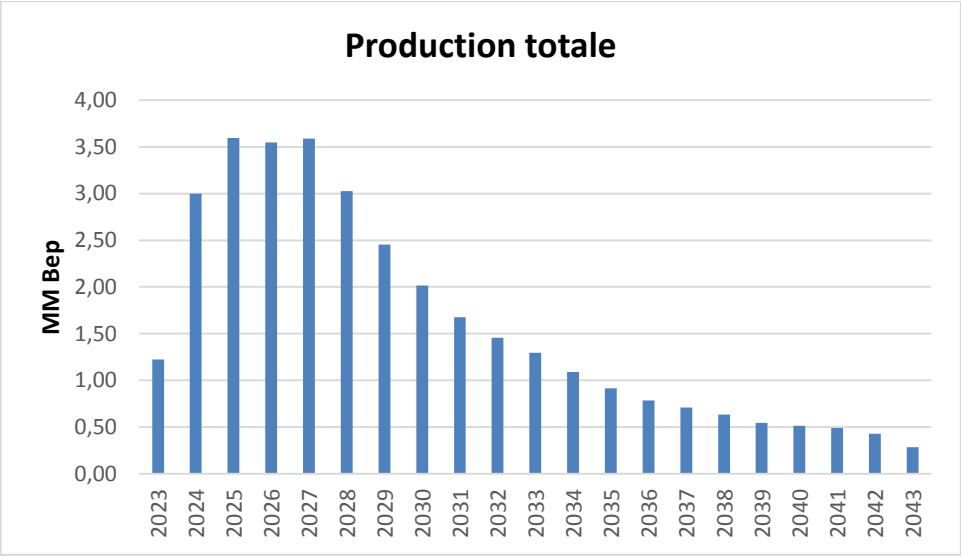


Figure 4.12 : Evolution de la production annuelle en MMBEP (Y).

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

4.2.3.2.2 Les Investissements de Recherche et Développement (CAPEX)

Les investissements nécessaires à la réalisation de ce projet sont des investissements de développement et estimés à 249 ,37 MM$US et Réparties comme suit :

Forage : 152,65 MM$US.

Installation de surface : 96,72 MM$U.

Tableau 4.2 : Les investissements de développement en MM$US.

Années	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Capex de développement	44,52	126,89	47,41	5,07	12,74	12,74

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

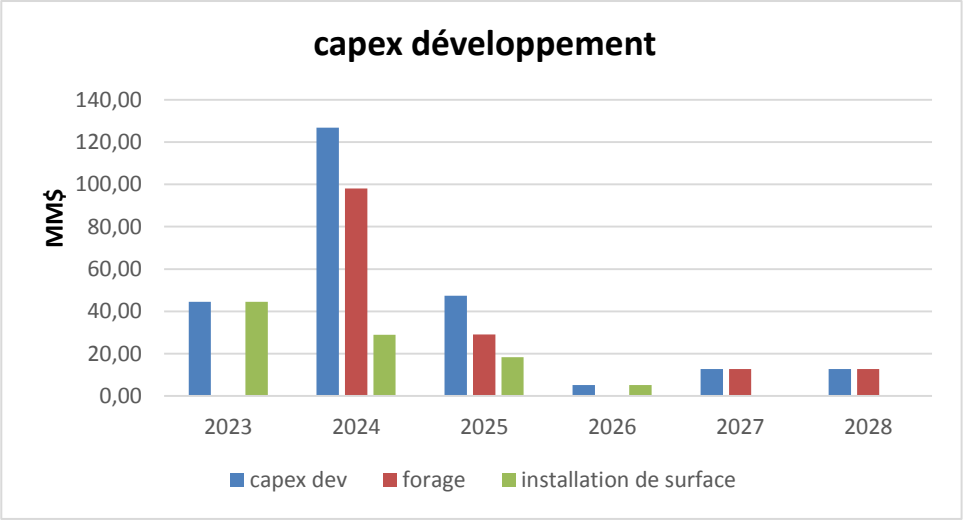


Figure 4. 13 : présentation de capex de développement en MMU (Y).

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

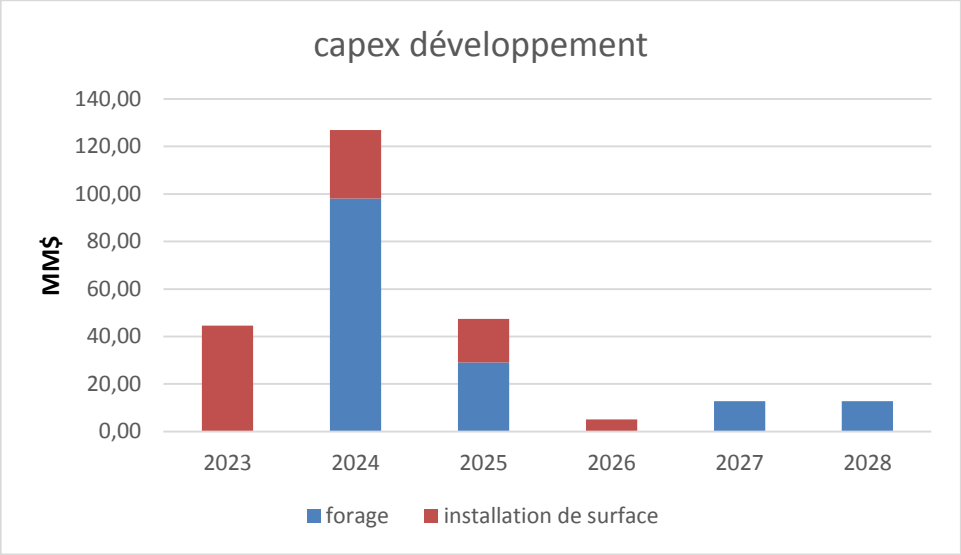


Figure 4.14 : répartition des investissements de développement (Y).

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

4.2.3.2.3 Les couts opératoires OPEX

Les coûts opératoires de ce projet sont estimés à 196,69 MM$US de début de production en 2023 jusqu'à 2043.

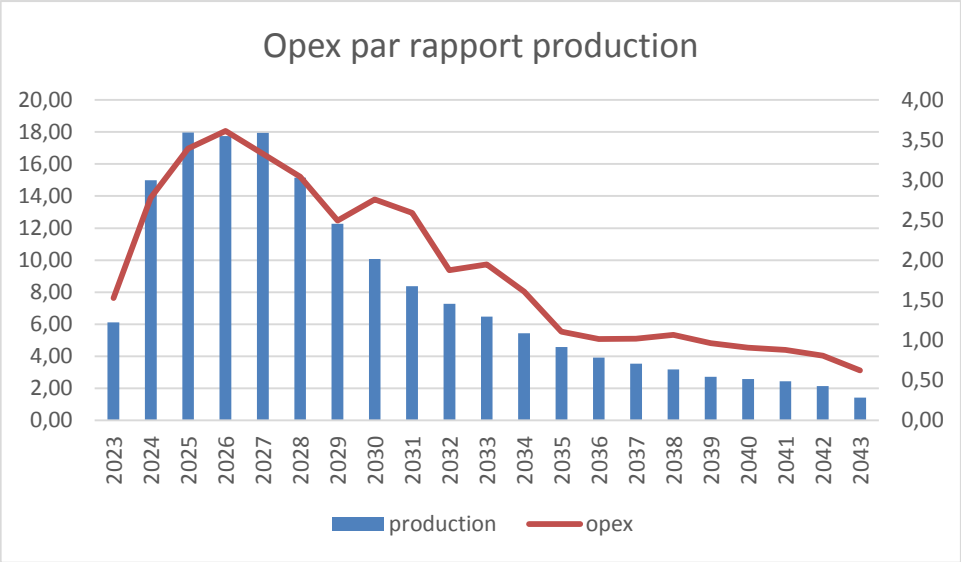


Figure 4.15: présentation Opex en MMU (Y).

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

4.2.4 Hypothèses économiques

Tableau 4.3 : les hypothèses économiques

Identification du projet	
Contrat :	Partage de production
Contractant (taux de participation) :	• SONATRACH 30% • partenaire 70%
Périmètre contractuel :	P
Périmètre(s) d'exploitation :	• X
	• Y

Hypothèses économiques		
Année de base de calcul économique :	2023	
Période contractuelle :	2023 - 2043	
Prix de base des hydrocarbures (Pétrole brut, Gaz naturel, GPL et Condensat)	• Prix de Pétrole brut [US$/bbl] :	40 à 100 flat
	• Prix de Gaz naturel [US$/MM Btu] :	10% prix du brut
Formule d'indexation des prix du GPL et condensat sur celui du pétrole brut	• Prix de GPL [US$/bbl] :	63% du prix du pétrole brut
	• Prix de Condensat [US $/bbl] :	95% du prix du pétrole brut
	• Gaz destiné à la vente [US$/MM Btu] :	Formule de prix Accord gaz ZEA – Berkine Nord et régression sur prix historique du Pétrole brut à 40, 50, 60 US$/bbl.
Taux de change prévisionnel du Dinar algérien en (US$) :	142 DA/US$	
Destination des volumes d'hydrocarbures	FOB Port de	

expédiés :	chargement

Tarifs de transport des hydrocarbures : Arrêté ministériel n°109 du 10 décembre 2019	• Huile (US$/bbl) :
	• LPG (US$/bbl) :
	• Condensat (US$/bbl) :
	• Gas sec (US$/bbl) :
Taux d'actualisation :	10%
Taux d'inflation :	Coûts non inflatés
Cycle d'évaluation :	Look Forward
Freintes de transport	• Freinte de route liquide :
	• Freinte de route Gaz :
	• Freinte de fractionnement des GPL :
Facteur de conversion du gaz :	6,49 Bep/1000 Sm3
Frais de Formation :	le montant annuel alloué pour le développement des ressources humaines est égal à 0,5% du budget annuel approuvé avec un maximum de 500 000 US$.
Prix de base du Brent:	60$/bbl

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

4.2.5 Le calcul économique

4.2.5.1 Selon participation (X & Y)

Tableau 4.4 : recette

Recette = Production × Prix

	Période d'exploitation	
	X	Y
Recette	175,7998	1801,941

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.5 : Taxe superficiaire

Taxe Superficiare = Superficie× Montant

	Période d'exploitation	
	X	Y
Taxe SUP	0,301056	0,421479

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.6 : Redevance

Redevance = Assiette de Redevance × Taux de Redevance

	Période d'exploitation	
	X	Y
Redevance	17,32361	177,5863

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.7 : Impôt sur revenus des hydrocarbures

IRH = Revenu Pétrolier × Taux IRH

	Période d'exploitation	
	X	Y
IRH	11,3995172	352,14357

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.8 : Impôt sur résultats Sonatrach

IR = Résultat Fiscal× 30%

	Période d'exploitation	
	X	Y
IR	9,32973943	120,436309

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.9 : Impôt sur résultats Co-contractant étranger

	Période d'exploitation	
	X	Y
IRCCE	8,86045357	115,105393

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.10 : Redevance hydraulique

Redevance Hydraulique = Volume d'eau × Tarif

	Période d'exploitation	
	X	Y
Redevance hydraulique	5,55455085	6,17499342

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.11 : Taxe spécifique sur le torchage

Taxe spécifique sur torchage= Quantité du gaz torché ×Tarif

	Période d'exploitation	
	X	Y
Taxe sur torchage	0,39675363	0,89912264

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.12 : Frais de formation

Frais de formation= (capex total + abex exploitation +Opex) ×taux ≤500$

	Période d'exploitation	
	X	Y
Frais de formation	0,35255617	2,02641248

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.13 : Provision d'abandon

	Période d'exploitation	
	X	Y
Provision d'abandon	13,7866833	12,9118233

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.14 : Cout de transport

	Période d'exploitation	
	X	Y
Cout de transport	2,56366649	26,0780273

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.15 : Cash-flow projet

	Période d'exploitation	
	X	Y
Cash-flow projet	34,522106	532,905991

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.16 : Cash-flow Sonatrach

	Période d'exploitation	
	X	Y
Cash-flow Sonatrach	17,73333673	272,505485

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.17: cash -flow Co-contractant

	Période d'exploitation	
	X	Y
Cash-flow Contractant	16,78876931	260,400506

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.18: Revenues fiscaux

	Période d'exploitation	
	X	Y
Revenus fiscaux	53,1656857	772,767171

Source : réalisé par nous-même

4.2.5.2 Selon PSC (X & Y)

Tableau 4.19 : recette

	Période d'exploitation	
	X	Y
Recette	175.79	1801,94

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.20 : Taxe superficiaire

	Période d'exploitation	
	X	Y
Taxe SUP	0,301056	0,421479

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.21 : Redevance

	Période d'exploitation	
	X	Y
Redevance	17,32361	177,5863

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 22 : Impôt sur revenus des hydrocarbures

	Période d'exploitation	
	X	Y
IRH	9.29	293,72

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 23 : Impôt sur résultats Sonatrach

	Période d'exploitation	
	X	Y
IR SH	15,32	184,54

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.24 : Impôt sur résultats Co-contractant étranger

	Période d'exploitation	
	X	Y
IRCCE	4,36	68,52

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.25 : Redevance hydraulique

	Période d'exploitation	
	X	Y
Redevance hydraulique	5,55	6,17

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.26 : Taxe spécifique sur le torchage

	Période d'exploitation	
	X	Y
Taxe sur torchage	0,90	0,90

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.27 : Frais de formation

	Période d'exploitation	
	X	Y
Frais de formation	0,35	2,026

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.28 : Provision d'abandon

	Période d'exploitation	
	X	Y
Provision d'abandon	13,78	12,91

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.29 : Cout de transport

	Période d'exploitation	
	X	Y
Cout de transport	2,56	26,07

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.30 : Rémunération du Co-contractant

	Période d'exploitation	
	X	Y
Rémunération CO	10,18	159,89

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.31: Cash-flow project

	Période d'exploitation	
	X	Y
Cash-flow projet	35,1327205	573,800157

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.32: Cash-flow Sonatrach

	Période d'exploitation	
	X	Y
Cash-flow SH	31,64389738	441,947285

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.33: Cash-flow Co-contractant

	Période d'exploitation	
	X	Y
CF contractant	3,315357996	68,6296818

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 34: Revenues fiscaux

	Période d'exploitation	
	X	Y
Revenu fiscaux	52,5550713	731,873005

Source : réalisé par nous même

4.2.6 Résultats économiques de projet (X & Y)

4.2.6.1 Résultats de surface d'exploitation Y

4.2.6.1.1 Selon le contrat participation (Loi des hydrocarbures 19-13)

Tableau 4.35 : Résultats de projet Y

	CF			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	708,09	1306	1903,3	2500,8
Projet Après Fiscalité (MM$)	312	533	709,7	889,97
	VAN @10%			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	361	718	1076	1433
Projet Après Fiscalité (MM$)	133	280	400	513

Source : réalisé par nous-même

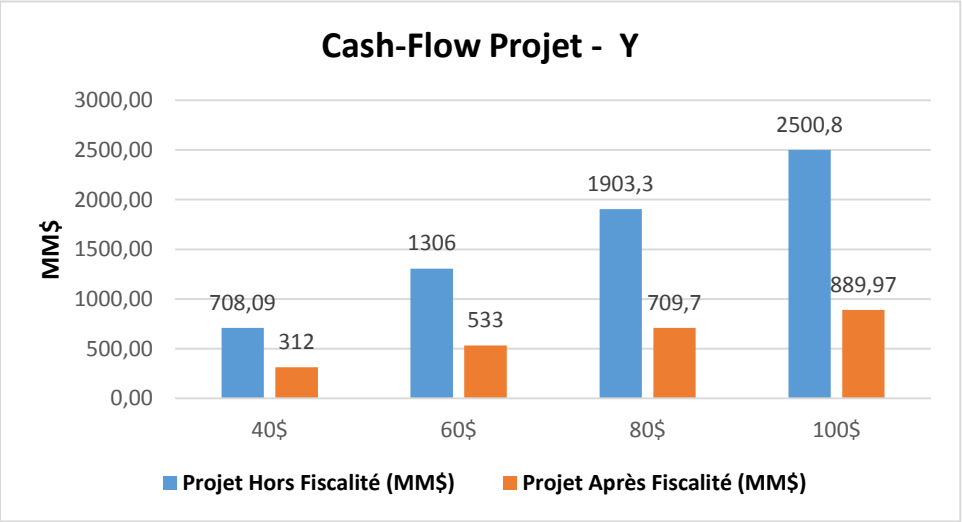


Figure 4.16: cash-flow projet (Y) selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

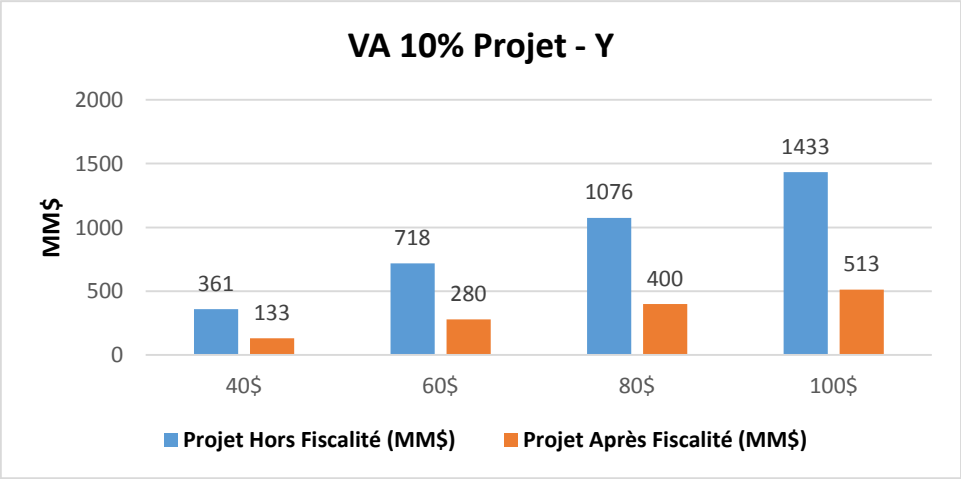


Figure 4.17 : VAN projet (Y) selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier du projet vont augmenter, ils vont passer de 708,09 MM$ à 2500,08 MM$ hors fiscalité, et de 312 MM$ à 889,97 MM$ après fiscalité.

Tableau 4. 36 : Résultats de Sonatrach (Y)

	Sonatrach (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	160	273	363	455
VAN@10%	68	143	205	262

Source : réalisé par nous-même

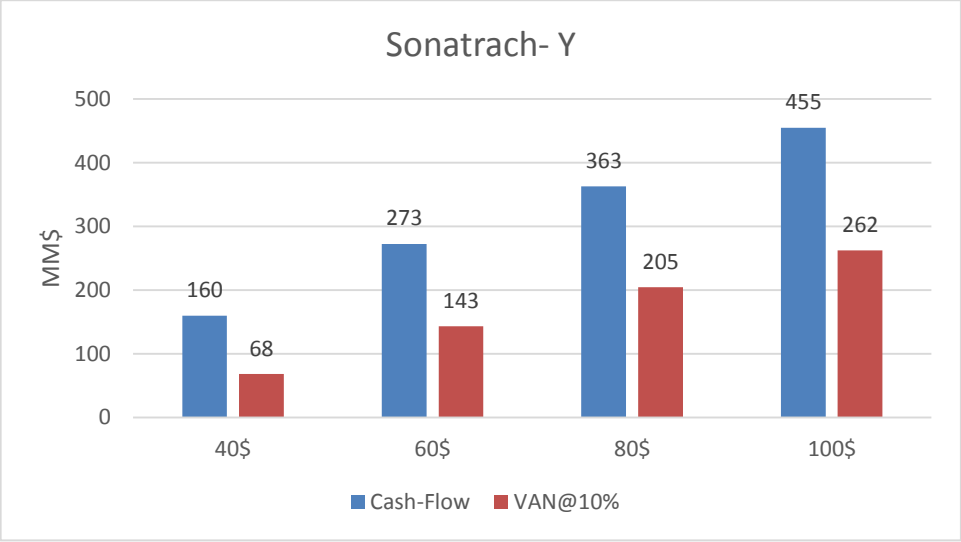


Figure 4.18 : l'évolution de CF et la VAN SONATRACH (Y) selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de SONATRACH vont augmenter, ils vont passer de 160 MM$ à 455 MM$.

Tableau 4.37 : Résultats de Co contractant (Y)

	Co-contractant (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	152	260	347	435
VAN@10%	65	137	196	251

Source : réalisé par nousi-même

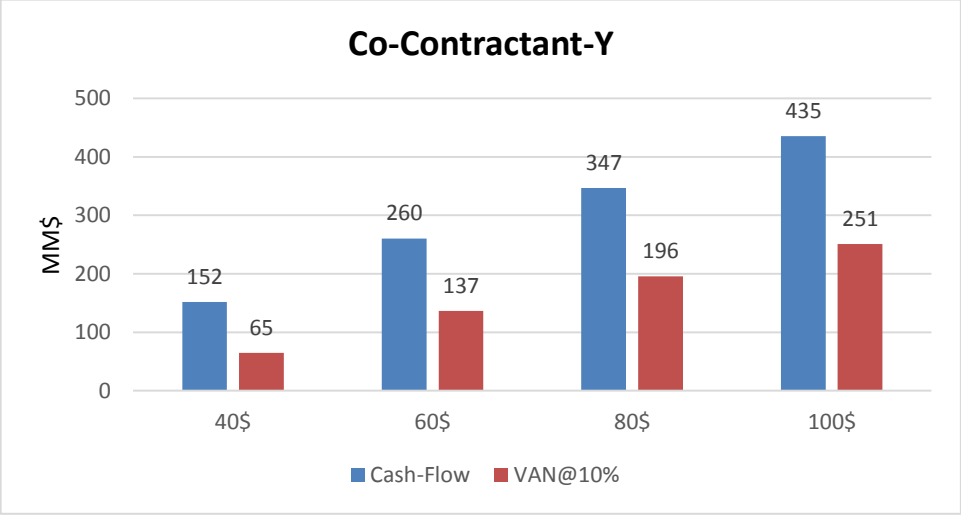


Figure 4.19: l'évolution de CF et la VAN CONTRACTANT (Y) selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de CO CONTRACTANT vont augmenter, ils vont passer de 152 MM$ à 435 MM$.

Tableau 4.38 : Résultats de l'état (Y)

	Revenus fiscaux @10%			
	40$	60$	80$	100$
Revenus fiscaux @0%	396	773	1194	1611
Revenus fiscaux @10%	228	439	676	921

Source : réalisé par nous-même

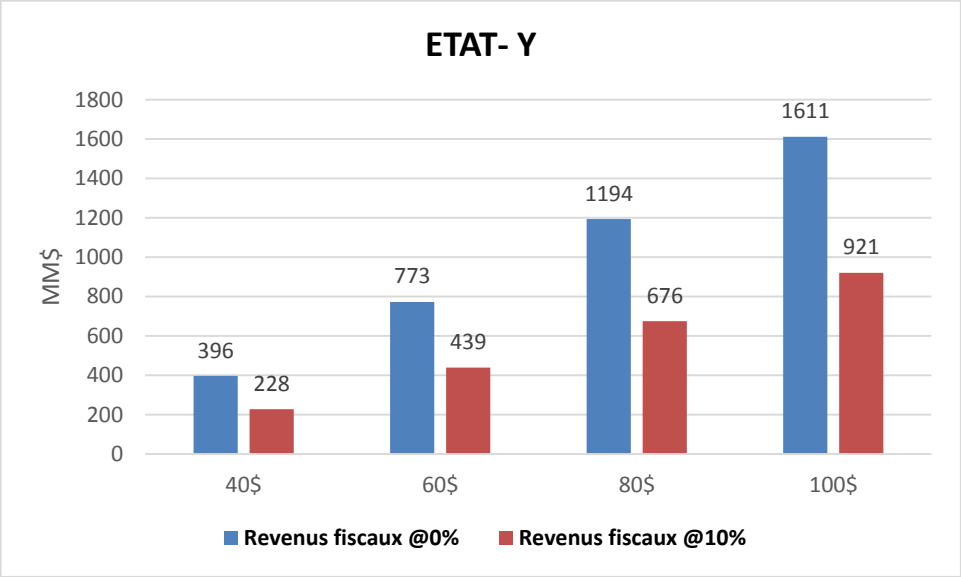


Figure 4.20 : revenus fiscaux de l'État selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les revenus fiscaux de l'Etat vont augmenter, ils vont passer de 396 MM$ à 1611 MM$, et de 228 MM$ à 921 MM$ pour un taux d'actualisation 10 %.

