

**Ecole supérieure des hautes études
commerciales d'Alger**

EHEC

**Mémoire de fin de cycle pour l'obtention du diplôme de master en
sciences commerciales**

Option : affaires internationales

Thème :

**ESSAI D'ANALYSE DE LA RENTABILITE
ECONOMIQUE D'UN PROJET DE
DEVELOPPEMENT DE GAZ DE SCHISTE EN
ALGERIE.**

ETUDE DE CAS : SONATRACH

Présenté par :

Melle Amina DJEBARA

Encadré par :

Mme Nesrine BOUCHA

Maitre de conférences (A)

à EHEC Alger

5^{ème} promotion

Année universitaire 2017/2018

**Ecole supérieure des hautes études
commerciales d'Alger**

EHEC

**Mémoire de fin de cycle pour l'obtention du diplôme de master en
sciences commerciales**

Option : affaires internationales

Thème :

**ESSAI D'ANALYSE DE LA RENTABILITE
ECONOMIQUE D'UN PROJET DE
DEVELOPPEMENT DE GAZ DE SCHISTE EN
ALGERIE.**

ETUDE DE CAS : SONATRACH

Présenté par :

Melle Amina DJEBARA

Encadré par :

Mme Nesrine BOUCHA

Maitre de conférences (A)

à EHEC Alger

5^{ème} promotion

Année universitaire 2017/2018

Résumé :

Les hydrocarbures non conventionnels sont bien répartis dans le monde et représentent des ressources stratégiques dont l'exploitation pourrait permettre de compléter les apports d'hydrocarbures conventionnels et d'assurer en partie le futur énergétique de la planète.

L'Algérie, étant un pays dont l'économie est fortement dépendante de sa production pétrolière, est confrontée à l'augmentation de la consommation interne et au recul de sa production et de ses exportations qui constituent la majeure partie de sa recette fiscale, c'est à cause de ça elle a porté son intérêt aux ressources d'hydrocarbures non conventionnels qui pourrait constituer une solution ou au moins une partie de la solution pour sauver son économie et assurer la sécurité énergétique à long terme.

Dans ce travail nous allons étudier dans un premier temps la genèse du gaz de schiste et les différents procédés d'extraction puis ses aspects. Et nous allons essayer d'analyser la rentabilité économique de cette énergie en Algérie à travers une étude analytique.

Mots clés :

La rentabilité économique, hydrocarbures non conventionnels, ressources stratégiques, la sécurité énergétique, le gaz de schiste.

Abstract:

The unconventional hydrocarbons are well distributed in the world and represent a strategic resource whose exploitation could make it possible to supplement the conventional hydrocarbon contributions and to partly ensure future the energetic of planet.

Algeria, being a country on which the economy is strongly dependent on its oil production, is confronted with the increase in consumption interns and the retreat of its production and its exports which constitute the major part of its revenue from taxes, and for this reasons the interest carried to the unconventional hydrocarbon resources could constitute a solution or at least part of the solution to save its economy and to ensure the long-term energy security.

In this work we initially will study the genesis of shale gas and the various processes of extraction then its aspects, and we will try to analyze the economic profitability of this energy in Algeria through an analytical study.

Keywords:

Economic profitability, the unconventional hydrocarbons, strategic resources, energy security, shale gas, the.

ملخص :

تتوزع المواد الهيدروكربونية غير التقليدية في جميع أنحاء العالم وتمثل موارد إستراتيجية تكمل مداخل النفط والغاز التقليدي واستغلالها يسمح بضمان جزئي لمستقبل الطاقة في العالم.

الجزائر، بلد يعتمد اقتصادها بشكل كبير على إنتاج النفط وهي تواجه زيادة الاستهلاك المحلي وانخفاض في الإنتاج والصادرات التي تشكل جزء كبير من الإيرادات الضريبية هذا ما دفعها الى الاهتمام بالموارد الهيدروكربونية غير التقليدية التي يمكن أن تكون حلاً أو على الأقل جزءاً من الحل لإنقاذ اقتصادها وأمنها الطاقوي على المدى الطويل.

في هذا العمل سندرس في البداية نشأة الغاز الصخري والأساليب المختلفة لاستخراجه واثارها الجانبية

وسنحاول من خلال دراسة تحليلية تحليل الربحية الاقتصادية من هذه الطاقة في الجزائر .

الكلمات المفتاحية :

المواد الهيدروكربونية، الربحية الاقتصادية، موارد استراتيجية، الأمن الطاقوي، الغاز الصخري

Remerciement :

En préambule à ce mémoire je remercie ALLAH qui m'a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

Je tiens tout d'abord à remercier très chaleureusement Mme FERRADJI FARIZA pour son accueil, son aide, son attention et sa gentillesse tout au long du stage au sein de la SONATRACH, qui ont fait de ces six mois un moment très plaisant et intéressant.

En second lieu, je tiens à exprimer vivement ma gratitude à Mr BACHIRI SALIM pour l'orientation, la confiance et la patience, qui ont constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être mené au bon port.

Mes sincères remerciements à tous les professeurs de l'école des hautes études commerciales qui m'ont enseigné et qui par leurs compétences m'ont soutenu dans la poursuite de mes études, parmi eux Mme BOUCHA NESRINE qui m'a permis de bénéficier de son encadrement, aussi Mme RAHAL FARAH pour tout ce qu'elle m'a appris durant mon mémoire.

Je voudrais aussi exprimer ma reconnaissance envers les amis et les collègues qui m'ont apporté leur support moral et intellectuel tout au long de ma démarche. Un grand merci à RAOUYA ALAEDDINE pour les conseils concernant l'outil informatique, il a grandement facilité mon travail.

Enfin, un merci tout spécial à mon grand-père BOUGHERARA MED TAYEB pour ses impulsions et ses suggestions, pour sa confiance et son support inestimable.

Merci !

Dédicace :

Je dédie ce mémoire à :

MES CHERS PARENTS, ma mère DAOUIA et mon père DJILALI ,

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon existence et j'espère que votre bénédiction m'accompagnera toujours.

MES CHERS ET ADORABLES FRERES ET SŒUR,

SOUAD, la prunelle de mes yeux, la douce au cœur si grand.

MOHAMED et KADOUR, mes grands frères que j'aime profondément.

En témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde tendresse et reconnaissance, je vous souhaite une vie pleine de bonheur et de succès et que Dieu, le tout puissant, vous protège et vous garde.

MA CHERE PETITE NIECE AYOUTA ET SON PAPA DJAAFER,

MES GRANDS PARENTS MATERNELS, MOHAMED TAYEB et KHADOUDJA,

Qui m'ont accompagné par leurs prières, leurs douceur, puisse Dieu leurs prêter une longue vie pleine de santé et de bonheur.

LA MEMOIRE DE MES GRANDS PARENTS PATERNELS, MOHAMED et YAMINA,

J'aurais tant aimé que vous soyez présents. Que Dieu ait vos âmes dans son vaste paradis.

MES CHERS ONCLES, TANTES, LEURS EPOUX et EPOUSES, MES CHERS COUSINS et COUSINES,

Veillez trouver dans ce travail l'expression de mon respect le plus profond.

Liste des abréviations :

Abréviation	Signification
ALNAFT	Agence nationale de la valorisation des ressources en hydrocarbures
AMT	Amont
AVL	Aval
BTP	Bâtiments et travaux public
CAPEX	Capital expenditures
CBM	Coal bed methane
CF	Cash flow
CMM	Coal mine methane
COV	Composés organiques volatiles
CREG	Chine recycling energy corporation
EIA	Energy information corporation
EPA	Environmental protection agency
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
HAP	Hydrocarbure polycyclique aromatique
IBS	Impôt sur les bénéfices des sociétés
ICR	Impot complémentaire sur le résultat
IFPEN	Institut français de pétrole et énergies nouvelles
OPEX	Operating expenditures
PDG	Président directeur général
PED	Petroleum engineering and developpement
PIB	Produit intérieur brut

PV	Production valorisée
SASS	Système aquifère du sahara septentrional
SIE	Sureté interne de l'établissement
SONATRACH	La société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures
SWOT	Strengths, weakness, opportunities, threats
TCF	Trillion cubic feet
TEP	Tonne équivalent pétrole
TRC	Transport part canalisation
TRI	Taux de rentabilité interne
TRP	Taxe sur le revenu pétrolier
VAN	Valeur actuelle nette

Liste des tableaux :

Tableau	Page
Tableau n°II.1 : tableau de calcul de la taxe superficielle.	25
Tableau n°II.2 : tableau de la redevance.	26
Tableau n°II.3 : tableau de calcul de TRP.	28
Tableau n°III.1 : le profil de production conventionnelle (en 10^6 BTU/an).	54
Tableau n°III.2 : le programme de forage pour la production conventionnelle (nombre de puits/an).	55
Tableau n°III.3 : le profil de production non conventionnelle (en 10^6 BTU/an).	56
Tableau n°III.4 : le programme de forage pour la production conventionnelle (nombre de puits/an).	57
Tableau n°III.5 : le programme de fracturation hydraulique pour la production non conventionnelle (nombre de frac/an).	58
Tableau n°III.6 : la variation de la production.	62
Tableau n°III.7 : la variation de prix de vente.	63
Tableau n°III.8 : la variation de coût de forage.	64
Tableau n°III.9 : la variation de cout de fracturation hydraulique.	65

Liste des figures :

Figure	Page
Figure n°I.1 : Les hydrocarbures gazeux non conventionnels modifiés d'après IFPEN	6
Figure n°I.2 : Classement des plus grands pays détenteurs de gaz de schiste	10
Figure n°I.3 : Production de gaz de schiste aux Etats-Unis de 1999 à 2014 (en 10^3 Tcf)	11
Figure n°I.4 : le potentiel de gaz de schiste en Algérie	12
Figure n°I.5 : Les étapes d'extraction du gaz de schiste	15
Figure n°II.1 : Schéma de calcul de cash flow	36
Figure n°II.2 : la théorie d'actualisation	38
Figure n°II.3 : calcul et interprétation de la VAN	39
Figure n°II.4 : la représentation graphique du TRI	41
Figure n°III.1 : l'organigramme de la division PED.	49
Figure n°III.2 : La représentation graphique de cash-flow pour le cas conventionnel (en 10^6 \$).	59
Figure n°III.3 : La représentation graphique de cash-flow pour le cas non conventionnel avec un débit moyen d'un puits de $87671\text{m}^3/\text{j}$ (en 10^6 \$).	60
Figure n°III.4 : la VAN et le TRI en fonction de la variation de la production.	62
Figure n°III.5 : la VAN et le TRI en fonction de la variation de prix de vente.	63
Figure n°III.6 : la VAN et le TRI en fonction de la variation de coût de forage.	64
Figure n°III.7 : la VAN et le TRI en fonction de la variation de coût de la fracturation hydraulique.	65

Sommaire :