4.2.6.1.2 Selon le contrat PSC (Loi des hydrocarbures 19-13)

Tableau 4. 39 : Résultats de projet Y

	CF			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	708	1306	1903	2501
Projet Après Fiscalité (MM$)	328	574	789	1007

	VAN @10%			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	361	718	1076	1433
Projet Après Fiscalité (MM$)	141	301	439	573

Source : réalisé par nous-même

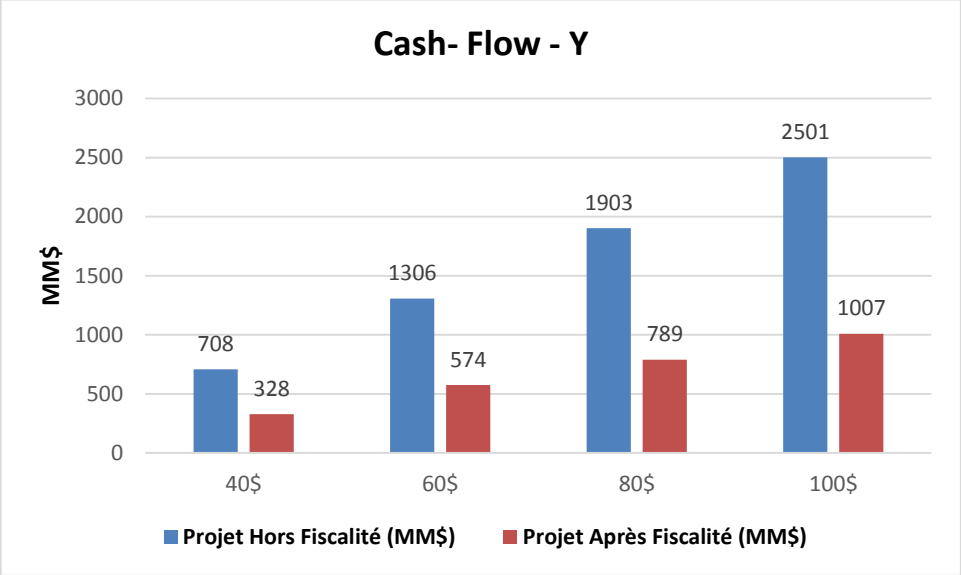


Figure 4 .21 : cash-flow projet (NAHE) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous-même

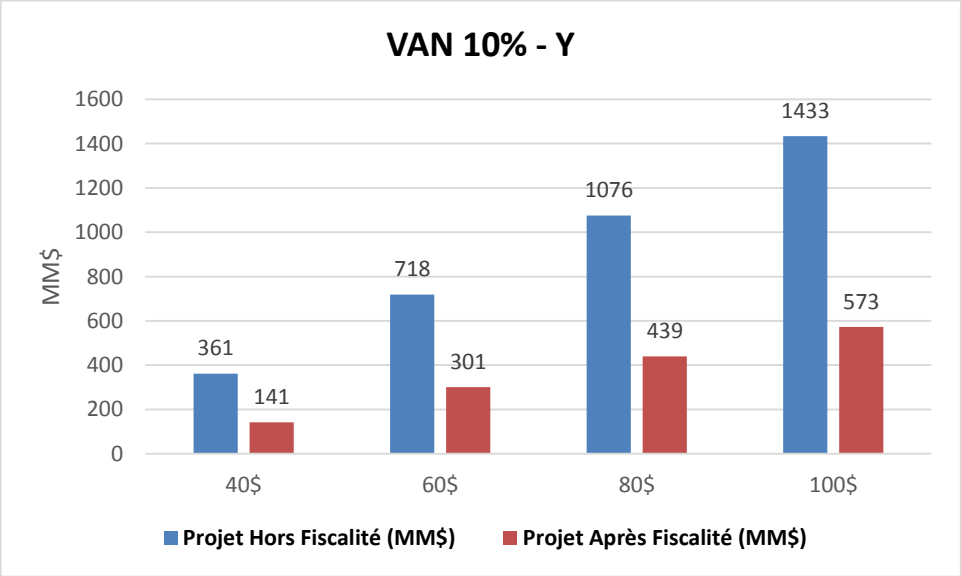


Figure 4. 22 : VAN projet (Y) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier du projet vont augmenter, ils vont passer de 708 MM$ à 2501 MM$ hors fiscalité, et de 328 MM$ à 1007 MM$ après fiscalité.

Tableau 4. 40 : Résultats de Sonatrach (Y)

	Sonatrach (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	270	442	583	728
VAN@10%	136	252	346	435

Source : réalisé par nous-même

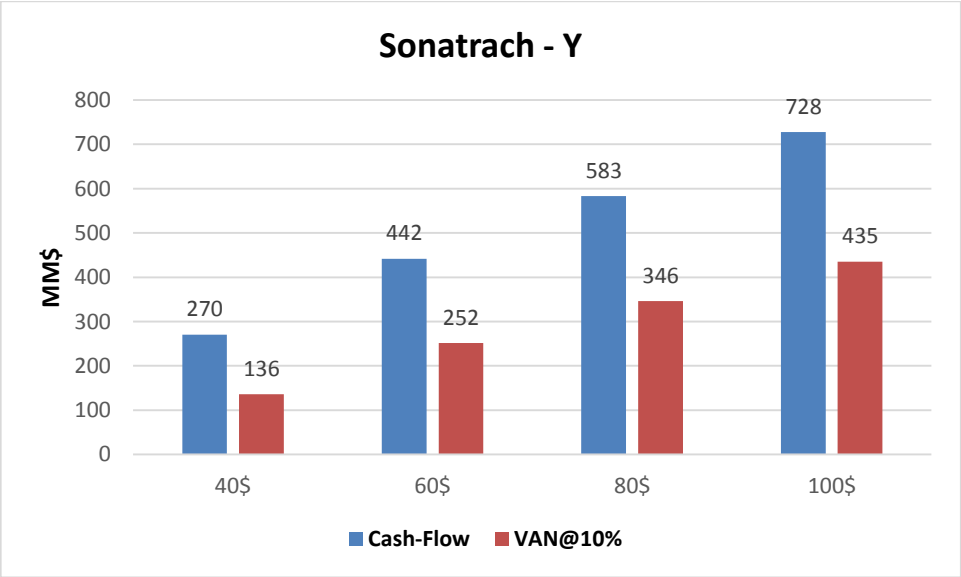


Figure 4. 23 : résultats de cash-flow et la VAN SONATRACH selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de SONATRACH vont augmenter, ils vont passer de 270 MM$ à 728 MM$.

Tableau 4. 41 : Résultats de Co contractant (Y)

	Co-contractant (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	27	69	111	153
VAN@10%	-12	13	38	63

Source : réalisé par nous-même

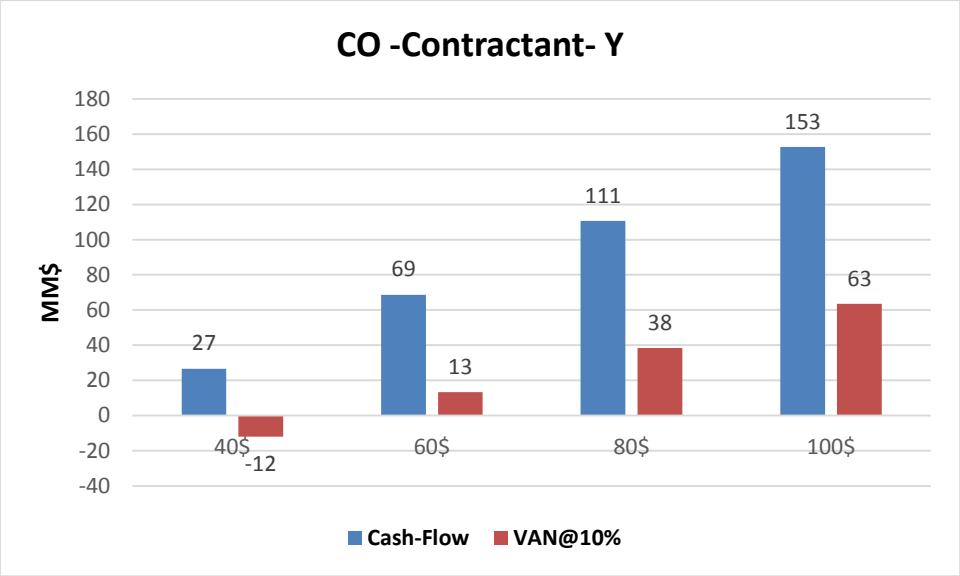


Figure 4.24 : l'évolution de CF et la VAN CO CONTRACTAN (Y) selon le contrat PSC

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de CO CONTRACTANT vont augmenter, ils vont passer de 27 MM$ à 153 MM$.

Tableau 4. 42 : Résultats de l'état (Y)

	Revenus fiscaux @10%			
	40$	60$	80$	100$
Revenus fiscaux @0%	380	732	1115	1494
Revenus fiscaux @10%	219	417	636	860

Source : réalisé par nous-même

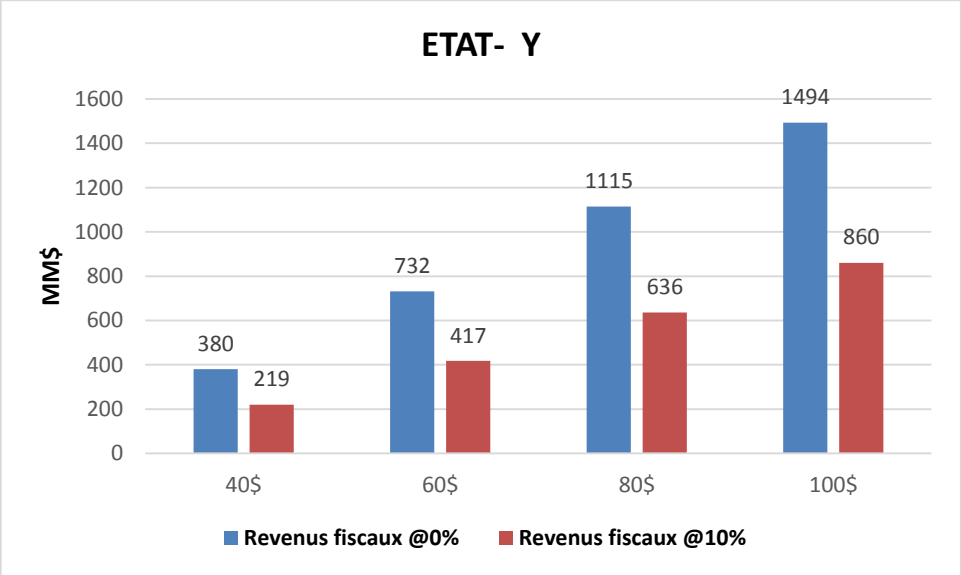


Figure 4. 25 : revenus fiscaux de l'état (Y) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les revenus fiscaux de l'Etat vont augmenter, ils vont passer de 380 MM$ à 1494 MM$, et de 219 MM$ à 860 MM$ pour un taux d'actualisation 10 %.

4.2.6.2 Résultats de surface d'exploitation (X)

4.2.6.2.1 Selon le contrat participation (Loi des hydrocarbures 19-13)

Tableau 4. 43 : Résultats de projet TASS

	CF			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	29	88	146	204
Projet Après Fiscalité (MM$)	3	35	61	84
	VAN 10%			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	6	48	89	131
Projet Après Fiscalité (MM$)	-12	11	31	49

Source : réalisé par nous-même

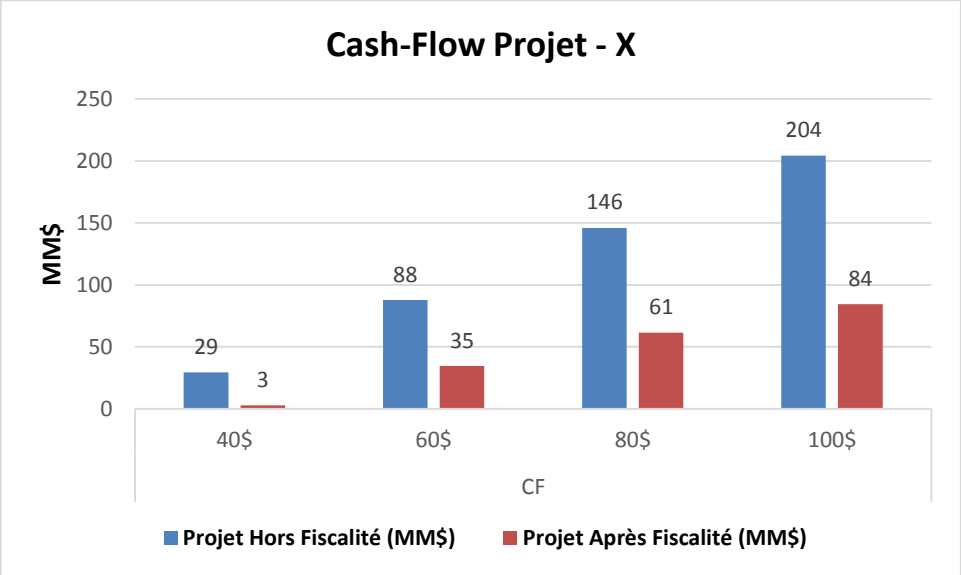


Figure 4. 26 : cash-flow projet (X) selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

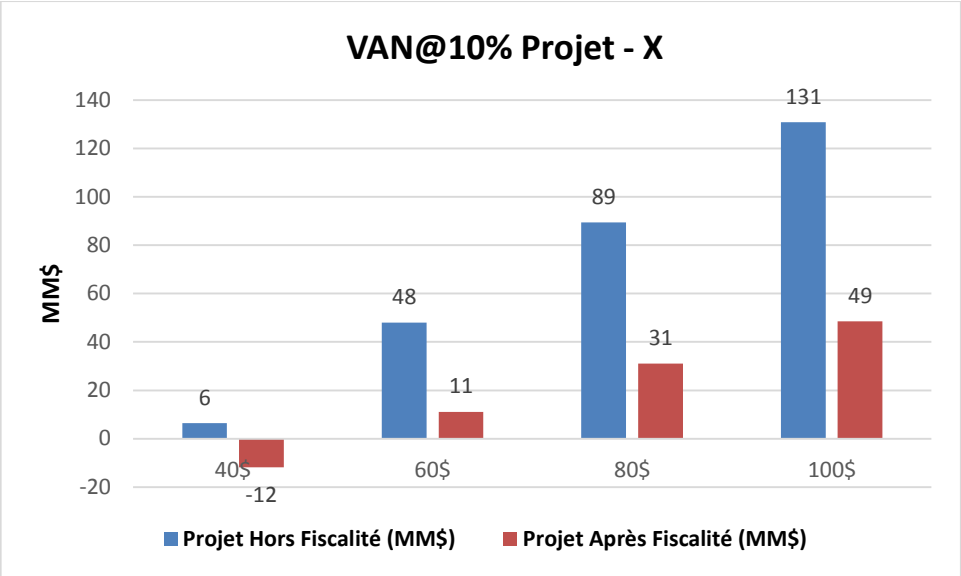


Figure 4. 27 : VAN projet (X) selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier du projet vont augmenter, ils vont passer de 29 MM$ à 204 MM$ hors fiscalité, et de 03 MM$ à 84 MM$ après fiscalité.

Tableau 4. 44 : Résultats de Sonatrach (X)

	Sonatrach (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	2	18	31	43
VAN@10%	-6	6	16	25

Source : réalisé par nous-même

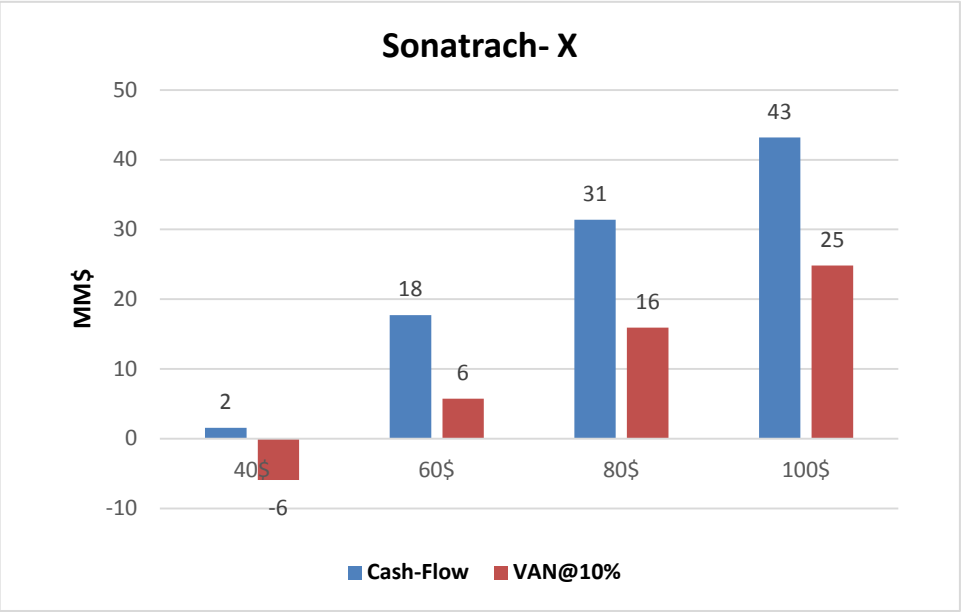


Figure 4. 28 : l'évolution de CF et la VAN SONATRACH (X) selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de SONATRACH vont augmenter, ils vont passer de 02 MM$ à 43 MM$.

Tableau 4.45 : Résultats de Co contractant (X)

	Co-contractant (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	1	17	30	41
VAN@10%	-6	5	15	24

Source : réalisé par nous-même

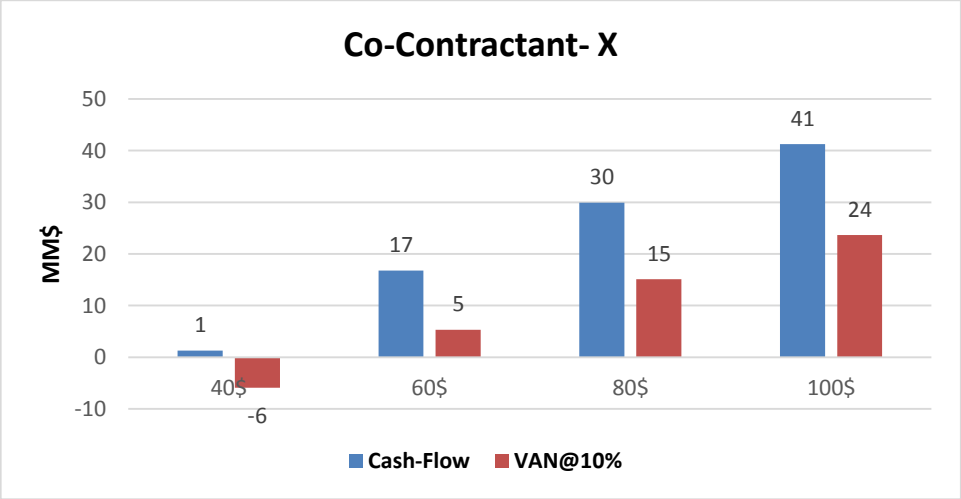


Figure 4. 29 : l'évolution de CF et la VAN CONTRACTANT selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de CO CONTRACTANT vont augmenter, ils vont passer de 01 MM$ à 41 MM$.

Tableau 4. 46 : Résultats de l'état (X)

	Revenus fiscaux @10%			
	40$	60$	80$	100$
Revenus fiscaux @0%	27	53	85	120
Revenus fiscaux @10%	18	37	58	82

Source : réalisé par nous-même

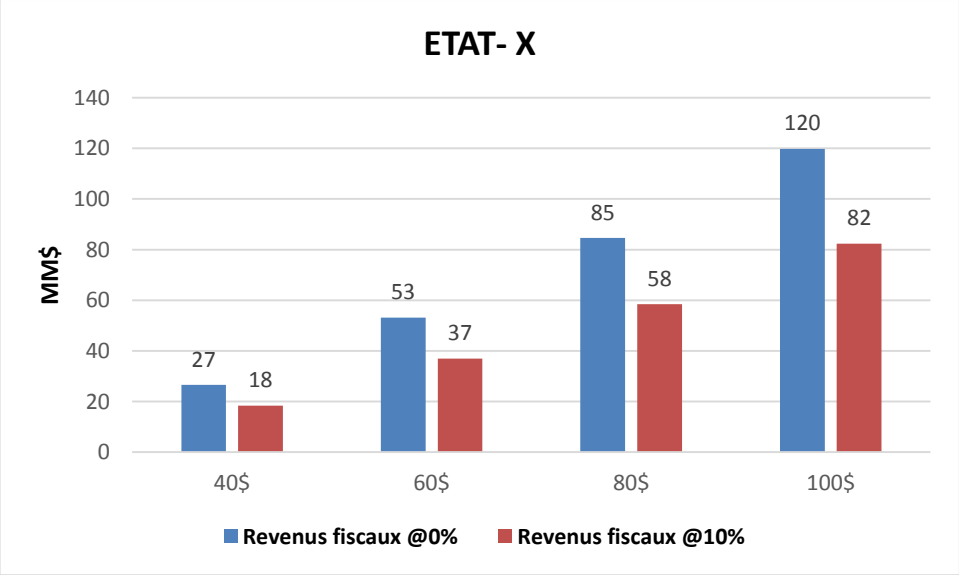


Figure 4. 30 : revenus fiscaux de l'État (X) selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les revenus fiscaux de l'Etat vont augmenter, ils vont passer de 27 MM$ à 120 MM$, et de 18 MM$ à 82 MM$ pour un taux d'actualisation 10 %.

4.2.6.2.2 Selon le contrat PSC (Loi des hydrocarbures 19-13)

Tableau 4.47 : Résultats de projet X

	CF			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	29	88	146	204
Projet Après Fiscalité (MM$)	2	35	64	90
	VAN @10%			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	6	48	89	131
Projet Après Fiscalité (MM$)	-12	12	33	52

Source : réalisé par nous-même

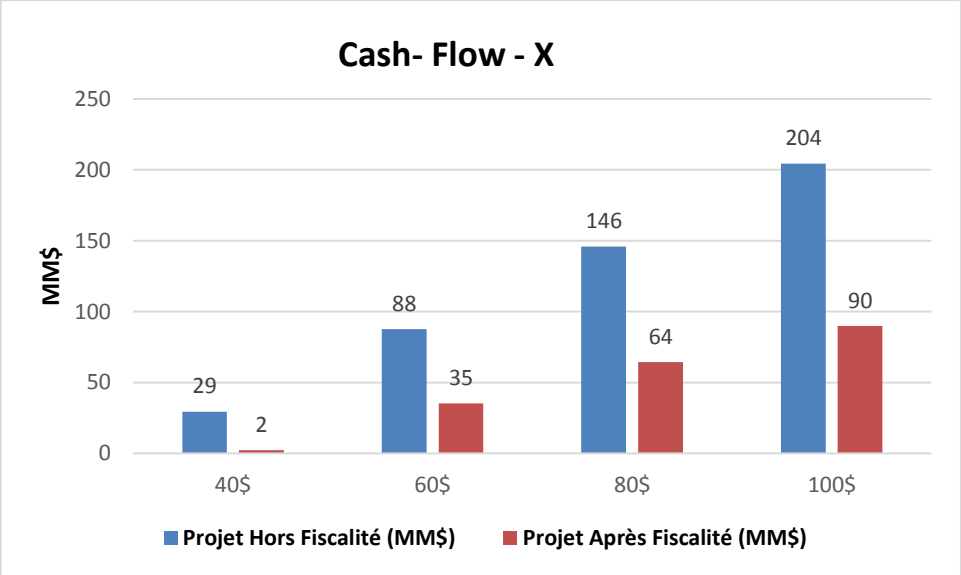


Figure 4. 31 : cash-flow projet (TASS) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous-même

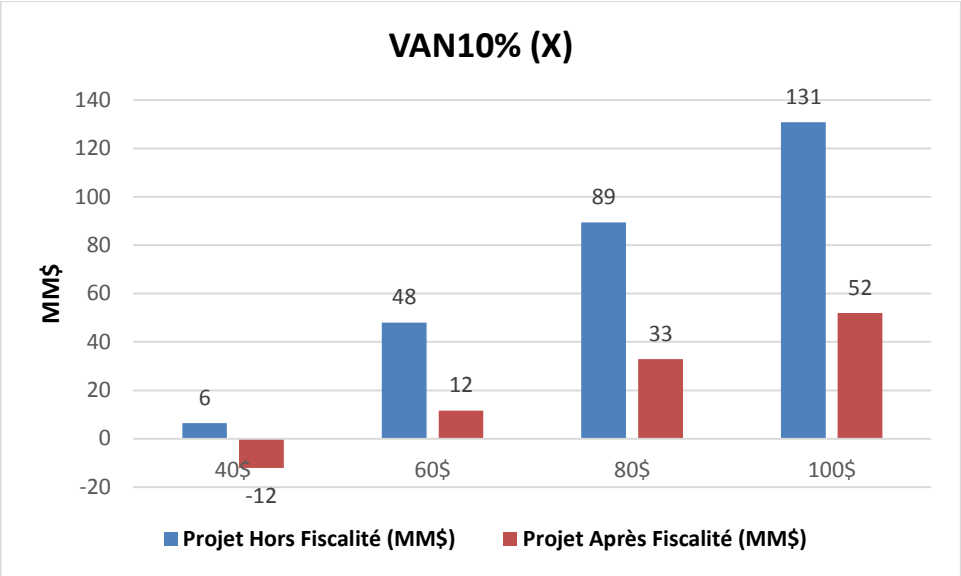


Figure 4. 32 : VAN projet (X) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier du projet vont augmenter, ils vont passer de 29 MM$ à 204 MM$ hors fiscalité, et de 02 MM$ à 90 MM$ après fiscalité.

Tableau 4.48 : Résultats de Sonatrach (X)

	Sonatrach (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	11	32	54	72
VAN@10%	4	16	32	46

Source : réalisé par nous-même

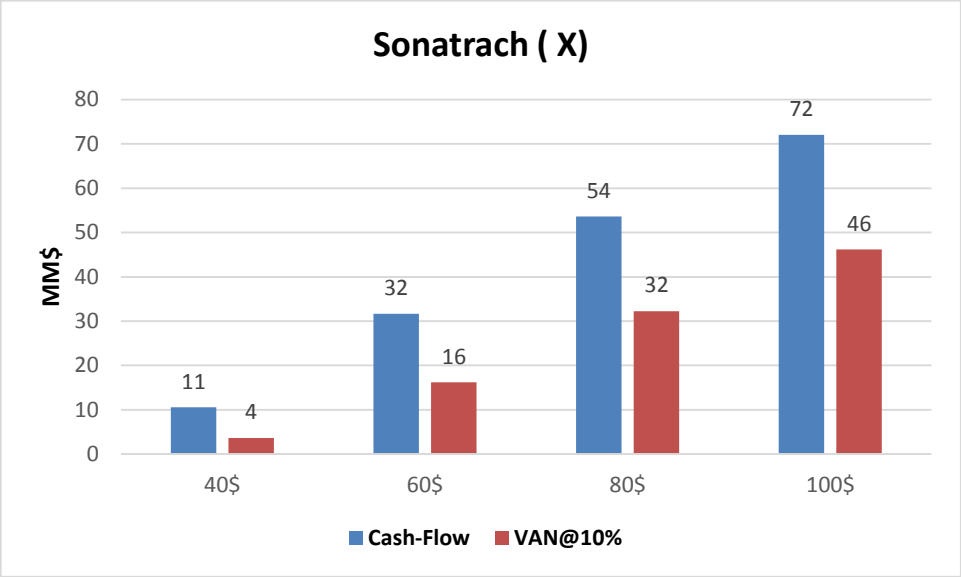


Figure 4. 33 : l'évolution de cash-flow et la VAN SONATRACH (X) selon le contrat PSC

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de SONATRACH vont augmenter, ils vont passer de 11 MM$ à 72 MM$.

Tableau 4.49 : Résultats de Co contractant (X)

	Co-contractant (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	-5	3	7	12
VAN@10%	-14	0	-2	1

Source : réalisé par nous-même

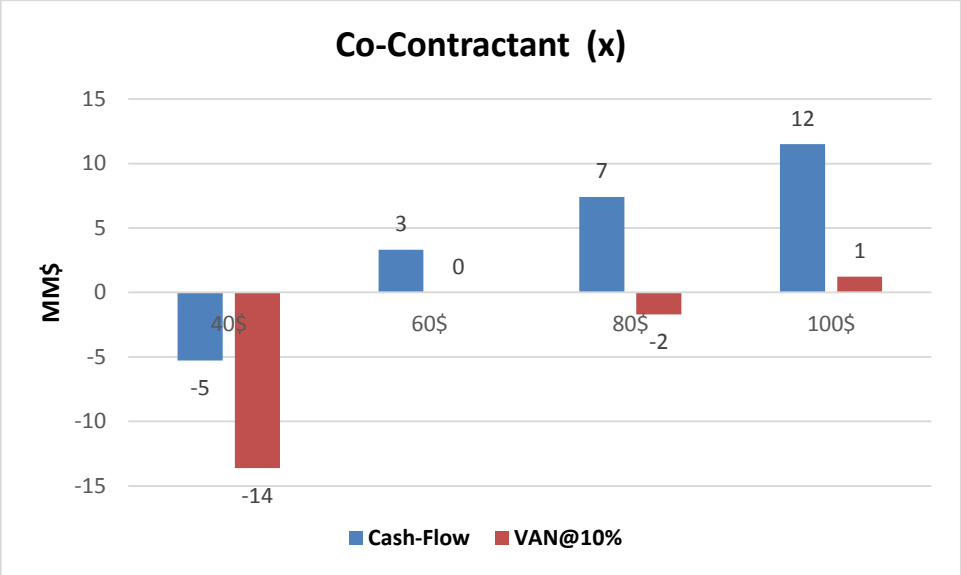


Figure 4. 34 : l'évolution de CF et la VAN CONTRACTANT (X) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de CO CONTRACTANT vont augmenter, ils vont passer de -5 MM$ à 12 MM$.

Tableau 4. 50 : Résultats de l'état (X)

	Revenus fiscaux @10%			
	40$	60$	80$	100$
Revenus fiscaux @0%	27	53	82	114
Revenus fiscaux @10%	19	36	57	79

Source : réalisé par nous-même

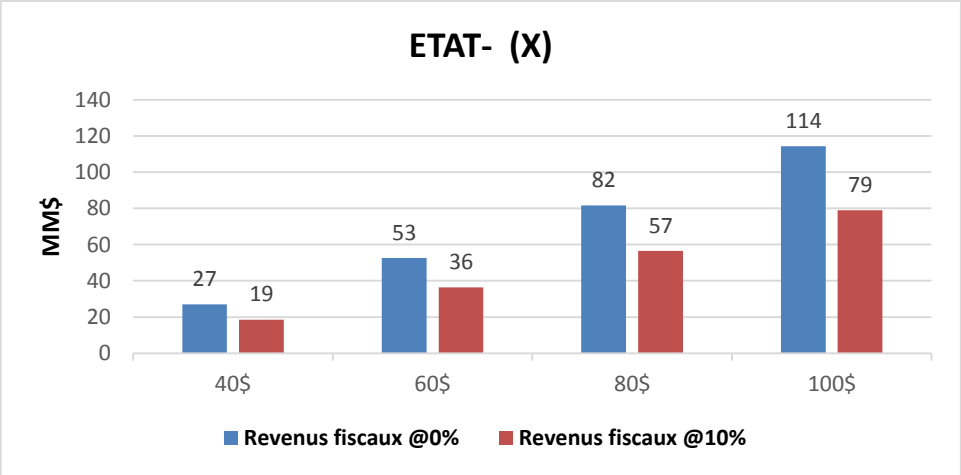


Figure 4. 35 : revenus fiscaux de l'état (TASS) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les revenus fiscaux de l'Etat vont augmenter, ils vont passer de 27 MM$ à 114 MM$, et de 19 MM$ à 79 MM$ pour un taux d'actualisation 10 %.

4.2.6.3 Résultat de TRI

Pour prix de Brut = 60$/ bbl, le TRI est comme suit ;

Tableau 4.51 : TRI selon participation

	Participation	
	Y	X
TRI Projet	87%	18%
TRI Sonatrach	88%	18%
TRI Contractant	86%	18%

Source : réalisé par nous-même

Tableau 52 : TRI selon psc

	PSC	
	Y	X
TRI Projet	96%	19%
TRI Sonatrach	>100%	42%
TRI Contractant	14%	3%

Source : réalisé par nous-même

4.2.6.4 Résultats consolidés (X+Y)

4.2.6.4.1 Selon le contrat PSC (Loi des hydrocarbures 19-13)

Tableau 4. 53 : Résultats de projet (X+Y)

	CF			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	737	1393	2049	2705
Projet Après Fiscalité (MM$)	331	609	853	1097

	VAN @10%			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	367	766	1165	1564
Projet Après Fiscalité (MM$)	129	313	472	625

Source : réalisé par nousi-même

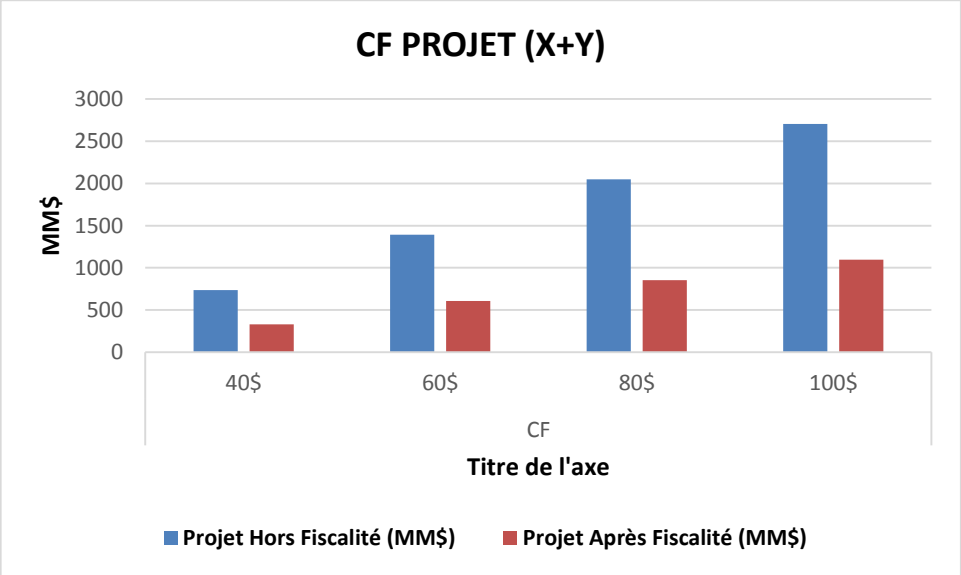


Figure 4. 36 : cash-flow projet (X+Y) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous-même

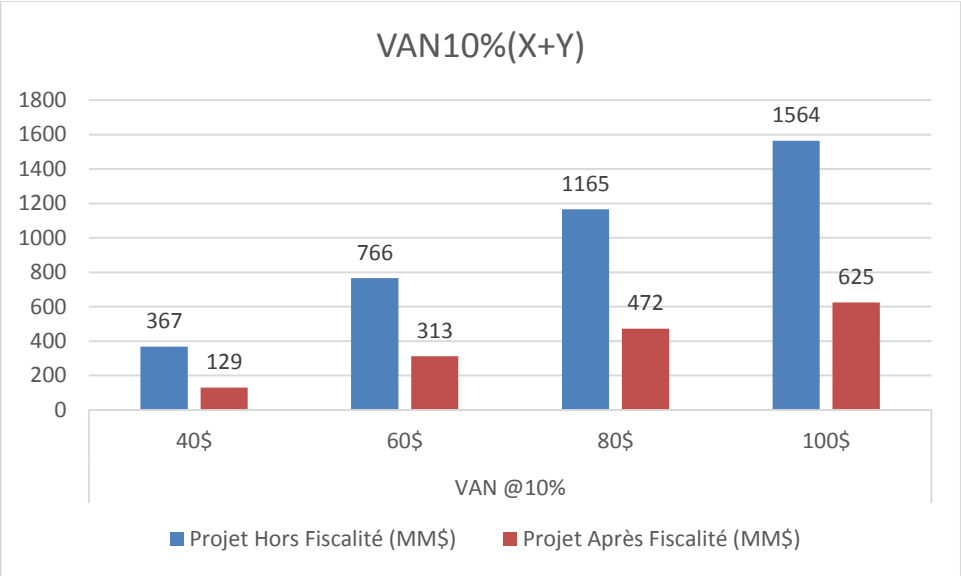


Figure 4. 37 : VAN projet (X+Y) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier du projet (X+Y) vont augmenter, ils vont passer de 737 ,48 MM$ à 2705 MM$ hors fiscalité, et de 314,52 MM$ à 974,44 MM$ après fiscalité.

Tableau 4. 54 : Résultats de Sonatrach (X+ Y)

	Sonatrach (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	281	474	637	800
VAN@10%	140	268	378	481

Source : réalisé par nous-même

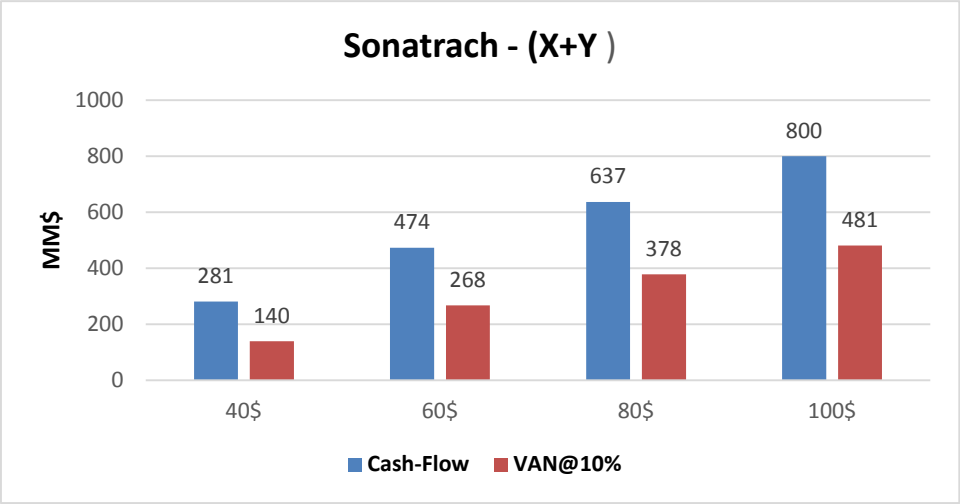


Figure 4. 38: l'évolution de CF et la VAN SONATRACH (X+Y) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par moi-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de SONATRACH vont augmenter, ils vont passer de 281 MM$ à 800 MM$.

Tableau4. 55 : Résultats de Co contractant (X+Y)

	Co-contractant (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	21	72	118	164
VAN@10%	-26	13	37	65

Source : réalisé par nous-même

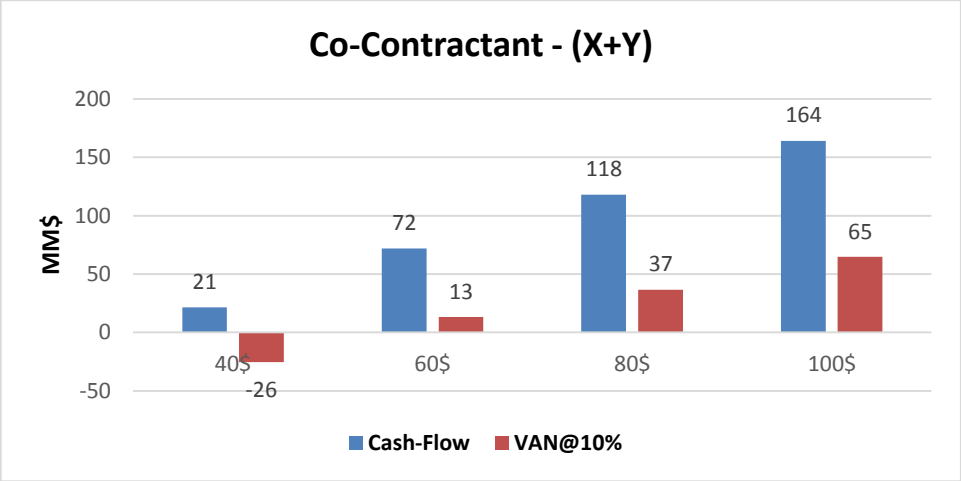


Figure 4. 39: l'évolution de CF et la VAN CONTRACTANT (X+Y) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous -même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de CO CONTRACTANT vont augmenter, ils vont passer de 21 MM$ à 164 MM$.

Tableau 4. 56 : Résultats de l'état (X+Y)

	Revenus fiscaux @10%			
	40$	60$	80$	100$
Revenus fiscaux @0%	407	784	1196	1608
Revenus fiscaux @10%	238	454	693	939

Source : réalisé par nous-même

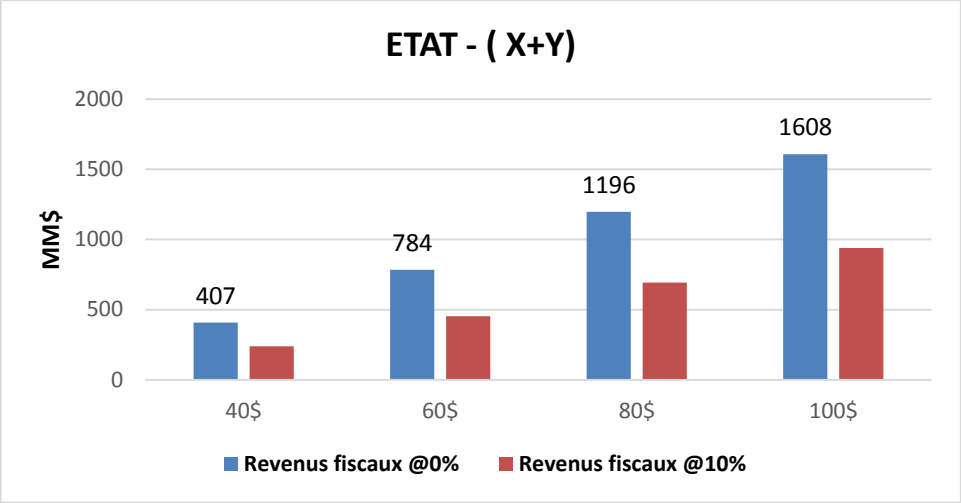


Figure 4. 40 : revenus fiscaux de l'état (X+Y) selon le contrat PSC.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les revenus fiscaux de l'Etat vont augmenter, ils vont passer de 407 MM$ à 1608 MM$, et de 238 MM$ à 939 MM$ pour un taux d'actualisation 10 %.

4.2.6.4.2 Selon le contrat participation (Loi des hydrocarbures 19-13)

Tableau 4.57 : Résultats de projet (X+Y)

	CF			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	737,48	1393,36	2049,24	2705,13
Projet Après Fiscalité (MM$)	314,52	567,43	770,99	974,44

	VAN @10%			
	40$	60$	80$	100$
Projet Hors Fiscalité (MM$)	367	766	1165	1564
Projet Après Fiscalité (MM$)	121	291	431	561

Source : réalisé par nous-même

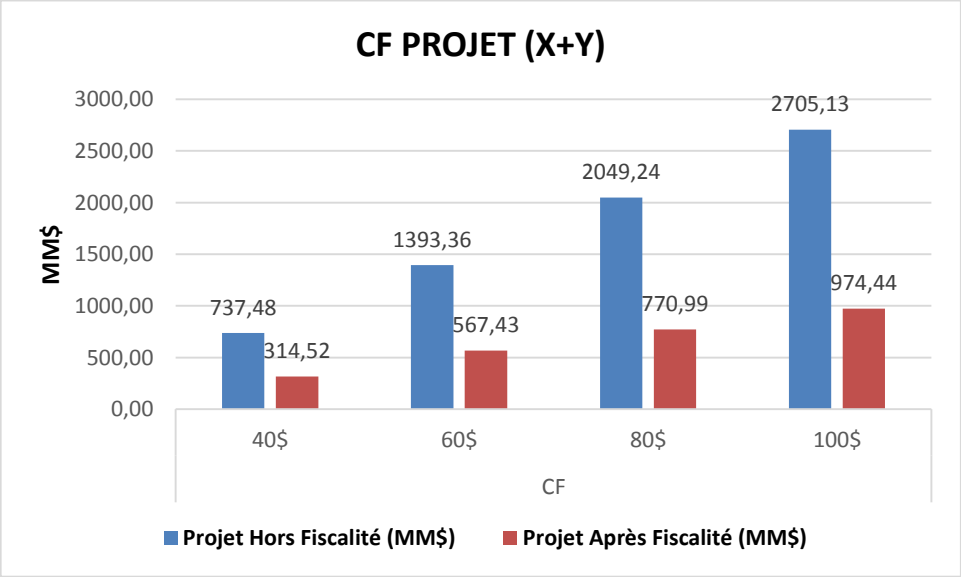


Figure 4. 41 : cash-flow projet (X+Y) selon le contrat participation

Source : réalisé par nous-même

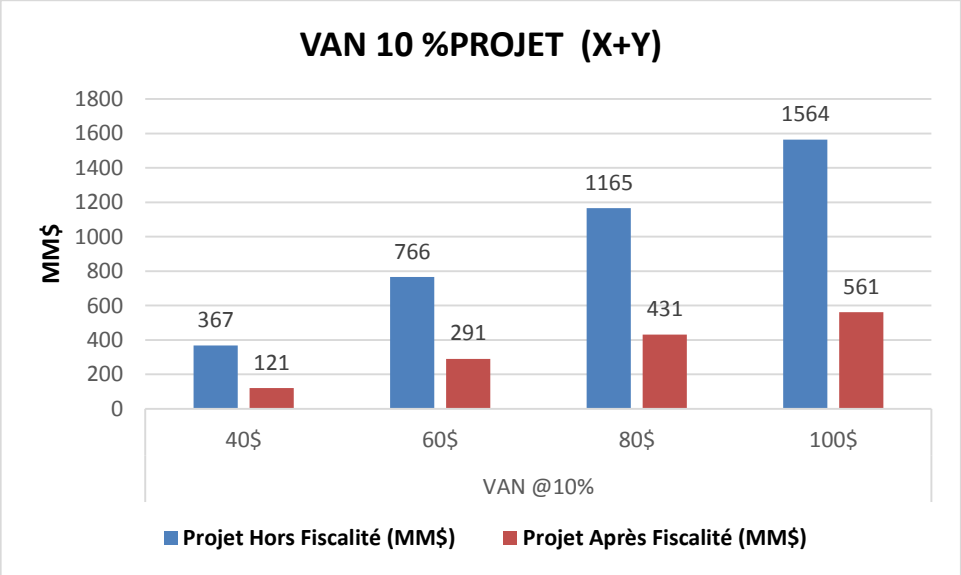


Figure 4. 42 : VAN projet (X+Y) selon le contrat participation.

Source : réalisé parnous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier du projet (X+Y) vont augmenter, ils vont passer de 367 MM$ à 1564 MM$ hors fiscalité, et de 121 MM$ à 561 MM$ après fiscalité.

Tableau 4.58 : Résultats de Sonatrach (X+Y)

	Sonatrach (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	161	290	394	498
VAN@10%	62	149	221	287

Source : réalisé par nous-même

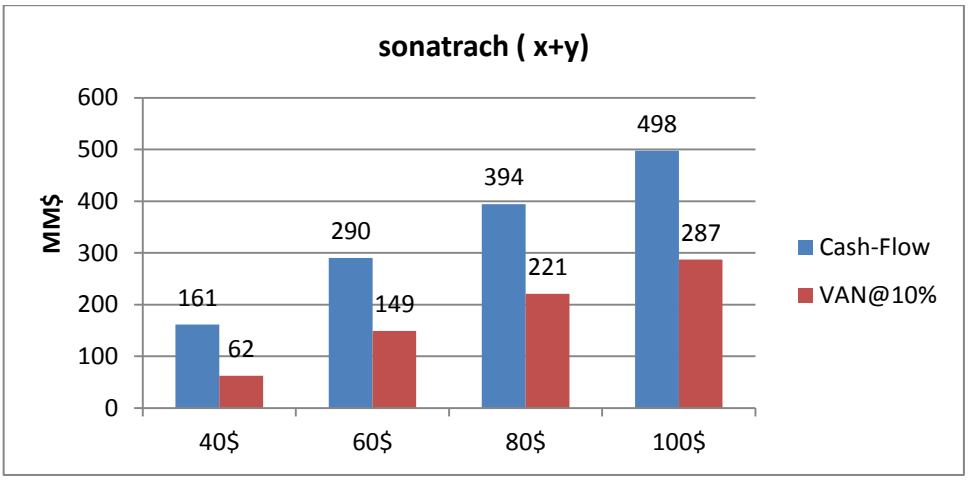


Figure 4. 43 : l'évolution de CF et la VAN SONATRACH selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de SONATRACH vont augmenter, ils vont passer de 161 MM$ à 498 MM$.

Tableau 4.59 : Résultats de Co contractant (X+Y)

	Co-contractant (MM$)			
	40$	60$	80$	100$
Cash-Flow	153	277	377	477
VAN@10%	59	142	211	274

Source : réalisé par nous-même

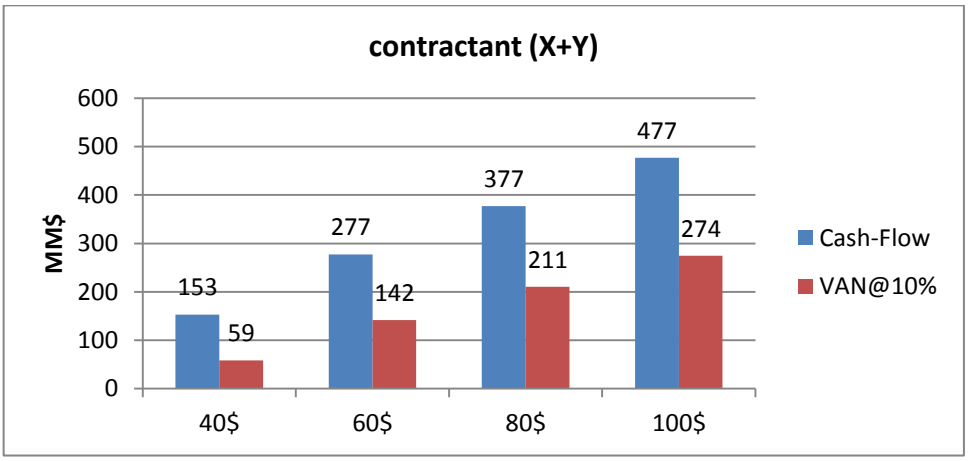


Figure 4. 44: l'évolution de cash-flow et la VAN CONTRACTANT (X+Y) selon le contrat participation.

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les flux de trésorier de CO CONTRACTANT vont augmenter, ils vont passer de 153 MM$ à 477 MM$.

Tableau 4. 60 : Résultats de l'état (X+Y)

	Revenus fiscaux			
	40$	60$	80$	100$
Revenus fiscaux0%	423	826	1278	1731
Revenus fiscaux10%	246	475	734	1003

Source : réalisé par nous-même

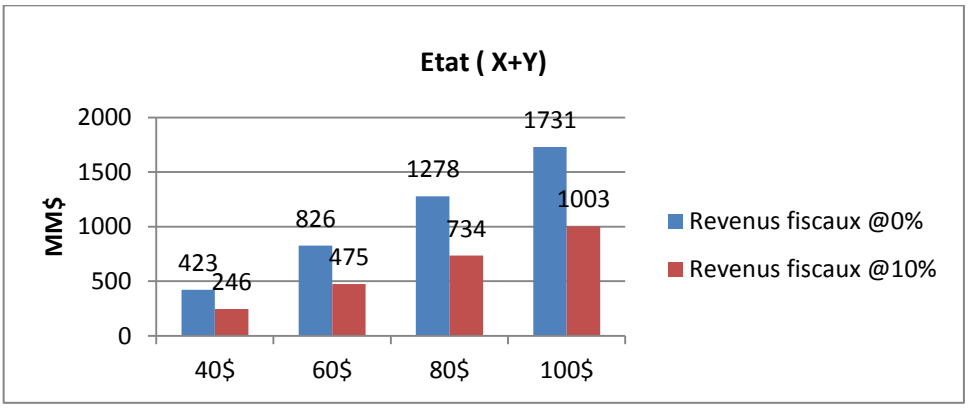


Figure 4. 45 : revenus fiscaux de l'état (X+Y) selon le contrat participation

Source : réalisé par nous-même

D'après la figure ci-dessus, on voit que du prix 40$ à 100$ les revenus fiscaux de l'Etat vont augmenter, ils vont passer de 423 MM$ à 1731 MM$, et de 246 MM$ à 1003 MM$ pour un taux d'actualisation 10 %.