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels.....	4
Introduction du chapitre	5
Section 1 : Spécificités des hydrocarbures non conventionnels.....	5
1.1. La différence entre les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.....	5
1.2. Les hydrocarbures gazeux non conventionnels.....	6
1.3. Les spécificités de gaz de schiste.....	8
1.4. Etats de lieux des gisements mondiaux de shale gas.....	9
Section 2 : Extraction du gaz de schiste et ses différents impacts.....	13
2.1. Les techniques de forage et d'extraction de gaz de schiste.....	13
2.2. les impacts économiques de gaz de schiste.....	15
2.3. Les risques et les impacts liés a l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.....	19
2.4. Enjeux environnementaux pour l'Algérie.....	23
Conclusion du chapitre.....	25
Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements.....	26
Introduction du chapitre.....	27
Section 1 : la fiscalité pétrolière.....	27
1.1. Etude et évaluation économique du projet.....	27
1.2. Les dispositions fiscales (selon la loi 05/07).....	29
Section 2 : Calcul de la rentabilité.....	35
2.1. Calcul du cash flow.....	35
2.2. Les critères d'évaluation des projets d'investissement.....	38
Conclusion du chapitre.....	43

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.....	44
Introduction du chapitre.....	45
Section 1 : la présentation de l'organisme d'accueil.....	45
1.1. la société nationale SONATRACH.....	45
1.2. La division PED (petroleum engineering et developpement).....	48
Section 2 : la rentabilité économique d'un gisement conventionnel et non conventionnel en Algérie.....	52
2.1. Présentation des données.....	52
2.2. Présentation des résultats (cash flow, VAN et TRI).....	59
2.3. Analyse et comparaison des résultats.....	61
2.4. Etude de sensibilité sur le cas non conventionnel.....	62
Conclusion du chapitre.....	67
Conclusion générale.....	68

Introduction générale

Introduction générale

La scène énergétique internationale a subi ces dernières années l'avènement des hydrocarbures non conventionnels ; plus particulièrement le gaz de schiste qui semble bouleverser la répartition géographique des réserves et les échanges futurs.

Devant le succès économique que rencontre le développement de ces hydrocarbures aux USA depuis une dizaine d'années, de nombreux pays montrent des ambitions à développer des programmes d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste, parmi ces pays l'Algérie qui détient un potentiel important de ses ressources.

La situation économique de l'Algérie est inquiétante car les exportations des hydrocarbures conventionnels (pétrole et gaz naturel) représentent 98% des recettes totales du pays et 33% du PIB ainsi que la fiscalité pétrolière représente 70% de budget de l'état, le volume de ces exportations a baissé de 25% entre 2006 et 2011 à cause de la baisse de production et l'augmentation de la consommation interne par conséquent la facture des importations est passée de 12 milliards de dollars en 2001 à 68 milliards de dollars en 2014 ; ce qui pousse l'Algérie à enrayer ce recul de production par l'exploitation de ses ressources non conventionnelles.

Dans son rapport mondial réactualisé sur les réserves de gaz et de pétrole de schiste de 42 pays, le département américain de l'énergie propulsé l'Algérie à la 3ème place mondiale par ses réserves de gaz de schiste, avec 22 500 milliards de m³, mais pour développer un gisement de gaz ou pétrole de schistes, beaucoup de critères (sociaux, environnementaux, économiques et réglementaires) doivent être réunis et analysés, afin de pouvoir décider de se lancer ou non dans un tel projet.

Dans ce présent mémoire, nous calculerons et analyserons les paramètres qui nous permettront l'évaluation de la rentabilité économique du développement d'un projet de gaz de schiste, donnant ainsi des arguments économiques pour la prise de décision concernant l'exploitation de cette énergie car l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels met le pays face à des aspects contradictoires ; des aspects positifs qui sont principalement de nature économique et politique qui provoquent comme aux USA un « *Golden age* » d'une part , et des aspects négatifs qui sont principalement de nature écologique et sociétale.

Introduction générale

Donc la problématique principale de ce travail est la suivante : **Quel est la rentabilité économique de l'exploitation de gaz de schiste ainsi que son impact sur l'économie algérienne ?**

Et pour répondre à cette problématique nous nous sommes posé les questions secondaires suivantes :

- ✓ Quelles sont les procédures d'exploitation de gaz de schiste? Et quelles sont les techniques à utiliser ?
- ✓ Quels sont les risques environnementaux et comment les éviter ?
- ✓ Le gaz de schiste serait-il une solution intermédiaire de l'économie algérienne qui est basée majoritairement sur les hydrocarbures ?

Et dans l'objectif d'apporter des réponses et sur la base de nos connaissances préliminaires, nous avons proposé les hypothèses suivantes :

- ✓ Les techniques d'extraction de gaz de schiste sont généralement les mêmes que celles du gaz naturel, ce qui diffère est le nombre de puits à cause des mauvaises productivités et de la nécessité de la fracturation hydraulique.
- ✓ les principaux risques environnementaux sont : le risque de contaminer la nappe aquifère, les bourbiers ou sont déversés les fluides de forage et de frac, et les volumes d'eau importants nécessaires aux opérations, et en dernier le risque d'éruption de gaz dans l'atmosphère. Pour éviter tous ces risques il faut faire comme pour les gisements conventionnels car les techniques sont les mêmes, et comme dans toutes les industries les risques sont partout, le maximum de soins et d'attention sont nécessaires dans toutes les opérations.
- ✓ vue notre dépendance a la rente des hydrocarbures conventionnels, le gaz de schiste semble être une solution inévitable pour notre pays. Le seul moyen pour l'éviter les gaz de schiste est de trouver des gisements de gaz et de pétrole conventionnels.