4.2.7 Sensibilité

4.2.7.1 (X) selon le contrat participation

Tableau 4.61 : cash-flow projet après fiscalité 0%

	-50%	50%
CAPEX	607,68	508,8056
OPEX	619,163	529,9612
PRODUCTION	184,591	897,2489

Source : réalisé par nous-même

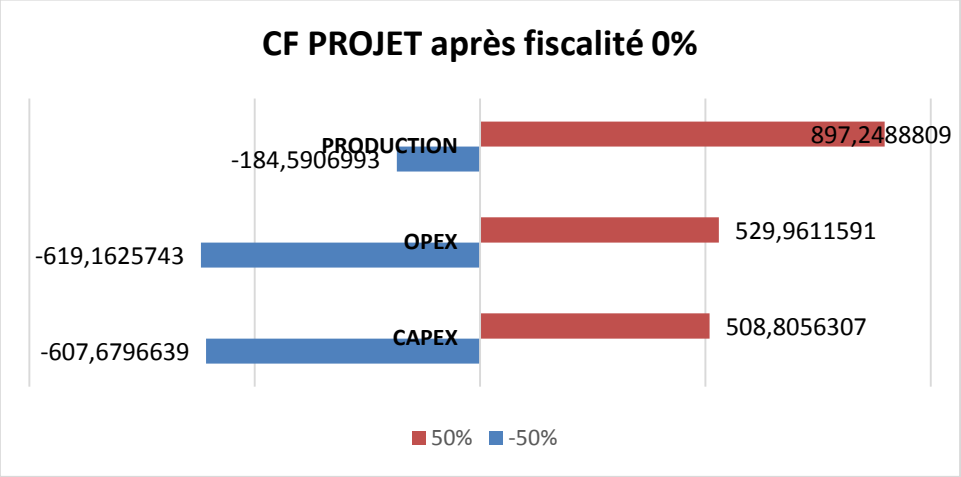


Figure 4. 46 : Sensibilité cash-flow projet après fiscalité 0%.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 62 : VAN projet après fiscalité

	-50%	50%
CAPEX	352,779	222,9326
OPEX	327,53	273,9674
PRODUCTION	50,9473	506,188

Source : réalisée par nous-même

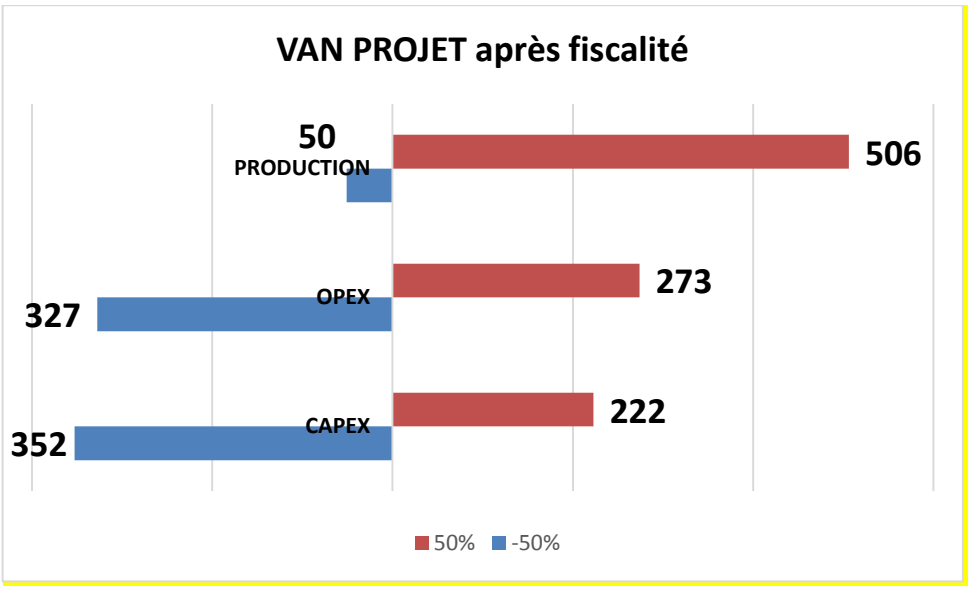


Figure 4.47 : Sensibilité VAN projet après fiscalité.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 63 : VAN 10 % SONATRACH

	-50%	50%
CAPEX	277,299	199,1667
OPEX	270,096	232,2587
PRODUCTION	67,9648	390,5501

Source : réalisé par nous-même

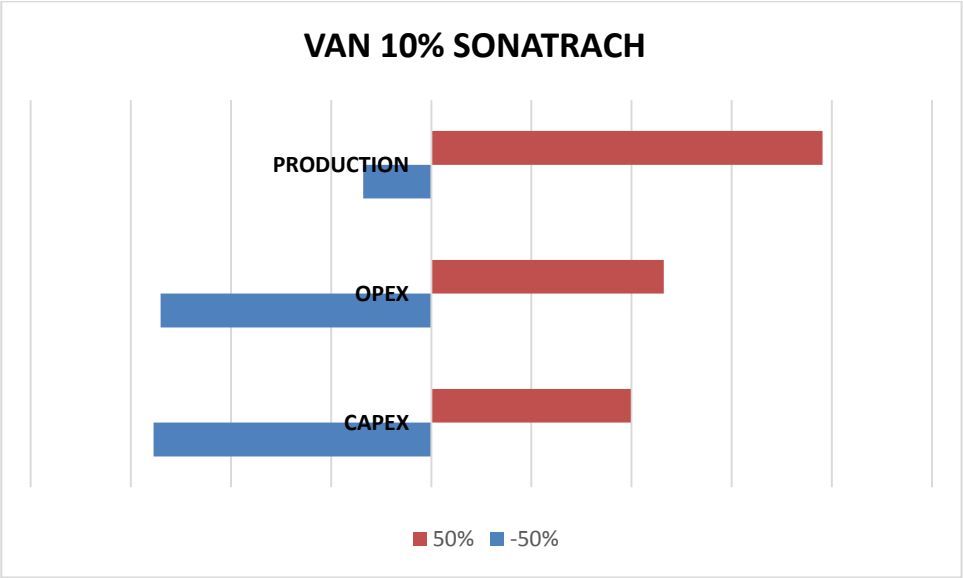


Figure 4. 48 : Sensibilité VAN 10 % SONATRACH.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 64 : VAN 10 % CO contractant

	-50%	50%
CAPEX	33,748	-7,25867
OPEX	17,866	8,520265
PRODUCTION	-25,019	50,88295

Source : réalisé par nous-même

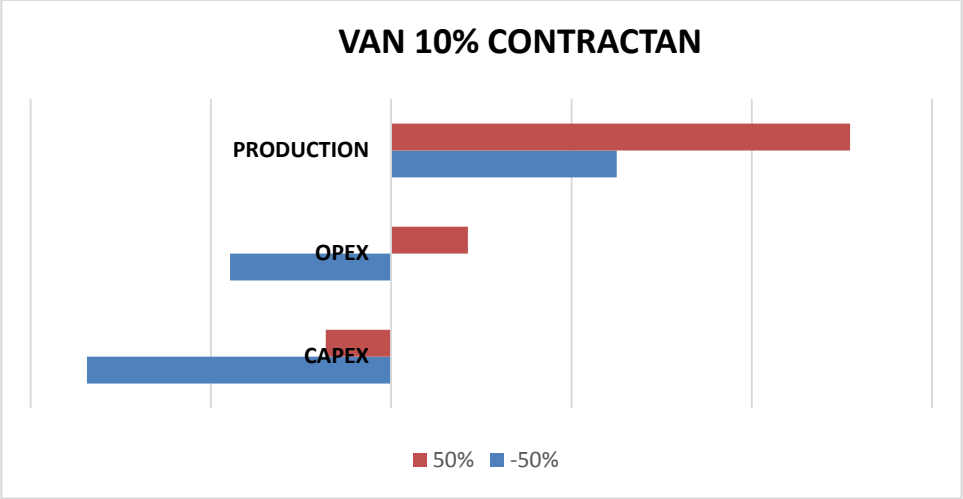


Figure 4. 49 : Sensibilité VAN 10 % CO contractant.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 65 : revenus fiscaux 0%

	-50%	50%
CAPEX	823,097	671,8778
OPEX	785,312	676,9105
PRODUCTION	224,71	1304,797

Source : réalisé par nous-même

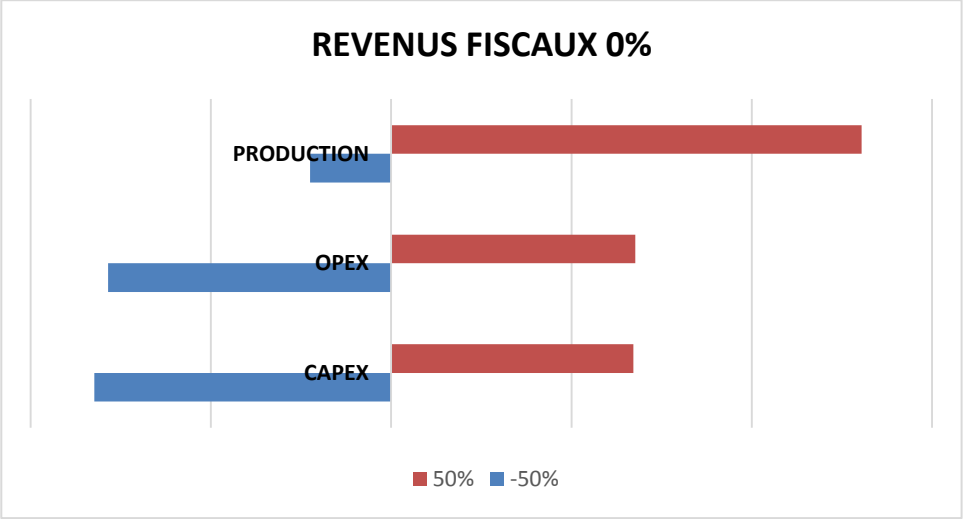


Figure 4. 50 : Sensibilité revenus fiscaux 0%.

Source : réalisé par nous-même

4.2.7.2 (X) selon le contrat PSC

Tableau 4. 66: cash-flow après fiscalité 0%

	-50%	50%
CAPEX	56,1614	9,538091
OPEX	38,8524	31,36058
PRODUCTION	15,25381	77,55235

Source : réalisé par nous-même

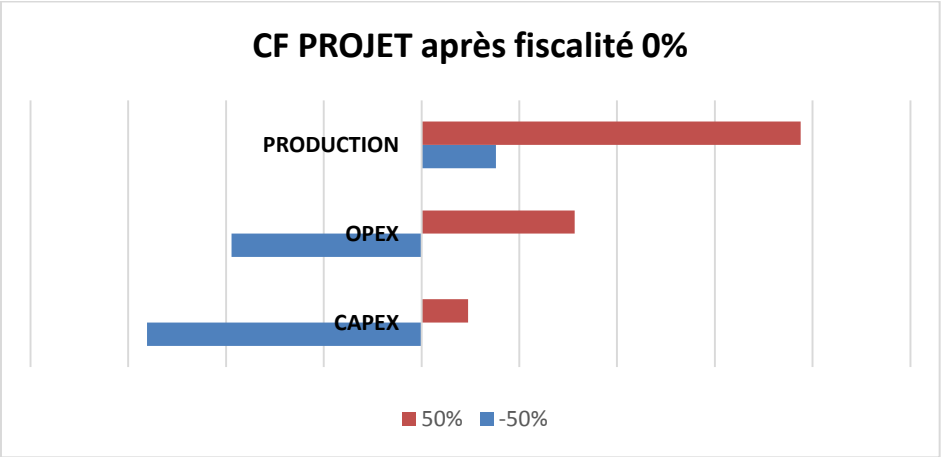


Figure 4. 51 : Sensibilité cash-flow après fiscalité 0%.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 67 : VAN projet après fiscalité

	-50%	50%
CAPEX	34,0039	-14,022
OPEX	14,3201	8,779442
PRODUCTION	-24,83711	42,63638

Source : réalisé par nous-même

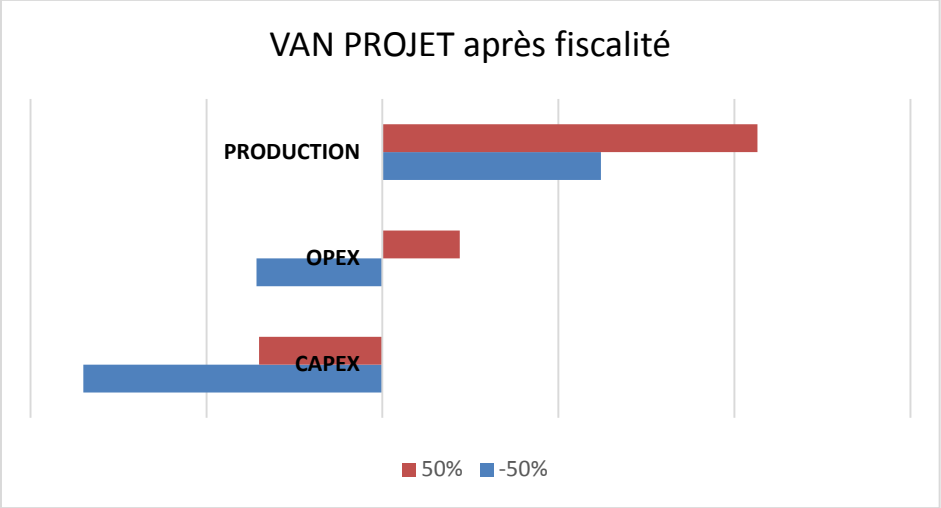


Figure 4. 52: Sensibilité VAN projet après fiscalité.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 68 : VAN 10% Sonatrach

	-50%	50%
CAPEX	31,8551	1,072279
OPEX	18,2863	14,13
PRODUCTION	0,97974	39,45038

Source : réalisé par nous-même

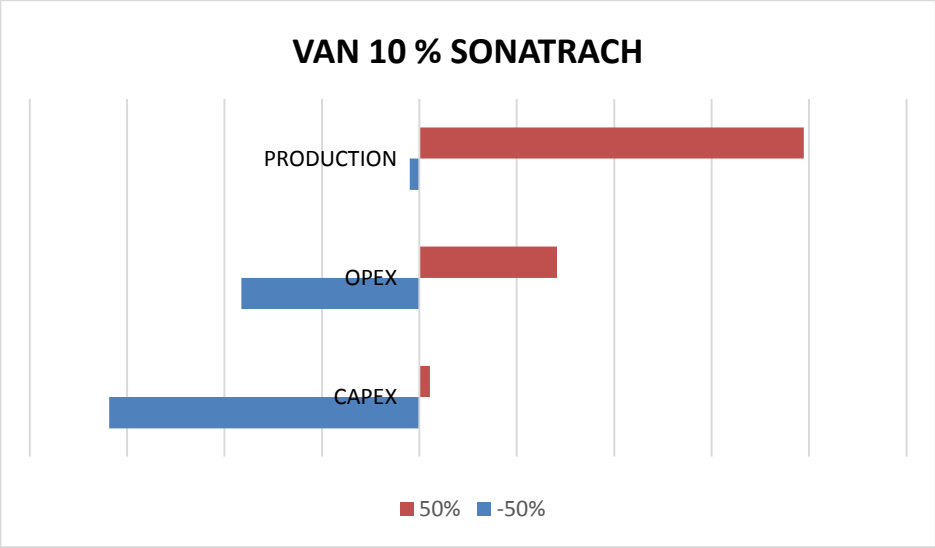


Figure 4. 53: Sensibilité VAN 10% Sonatrach.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 69 : VAN 10% CONTRACTANT

	-50%	50%
CAPEX	0,67329	-13,8712
OPEX	-4,328044	-5,22293
PRODUCTION	-23,145	-0,22194

Source : réalisé par nous-même

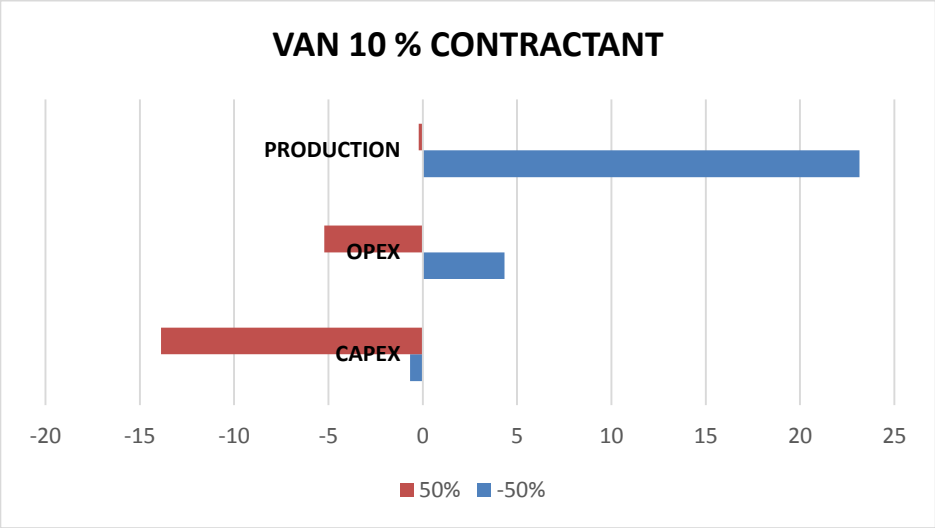


Figure 4. 54: Sensibilité VAN 10% CONTRACTANT.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 70 : revenus fiscaux 0%

	-50%	50%
CAPEX	61,1409	48,53514
OPEX	54,6527	50,50988
PRODUCTION	15,4906	97,58641

Source : réalisé par nous-même

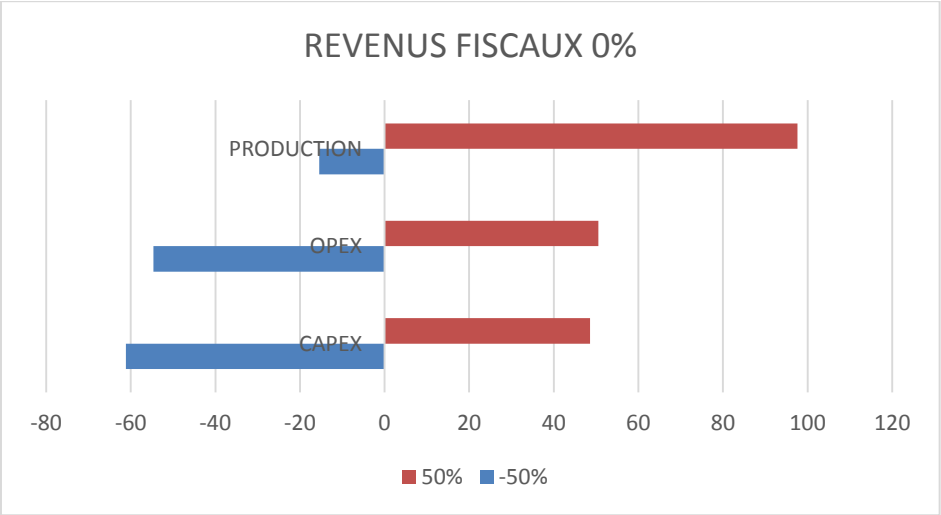


Figure 4. 55: Sensibilité revenus fiscaux 0%.

Source : réalisé par nous-même

4.2.7.3 (Y) selon le contrat participation

Tableau 4. 71 : cash-flow projet après fiscalité

	-50%	50%
CAPEX	543,08	477,92
OPEX	563,76	496,98
PRODUCTION	176,76	800,17

Source : réalisé par nous-même

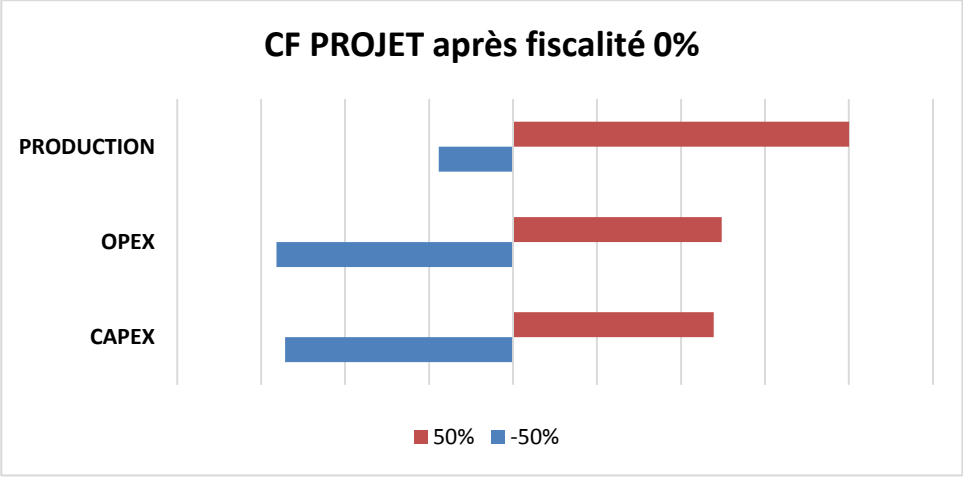


Figure 4. 56: Sensibilité cash-flow projet après fiscalité.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 72 : VAN projet après fiscalité

	-50%	50%
CAPEX	319,4	207,2
OPEX	300,4	256,4
PRODUCTION	47,3	457,3

Source : réalisé par nous-même

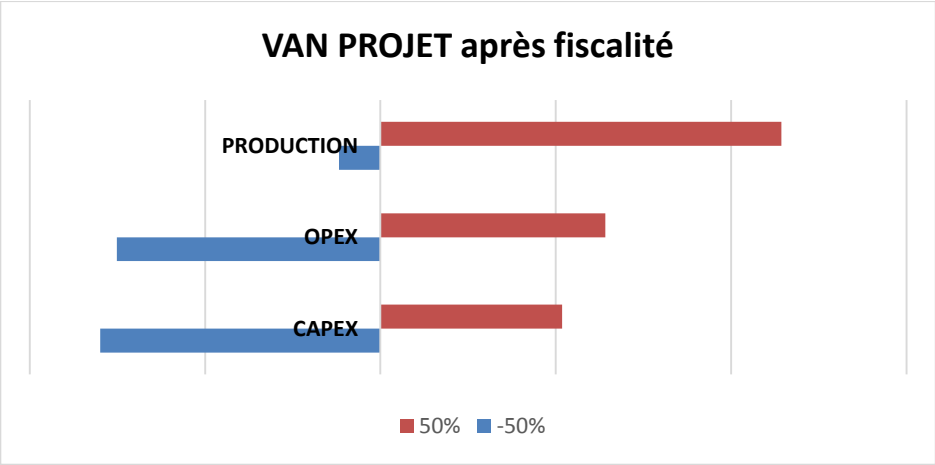


Figure 4. 57: Sensibilité VAN projet après fiscalité.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 73 : VAN10% SONATRACH

	-50%	50%
CAPEX	163,29	106,31
OPEX	153,64	131,35
PRODUCTION	24,65	233,73

Source : réalisé par nous-même

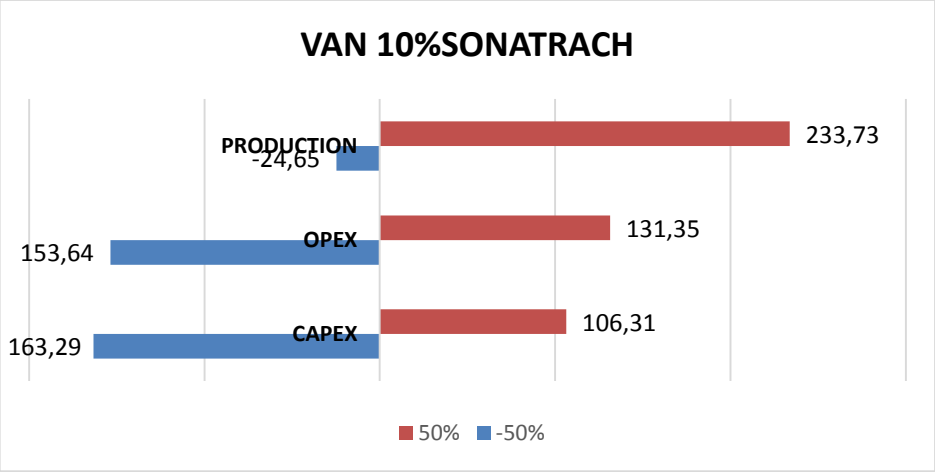


Figure 4. 58: Sensibilité VAN10% SONATRACH.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.74 : VAN 10% CONTRACTANT

	-50%	50%
CAPEX	156,12	100,94
OPEX	146,76	125,01
PRODUCTION	22,66	223,55

Source : réalisé par nous-même

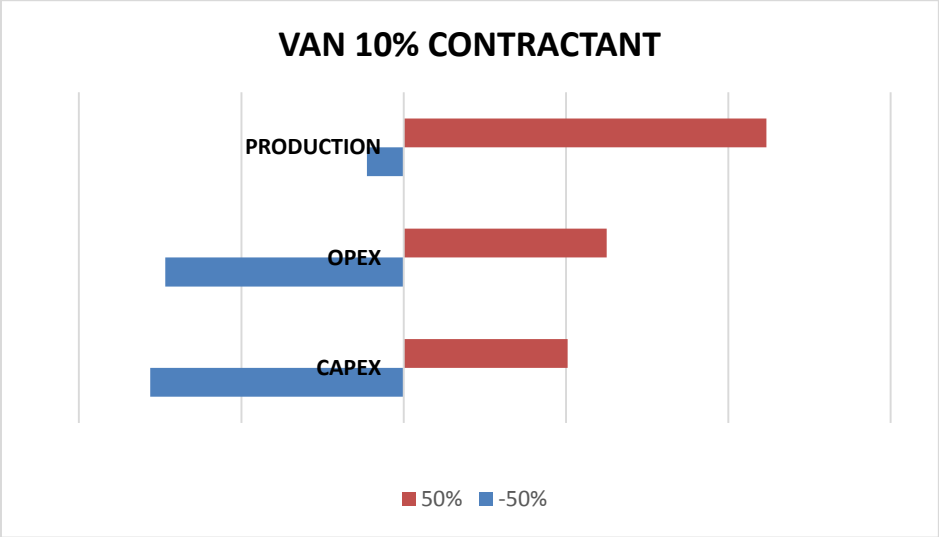


Figure 4. 59: Sensibilité VAN 10% CONTRACTANT.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.75 : revenus fiscaux 0%

	-50%	50%
CAPEX	887,69	702,76
OPEX	840,71	709,89
PRODUCTION	232,55	1401,88

Source : réalisé par nous-même

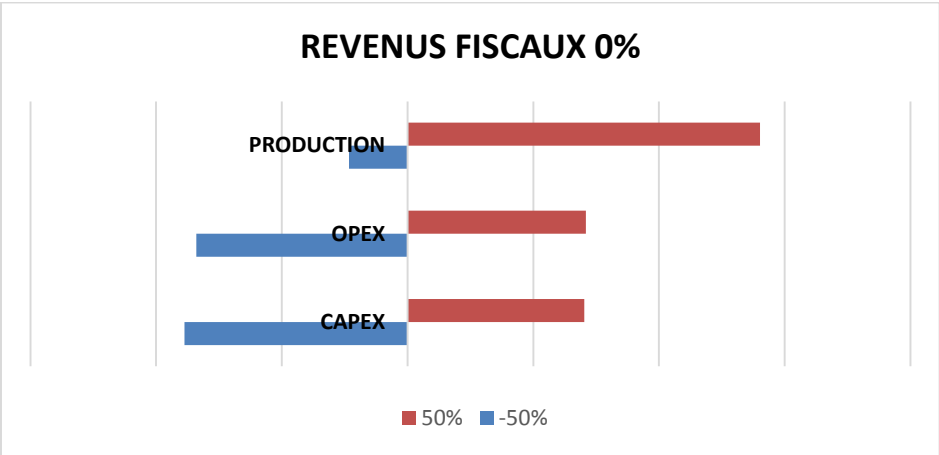


Figure 4. 60: Sensibilité revenus fiscaux 0%.