Le choix de ce thème s'est orienté vers le gaz de schiste en Algérie, car c'est un sujet d'actualité et en raison de l'importance de ce thème, et son opportunité dans la conjoncture économique actuelle du pays.

Introduction générale

Pour arriver à un bon résultat et mener notre travail à un bon port, nous avons jugé utile d'utiliser les méthodes suivantes :

- ✓ La méthode descriptive pour notre étude théorique.
- ✓ La méthode analytique comparative pour l'essai d'analyse de la rentabilité économique en utilisant EXCEL comme un logiciel qui nous permet de faciliter les calculs et de représenter les résultats graphiquement et faire la comparaison entre les différents projets.

Ce présent mémoire s'articulera autour de trois chapitres, et chaque chapitre sera réparti en deux sections.

Le premier chapitre nous permettra tout d'abord de découvrir le gaz de schiste, ses caractéristiques et ses spécificités, ensuite il nous présentera un état de lieu des réserves de cette énergie non conventionnelle et enfin nous évoquera ses modes d'extraction et son impact sur l'environnement.

Le second chapitre sera spécialisé pour la présentation de la fiscalité pétrolière, ses modes de calculs, ainsi que les critères de décision de la rentabilité économique des gisements selon la loi algérienne des hydrocarbures.

Le troisième chapitre et le plus important dans notre étude, son intitulé sera « l'analyse de la rentabilité économique d'un projet de gaz de schiste en Algérie », il comportera la présentation de la SONATRACH et ses activités, la division PED et ses directions.

Ce chapitre nous expliquera ensuite la démarche utilisée et les informations obtenues ainsi que les résultats et les conclusions pour arriver vers la fin aux recommandions et suggestions.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

Introduction du chapitre :

Les réservoirs conventionnels sont des types de réservoirs sur lesquelles est basée l'industrie pendant les 150 ans passés, ils sont principalement de type gréseux et carbonatés. Classiquement, l'industrie pétrolière exploite les roches réservoirs les plus perméables, au sein desquelles les hydrocarbures sont concentrés, en y forant des puits à travers lesquels les hydrocarbures remonteront à la surface. Les techniques employées sont dites "conventionnelles" et par extension, les hydrocarbures ainsi extraits sont appelés "hydrocarbures conventionnels". L'autre part des hydrocarbures produits dans la roche-mère, parfois importante, et de longue durée de vie y sont restés piégés. Les roches-mères, sont très peu perméables et dans lesquelles les hydrocarbures sont disséminés, elles sont longtemps été considérées comme inexploitable. L'extraction des hydrocarbures piégés dans ces roches requiert la mise en œuvre de technologies spécifiques, dites "non conventionnelles" et, les hydrocarbures ainsi extraits sont appelés "hydrocarbures non conventionnels".

Nous allons commencer à citer les spécificités de ces hydrocarbures dans la première section, après nous allons entamer le gaz de schiste, ses modes d'extraction ainsi que ses différents impacts dans la seconde.

Section 1 : Spécificités des hydrocarbures non conventionnels:

1.1.La différence entre les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels :

1.1.1. Les hydrocarbures conventionnels :

Il faut que quatre conditions soient réunies dans une même région : une couche riche en matière organique (la roche-mère) qui va, par augmentation de pression et de température, se transformer en hydrocarbures ; lorsque la température et la pression augmentent, la matière organique se transforme d'abord en pétrole puis en gaz (principalement du méthane), une couche poreuse et perméable (le réservoir) dans laquelle les hydrocarbures vont se concentrer et pouvoir être produits, une couche imperméable (la couverture) qui empêche la migration des hydrocarbures vers la surface, un piège dans lequel les hydrocarbures vont se concentrer.¹ Les hydrocarbures se trouvant dans une roche poreuse et perméable et concentrés dans un piège (gisement), ils sont relativement faciles à produire.

¹ M.Beghoul, M. (2015, Octobre). *Exploration et exploitation des réserves et réservoirs d'hydrocarbures non conventionnels*. IAP Boumerdes, P: 123-165.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

1.1.2. Les hydrocarbures non conventionnels :

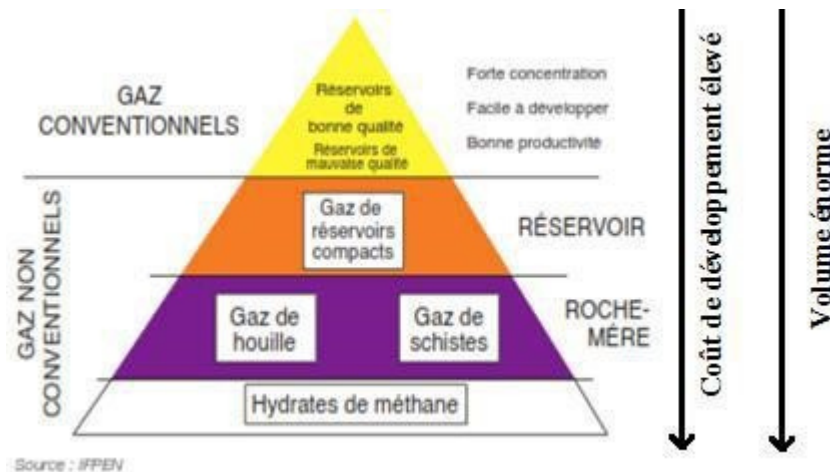
Il n'existe pas de définition stricte de la notion d'hydrocarbures non conventionnels. Dans la suite du texte il ne sera traité que des hydrocarbures non conventionnels issus de systèmes pétroliers particuliers ; les hydrocarbures produits dans l'ultra-deep offshore et dans l'Arctique ou les bio fuels ne seront donc pas traités. Dans le cas des hydrocarbures non conventionnels, on cherche à produire des hydrocarbures qui sont très difficiles à extraire, soit parce qu'ils se trouvent dans des couches très peu perméables, soit parce que la nature même de ces hydrocarbures les rend peu ou pas mobilisables.

La notion d'hydrocarbures non conventionnels réside donc exclusivement dans leur mode d'extraction. La production à grande échelle des hydrocarbures non conventionnels représente ainsi un véritable challenge technologique.¹

1.2. Les hydrocarbures gazeux non conventionnels :

Dans le cas des gaz non conventionnels, le méthane est piégé dans des roches très peu poreuses et imperméables, ce qui ne permet pas une exploitation classique.

Figure n°I.1 : Les hydrocarbures gazeux non conventionnels modifiés d'après IFPEN



Source : www.ifpenouvelles.com, consulté le 01/05/18 à 14:30.

¹ Roland (Vially), *IFP Energies nouvelle*, roland.vially@ifpen.fr Manuscrit remis en novembre 2011

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

La pyramide ci-dessus (Figure n°I.1) englobe tous les types de réservoirs de gaz, en commençant du sommet par les réservoirs de gaz conventionnels, de bonne ou mauvaise qualité qui sont caractérisés par des petites réserves. Leur développement basé sur des techniques simples, et moins chères. Quand on descend vers le bas, on aura des volumes d'hydrocarbures énormes qui nécessitent une technologie avancée et très coûteuse **les gaz de réservoirs compacts** : ce sont des hydrocarbures gazeux contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables. Pour les produire, il faut stimuler le réservoir par fracturation hydraulique.

1.2.1. Le gaz de houille (*Coal bed methane* ou CBM) :

Le gaz de houille est le gaz naturel absorbé naturellement dans les charbons : c'est le fameux "grisou" tant redouté des mineurs. Ce gaz est généralement produit à partir de couches de charbons qui sont soit trop profondes, soit de trop mauvaise qualité pour être exploitées en mine. La particularité du gaz de houille réside dans le fait que la majeure partie du méthane est adsorbée sur le charbon lui-même, l'autre fraction étant présente dans les fractures naturelles de la couche de charbon. La quantité de méthane adsorbé dépend du "rang" du charbon, ainsi que de sa nature. Pour exprimer ce méthane adsorbé sous forme gazeuse libre, il faut diminuer les conditions de pression. Cette dépressurisation s'effectue généralement en pompant l'eau interstitielle contenue dans les fractures du charbon. On peut aussi produire ce gaz de houille à partir des mines de charbon actives ou abandonnées : c'est le *Coal mine methane* ou CMM. Dans les mines actives, cette production de méthane en avant du front de taille permet de réduire le risque des "coups de grisou" tout en limitant l'émission dans l'air de méthane, gaz à fort effet de serre.¹

1.2.2. Le gaz de schistes (*shale gas*) :

Les gaz de schistes sont des gaz formés principalement par du méthane contenu dans des roches argileuses ayant une forte teneur en matière organique. Ces argiles (en fait souvent un mélange d'argiles, de silts ou de carbonates) ont été suffisamment enfouies pour que la matière organique ait été transformée en gaz. Une grande partie de ce gaz reste piégée dans les argiles car elles sont presque imperméables. Il faut donc les fracturer artificiellement pour produire ce gaz. Le potentiel de production en gaz est d'autant plus important que la roche-

¹ Roland (Vially), *IFP Energies nouvelle*, roland.vially@ifpen.fr Manuscrit remis en novembre 2011.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

mère est initialement riche en matière organique, que son enfouissement a été suffisant et que la composition minéralogique des argiles permet une fracturation naturelle ou artificielle efficace. Quand les couches contenant du gaz de schistes sont portées à l'affleurement, le méthane s'exprime sous forme gazeuse, créant des indices de gaz qui peuvent s'enflammer spontanément.¹

1.3. Les spécificités de gaz de schiste :

Les réservoirs de shale sont caractérisés par différentes textures, compositions et plusieurs propriétés petrophysiques que les réservoirs conventionnels. Ces réservoirs sont caractérisés encore par une forte hétérogénéité, significativement une faible perméabilité, une quantité importante de matière organique et mécanismes de stockage multiple qui contrôlent l'écoulement de fluide.²

1.3.1. La perméabilité :

La perméabilité de shale est très faible, La perméabilité de gaz dans la matière organique peut être supérieure à celle de la matière inorganique et cela améliore la perméabilité dans le shale gas (Wang et Gale, 2009).

1.3.2. La courbe de déclin de la production :

De nombreuses études montrent que la production d'un puits dans une couche de shale gas s'effectue au cours du temps selon un profil hyperbolique : la production initiale résulte de l'extraction du gaz libre contenu dans les fractures et dans les pores naturels, avec la chute de pression, la production décline fortement, le gaz adsorbé est extrait par désorption. La production est faible mais avec un taux de déclin réduit et elle peut donc être maintenue sur une longue période. Puisque les réservoirs conventionnels de gaz ne contiennent que du gaz libre dans les pores on aura une chute rapide de production, donc une durée de vie très courte de puits par rapport aux shales.

¹ Roland (Vially), *IFP Energies nouvelle*, roland.vially@ifpen.fr Manuscrit remis en novembre 2011.