Source : réalisé par nous-même

4.2.8 (Y) selon le contrat PSC

Tableau 4. 76 : cash-flow projet après fiscalité 0%

	-50%	50%
CAPEX	607,68	508,8056
OPEX	619,163	529,9612
PRODUCTION	184,591	897,2489

Source : réalisé par nous-même

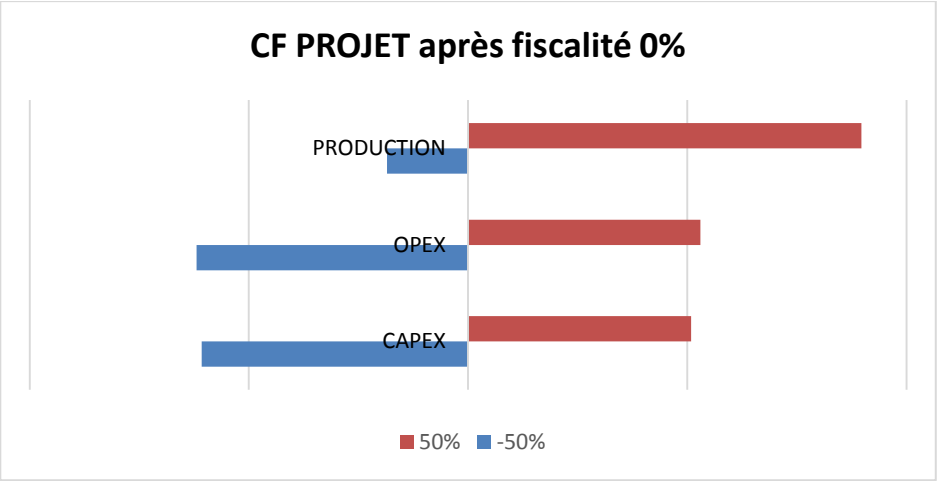


Figure 4. 61: Sensibilité cash-flow projet après fiscalité 0%.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4.77 : VAN projet après fiscalité

	-50%	50%
CAPEX	352,779	222,9326
OPEX	327,53	273,9674
PRODUCTION	50,9473	506,188

Source : réalisé par nous-même

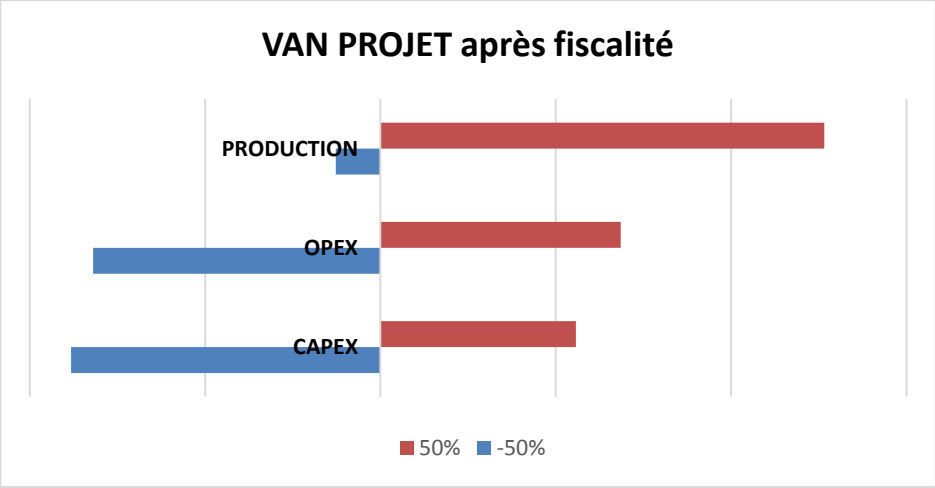


Figure 4. 62: Sensibilité VAN projet après fiscalité.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 78 : VAN 10 % SONATRACH

	-50%	50%
CAPEX	277,299	199,1667
OPEX	270,096	232,2587
PRODUCTION	67,9648	390,5501

Source : réalisé par nous-même

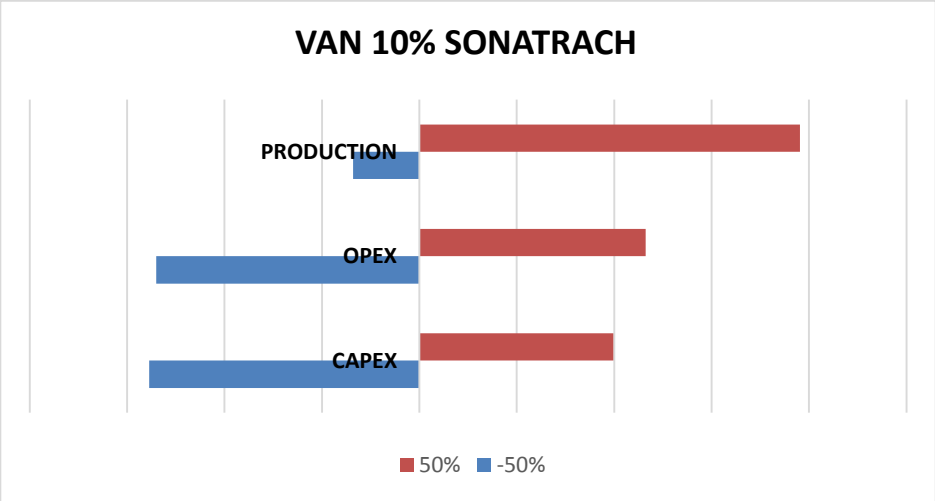


Figure 4. 63: Sensibilité VAN 10 % SONATRACH.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 79 : VAN 10% CONTRACTANT

	-50%	50%
CAPEX	33,748	-7,25867
OPEX	17,866	8,520265
PRODUCTION	-25,01944	50,88295

Source : réalisé par nous-même

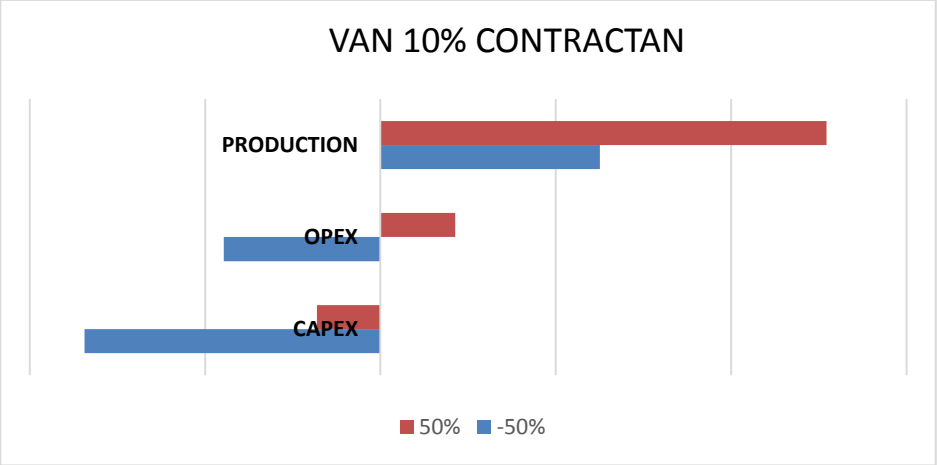


Figure 4.64: Sensibilité VAN 10% CONTRACTANT.

Source : réalisé par nous-même

Tableau 4. 80 : revenus fiscaux 0%

	-50%	50%
CAPEX	823,097	671,8778
OPEX	785,312	676,9105
PRODUCTION	224,71	1304,797

Source : réalisé par nous-même

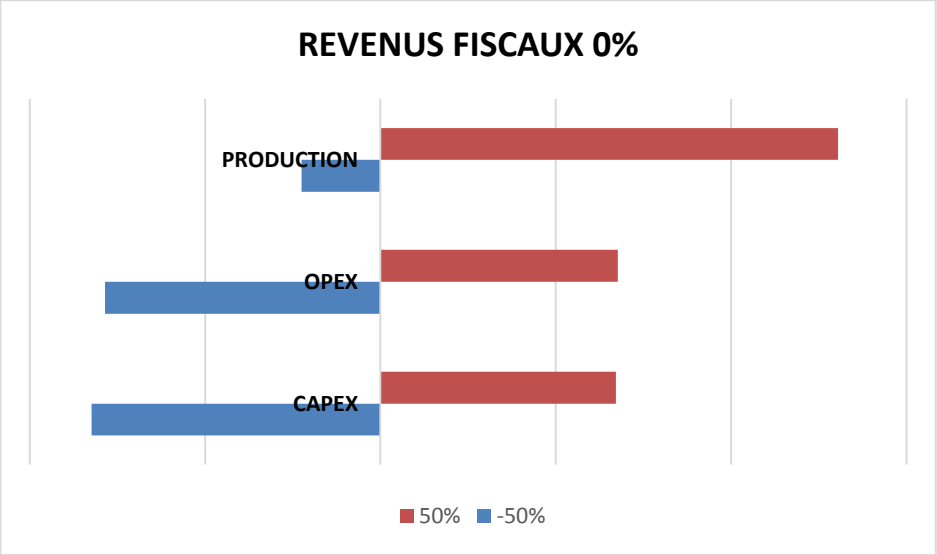


Figure 4. 65: Sensibilité revenus fiscaux 0%.

Source : réalisé par nous-même

Conclusion

D'après l'analyse des résultats d'évaluation technico-économique du projet P (X+Y), les conclusions suivantes peuvent être retenues :

- VAN PROJET :

Selon PSC : 313MM$

Selon participation : 291MM$

Le meilleur contrat pour le projet : PSC

- VAN SONATRACH :

Selon PSC : 474MM$

Selon participation : 290MM$

Le meilleur contrat pour SONATRACH : PSC

- VAN partenaire :

Selon PSC : 72MM$

Selon participation : 277MM$

Meilleur contrat pour le partenaire : participation

- revenus fiscaux :

Selon PSC : 784MM$

Selon participation : 826MM$

En ce que concerne l'analyse de sensibilité, on remarque que la VAN (projet), VAN (SONATRACH), VAN (partenaire) et les revenus fiscaux augmentent avec l'élévation du prix de brut ainsi qui avec l'augmentation des réserves, les capex et les opex selon les deux types du contrat.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

L’industrie pétrolière est capitalistique et nécessite des investissements importants en raison de sa nature stratégique et des risques inhérents. L'activité amont, qui comprend l'exploration et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures, est cruciale dans cette chaîne.

L'exploration consiste à rechercher de nouveaux gisements d'hydrocarbures économiquement exploitables, tandis que l'exploitation vise à extraire et produire les hydrocarbures découverts. Ces phases sont gérées en tant que projets distincts en raison de leur spécificité et de l'allocation significative de ressources et de temps qu'elles nécessitent.

L'évaluation de la rentabilité potentielle de ces projets est complexe en raison de multiples variables, telles que les réserves de pétrole et de gaz, les coûts d'exploration et d'exploitation, les coûts opératoires, la production attendue et le prix du pétrole sur les marchés internationaux. Ces variables sont souvent sujettes à des incertitudes, ce qui rend difficile la prévision des flux de trésorerie, même pour les projets pétroliers les plus simples.

De plus, l'industrie pétrolière est également confrontée à des défis géologiques, techniques, environnementaux, réglementaires et géopolitiques qui peuvent affecter la rentabilité et la viabilité des projets.

En raison de ces complexités et incertitudes, les sociétés pétrolières utilisent des méthodes d'évaluation et d'analyse approfondies pour estimer les risques et les rendements potentiels des projets. Cela inclut des techniques telles que l'analyse de sensibilité, l'évaluation des réserves, les études de faisabilité et les modèles financiers pour prendre des décisions éclairées sur les investissements dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.

L’industrie pétrolière en Algérie a connu une évolution significative depuis 1971. À cette époque, l'État algérien est devenu le propriétaire exclusif des richesses du sol et du sous-sol du pays. Les entreprises étrangères ne pouvaient investir dans les activités de recherche et de production des hydrocarbures qu'en partenariat avec la SONATRACH, la compagnie nationale algérienne des hydrocarbures.

Selon la loi, SONATRACH devait détenir au moins 51% des actifs dans ces partenariats, ce qui lui donnait une participation majoritaire et un contrôle significatif sur les décisions.

La nouvelle loi des hydrocarbures en Algérie a été promulguée le 11 décembre 2019 dans le but de stimuler l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, en particulier dans un contexte de baisse structurelle des prix du pétrole. Cette loi a introduit plusieurs changements importants, notamment en ce qui concerne le régime fiscal en fonction types de contrats à prendre.

Dans le cadre de cette loi, mon travail est basé principalement de faire une étude comparative entre deux types du contrat qui sont : partage de production et participation, et en se basant sur les critères d'évaluation du projet économique, ce qui nous donne l'impact du régime fiscal sur la rentabilité des projets et le revenu de l'État et sur l'amont pétrolier.

Pour faire cette analyse on a choisi un périmètre P qui a deux surfaces d'exploitation (X et Y). L'étude de rentabilité a été effectuée tout en faisant une comparaison entre les résultats obtenus (VAN et TRI) selon les deux types du contrat, et cela pour voir quel est le meilleur contrat prévu par la nouvelle loi des hydrocarbures pour le projet et chaque partie contractante.

Cette évaluation économique nous a permis de conclure ce qui suit :

- la nouvelle loi sur les hydrocarbures simplifie le système fiscal appliqué au secteur. Cette simplification se manifeste à la fois par la réduction du nombre de taxes et impôts spécifiques, ainsi que par la clarification des taux appliqués et des méthodes de détermination dans les deux types du contrat.

- La nouvelle fiscalité a impactée positivement les résultats économiques des deux permis d'exploitation situées dans le périmètre P.

- L'analyse des résultats de ce projet peut en effet mettre en évidence des différences dans les avantages perçus par les parties prenantes, tels que la SONATRACH et partenaire, en fonction du contrat choisi et du taux de financement.

✓ Le Contrat de Partage de Production (PSC) est souvent considéré comme avantageux pour SONATRACH, car elle peut détenir une part majoritaire des actifs et exercer un contrôle significatif sur les décisions. Cela permet à SONATRACH de maximiser sa part des revenus pétroliers et de protéger les intérêts nationaux. D'après les résultats obtenus (voir l'annexe).

- ✓ D'autre part, le partenaire peut préférer le Contrat de Participation, car il leur permet de participer aux activités de recherche et de production des hydrocarbures en Algérie tout en bénéficiant d'un taux de financement plus favorable. Dans ce cas, il peut apporter un financement substantiel pour le projet et recevoir une part proportionnelle des bénéfices générés.

La différence de préférence entre SONATRACH et le partenaire en termes du contrat peut être liée à leurs priorités respectives, à leurs stratégies commerciales et aux conditions spécifiques du projet en question, y compris le niveau de risque, les investissements nécessaires et les perspectives de rentabilité.

Il est important de noter que chaque projet pétrolier est unique, et le choix du contrat dépendra de nombreux facteurs, tels que la nature des réserves, les coûts d'exploration et d'exploitation, les conditions du marché, les réglementations locales, etc. Par conséquent, il est essentiel de réaliser une analyse approfondie et de prendre en compte tous les aspects pertinents avant de conclure quel contrat serait le meilleur pour chaque partie prenante dans un projet spécifique.

Bibliographie

Ouvrage

- BABUSIAUX (D), Décision d'investissement Et calcul economique Dans L'entreprise, édition TECHNIP 1990, P122.

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 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, BENLEMRABET 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.

Rapports Officiels :

- Bilan Energétique National 2022.
- BP. Statistical Review of World Energy. 2021.
- BP Statistical Review of World Energy 2022.
- Rapport annuel de SONATRACH 2022.

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.
- Le code pétrolier saharien de 1958.

Annexe1 : résultats économique du projet (x) selon le contrat de participation (prix=40)

résultats du projzt (X) annexz - Microsoft Excel (Échec de l'ac

Fichier | Accueil | Insertion | Mise en page | Formules | Données | Révision | Affichage

Coller | Presse-papiers | Calibri 11 | Police | Renvoyer à la ligne automatiquement | Fusionner et centrer | Alignement | Standard | Nombre

D3 | résultats économiques du projet (X)

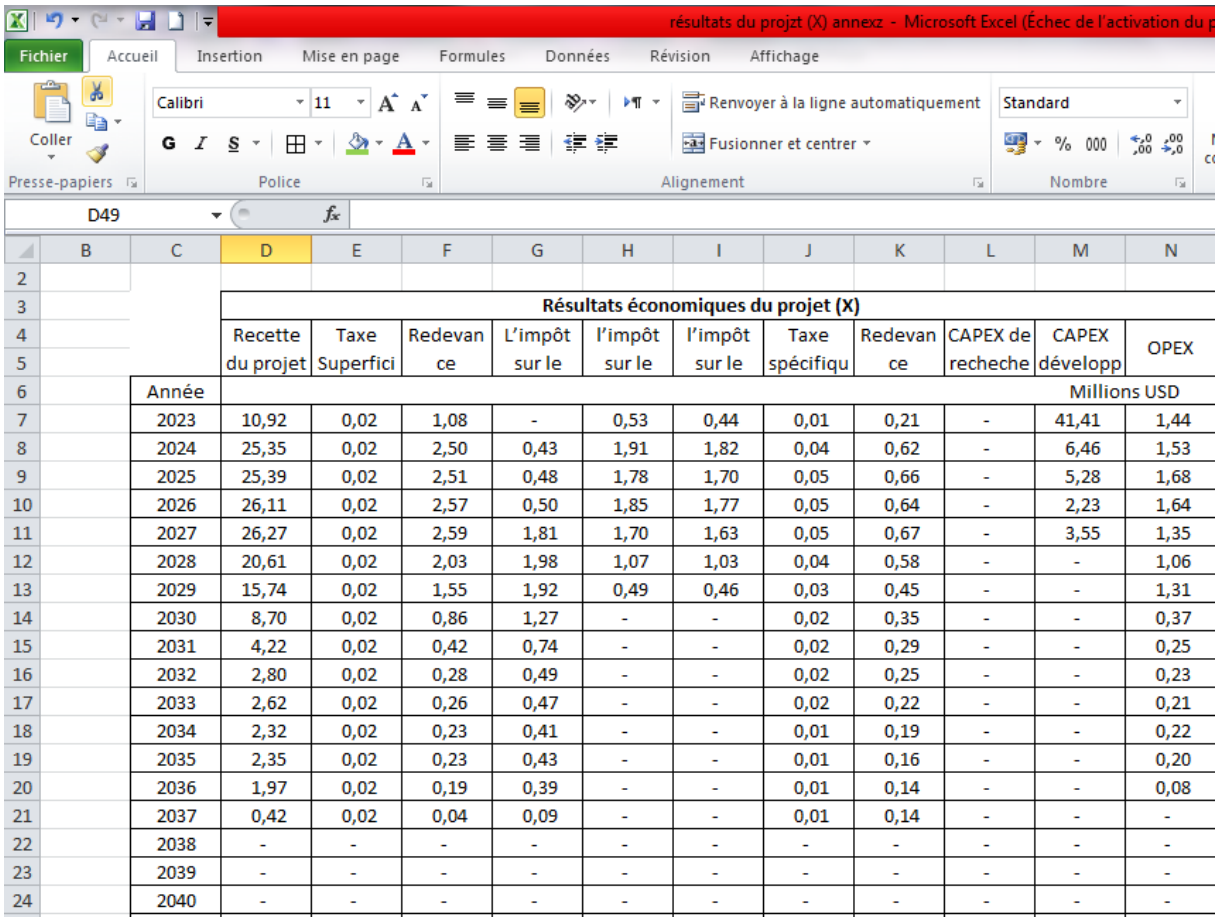
	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
2												
3		résultats économiques du projet (X)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	7,28	0,02	0,71	-	0,03	-	0,01	0,21	-	41,41	1,44
8	2024	16,90	0,02	1,66	-	0,81	0,73	0,04	0,62	-	6,46	1,53
9	2025	16,93	0,02	1,66	-	0,69	0,65	0,05	0,66	-	5,28	1,68
10	2026	17,41	0,02	1,70	-	0,73	0,70	0,05	0,64	-	2,23	1,64
11	2027	17,51	0,02	1,71	-	0,77	0,73	0,05	0,67	-	3,55	1,35
12	2028	13,74	0,02	1,34	0,17	0,41	0,39	0,04	0,58	-	-	1,06
13	2029	10,50	0,02	1,02	0,56	-	-	0,03	0,45	-	-	1,31
14	2030	5,80	0,02	0,57	0,39	-	-	0,02	0,35	-	-	0,37
15	2031	2,81	0,02	0,28	0,26	-	-	0,02	0,29	-	-	0,25
16	2032	1,87	0,02	0,18	0,17	-	-	0,02	0,25	-	-	0,23
17	2033	1,74	0,02	0,17	0,16	-	-	0,02	0,22	-	-	0,21
18	2034	1,55	0,02	0,15	0,14	-	-	0,01	0,19	-	-	0,22
19	2035	1,57	0,02	0,15	0,15	-	-	0,01	0,16	-	-	0,20
20	2036	1,31	0,02	0,13	0,14	-	-	0,01	0,14	-	-	0,08
21	2037	0,28	0,02	0,03	0,03	-	-	0,01	0,14	-	-	-
22	2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**117,2**	**0,3**	**11,5**	**2,2**	**3,4**	**3,2**	**0,4**	**5,6**	**-**	**58,9**	**11,6**

Annexe

Résultats économiques du projet (X)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	
									année
-	0,15	-	-	0,21	- 37,0	- 18,8	- 18,20	1,0	2023
2,61	0,34	-	-	0,04	2,0	1,0	0,96	3,9	2024
2,78	0,34	-	-	0,03	3,0	1,5	1,46	3,7	2025
2,72	0,36	-	-	0,02	6,5	3,3	3,18	3,8	2026
2,36	0,41	-	-	0,02	5,8	3,0	2,82	3,9	2027
1,53	0,35	-	-	0,01	7,8	4,0	3,81	2,9	2028
0,90	0,25	-	-	0,01	5,9	3,0	2,88	2,1	2029
0,38	0,13	-	-	0,00	3,5	1,8	1,73	1,4	2030
0,15	0,06	-	-	0,00	1,5	0,8	0,73	0,9	2031
0,09	0,04	-	-	0,00	0,9	0,4	0,42	0,6	2032
0,08	0,04	-	-	0,00	0,8	0,4	0,40	0,6	2033
0,07	0,03	-	-	0,00	0,7	0,4	0,35	0,5	2034
0,07	0,03	-	-	0,00	0,8	0,4	0,37	0,5	2035
0,05	0,03	-	-	0,00	0,7	0,4	0,35	0,4	2036
0,01	0,01	-	-	-	0,0	0,0	0,01	0,2	2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2039
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
13,8	**2,6**	-	-	**0,4**	**2,9**	**1,6**	**1,3**	**26,5**	

Annexe

Annexe2 : résultats économique du projet (x) selon le contrat de participation (prix=60)



	Résultats économiques du projet (X)										
Année	Recette du projet	Taxe Superfici	Redevance	L'impôt sur le	l'impôt sur le	l'impôt sur le	Taxe spécifiqu	Redevance	CAPEX de recheche	CAPEX développ	OPEX
										Millions USD	
2023	10,92	0,02	1,08	-	0,53	0,44	0,01	0,21	-	41,41	1,44
2024	25,35	0,02	2,50	0,43	1,91	1,82	0,04	0,62	-	6,46	1,53
2025	25,39	0,02	2,51	0,48	1,78	1,70	0,05	0,66	-	5,28	1,68
2026	26,11	0,02	2,57	0,50	1,85	1,77	0,05	0,64	-	2,23	1,64
2027	26,27	0,02	2,59	1,81	1,70	1,63	0,05	0,67	-	3,55	1,35
2028	20,61	0,02	2,03	1,98	1,07	1,03	0,04	0,58	-	-	1,06
2029	15,74	0,02	1,55	1,92	0,49	0,46	0,03	0,45	-	-	1,31
2030	8,70	0,02	0,86	1,27	-	-	0,02	0,35	-	-	0,37
2031	4,22	0,02	0,42	0,74	-	-	0,02	0,29	-	-	0,25
2032	2,80	0,02	0,28	0,49	-	-	0,02	0,25	-	-	0,23
2033	2,62	0,02	0,26	0,47	-	-	0,02	0,22	-	-	0,21
2034	2,32	0,02	0,23	0,41	-	-	0,01	0,19	-	-	0,22
2035	2,35	0,02	0,23	0,43	-	-	0,01	0,16	-	-	0,20
2036	1,97	0,02	0,19	0,39	-	-	0,01	0,14	-	-	0,08
2037	0,42	0,02	0,04	0,09	-	-	0,01	0,14	-	-	-
2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**175,8**	**0,3**	**17,3**	**11,4**	**9,3**	**8,9**	**0,4**	**5,6**	**-**	**58,9**	**11,6**

Annexe

Résultats économiques du projet (X)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	
									année
-	0,15	-	-	0,21	- 34,6	- 17,6	- 17,05	2,3	2023
2,61	0,34	-	-	0,04	6,9	3,5	3,36	7,3	2024
2,78	0,34	-	-	0,03	7,9	4,1	3,88	7,2	2025
2,72	0,36	-	-	0,02	11,6	5,9	5,67	7,4	2026
2,36	0,41	-	-	0,02	10,0	5,1	4,88	8,5	2027
1,53	0,35	-	-	0,01	10,8	5,5	5,29	6,8	2028
0,90	0,25	-	-	0,01	8,3	4,2	4,05	4,9	2029
0,38	0,13	-	-	0,00	5,3	2,7	2,58	2,5	2030
0,15	0,06	-	-	0,00	2,3	1,2	1,11	1,5	2031
0,09	0,04	-	-	0,00	1,4	0,7	0,67	1,1	2032
0,08	0,04	-	-	0,00	1,3	0,7	0,63	1,0	2033
0,07	0,03	-	-	0,00	1,1	0,6	0,55	0,9	2034
0,07	0,03	-	-	0,00	1,2	0,6	0,58	0,9	2035
0,05	0,03	-	-	0,00	1,0	0,5	0,51	0,7	2036
0,01	0,01	-	-	-	0,1	0,1	0,05	0,3	2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2039
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
13,8	**2,6**	-	-	**0,4**	**34,5**	**17,7**	**16,8**	**53,2**	

Annexe3 : résultats économique du projet (x) selon le contrat de participation (prix=80)

résultats du projzt (X) annexz - Microsoft Excel (Échec de l'ac

Fichier | Accueil | Insertion | Mise en page | Formules | Données | Révision | Affichage

Coller | Calibri | 11 | Renvoyer à la ligne automatiquement | Standard | Fusionner et centrer

Presse-papiers | Police | Alignement | Nombre

C48 | Total

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
2												
3		Résultats économiques du projet (X)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	14,56	0,02	1,44	0,59	0,94	0,84	0,01	0,21	-	41,41	1,44
8	2024	33,79	0,02	3,35	1,40	2,93	2,80	0,04	0,62	-	6,46	1,53
9	2025	33,86	0,02	3,35	1,24	2,83	2,71	0,05	0,66	-	5,28	1,68
10	2026	34,81	0,02	3,44	1,55	2,89	2,77	0,05	0,64	-	2,23	1,64
11	2027	35,02	0,02	3,46	4,26	2,53	2,42	0,05	0,67	-	3,55	1,35
12	2028	27,48	0,02	2,71	4,34	1,66	1,59	0,04	0,58	-	-	1,06
13	2029	20,99	0,02	2,07	4,02	0,89	0,85	0,03	0,45	-	-	1,31
14	2030	11,60	0,02	1,15	2,55	0,06	0,06	0,02	0,35	-	-	0,37
15	2031	5,63	0,02	0,56	1,42	-	-	0,02	0,29	-	-	0,25
16	2032	3,74	0,02	0,37	0,95	-	-	0,02	0,25	-	-	0,23
17	2033	3,49	0,02	0,35	0,90	-	-	0,02	0,22	-	-	0,21
18	2034	3,09	0,02	0,31	0,80	-	-	0,01	0,19	-	-	0,22
19	2035	3,14	0,02	0,31	0,82	0,09	0,09	0,01	0,16	-	-	0,20
20	2036	2,63	0,02	0,26	0,73	0,23	0,22	0,01	0,14	-	-	0,08
21	2037	0,57	0,02	0,06	0,16	0,05	0,05	0,01	0,14	-	-	-
22	2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**234,4**	**0,3**	**23,2**	**25,7**	**15,1**	**14,4**	**0,4**	**5,6**	**-**	**58,9**	**11,6**

Annexe

Résultats économiques du projet (X)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	année
-	0,15	-	-	0,21	- 32,8	- 16,6	- 16,14	4,1	2023
2,61	0,34	-	-	0,04	11,5	5,9	5,62	11,2	2024
2,78	0,34	-	-	0,03	12,7	6,5	6,21	10,9	2025
2,72	0,36	-	-	0,02	16,3	8,3	7,98	11,4	2026
2,36	0,41	-	-	0,02	13,7	7,0	6,72	13,4	2027
1,53	0,35	-	-	0,01	13,5	6,9	6,59	10,9	2028
0,90	0,25	-	-	0,01	10,1	5,1	4,94	8,3	2029
0,38	0,13	-	-	0,00	6,5	3,3	3,17	4,2	2030
0,15	0,06	-	-	0,00	2,8	1,4	1,39	2,3	2031
0,09	0,04	-	-	0,00	1,8	0,9	0,86	1,6	2032
0,08	0,04	-	-	0,00	1,6	0,8	0,80	1,5	2033
0,07	0,03	-	-	0,00	1,4	0,7	0,70	1,3	2034
0,07	0,03	-	-	0,00	1,3	0,7	0,64	1,5	2035
0,05	0,03	-	-	0,00	0,9	0,4	0,42	1,6	2036
0,01	0,01	-	-	-	0,1	0,0	0,03	0,5	2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2039
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
13,8	**2,6**	-	-	**0,4**	**61,3**	**31,4**	**29,9**	**84,7**	

Annexe4 : résultats économique du projet (x) selon le contrat de participation (prix=100)

résultats du projzt (X) annexz - Microsoft Excel (Échec de l'act

Fichier | Accueil | Insertion | Mise en page | Formules | Données | Révision | Affichage

Coller | Calibri | 11 | Renvoyer à la ligne automatiquement | Standard | Fusionner et centrer

Presse-papiers | Police | Alignement | Nombre

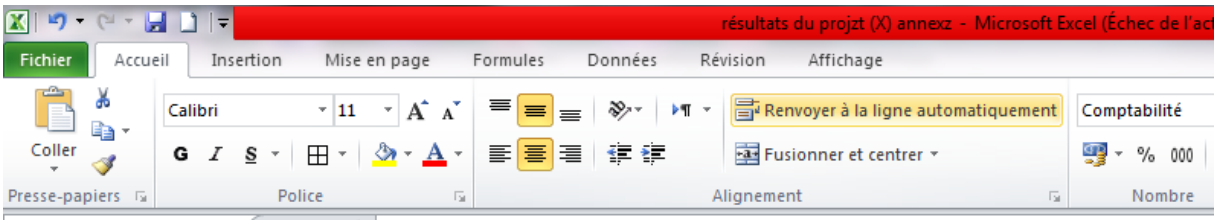
C48 | Total

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1												
2												
3		Résultats économiques du projet (X)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	18,20	0,02	1,81	2,23	1,19	1,08	0,01	0,21	-	41,41	1,44
8	2024	42,24	0,02	4,19	2,16	3,97	3,80	0,04	0,62	-	6,46	1,53
9	2025	42,32	0,02	4,20	2,00	3,88	3,71	0,05	0,66	-	5,28	1,68
10	2026	43,51	0,02	4,32	3,51	3,79	3,64	0,05	0,64	-	2,23	1,64
11	2027	43,78	0,02	4,34	7,60	3,23	3,09	0,05	0,67	-	3,55	1,35
12	2028	34,35	0,02	3,40	7,44	2,13	2,05	0,04	0,58	-	-	1,06
13	2029	26,24	0,02	2,60	6,71	1,20	1,15	0,03	0,45	-	-	1,31
14	2030	14,50	0,02	1,44	4,17	0,21	0,20	0,02	0,35	-	-	0,37
15	2031	7,03	0,02	0,70	2,27	0,04	0,04	0,02	0,29	-	-	0,25
16	2032	4,67	0,02	0,46	1,51	-	-	0,02	0,25	-	-	0,23
17	2033	4,36	0,02	0,43	1,43	-	-	0,02	0,22	-	-	0,21
18	2034	3,86	0,02	0,38	1,27	0,01	0,00	0,01	0,19	-	-	0,22
19	2035	3,92	0,02	0,39	1,31	0,26	0,25	0,01	0,16	-	-	0,20
20	2036	3,28	0,02	0,33	1,14	0,25	0,24	0,01	0,14	-	-	0,08
21	2037	0,71	0,02	0,07	0,26	0,06	0,05	0,01	0,14	-	-	-
22	2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**293,0**	**0,3**	**29,0**	**45,0**	**20,2**	**19,3**	**0,4**	**5,6**	**-**	**58,9**	**11,6**

Annexe

Résultats économiques du projet (X)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	
									année
-	0,15	-	-	0,21	- 31,7	- 16,1	- 15,59	6,5	2023
2,61	0,34	-	-	0,04	16,2	8,3	7,94	14,8	2024
2,78	0,34	-	-	0,03	17,5	8,9	8,54	14,5	2025
2,72	0,36	-	-	0,02	20,4	10,4	9,97	16,0	2026
2,36	0,41	-	-	0,02	16,9	8,6	8,26	19,0	2027
1,53	0,35	-	-	0,01	15,6	7,9	7,63	15,7	2028
0,90	0,25	-	-	0,01	11,5	5,9	5,62	12,2	2029
0,38	0,13	-	-	0,00	7,1	3,6	3,50	6,4	2030
0,15	0,06	-	-	0,00	3,2	1,6	1,55	3,4	2031
0,09	0,04	-	-	0,00	2,0	1,0	0,99	2,3	2032
0,08	0,04	-	-	0,00	1,9	1,0	0,93	2,1	2033
0,07	0,03	-	-	0,00	1,6	0,8	0,80	1,9	2034
0,07	0,03	-	-	0,00	1,2	0,6	0,59	2,4	2035
0,05	0,03	-	-	0,00	1,0	0,5	0,48	2,1	2036
0,01	0,01	-	-	-	0,1	0,0	0,04	0,6	2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2039
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
13,8	**2,6**	-	-	**0,4**	**84,5**	**43,2**	**41,3**	**119,8**	

Annexe5 : résultats économique du projet (x) selon le contrat de « PSC » (prix=40)



	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
2												
3		Résultats économiques du projet (X)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	7,28	0,02	0,71	-	-	-	0,01	0,21	-	41,41	1,44
8	2024	16,90	0,02	1,66	-	1,57	-	0,04	0,62	-	6,46	1,53
9	2025	16,93	0,02	1,66	-	1,33	-	0,05	0,66	-	5,28	1,68
10	2026	17,41	0,02	1,70	-	1,43	-	0,05	0,64	-	2,23	1,64
11	2027	17,51	0,02	1,71	-	1,50	-	0,05	0,67	-	3,55	1,35
12	2028	13,74	0,02	1,34	0,07	0,51	0,32	0,04	0,58	-	-	1,06
13	2029	10,50	0,02	1,02	0,46	-	0,30	0,03	0,45	-	-	1,31
14	2030	5,80	0,02	0,57	0,32	-	0,20	0,02	0,35	-	-	0,37
15	2031	2,81	0,02	0,28	0,22	-	0,08	0,02	0,29	-	-	0,25
16	2032	1,87	0,02	0,18	0,14	-	0,08	0,02	0,25	-	-	0,23
17	2033	1,74	0,02	0,17	0,13	-	0,08	0,02	0,22	-	-	0,21
18	2034	1,55	0,02	0,15	0,11	-	0,07	0,01	0,19	-	-	0,22
19	2035	1,57	0,02	0,15	0,12	-	0,07	0,01	0,16	-	-	0,20
20	2036	1,31	0,02	0,13	0,11	-	0,06	0,01	0,14	-	-	0,08
21	2037	0,28	0,02	0,03	0,03	-	0,01	0,01	0,14	-	-	-
22	2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**117,2**	**0,3**	**11,5**	**1,7**	**6,3**	**1,3**	**0,4**	**5,6**	**-**	**58,9**	**11,6**

Annexe

Résultats économiques du projet (X)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	
									année
-	0,15	-	-	0,21	- 36,9	- 10,0	- 26,77	1,0	2023
2,61	0,34	-	-	0,04	1,9	1,8	0,54	3,9	2024
2,78	0,34	-	-	0,03	3,0	2,3	1,16	3,7	2025
2,72	0,36	-	-	0,02	6,5	3,4	3,60	3,8	2026
2,36	0,41	-	-	0,02	5,8	3,1	3,14	3,9	2027
1,53	0,35	-	-	0,01	7,9	3,7	4,32	2,9	2028
0,90	0,25	-	-	0,01	5,7	2,6	3,09	2,3	2029
0,38	0,13	-	-	0,00	3,4	1,5	2,02	1,5	2030
0,15	0,06	-	-	0,00	1,4	0,6	0,97	0,9	2031
0,09	0,04	-	-	0,00	0,8	0,3	0,58	0,7	2032
0,08	0,04	-	-	0,00	0,8	0,3	0,55	0,6	2033
0,07	0,03	-	-	0,00	0,7	0,3	0,47	0,6	2034
0,07	0,03	-	-	0,00	0,7	0,3	0,49	0,5	2035
0,05	0,03	-	-	0,00	0,7	0,3	0,46	0,5	2036
0,01	0,01	-	-	-	0,0	0,0	0,11	0,2	2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2039
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
13,8	**2,6**	-	-	**0,4**	**2,4**	**10,6**	**- 5,3**	**27,0**	

Annexe6 : résultats économique du projet (x) selon le contrat de « PSC » (prix=60)

résultats du projzt (X) annexz - Microsoft Excel (Échec de l'act

Fichier | Accueil | Insertion | Mise en page | Formules | Données | Révision | Affichage

Coller | Calibri | 11 | Renvoyer à la ligne automatiquement | Standard | Fusionner et centrer

Presse-papiers | Police | Alignement | Nombre

C48 | Total

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1												
2												
3		Résultats économiques du projet (Y)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	10,92	0,02	1,08	-	0,96	0,01	0,01	0,21	-	41,41	1,44
8	2024	25,35	0,02	2,50	0,25	3,25	0,54	0,04	0,62	-	6,46	1,53
9	2025	25,39	0,02	2,51	0,33	3,06	0,46	0,05	0,66	-	5,28	1,68
10	2026	26,11	0,02	2,57	0,34	3,20	0,48	0,05	0,64	-	2,23	1,64
11	2027	26,27	0,02	2,59	1,64	2,90	0,48	0,05	0,67	-	3,55	1,35
12	2028	20,61	0,02	2,03	1,63	1,48	0,73	0,04	0,58	-	-	1,06
13	2029	15,74	0,02	1,55	1,58	0,48	0,58	0,03	0,45	-	-	1,31
14	2030	8,70	0,02	0,86	1,04	-	0,35	0,02	0,35	-	-	0,37
15	2031	4,22	0,02	0,42	0,63	-	0,16	0,02	0,29	-	-	0,25
16	2032	2,80	0,02	0,28	0,40	-	0,13	0,02	0,25	-	-	0,23
17	2033	2,62	0,02	0,26	0,38	-	0,12	0,02	0,22	-	-	0,21
18	2034	2,32	0,02	0,23	0,34	-	0,11	0,01	0,19	-	-	0,22
19	2035	2,35	0,02	0,23	0,35	-	0,11	0,01	0,16	-	-	0,20
20	2036	1,97	0,02	0,19	0,31	-	0,10	0,01	0,14	-	-	0,08
21	2037	0,42	0,02	0,04	0,07	-	0,02	0,01	0,14	-	-	-
22	2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**175,8**	**0,3**	**17,3**	**9,3**	**15,3**	**4,4**	**0,4**	**5,6**	**-**	**58,9**	**11,6**

Annexe

Résultats économiques du projet (X)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	année
-	0,15	-	-	0,21	- 34,6	- 9,5	- 25,00	2,3	2023
2,61	0,34	-	-	0,04	7,0	2,9	4,03	7,2	2024
2,78	0,34	-	-	0,03	8,1	4,1	4,02	7,1	2025
2,72	0,36	-	-	0,02	11,7	5,2	6,49	7,3	2026
2,36	0,41	-	-	0,02	10,1	4,1	6,03	8,3	2027
1,53	0,35	-	-	0,01	11,1	7,6	3,15	6,5	2028
0,90	0,25	-	-	0,01	8,5	6,2	2,11	4,7	2029
0,38	0,13	-	-	0,00	5,1	3,9	1,17	2,6	2030
0,15	0,06	-	-	0,00	2,2	1,6	0,66	1,5	2031
0,09	0,04	-	-	0,00	1,3	1,3	0,14	1,1	2032
0,08	0,04	-	-	0,00	1,3	1,2	0,13	1,0	2033
0,07	0,03	-	-	0,00	1,1	1,0	0,12	0,9	2034
0,07	0,03	-	-	0,00	1,2	1,0	0,12	0,9	2035
0,05	0,03	-	-	0,00	1,0	0,9	0,11	0,8	2036
0,01	0,01	-	-	-	0,1	0,2	0,02	0,3	2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2039
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
13,8	**2,6**	-	-	**0,4**	**35,1**	**31,6**	**3,3**	**52,6**	

Annexe 7 : résultats économique du projet (x) selon le contrat de « PSC » (prix=80)

résultats du projzt (X) annexz - Microsoft Excel (Échec de l'act

Fichier | Accueil | Insertion | Mise en page | Formules | Données | Révision | Affichage

Coller | Calibri | 11 | Renvoyer à la ligne automatiquement | Standard | Fusionner et centrer

Presse-papiers | Police | Alignement | Nombre

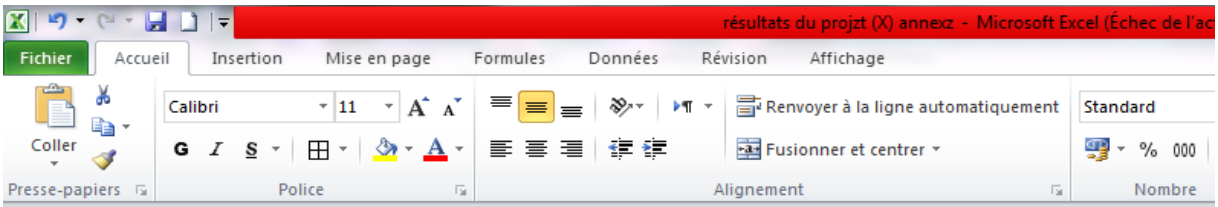
C48 | Total

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1												
2												
3		Résultats économiques du projet (X)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	14,56	0,02	1,44	0,26	1,68	0,20	0,01	0,21	-	41,41	1,44
8	2024	33,79	0,02	3,35	1,07	4,84	0,98	0,04	0,62	-	6,46	1,53
9	2025	33,86	0,02	3,35	0,94	4,72	0,91	0,05	0,66	-	5,28	1,68
10	2026	34,81	0,02	3,44	1,20	4,83	0,94	0,05	0,64	-	2,23	1,64
11	2027	35,02	0,02	3,46	3,76	4,16	0,94	0,05	0,67	-	3,55	1,35
12	2028	27,48	0,02	2,71	3,58	2,38	1,10	0,04	0,58	-	-	1,06
13	2029	20,99	0,02	2,07	3,33	1,09	0,85	0,03	0,45	-	-	1,31
14	2030	11,60	0,02	1,15	2,11	-	0,50	0,02	0,35	-	-	0,37
15	2031	5,63	0,02	0,56	1,22	-	0,23	0,02	0,29	-	-	0,25
16	2032	3,74	0,02	0,37	0,78	-	0,18	0,02	0,25	-	-	0,23
17	2033	3,49	0,02	0,35	0,74	-	0,17	0,02	0,22	-	-	0,21
18	2034	3,09	0,02	0,31	0,66	-	0,15	0,01	0,19	-	-	0,22
19	2035	3,14	0,02	0,31	0,68	-	0,15	0,01	0,16	-	-	0,20
20	2036	2,63	0,02	0,26	0,60	-	0,13	0,01	0,14	-	-	0,08
21	2037	0,57	0,02	0,06	0,14	-	0,03	0,01	0,14	-	-	-
22	2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	234,4	0,3	23,2	21,1	23,7	7,5	0,4	5,6	-	58,9	11,6

Annexe

Résultats économiques du projet (X)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	
									année
-	0,15	-	-	0,21	- 32,5	- 9,2	- 23,42	3,8	2023
2,61	0,34	-	-	0,04	11,7	7,9	3,29	10,9	2024
2,78	0,34	-	-	0,03	12,9	7,9	4,62	10,6	2025
2,72	0,36	-	-	0,02	16,5	9,0	7,10	11,1	2026
2,36	0,41	-	-	0,02	14,1	7,0	6,64	13,1	2027
1,53	0,35	-	-	0,01	14,0	9,7	3,63	10,4	2028
0,90	0,25	-	-	0,01	10,6	7,6	2,47	7,9	2029
0,38	0,13	-	-	0,00	6,5	4,9	1,37	4,2	2030
0,15	0,06	-	-	0,00	2,8	2,0	0,76	2,3	2031
0,09	0,04	-	-	0,00	1,7	1,5	0,21	1,6	2032
0,08	0,04	-	-	0,00	1,6	1,4	0,19	1,5	2033
0,07	0,03	-	-	0,00	1,4	1,2	0,17	1,3	2034
0,07	0,03	-	-	0,00	1,5	1,3	0,17	1,3	2035
0,05	0,03	-	-	0,00	1,3	1,1	0,15	1,2	2036
0,01	0,01	-	-	-	0,2	0,2	0,03	0,4	2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2039
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
13,8	**2,6**	-	-	**0,4**	**64,3**	**53,6**	**7,4**	**81,7**	

Annexe 8 : résultats économique du projet (x) selon le contrat de « PSC » (prix=100)



	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1												
2												
3		Résultats économiques du projet (X)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	18,20	0,02	1,81	1,57	2,07	0,39	0,01	0,21	-	41,41	1,44
8	2024	42,24	0,02	4,19	1,68	6,49	1,43	0,04	0,62	-	6,46	1,53
9	2025	42,32	0,02	4,20	1,55	6,37	1,35	0,05	0,66	-	5,28	1,68
10	2026	43,51	0,02	4,32	2,79	6,24	1,40	0,05	0,64	-	2,23	1,64
11	2027	43,78	0,02	4,34	6,62	5,20	1,41	0,05	0,67	-	3,55	1,35
12	2028	34,35	0,02	3,40	6,18	3,09	1,46	0,04	0,58	-	-	1,06
13	2029	26,24	0,02	2,60	5,61	1,55	1,13	0,03	0,45	-	-	1,31
14	2030	14,50	0,02	1,44	3,49	-	0,66	0,02	0,35	-	-	0,37
15	2031	7,03	0,02	0,70	1,95	-	0,31	0,02	0,29	-	-	0,25
16	2032	4,67	0,02	0,46	1,26	-	0,23	0,02	0,25	-	-	0,23
17	2033	4,36	0,02	0,43	1,20	-	0,21	0,02	0,22	-	-	0,21
18	2034	3,86	0,02	0,38	1,06	-	0,19	0,01	0,19	-	-	0,22
19	2035	3,92	0,02	0,39	1,10	-	0,19	0,01	0,16	-	-	0,20
20	2036	3,28	0,02	0,33	0,96	0,19	0,17	0,01	0,14	-	-	0,08
21	2037	0,71	0,02	0,07	0,21	0,09	0,04	0,01	0,14	-	-	-
22	2038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	2039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	2040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	2041	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	2042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	2043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**293,0**	**0,3**	**29,0**	**37,2**	**31,3**	**10,6**	**0,4**	**5,6**	**-**	**58,9**	**11,6**

Annexe

Résultats économiques du projet (X)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	
									année
-	0,15	-	-	0,21	- 31,2	- 8,4	- 23,02	6,1	2023
2,61	0,34	-	-	0,04	16,6	11,9	3,74	14,5	2024
2,78	0,34	-	-	0,03	17,8	11,7	5,21	14,2	2025
2,72	0,36	-	-	0,02	20,9	12,2	7,71	15,5	2026
2,36	0,41	-	-	0,02	17,6	9,4	7,26	18,3	2027
1,53	0,35	-	-	0,01	16,5	11,3	4,11	14,8	2028
0,90	0,25	-	-	0,01	12,3	8,6	2,84	11,4	2029
0,38	0,13	-	-	0,00	7,6	5,6	1,58	6,0	2030
0,15	0,06	-	-	0,00	3,3	2,3	0,86	3,3	2031
0,09	0,04	-	-	0,00	2,0	1,7	0,27	2,2	2032
0,08	0,04	-	-	0,00	1,9	1,6	0,26	2,1	2033
0,07	0,03	-	-	0,00	1,7	1,4	0,22	1,9	2034
0,07	0,03	-	-	0,00	1,7	1,4	0,23	1,9	2035
0,05	0,03	-	-	0,00	1,3	1,0	0,20	1,8	2036
0,01	0,01	-	-	-	0,1	0,1	0,04	0,6	2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2039
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
13,8	**2,6**	-	-	**0,4**	**89,9**	**72,1**	**11,5**	**114,4**	

Annexe 9 : résultats économique du projet (y) selon le contrat de participation (prix=40)

résultats du projet (Y) annexe - Microsoft Excel (Échec de l'act

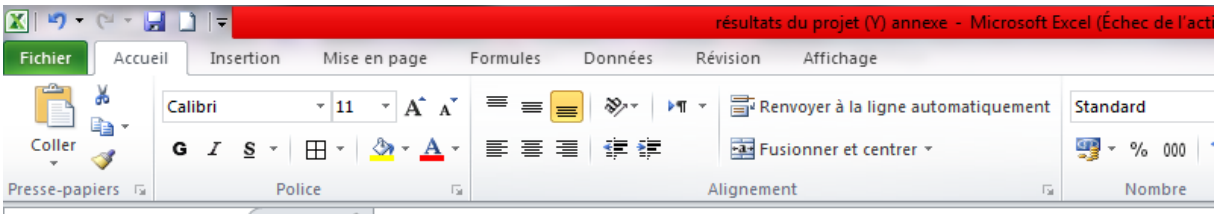
D3 résultats économiques du projet (Y)