² Haliburton, *Shale developments* (2012). P: II2-V20.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

1.3.3. L'hétérogénéité de la formation de shale :

Grâce aux changements survenue pendant la déposition, le shale exploitable apparait généralement sous forme des couches minces, laminaires, qui peuvent englober différentes lithologies et minéralogies ce qui génère une hétérogénéité à celles-ci. Un réservoir conventionnel et une roche mère (shale gas) ne réagissent pas de la même manière à la fracturation hydraulique. Le premier, parce qu'il est homogène, a tendance à générer une fracture « franche » et qui se propage dans un seul plan. Le second, est très hétérogène, il produit des réseaux de fissures selon des chemins beaucoup plus complexes. La variabilité verticale de sa minéralogie et l'existence de fissures naturelles font que la fracturation hydraulique se propagera dans plusieurs plans.¹

1.4. Etats de lieux des gisements mondiaux de shale gas :

Selon le rapport annuel de l'EIA (U.S. Energy Information Administration) de 2013, les réserves mondiales (ou ressources récupérables par la technologie actuelle) du gaz de roche-mère sont estimées à 206700 milliards de m³ soit environ 30% des réserves mondiales en gaz naturel.²



























Le tableau ci-dessous montre que les estimations de gaz de schiste en 2013 disent que la Chine, l'Argentine, l'Algérie et les États Unis en sont les plus gros détenteurs.

¹ Haliburton, *Shale développements* (2012). P: II2-V20.

² EIA. (2013), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, U.S. Energy Information Administration, P: XV

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

Figure n°I.2 : Classement des plus grands pays détenteurs de gaz de schiste

Rang	Pays	Gaz de schiste (milliards de m ³)
1	 Chine	31,6
2	 Argentine	22,7
3	 Algérie	20
4	 Canada	16,2
5	 États-Unis	16,1
6	 Mexique	15,4
7	 Australie	12,4
8	 Afrique du Sud	11
9	 Russie	8,1
10	 Brésil	6,9
11	 Venezuela	4,7
12	 Pologne	4,2
13	 France	3,9
14	 Ukraine	3,6
15	 Libye	3,5
16	 Pakistan	3
17	 Égypte	2,8
18	 Inde	2,7
19	 Paraguay	2,1
20	 Colombie	1,6
21	 Roumanie	1,4
22	 Chili	1,4
23	 Indonésie	1,3
24	 Bolivie	1
25	 Pays-Bas	0,7
26	 Royaume-Uni	0,7

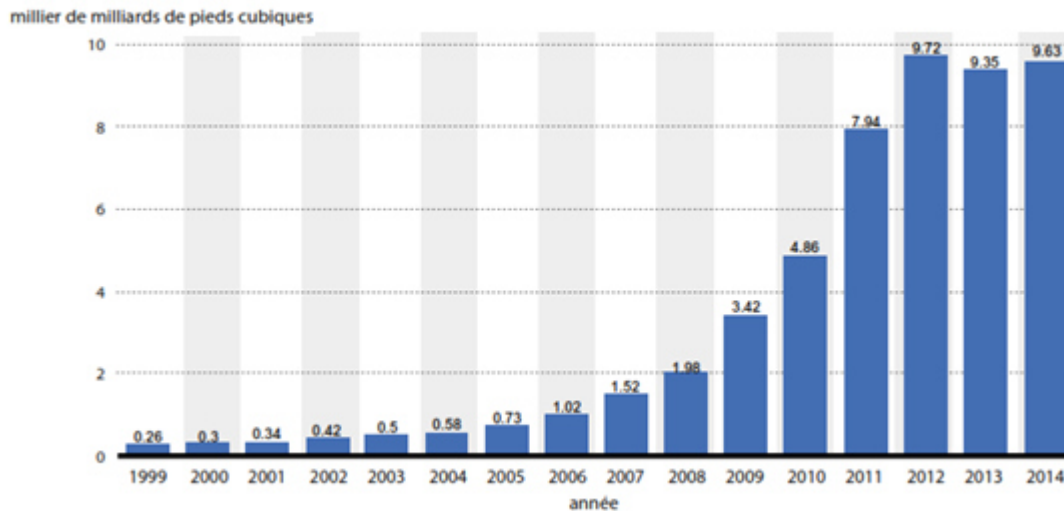
Source : www.eia.gov/naturalgas, consulté le 01/05/18 à 14:30.

1.4.1. La production mondiale de gaz de schiste :

A ce jour, trois pays produisent le shale gas à l'échelle commerciale : les États-Unis, Canada et la Chine. Aux États-Unis, le shale gas a été produit commercialement pour la première fois en 1998. En 2005, la production atteignait 730 milliards de pieds cubes par an, soit 4 % de la production totale du gaz naturel. En 2014 ce chiffre est accru à 9350 milliards de pied cubes/an, soit 39% de la production totale de gaz du pays.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

Figure n°I.3 : Production de gaz de schiste aux Etats-Unis de 1999 à 2014 (en 103Tcf) d'après EIA



Source : www.eia.gov/naturalgas, consulté le 01/05/18 à 14:30.

Ce graphique montre l'évolution de la production jusqu'en 2014. Nous remarquons une stagnation de la production du shale gas pour les trois dernières années qui est probablement due au déclin des gisements les plus productifs (Barnett, Haynesville...) et à la chute du prix du gaz, ces facteurs freinent l'exploration de nouveaux puits, le coût des forages devenant prohibitif par rapport aux bénéfices escomptés.