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
2												
3		résultats économiques du projet (Y)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	44,64	0,02	4,37	10,29	2,60	2,42	-	0,21	-	44,52	7,63
8	2024	107,06	0,02	10,47	3,58	8,49	8,00	0,02	0,62	-	126,89	13,88
9	2025	129,87	0,02	12,71	4,06	10,13	9,63	0,06	0,66	-	47,41	16,96
10	2026	128,57	0,02	12,58	3,72	9,78	9,36	0,06	0,64	-	5,07	18,05
11	2027	129,63	0,02	12,68	6,54	9,48	9,07	0,07	0,67	-	12,74	16,65
12	2028	109,01	0,02	10,66	10,89	6,09	5,81	0,07	0,58	-	12,74	15,21
13	2029	88,67	0,02	8,67	11,81	3,69	3,53	0,07	0,45	-	-	12,47
14	2030	73,31	0,02	7,17	10,17	1,71	1,63	0,07	0,35	-	-	13,80
15	2031	61,03	0,02	5,97	9,24	0,36	0,33	0,06	0,29	-	-	12,95
16	2032	53,10	0,02	5,20	9,61	1,67	1,59	0,06	0,25	-	-	9,37
17	2033	47,19	0,02	4,62	8,49	2,24	2,14	0,06	0,22	-	-	9,73
18	2034	39,58	0,02	3,87	7,35	2,10	2,00	0,05	0,19	-	-	8,03
19	2035	33,20	0,02	3,25	6,63	2,26	2,16	0,04	0,16	-	-	5,53
20	2036	28,44	0,02	2,78	5,69	2,16	2,06	0,04	0,14	-	-	5,09
21	2037	25,36	0,02	2,48	4,99	1,85	1,77	0,03	0,14	-	-	5,09
22	2038	22,50	0,02	2,20	4,23	1,54	1,48	0,03	0,14	-	-	5,34
23	2039	19,18	0,02	1,87	3,55	1,28	1,23	0,03	0,12	-	-	4,81
24	2040	18,15	0,02	1,77	3,38	1,21	1,16	0,03	0,12	-	-	4,55
25	2041	17,26	0,02	1,69	3,21	1,14	1,09	0,03	0,11	-	-	4,40
26	2042	15,20	0,02	1,49	2,80	0,99	0,95	0,03	0,09	-	-	4,03
27	2043	10,35	0,02	1,01	1,80	0,63	0,60	0,02	0,05	-	-	3,12
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**1 201,3**	**0,4**	**117,5**	**132,0**	**71,4**	**68,0**	**0,9**	**6,2**	**-**	**249,4**	**196,7**

Annexe

Résultats économiques du projet (Y)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	
									année
-	0,94	-	-	0,26	- 28,8	- 14,6	- 14,22	19,9	2023
1,68	2,40	-	-	0,50	- 70,0	- 35,5	- 34,49	31,2	2024
2,09	2,82	-	-	0,32	22,4	11,5	10,84	37,3	2025
1,99	2,77	-	-	0,12	63,8	32,6	31,20	36,2	2026
1,80	2,81	-	-	0,15	56,3	28,8	27,53	38,5	2027
1,31	2,39	-	-	0,14	42,5	21,7	20,80	34,1	2028
0,92	1,92	-	-	0,06	44,6	22,8	21,83	28,2	2029
0,65	1,56	-	-	0,07	35,7	18,3	17,49	21,1	2030
0,48	1,29	-	-	0,06	29,7	15,2	14,52	16,3	2031
0,38	1,12	-	-	0,05	23,5	12,0	11,51	18,4	2032
0,32	1,00	-	-	0,05	18,1	9,2	8,84	17,8	2033
0,25	0,84	-	-	0,04	14,6	7,5	7,16	15,6	2034
0,20	0,71	-	-	0,03	12,0	6,1	5,89	14,5	2035
0,16	0,61	-	-	0,03	9,5	4,9	4,65	12,9	2036
0,14	0,57	-	-	0,03	8,1	4,2	3,97	11,3	2037
0,13	0,52	-	-	0,03	6,7	3,4	3,30	9,6	2038
0,10	0,45	-	-	0,02	5,6	2,9	2,73	8,1	2039
0,10	0,42	-	-	0,02	5,3	2,7	2,58	7,7	2040
0,09	0,40	-	-	0,02	5,0	2,5	2,43	7,3	2041
0,08	0,34	-	-	0,02	4,3	2,2	2,10	6,4	2042
0,05	0,22	-	-	0,02	2,8	1,4	1,34	4,1	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
12,9	**26,1**	-	-	**2,0**	**311,7**	**159,7**	**152,0**	**396,4**	

Annexe 10 : résultats économique du projet (y) selon le contrat de participation (prix=60)



	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1												
2												
3		Résultats économiques du projet (Y)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	66,96	0,02	6,60	20,33	4,13	3,89	-	0,21	-	44,52	7,63
8	2024	160,59	0,02	15,82	8,40	15,12	14,38	0,02	0,62	-	126,89	13,88
9	2025	194,81	0,02	19,20	9,90	18,17	17,36	0,06	0,66	-	47,41	16,96
10	2026	192,85	0,02	19,01	14,96	16,91	16,21	0,06	0,64	-	5,07	18,05
11	2027	194,44	0,02	19,16	25,85	15,45	14,80	0,07	0,67	-	12,74	16,65
12	2028	163,51	0,02	16,11	32,97	10,22	9,77	0,07	0,58	-	12,74	15,21
13	2029	133,00	0,02	13,11	32,29	6,66	6,38	0,07	0,45	-	-	12,47
14	2030	109,96	0,02	10,84	27,98	4,04	3,86	0,07	0,35	-	-	13,80
15	2031	91,55	0,02	9,03	24,80	2,18	2,08	0,06	0,29	-	-	12,95
16	2032	79,65	0,02	7,85	24,13	3,10	2,97	0,06	0,25	-	-	9,37
17	2033	70,79	0,02	6,98	21,50	3,50	3,35	0,06	0,22	-	-	9,73
18	2034	59,37	0,02	5,85	18,43	3,13	2,99	0,05	0,19	-	-	8,03
19	2035	49,80	0,02	4,91	16,20	3,08	2,95	0,04	0,16	-	-	5,53
20	2036	42,66	0,02	4,20	13,93	2,85	2,74	0,04	0,14	-	-	5,09
21	2037	38,05	0,02	3,75	12,32	2,48	2,37	0,03	0,14	-	-	5,09
22	2038	33,75	0,02	3,32	10,65	2,11	2,02	0,03	0,14	-	-	5,34
23	2039	28,76	0,02	2,83	9,01	1,77	1,69	0,03	0,12	-	-	4,81
24	2040	27,23	0,02	2,68	8,56	1,67	1,60	0,03	0,12	-	-	4,55
25	2041	25,89	0,02	2,55	8,13	1,58	1,51	0,03	0,11	-	-	4,40
26	2042	22,80	0,02	2,25	7,12	1,38	1,32	0,03	0,09	-	-	4,03
27	2043	15,52	0,02	1,53	4,69	0,90	0,86	0,02	0,05	-	-	3,12
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**1 801,9**	**0,4**	**177,6**	**352,1**	**120,4**	**115,1**	**0,9**	**6,2**	**-**	**249,4**	**196,7**

Annexe

Résultats économiques du projet (Y)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	
									année
-	0,94	-	-	0,26	- 21,9	- 11,1	- 10,83	35,2	2023
1,68	2,40	-	-	0,50	- 40,0	- 20,2	- 19,75	54,4	2024
2,09	2,82	-	-	0,32	58,8	30,1	28,72	65,4	2025
1,99	2,77	-	-	0,12	96,1	49,0	47,03	67,8	2026
1,80	2,81	-	-	0,15	83,3	42,5	40,75	76,0	2027
1,31	2,39	-	-	0,14	61,1	31,2	29,91	69,7	2028
0,92	1,92	-	-	0,06	58,0	29,6	28,38	59,0	2029
0,65	1,56	-	-	0,07	46,2	23,6	22,60	47,1	2030
0,48	1,29	-	-	0,06	37,9	19,3	18,52	38,5	2031
0,38	1,12	-	-	0,05	29,9	15,3	14,65	38,4	2032
0,32	1,00	-	-	0,05	23,7	12,1	11,60	35,6	2033
0,25	0,84	-	-	0,04	19,2	9,8	9,42	30,7	2034
0,20	0,71	-	-	0,03	15,7	8,0	7,69	27,4	2035
0,16	0,61	-	-	0,03	12,6	6,5	6,18	23,9	2036
0,14	0,57	-	-	0,03	10,9	5,6	5,34	21,1	2037
0,13	0,52	-	-	0,03	9,3	4,7	4,54	18,3	2038
0,10	0,45	-	-	0,02	7,8	4,0	3,79	15,5	2039
0,10	0,42	-	-	0,02	7,3	3,7	3,58	14,7	2040
0,09	0,40	-	-	0,02	6,9	3,5	3,38	13,9	2041
0,08	0,34	-	-	0,02	6,0	3,1	2,95	12,2	2042
0,05	0,22	-	-	0,02	4,0	2,0	1,94	8,1	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
12,9	**26,1**	-	-	**2,0**	**532,9**	**272,5**	**260,4**	**772,8**	

Annexe 11 : résultats économique du projet (y) selon le contrat de participation (prix=80)

résultats du projet (Y) annexe - Microsoft Excel (Échec de l'acti

D3 résultats économiques du projet (Y)

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1												
2												
3		résultats économiques du projet (Y)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	89,29	0,02	8,83	30,38	5,67	5,37	-	0,21	-	44,52	7,63
8	2024	214,12	0,02	21,17	13,21	21,75	20,75	0,02	0,62	-	126,89	13,88
9	2025	259,75	0,02	25,69	20,90	25,43	24,34	0,06	0,66	-	47,41	16,96
10	2026	257,13	0,02	25,44	35,87	22,56	21,64	0,06	0,64	-	5,07	18,05
11	2027	259,25	0,02	25,64	55,89	19,78	18,96	0,07	0,67	-	12,74	16,65
12	2028	218,02	0,02	21,56	64,34	12,92	12,37	0,07	0,58	-	12,74	15,21
13	2029	177,34	0,02	17,54	60,10	8,51	8,16	0,07	0,45	-	-	12,47
14	2030	146,61	0,02	14,51	51,95	5,42	5,18	0,07	0,35	-	-	13,80
15	2031	122,07	0,02	12,08	45,42	3,23	3,08	0,06	0,29	-	-	12,95
16	2032	106,20	0,02	10,51	42,41	3,96	3,79	0,06	0,25	-	-	9,37
17	2033	94,38	0,02	9,34	37,00	4,38	4,19	0,06	0,22	-	-	9,73
18	2034	79,15	0,02	7,83	31,10	3,91	3,75	0,05	0,19	-	-	8,03
19	2035	66,40	0,02	6,57	26,70	3,76	3,61	0,04	0,16	-	-	5,53
20	2036	56,87	0,02	5,63	22,69	3,47	3,33	0,04	0,14	-	-	5,09
21	2037	50,73	0,02	5,02	19,96	3,05	2,93	0,03	0,14	-	-	5,09
22	2038	45,00	0,02	4,45	17,29	2,64	2,53	0,03	0,14	-	-	5,34
23	2039	38,35	0,02	3,79	14,60	2,23	2,14	0,03	0,12	-	-	4,81
24	2040	36,31	0,02	3,59	13,83	2,12	2,03	0,03	0,12	-	-	4,55
25	2041	34,52	0,02	3,41	13,11	2,01	1,92	0,03	0,11	-	-	4,40
26	2042	30,40	0,02	3,01	11,47	1,76	1,68	0,03	0,09	-	-	4,03
27	2043	20,70	0,02	2,05	7,63	1,17	1,12	0,02	0,05	-	-	3,12
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**2 402,6**	**0,4**	**237,7**	**635,8**	**159,7**	**152,9**	**0,9**	**6,2**	**-**	**249,4**	**196,7**

Annexe

Résultats économiques du projet (Y)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	
									année
-	0,94	-	-	0,26	- 15,0	- 7,6	- 7,44	50,5	2023
1,68	2,40	-	-	0,50	- 9,9	- 4,9	- 5,02	77,5	2024
2,09	2,82	-	-	0,32	91,7	46,9	44,83	97,1	2025
1,99	2,77	-	-	0,12	121,6	62,1	59,54	106,2	2026
1,80	2,81	-	-	0,15	102,7	52,5	50,29	121,0	2027
1,31	2,39	-	-	0,14	73,2	37,4	35,84	111,9	2028
0,92	1,92	-	-	0,06	66,2	33,8	32,42	94,9	2029
0,65	1,56	-	-	0,07	52,3	26,7	25,61	77,5	2030
0,48	1,29	-	-	0,06	42,5	21,7	20,80	64,2	2031
0,38	1,12	-	-	0,05	33,7	17,2	16,51	61,0	2032
0,32	1,00	-	-	0,05	27,6	14,1	13,51	55,2	2033
0,25	0,84	-	-	0,04	22,7	11,6	11,13	46,8	2034
0,20	0,71	-	-	0,03	18,7	9,6	9,17	40,9	2035
0,16	0,61	-	-	0,03	15,4	7,9	7,53	35,3	2036
0,14	0,57	-	-	0,03	13,5	6,9	6,61	31,1	2037
0,13	0,52	-	-	0,03	11,7	6,0	5,71	27,1	2038
0,10	0,45	-	-	0,02	9,8	5,0	4,81	22,9	2039
0,10	0,42	-	-	0,02	9,3	4,8	4,56	21,7	2040
0,09	0,40	-	-	0,02	8,8	4,5	4,32	20,6	2041
0,08	0,34	-	-	0,02	7,7	3,9	3,78	18,0	2042
0,05	0,22	-	-	0,02	5,1	2,6	2,51	12,0	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
12,9	**26,1**	-	-	**2,0**	**709,7**	**362,6**	**347,0**	**1 193,6**	

Annexe 12 : résultats économique du projet (y) selon le contrat de participation (prix=100)

résultats du projet (Y) annexe - Microsoft Excel (Échec de l'acti

D3 | résultats économiques du projet (Y)

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1												
2												
3		résultats économiques du projet (Y)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	111,61	0,02	11,07	40,42	7,21	6,85	-	0,21	-	44,52	7,63
8	2024	267,65	0,02	26,53	22,88	27,65	26,41	0,02	0,62	-	126,89	13,88
9	2025	324,68	0,02	32,19	39,43	31,54	30,21	0,06	0,66	-	47,41	16,96
10	2026	321,41	0,02	31,86	63,73	27,15	26,05	0,06	0,64	-	5,07	18,05
11	2027	324,07	0,02	32,13	94,17	22,85	21,91	0,07	0,67	-	12,74	16,65
12	2028	272,52	0,02	27,01	102,39	14,60	13,99	0,07	0,58	-	12,74	15,21
13	2029	221,67	0,02	21,98	88,38	10,29	9,87	0,07	0,45	-	-	12,47
14	2030	183,26	0,02	18,17	71,36	7,49	7,18	0,07	0,35	-	-	13,80
15	2031	152,59	0,02	15,13	59,78	5,23	5,01	0,06	0,29	-	-	12,95
16	2032	132,75	0,02	13,16	54,36	5,79	5,55	0,06	0,25	-	-	9,37
17	2033	117,98	0,02	11,70	47,62	6,00	5,75	0,06	0,22	-	-	9,73
18	2034	98,94	0,02	9,81	40,01	5,28	5,06	0,05	0,19	-	-	8,03
19	2035	83,01	0,02	8,23	34,17	4,91	4,71	0,04	0,16	-	-	5,53
20	2036	71,09	0,02	7,05	29,09	4,45	4,27	0,04	0,14	-	-	5,09
21	2037	63,41	0,02	6,28	25,66	3,93	3,76	0,03	0,14	-	-	5,09
22	2038	56,25	0,02	5,57	22,35	3,42	3,28	0,03	0,14	-	-	5,34
23	2039	47,94	0,02	4,75	18,91	2,89	2,77	0,03	0,12	-	-	4,81
24	2040	45,38	0,02	4,50	17,91	2,74	2,63	0,03	0,12	-	-	4,55
25	2041	43,15	0,02	4,28	16,99	2,60	2,49	0,03	0,11	-	-	4,40
26	2042	38,00	0,02	3,77	14,89	2,28	2,18	0,03	0,09	-	-	4,03
27	2043	25,87	0,02	2,57	9,96	1,52	1,46	0,02	0,05	-	-	3,12
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**3 003,2**	**0,4**	**297,7**	**914,5**	**199,8**	**191,4**	**0,9**	**6,2**	**-**	**249,4**	**196,7**

Annexe

Résultats économiques du projet (Y)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	année
-	0,94	-	-	0,26	- 8,1	- 4,0	- 4,05	65,8	2023
1,68	2,40	-	-	0,50	16,8	8,8	8,06	104,1	2024
2,09	2,82	-	-	0,32	119,3	61,0	58,36	134,1	2025
1,99	2,77	-	-	0,12	142,3	72,6	69,67	149,5	2026
1,80	2,81	-	-	0,15	116,5	59,4	57,01	171,8	2027
1,31	2,39	-	-	0,14	80,7	41,2	39,48	158,7	2028
0,92	1,92	-	-	0,06	74,1	37,8	36,30	131,1	2029
0,65	1,56	-	-	0,07	61,6	31,5	30,17	104,6	2030
0,48	1,29	-	-	0,06	51,5	26,3	25,22	85,5	2031
0,38	1,12	-	-	0,05	42,0	21,4	20,55	79,2	2032
0,32	1,00	-	-	0,05	34,9	17,8	17,09	71,4	2033
0,25	0,84	-	-	0,04	28,9	14,7	14,13	60,4	2034
0,20	0,71	-	-	0,03	23,9	12,2	11,69	52,2	2035
0,16	0,61	-	-	0,03	19,8	10,1	9,69	45,1	2036
0,14	0,57	-	-	0,03	17,4	8,9	8,53	39,8	2037
0,13	0,52	-	-	0,03	15,1	7,7	7,41	34,8	2038
0,10	0,45	-	-	0,02	12,8	6,5	6,27	29,5	2039
0,10	0,42	-	-	0,02	12,1	6,2	5,93	27,9	2040
0,09	0,40	-	-	0,02	11,5	5,9	5,63	26,5	2041
0,08	0,34	-	-	0,02	10,1	5,1	4,93	23,3	2042
0,05	0,22	-	-	0,02	6,7	3,4	3,30	15,6	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
12,9	**26,1**	-	-	**2,0**	**890,0**	**454,6**	**435,4**	**1 610,9**	

Annexe 13: résultats économique du projet (y) selon le contrat de « PSC » (prix=40)

résultats du projet (Y) annexe - Microsoft Excel (Échec de l'act

D3 résultats économiques du projet (Y)

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1												
2												
3		résultats économiques du projet (Y)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	44,64	0,02	4,37	7,96	4,31	1,40	-	0,21	-	44,52	7,63
8	2024	107,06	0,02	10,47	2,66	14,01	2,75	0,02	0,62	-	126,89	13,88
9	2025	129,87	0,02	12,71	2,99	16,88	3,20	0,06	0,66	-	47,41	16,96
10	2026	128,57	0,02	12,58	2,72	16,42	3,01	0,06	0,64	-	5,07	18,05
11	2027	129,63	0,02	12,68	5,30	15,91	3,01	0,07	0,67	-	12,74	16,65
12	2028	109,01	0,02	10,66	9,65	9,87	2,40	0,07	0,58	-	12,74	15,21
13	2029	88,67	0,02	8,67	9,95	4,78	3,00	0,07	0,45	-	-	12,47
14	2030	73,31	0,02	7,17	8,28	1,23	2,68	0,07	0,35	-	-	13,80
15	2031	61,03	0,02	5,97	7,64	-	2,15	0,06	0,29	-	-	12,95
16	2032	53,10	0,02	5,20	8,00	0,67	2,09	0,06	0,25	-	-	9,37
17	2033	47,19	0,02	4,62	6,96	2,92	1,91	0,06	0,22	-	-	9,73
18	2034	39,58	0,02	3,87	6,03	2,88	1,61	0,05	0,19	-	-	8,03
19	2035	33,20	0,02	3,25	5,45	3,35	1,42	0,04	0,16	-	-	5,53
20	2036	28,44	0,02	2,78	4,68	3,33	1,20	0,04	0,14	-	-	5,09
21	2037	25,36	0,02	2,48	4,11	2,85	1,04	0,03	0,14	-	-	5,09
22	2038	22,50	0,02	2,20	3,48	2,37	0,87	0,03	0,14	-	-	5,34
23	2039	19,18	0,02	1,87	2,92	1,97	0,73	0,03	0,12	-	-	4,81
24	2040	18,15	0,02	1,77	2,79	1,86	0,69	0,03	0,12	-	-	4,55
25	2041	17,26	0,02	1,69	2,64	1,75	0,65	0,03	0,11	-	-	4,40
26	2042	15,20	0,02	1,49	2,30	1,52	0,56	0,03	0,09	-	-	4,03
27	2043	10,35	0,02	1,01	1,48	0,97	0,36	0,02	0,05	-	-	3,12
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**1 201,3**	**0,4**	**117,5**	**108,0**	**109,9**	**36,7**	**0,9**	**6,2**	**-**	**249,4**	**196,7**

Annexe

Résultats économiques du projet (Y)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	
									année
-	0,94	-	-	0,26	- 27,2	- 4,4	- 24,07	18,3	2023
1,68	2,40	-	-	0,50	- 69,4	- 8,1	- 63,55	30,5	2024
2,09	2,82	-	-	0,32	23,1	21,3	- 0,84	36,5	2025
1,99	2,77	-	-	0,12	64,5	32,5	29,49	35,4	2026
1,80	2,81	-	-	0,15	57,2	28,8	25,83	37,7	2027
1,31	2,39	-	-	0,14	43,4	20,6	20,92	33,3	2028
0,92	1,92	-	-	0,06	45,9	29,9	13,37	26,9	2029
0,65	1,56	-	-	0,07	37,1	28,1	6,59	19,8	2030
0,48	1,29	-	-	0,06	29,8	22,5	5,37	16,1	2031
0,38	1,12	-	-	0,05	25,6	20,1	3,67	16,3	2032
0,32	1,00	-	-	0,05	19,1	15,7	1,74	16,7	2033
0,25	0,84	-	-	0,04	15,6	12,6	1,47	14,7	2034
0,20	0,71	-	-	0,03	12,9	10,2	1,34	13,7	2035
0,16	0,61	-	-	0,03	10,2	8,0	1,12	12,2	2036
0,14	0,57	-	-	0,03	8,7	6,9	0,93	10,7	2037
0,13	0,52	-	-	0,03	7,3	5,8	0,75	9,1	2038
0,10	0,45	-	-	0,02	6,0	4,8	0,61	7,7	2039
0,10	0,42	-	-	0,02	5,7	4,5	0,58	7,3	2040
0,09	0,40	-	-	0,02	5,4	4,3	0,54	6,9	2041
0,08	0,34	-	-	0,02	4,6	3,7	0,47	6,0	2042
0,05	0,22	-	-	0,02	3,0	2,4	0,30	3,9	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
12,9	**26,1**	-	-	**2,0**	**328,5**	**270,2**	**26,6**	**379,6**	

Annexe 14: résultats économique du projet (y) selon le contrat de « PSC » (prix=60)

résultats du projet (Y) annexe - Microsoft Excel (Échec de l'acti

D3 résultats économiques du projet (Y)

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1												
2												
3		résultats économiques du projet (Y)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	66,96	0,02	6,60	16,04	6,74	2,58	-	0,21	-	44,52	7,63
8	2024	160,59	0,02	15,82	6,54	24,47	5,58	0,02	0,62	-	126,89	13,88
9	2025	194,81	0,02	19,20	7,69	29,57	6,63	0,06	0,66	-	47,41	16,96
10	2026	192,85	0,02	19,01	12,07	27,57	6,41	0,06	0,64	-	5,07	18,05
11	2027	194,44	0,02	19,16	21,28	25,19	6,44	0,07	0,67	-	12,74	16,65
12	2028	163,51	0,02	16,11	28,55	16,03	5,29	0,07	0,58	-	12,74	15,21
13	2029	133,00	0,02	13,11	27,28	9,20	5,35	0,07	0,45	-	-	12,47
14	2030	109,96	0,02	10,84	23,23	4,70	4,62	0,07	0,35	-	-	13,80
15	2031	91,55	0,02	9,03	20,82	1,69	3,76	0,06	0,29	-	-	12,95
16	2032	79,65	0,02	7,85	20,38	3,70	3,50	0,06	0,25	-	-	9,37
17	2033	70,79	0,02	6,98	18,00	4,73	3,16	0,06	0,22	-	-	9,73
18	2034	59,37	0,02	5,85	15,47	4,35	2,66	0,05	0,19	-	-	8,03
19	2035	49,80	0,02	4,91	13,62	4,51	2,30	0,04	0,16	-	-	5,53
20	2036	42,66	0,02	4,20	11,73	4,30	1,95	0,04	0,14	-	-	5,09
21	2037	38,05	0,02	3,75	10,38	3,72	1,71	0,03	0,14	-	-	5,09
22	2038	33,75	0,02	3,32	8,98	3,16	1,47	0,03	0,14	-	-	5,34
23	2039	28,76	0,02	2,83	7,60	2,65	1,24	0,03	0,12	-	-	4,81
24	2040	27,23	0,02	2,68	7,23	2,50	1,17	0,03	0,12	-	-	4,55
25	2041	25,89	0,02	2,55	6,87	2,36	1,11	0,03	0,11	-	-	4,40
26	2042	22,80	0,02	2,25	6,01	2,05	0,97	0,03	0,09	-	-	4,03
27	2043	15,52	0,02	1,53	3,97	1,35	0,64	0,02	0,05	-	-	3,12
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**1 801,9**	**0,4**	**177,6**	**293,7**	**184,5**	**68,5**	**0,9**	**6,2**	**-**	**249,4**	**196,7**

Annexe

Résultats économiques du projet (Y)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	année
-	0,94	-	-	0,26	- 18,9	1,2	- 22,51	32,2	2023
1,68	2,40	-	-	0,50	- 38,6	16,1	- 59,81	53,1	2024
2,09	2,82	-	-	0,32	60,4	50,6	3,70	63,8	2025
1,99	2,77	-	-	0,12	98,1	58,2	33,98	65,8	2026
1,80	2,81	-	-	0,15	86,5	50,2	30,37	72,8	2027
1,31	2,39	-	-	0,14	64,2	34,7	24,73	66,6	2028
0,92	1,92	-	-	0,06	61,5	40,1	16,47	55,5	2029
0,65	1,56	-	-	0,07	49,5	36,0	9,15	43,8	2030
0,48	1,29	-	-	0,06	40,6	29,6	7,51	35,7	2031
0,38	1,12	-	-	0,05	32,6	23,8	5,53	35,8	2032
0,32	1,00	-	-	0,05	26,2	19,8	3,39	33,2	2033
0,25	0,84	-	-	0,04	21,3	16,0	2,86	28,6	2034
0,20	0,71	-	-	0,03	17,5	12,9	2,50	25,6	2035
0,16	0,61	-	-	0,03	14,2	10,2	2,11	22,4	2036
0,14	0,57	-	-	0,03	12,3	8,9	1,82	19,7	2037
0,13	0,52	-	-	0,03	10,4	7,6	1,53	17,1	2038
0,10	0,45	-	-	0,02	8,7	6,3	1,28	14,5	2039
0,10	0,42	-	-	0,02	8,3	6,0	1,21	13,7	2040
0,09	0,40	-	-	0,02	7,8	5,6	1,15	13,0	2041
0,08	0,34	-	-	0,02	6,8	4,9	1,00	11,4	2042
0,05	0,22	-	-	0,02	4,5	3,2	0,66	7,6	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
12,9	**26,1**	-	-	**2,0**	**573,8**	**441,9**	**68,6**	**731,9**	

Annexe 15: résultats économique du projet (y) selon le contrat de « PSC » (prix=80)

résultats du projet (Y) annexe - Microsoft Excel (Échec de l'act

D3 résultats économiques du projet (Y)

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1												
2												
3		résultats économiques du projet (Y)										
4		Recette	Taxe	Redevan	L'impôt	l'impôt	l'impôt	Taxe	Redevan	CAPEX de	CAPEX	OPEX
5		du projet	Superfici	ce	sur le	sur le	sur le	spécifiqu	ce	recheche	développ	
6	Année										Millions USD	
7	2023	89,29	0,02	8,83	24,11	9,16	3,76	-	0,21	-	44,52	7,63
8	2024	214,12	0,02	21,17	11,70	34,54	8,41	0,02	0,62	-	126,89	13,88
9	2025	259,75	0,02	25,69	17,44	40,74	10,07	0,06	0,66	-	47,41	16,96
10	2026	257,13	0,02	25,44	29,24	36,38	9,81	0,06	0,64	-	5,07	18,05
11	2027	259,25	0,02	25,64	46,35	31,74	9,87	0,07	0,67	-	12,74	16,65
12	2028	218,02	0,02	21,56	55,52	19,77	8,17	0,07	0,58	-	12,74	15,21
13	2029	177,34	0,02	17,54	51,16	11,66	7,69	0,07	0,45	-	-	12,47
14	2030	146,61	0,02	14,51	43,80	6,48	6,56	0,07	0,35	-	-	13,80
15	2031	122,07	0,02	12,08	37,08	3,43	5,38	0,06	0,29	-	-	12,95
16	2032	106,20	0,02	10,51	34,24	5,31	4,90	0,06	0,25	-	-	9,37
17	2033	94,38	0,02	9,34	29,65	6,36	4,41	0,06	0,22	-	-	9,73
18	2034	79,15	0,02	7,83	24,92	5,81	3,71	0,05	0,19	-	-	8,03
19	2035	66,40	0,02	6,57	21,39	5,78	3,18	0,04	0,16	-	-	5,53
20	2036	56,87	0,02	5,63	18,19	5,45	2,70	0,04	0,14	-	-	5,09
21	2037	50,73	0,02	5,02	15,99	4,79	2,38	0,03	0,14	-	-	5,09
22	2038	45,00	0,02	4,45	13,85	4,15	2,06	0,03	0,14	-	-	5,34
23	2039	38,35	0,02	3,79	11,70	3,50	1,74	0,03	0,12	-	-	4,81
24	2040	36,31	0,02	3,59	11,08	3,32	1,65	0,03	0,12	-	-	4,55
25	2041	34,52	0,02	3,41	10,50	3,14	1,56	0,03	0,11	-	-	4,40
26	2042	30,40	0,02	3,01	9,19	2,75	1,37	0,03	0,09	-	-	4,03
27	2043	20,70	0,02	2,05	6,11	1,83	0,91	0,02	0,05	-	-	3,12
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	**2 402,6**	**0,4**	**237,7**	**523,2**	**246,1**	**100,3**	**0,9**	**6,2**	**-**	**249,4**	**196,7**

Annexe

Résultats économiques du projet (Y)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	
									année
-	0,94	-	-	0,26	- 10,6	6,7	- 20,94	46,1	2023
1,68	2,40	-	-	0,50	- 8,8	39,3	- 56,07	76,5	2024
2,09	2,82	-	-	0,32	94,1	76,4	8,24	94,7	2025
1,99	2,77	-	-	0,12	126,2	78,5	38,48	101,6	2026
1,80	2,81	-	-	0,15	109,4	65,2	34,90	114,4	2027
1,31	2,39	-	-	0,14	79,4	43,2	28,54	105,7	2028
0,92	1,92	-	-	0,06	72,5	45,6	19,57	88,6	2029
0,65	1,56	-	-	0,07	58,0	40,1	11,71	71,8	2030
0,48	1,29	-	-	0,06	48,3	33,6	9,64	58,3	2031
0,38	1,12	-	-	0,05	39,5	27,4	7,39	55,3	2032
0,32	1,00	-	-	0,05	32,8	23,5	5,04	50,1	2033
0,25	0,84	-	-	0,04	27,1	19,3	4,24	42,5	2034
0,20	0,71	-	-	0,03	22,4	15,8	3,66	37,1	2035
0,16	0,61	-	-	0,03	18,5	12,9	3,10	32,2	2036
0,14	0,57	-	-	0,03	16,3	11,3	2,71	28,4	2037
0,13	0,52	-	-	0,03	14,1	9,8	2,32	24,7	2038
0,10	0,45	-	-	0,02	11,9	8,3	1,95	20,9	2039
0,10	0,42	-	-	0,02	11,2	7,8	1,85	19,8	2040
0,09	0,40	-	-	0,02	10,7	7,4	1,75	18,8	2041
0,08	0,34	-	-	0,02	9,3	6,5	1,54	16,5	2042
0,05	0,22	-	-	0,02	6,2	4,3	1,02	11,0	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
12,9	**26,1**	-	-	**2,0**	**788,5**	**583,0**	**110,6**	**1 114,7**	

Annexe 16: résultats économique du projet (y) selon le contrat de « PSC » (prix=100)

résultats du projet (Y) annexe - Microsoft Excel (Échec de l'acti

D3 résultats économiques du projet (Y)

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1												
2												
3		résultats économiques du projet (Y)										
4		Recette du projet	Taxe Superfici	Redevance	L'impôt sur le	l'impôt sur le	l'impôt sur le	Taxe spécifiqu	Redevance	CAPEX de recheche	CAPEX développ	OPEX
5												
6	Année										Millions USD	
7	2023	111,61	0,02	11,07	32,19	11,58	4,94	-	0,21	-	44,52	7,63
8	2024	267,65	0,02	26,53	22,63	42,88	11,25	0,02	0,62	-	126,89	13,88
9	2025	324,68	0,02	32,19	32,70	50,26	13,51	0,06	0,66	-	47,41	16,96
10	2026	321,41	0,02	31,86	52,36	43,40	13,21	0,06	0,64	-	5,07	18,05
11	2027	324,07	0,02	32,13	78,73	36,09	13,30	0,07	0,67	-	12,74	16,65
12	2028	272,52	0,02	27,01	85,13	22,72	11,06	0,07	0,58	-	12,74	15,21
13	2029	221,67	0,02	21,98	71,65	15,14	10,04	0,07	0,45	-	-	12,47
14	2030	183,26	0,02	18,17	57,19	10,42	8,50	0,07	0,35	-	-	13,80
15	2031	152,59	0,02	15,13	48,12	6,75	6,99	0,06	0,29	-	-	12,95
16	2032	132,75	0,02	13,16	43,84	8,19	6,31	0,06	0,25	-	-	9,37
17	2033	117,98	0,02	11,70	38,19	8,92	5,66	0,06	0,22	-	-	9,73
18	2034	98,94	0,02	9,81	32,08	7,96	4,75	0,05	0,19	-	-	8,03
19	2035	83,01	0,02	8,23	27,40	7,58	4,06	0,04	0,16	-	-	5,53
20	2036	71,09	0,02	7,05	23,33	6,99	3,46	0,04	0,14	-	-	5,09
21	2037	63,41	0,02	6,28	20,58	6,17	3,05	0,03	0,14	-	-	5,09
22	2038	56,25	0,02	5,57	17,92	5,37	2,66	0,03	0,14	-	-	5,34
23	2039	47,94	0,02	4,75	15,16	4,54	2,25	0,03	0,12	-	-	4,81
24	2040	45,38	0,02	4,50	14,36	4,30	2,13	0,03	0,12	-	-	4,55
25	2041	43,15	0,02	4,28	13,62	4,08	2,02	0,03	0,11	-	-	4,40
26	2042	38,00	0,02	3,77	11,94	3,58	1,77	0,03	0,09	-	-	4,03
27	2043	25,87	0,02	2,57	7,98	2,39	1,18	0,02	0,05	-	-	3,12
28	2044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	2045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	2046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	2047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2051	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	2057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	2058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	2059	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	2060	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	2061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	2062	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47												
48	Total	3 003,2	0,4	297,7	747,1	309,3	132,1	0,9	6,2	-	249,4	196,7

Annexe

Résultats économiques du projet (Y)									
Provision d'abando	Coût du transport	coût de liquéfacti	coût de séparatio	Frais de formatio	Cash-flow Projet	Cash-flow	Cash-flow Co-	Revenus Fiscaux	année
-	0,94	-	-	0,26	- 2,3	12,3	- 19,38	60,0	2023
1,68	2,40	-	-	0,50	17,0	58,6	- 52,32	103,9	2024
2,09	2,82	-	-	0,32	124,0	98,3	12,78	129,4	2025
1,99	2,77	-	-	0,12	150,2	94,6	42,97	141,6	2026
1,80	2,81	-	-	0,15	127,3	75,1	39,43	161,0	2027
1,31	2,39	-	-	0,14	92,8	49,9	32,35	146,6	2028
0,92	1,92	-	-	0,06	85,8	53,5	22,67	119,3	2029
0,65	1,56	-	-	0,07	71,5	49,1	14,28	94,7	2030
0,48	1,29	-	-	0,06	59,7	41,2	11,77	77,4	2031
0,38	1,12	-	-	0,05	49,3	34,0	9,24	71,8	2032
0,32	1,00	-	-	0,05	41,5	29,4	6,69	64,8	2033
0,25	0,84	-	-	0,04	34,4	24,2	5,62	54,9	2034
0,20	0,71	-	-	0,03	28,6	19,9	4,82	47,5	2035
0,16	0,61	-	-	0,03	23,8	16,4	4,10	41,0	2036
0,14	0,57	-	-	0,03	21,0	14,5	3,59	36,3	2037
0,13	0,52	-	-	0,03	18,3	12,6	3,11	31,7	2038
0,10	0,45	-	-	0,02	15,4	10,7	2,62	26,9	2039
0,10	0,42	-	-	0,02	14,6	10,1	2,48	25,5	2040
0,09	0,40	-	-	0,02	13,9	9,6	2,35	24,2	2041
0,08	0,34	-	-	0,02	12,2	8,4	2,07	21,2	2042
0,05	0,22	-	-	0,02	8,1	5,6	1,39	14,2	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2048
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2049
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2050
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2051
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2052
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2053
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2054
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2055
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2056
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2058
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2059
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2060
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2061
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2062
12,9	**26,1**	-	-	**2,0**	**1 007,1**	**728,0**	**152,6**	**1 493,7**	

Annex 17 : TRI du projet (X) selon les deux types du contrat

	Projet (X) participation	
	cf	TRI
2023	-34,6416	18%
2024	6,894601	
2025	7,949998	
2026	11,59456	
2027	9,98449	
2028	10,80852	
2029	8,276754	
2030	5,265822	
2031	2,258697	
2032	1,377485	
2033	1,294508	
2034	1,12551	
2035	1,18358	
2036	1,047468	
2037	0,101741	
2038		
2039		
2040		
2041		
2042		
2043		

	Projet (X) PSC	
	cf	TRI
2023	-34,6416	19%
2024	7,021533	
2025	8,056886	
2026	11,70564	
2027	10,10478	
2028	11,05999	
2029	8,51205	
2030	5,142534	
2031	2,206142	
2032	1,338676	
2033	1,25922	
2034	1,095566	
2035	1,153639	
2036	1,02165	
2037	0,096036	
2038		
2039		
2040		
2041		
2042		
2043		

	SH (X) participation	
	cf	TRI
2023	-17,5907	18%
2024	3,5305	
2025	4,066925	
2026	5,920134	
2027	5,100841	
2028	5,514239	
2029	4,223475	
2030	2,686506	
2031	1,152576	
2032	0,703114	
2033	0,660745	
2034	0,574562	
2035	0,604145	
2036	0,534419	
2037	0,051888	
2038		
2039		
2040		
2041		
2042		
2043		

	SH (X)PSC	
	cf	TRI
2023	-9,49403	42%
2024	2,920879	
2025	4,075108	
2026	5,221118	
2027	4,092901	
2028	7,61081	
2029	6,170775	
2030	3,882879	
2031	1,601572	
2032	1,251774	
2033	1,169433	
2034	1,015043	
2035	1,046954	
2036	0,921959	
2037	0,156721	
2038		
2039		
2040		
2041		
2042		
2043		

	CON (X) participation	
	cf	TRI
2023	-17,0509	18%
2024	3,364101	
2025	3,883074	
2026	5,674421	
2027	4,883649	
2028	5,294285	
2029	4,053278	
2030	2,579316	
2031	1,106121	
2032	0,674372	
2033	0,633763	
2034	0,550948	
2035	0,579436	
2036	0,513049	
2037	0,049853	
2038		
2039		
2040		
2041		
2042		
2043		

	CON (X) PSC	
	cf	TRI
2023	-24,9985	3%
2024	4,028543	
2025	4,024263	
2026	6,490414	
2027	6,0327	
2028	3,151703	
2029	2,108016	
2030	1,172008	
2031	0,660745	
2032	0,142722	
2033	0,133941	
2034	0,116425	
2035	0,119721	
2036	0,107865	
2037	0,02479	
2038		
2039		
2040		
2041		
2042		
2043		

Annex 18 : TRI du projet (Y) selon les deux types du contrat

	Projet (Y) participation	
	cf	TRI
2023	-21,9125	87%
2024	-39,9515	
2025	58,83913	
2026	96,07194	
2027	83,27553	
2028	61,14692	
2029	57,96497	
2030	46,17905	
2031	37,85067	
2032	29,93632	
2033	23,71824	
2034	19,24397	
2035	15,70863	
2036	12,63111	
2037	10,92149	
2038	9,278209	
2039	7,760731	
2040	7,329906	
2041	6,921243	
2042	6,029242	
2043	3,962683	

	Projet (Y) PSC	
	cf	TRI
2023	-18,9056	96%
2024	-38,6491	
2025	60,38676	
2026	98,09468	
2027	86,47364	
2028	64,23971	
2029	61,47303	
2030	49,50629	
2031	40,63681	
2032	32,56579	
2033	26,16208	
2034	21,31732	
2035	17,51463	
2036	14,17334	
2037	12,27885	
2038	10,44788	
2039	8,746279	
2040	8,263251	
2041	7,804936	
2042	6,800273	
2043	4,469291	

	SH (Y) participation	
	cf	TRI
2023	-11,0823	88%
2024	-20,1968	
2025	30,12285	
2026	49,03796	
2027	42,52299	
2028	31,23482	
2029	29,5844	
2030	23,57594	
2031	19,32695	
2032	15,28425	
2033	12,11367	
2034	9,828754	
2035	8,021275	
2036	6,450946	
2037	5,579041	
2038	4,741411	
2039	3,966561	
2040	3,74637	
2041	3,537694	
2042	3,082108	
2043	2,026545	

	SH (Y) PSC	
	cf	TRI
2023	1,181134	100%
2024	16,05255	
2025	50,59749	
2026	58,22217	
2027	50,21623	
2028	34,70612	
2029	40,0524	
2030	36,04938	
2031	29,62966	
2032	23,76874	
2033	19,81643	
2034	15,98012	
2035	12,86796	
2036	10,24337	
2037	8,881411	
2038	7,572487	
2039	6,342689	
2040	5,985576	
2041	5,648768	
2042	4,913983	
2043	3,218625	

	CON (Y) participation	
	cf	TRI
2023	-10,8302	86%
2024	-19,7547	
2025	28,71628	
2026	47,03397	
2027	40,75255	
2028	29,91209	
2029	28,38057	
2030	22,60311	
2031	18,52372	
2032	14,65207	
2033	11,60457	
2034	9,415213	
2035	7,68735	
2036	6,180163	
2037	5,342446	
2038	4,536798	
2039	3,79417	
2040	3,583536	
2041	3,383549	
2042	2,947135	
2043	1,936138	

	CON (Y) PSC	
	cf	TRI
2023	-22,5053	14%
2024	-59,8095	
2025	3,696083	
2026	33,9837	
2027	30,36637	
2028	24,7304	
2029	16,4681	
2030	9,149494	
2031	7,505558	
2032	5,530526	
2033	3,394202	
2034	2,855651	
2035	2,497385	
2036	2,109416	
2037	1,81853	
2038	1,532703	
2039	1,279633	
2040	1,213064	
2041	1,148028	
2042	1,00366	
2043	0,661993	

Table de matière

Remerciement I
Dédicace II
Liste des abriviations III
Liste des Tableaux V
Liste des Figures VIII
Sommaire XI
Résumé XIII
Abstract XIV
Introduction générale ..... A
Problématique ..... B
Introduction du chapitre 1 : généralités sur l'amont pétrolier en Algérie 1
1.1 La genèse d'hydrocarbures 2
1.1.1 Définition des hydrocarbures 2
1.1.2 La formation des gisements des hydrocarbures 2
1.1.2.1 Migration primaire 3
1.1.2.2 Migration secondaire 3
1.2 Aperçu sur le secteur des hydrocarbures en Algérie 4
1.2.1 Les réserves en Algérie 5
1.2.1.1 Réserves prouvées (P1) 5
1.2.1.2 Réserves probables (P2) 6
1.2.1.3 Réserves possibles (P3) 6
1.2.2 La production et la consommation des hydrocarbures en Algérie 7
1.2.2.1 La production 7
1.2.2.2 La consommation 7
1.2.3 Exportations 7
1.3 La chaine Exploration/production 7
1.3.1 Les étapes d'un projet d'exploration /production 7
1.3.1.1 Étape exploration 8
1.3.1.1.1 Méthodes géologiques 8
1.3.1.1.2 Méthodes géophysiques 9
1.3.1.1.3 L'exploration par forage 10
1.3.1.1.4 Diagraphies 10
1.3.1.2 Le développement 10

1.3.1.3 La production 11
1.3.1.3.1 Production par déplétion naturelle 11
1.3.1.3.2 Production par méthode de récupération assistée 11
1.3.2 Les coûts des activités Exploration /Production 12
1.3.2.1 Le Coût de la géologie 12
1.3.2.2 Le Coût de la géophysique 12
1.3.2.3 Le Coût d'un forage 12
1.3.2.4 Le coût de développement 13
1.3.2.5 Le coût d'exploitation 13
Conclusion du chapitre 1 14
Introduction du chapitre 2 15
2.1 Evolution du cadre législatif régissant les hydrocarbures en Algérie depuis l'indépendance .. 16
2.2 Dispositions générales 19
2.2.1 Champ d'application et définitions 19
2.2.2 Principes 22
2.2.3 L'occupation de terrain 23
2.2.4 Régime des données 24
2.3 Le cadre institutionnel 24
2.3.1 Le ministre 24
2.3.2 ALNAFT 25
2.3.3 ARH 26
2.4 Dispositions propres aux contrats d'hydrocarbures 27
2.4.1 Formes de contrat d'hydrocarbures 27
2.4.1.1 Concession amont 27
2.4.1.2 Les contrats d'hydrocarbures 27
2.4.1.2.1 Le contrat de participation 28
2.4.1.2.2 Contrat partage de production 28
2.4.1.2.3 Contrat service à risques 29
2.4.2 Durée des contrats d'hydrocarbures 30
2.5 Régime fiscal applicable aux activités amont 31
2.5.1 La taxe superficiaire 31
2.5.2 La redevance hydrocarbures 32
2.5.3 L'impôt sur le revenu des hydrocarbures (I.R.H) 33
2.5.4 L'impôt sur le résultat (I.R) 35
2.5.5 L'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger 35
2.5.6 La redevance forfaitaire sur la production anticipée 36
2.5.7 L'application de taux réduits 36

2.5.8 Les taxes spécifiques 37
2.5.8.1 La taxe sur le torchage du gaz 37
2.5.8.2 La redevance hydraulique applicable aux activités des hydrocarbures 38
2.5.8.3 Droit de transfert 38
Conclusion du chapitre 2 39
Introduction du chapitre 3 40
3.1 Notion sur des investissements 41
3.1.1 Définition et objectifs de l'investissement 41
3.1.1.1 définition 41
3.1.1.2 Objectifs de l'investissement 42
3.1.2 Classification des investissements 42
3.1.2.1 Les investissements selon l'objet 42
3.1.2.2 Les investissements selon la nature 43
3.1.2.2.1 Les investissements corporels 43
3.1.2.2.2 Les investissements incorporels 43
3.1.2.2.3 Les investissements financiers 43
3.1.2.2.4 Les investissements en besoin en fond de roulement : 44
3.1.2.3 Les investissements selon la finalité 44
3.1.2.3.1 Les investissements productifs 44
3.1.2.3.2 Les investissements non directement productifs 44
3.2 Définition et caractéristiques d'un projet d'investissement 44
3.2.1.1 Définition d'un projet d'investissement 44
3.2.3.2 Les caractéristiques d'un projet d'investissement 45
3.3 Evaluation économique d'un projet pétrolier 48
3.3.1 L'investissement (CAPEX) 49
3.3.1.1 Les dépenses d'exploration 49
3.3.1.2 Les investissements de développement 49
3.3.2 Les dépenses d'exploitation (OPEX) 49
3.3.3 L'amortissement 50
3.3.4 L'actualisation 50
3.3.5 Le prix des hydrocarbures Selon la loi (N° 19-13) 50
3.4 Les critères d'évaluation des projets d'investissement 51
3.4.1 Approche déterministe 51
3.4.1.1 Valeur actuelle nette (V.A.N) 51
3.4.1.2 Taux de Rentabilité Interne (T.R.I) 52
3.4.1.3 Délai de récupération 52
3.4.1.4 Indice de profitabilité (I.P) 52

3.4.2 Approche probabiliste 53
3.4.2.1 La valeur monétaire espérée (E.M.V) 53
3.4.2.2 L'analyse de sensibilité 53
3.4.2.3 L'arbre de décision 54
3.5 La décision d'investissement 54
3.5.1 Importance de la décision d'investissement 54
3.5.2 La prise de décision dans les projets d'exploration-production 55
3.5.2.1 L'importance des calculs économique pour la prise décision dans les projets E/P 55
3.5.2.2 La rémunération des capitaux propres 56
Conclusion du chapitre 3 57
Introduction du chapitre 4 58
4.1 Présentation de l'agence ALNAFT 59
4.1.1 Création de l'agence ALNAFT 59
4.1.2 Organisation d'ALNAFT 59
4.1.2.1 Président du comité de direction (PCD) 59
4.1.2.2 Secrétariat général (SG) 60
4.1.2.3 Division Développement et Exploitation Des hydrocarbures (DEH) 62
4.1.2.4 Division Banque de donnée Nationale (BDN) 65
4.1.2.5 Division de gestion des contrats et affaires juridiques (DGCAJ) 66
4.1.2.6 Division Activités gaz naturel DGN 68
4.1.2.7 Division Promotion et Valorisation du Domaine Minier Hydrocarbures (PVDMH) 69
4.2 Étude de cas 71
4.2.1 Aspect contractuel 71
4.2.2 Schéma de développement 71
4.2.2.1 Schéma de développement (X) 71
4.2.2.2 Schéma de développement (Y) 72
4.2.3 Présentation technico-économique 72
4.2.3.1 Périmètre d'exploitation X 72
4.2.3.1.1 Profil de Production 72
4.2.3.1.2 Les Investissements de Recherche et Développement (CAPEX) 72
4.2.3.1.3 Les couts opératoires OPEX. 74
4.2.3.2 Périmètre d'exploitation Y 74
4.2.3.2.1 Profil de Production 74
4.2.3.2.2 Les Investissements de Recherche et Développement (CAPEX) 75
4.2.3.2.3 Les couts opératoires OPEX 76
4.2.4 Hypothèses économiques 77
4.2.5 Le calcul économique 78

4.2.5.1 Selon participation (X & Y) 78
4.2.5.2 Selon PSC (X & Y) 81
4.2.6 Résultats économiques de projet (X & Y) 85
4.2.6.1 Résultats de surface d'exploitation Y 85
4.2.6.1.1 Selon le contrat participation (Loi des hydrocarbures 19-13) 85
4.2.6.1.2 Selon le contrat PSC (Loi des hydrocarbures 19-13) 88
4.2.6.2 Résultats de surface d'exploitation (X) 92
4.2.6.2.1 Selon le contrat participation (Loi des hydrocarbures 19-13) 92
4.2.6.2.2 Selon le contrat PSC (Loi des hydrocarbures 19-13) 96
4.2.6.3 Résultat de TRI 100
4.2.6.4 Résultats consolidés (X+Y) 100
4.2.6.4.1 Selon le contrat PSC (Loi des hydrocarbures 19-13) 100
4.2.6.4.2 Selon le contrat participation (Loi des hydrocarbures 19-13) 104
4.2.7 Sensibilité 108
4.2.7.1 X selon le contrat participation 108
4.2.7.2 X selon le contrat PSC 111
4.2.7.3 Y selon le contrat participation 114
4.2.8 Y selon le contrat PSC 118
Conclusion du chapitre 4 122
Conclusion générale 123
Bibliographie 126
Annexe .....
Table de matière .....