À l'échelle du continent africain, les réserves en shale gas représentent le double de celles du gaz conventionnel. En Algérie, sept bassins d'hydrocarbures non conventionnels ont été identifiés, l'Algérie représente 52% des réserves techniquement récupérables de shale gas en Afrique.¹

1.4.2. Le potentiel de shale gas en Algérie :

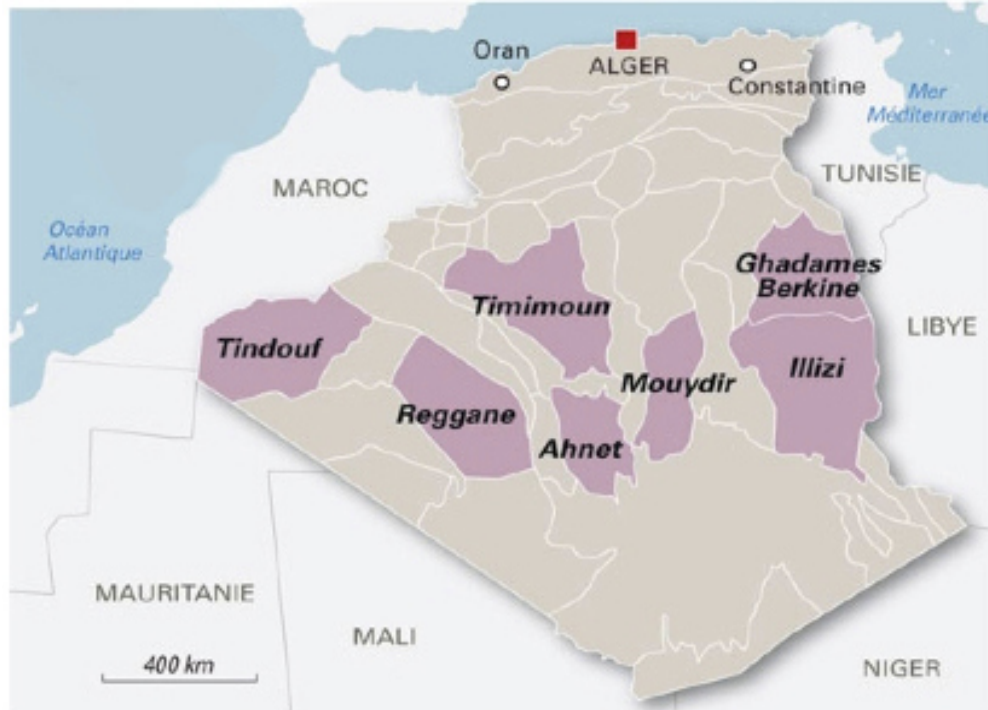
La compagnie nationale des hydrocarbures (SONATRACH) a déjà lancé un projet pilote dans le bassin d'Ahnet, dans le sud du pays. Elle prévoit une production commerciale de 20 milliards de m³/an de gaz de schiste à l'horizon 2022. Le forage de onze puits d'exploration de shale gas est prévu sur une période s'étalant de 2021 à 2027.

¹ H.STIFTUNG, (2015). *Gaz de schiste en Tunisie: entre mythes et réalités*, P: 19-24.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

Figure n°I.4 : le potentiel de gaz de schiste en Algérie

Les bassins identifiés en Algérie comme potentiels en gaz de schiste



Source : article de presse, le matin.dz.

Commentaire : L'Algérie a deux grandes formations de shale, le Silurien Tanezrouft shale et le Dévonien Fransian shale, ce pays compris 7 bassins : Tindouf, Timimoune, Reggan, Ghadames/Berkine, Illizi, Mouydir et le Bassin de l'Ahnet, comme les montre la figure ci-dessous. Ces bassins contiennent environ 3419 TCF (Trillion cubic feet) du gaz en place, la quantité techniquement récupérable est estimée à 707 TCF, soit 20% du volume totale en place.¹

¹ M.KACED, (2013). *Le potentiel shale gas en Algérie*, P: 15-18.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

Section 2 : Extraction du gaz de schiste et ses différents impacts

2.1. Les techniques de forage et d'extraction de gaz de schiste

2.1.1. L'exploration de gaz de schiste

Pour les gisements de gaz de schiste, l'exploration fait appel à des études spécialisées. Les techniques d'exploration utilisées pour rechercher les gisements de gaz de schiste sont comparables à celle utilisées pour les gisements de gaz conventionnel.

Géologues et géophysiciens étudient la roche mère et les caractéristiques géologiques du sous sol (sa composition et sa structure) grâce à des techniques de cartographie et de sismographie. Ces études préliminaires se fondent sur l'analyse de divers échantillons et données ; échantillons de roche mère et données préexistants (carottes, données sismiques, déblais d'anciens forage, etc.). L'analyse de ces données permet d'élaborer les premières hypothèses sur :

- Sa composition en minéraux qui conditionne la réaction de la roche à la fracturation.
- L'épaisseur de la roche et son étendue qui serve à évaluer les dimensions.

Après on va faire l'évaluation de la quantité de gaz disponible à l'exploitation avec le forage d'exploration. Généralement le gaz de schiste présent dans les zones souterraines composées d'argile litée : c'est une argile schisteuse contenant des sédiments à grain fin.¹

2.1.2. L'exploitation de gaz de schiste :

Si les critères géologiques sont remplis. Il en découle des méthodes d'extraction adaptés qui nécessitent le recours systématique aux techniques combinées du forage dirigé et de la fracturation hydraulique qui permettent d'obtenir des productions économiquement fiable.

2.1.2.1. Le forage horizontal :

Le forage commence par une partie verticale jusqu'à la zone de la roche mère ciblée (entre 1500 et 3000m de profondeur) puis devient progressivement horizontale pour s'insinuer sur quelques milliers de mètres à l'intérieur de la couche à exploiter. Alors que le forage horizontal permet de recouper sur de grandes distances la formation productrice et ainsi augmenter les points de récupération du gaz. Le forage horizontal est beaucoup plus adapté au

¹ Wallonie, énergie non conventionnelle 122/123Mai/Juin - Sept. /Oct. 2014.p32.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

gaz de schiste mais il est également beaucoup plus coûteux. Un forage vertical coûte de l'ordre de 300.000 à 1 million d'euros en fonction de la profondeur alors qu'un forage horizontal coûte entre 4 et 8 millions d'euros. Un forage est composé d'un derrick et un train de forage (tiges et trépan)¹. Le trépan attaque la roche en appuyant mais surtout en tournant à grande vitesse : il broie la roche en petits morceaux. Pour les roches très dures on utilise des trépans sertis de diamants.

Si l'on veut mieux connaître les roches traversées, on remplacera le trépan par un carottier.

Mais pour permettre au gaz d'être drainé vers le puits horizontal, il faut rendre la roche mère plus perméable car les fractures naturelles du schiste qui présente dans la roche mère ne sont pas nombreuses et ne communiquent pas entre elles. L'exploitation va donc créer des fractures artificielles en utilisant la méthode de la fracturation hydraulique.²

2.1.2.2.La fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique (dit aussi "*fracking*") par injection d'un fluide (eau le plus souvent) et la mise en place dans la fracture créée d'un matériel granulaire de soutènement (sable) qui maintient la perméabilité.

La fracturation hydraulique est réalisée après la fin du forage. On retire la boue de forage et on injecte sous haute pression le fluide de fracturation composé généralement de 95% d'eau, de 4,5% d'agent de soutènement (sable) qui s'injecte dans les fractures nouvellement créées et les empêchent de se refermer, et de 0,5% d'additifs chimiques dont la composition dépend du contexte géologique.³

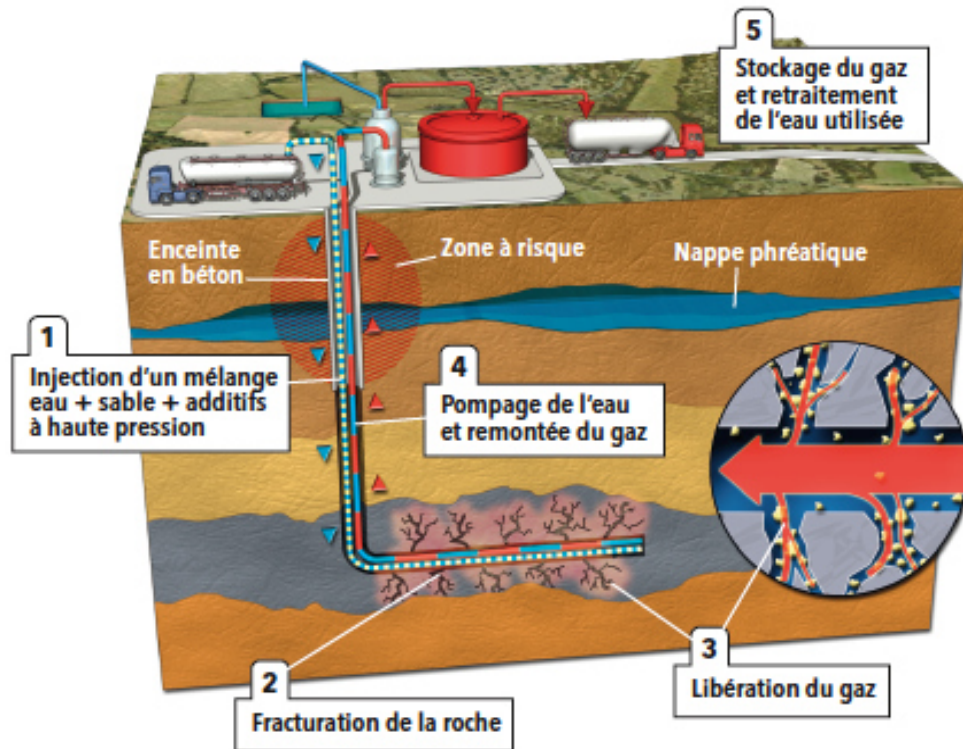
¹ <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr> visité le 03/05/2018 à 13h00.

² SERDOUK Asma, Mémoire master 2015 : Production du gaz de schiste en Algérie, enjeux et perspective.

³ Ibid.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

Figure n°I.5 : Les étapes d'extraction du gaz de schiste.



La source : www.ifpenergiesnouvelles.com, consulté le 01/05/18 à 14:30.

Cette figure montre les cinq principales étapes d'extraction de gaz de schiste qui commencent par l'injection des fluides après le forage puis la fracturation hydraulique de la roche qui cause la libération de gaz ensuite la récupération de ce dernier afin de le stocker.

2.2.les impacts économiques de gaz de schiste :

Pour l'Algérie, l'exploitation de gaz de schiste ouvrent des perspectives économiques immenses, en termes d'emplois et d'impact sur les prix de l'énergie notamment.

Les gisements pétroliers algériens sont vieux, ils ont entre 20 et 50 ans, les réserves s'épuisent progressivement et la consommation interne en gaz naturel, en pétrole et en électricité explose.¹

¹ Le journal des débats : matin d'Algérie publié le 14/10/14.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

2.2.1. Les besoins du marché intérieur :

On constate que le pays est en train de devenir l'un des modèles les plus énergivores en Afrique et en Méditerranée, avec un taux de croissance qui a atteint ou même dépassé les 14% par an pour l'électricité. La consommation énergétique nationale est en croissance importante et continue avec :

- +5,4% par an pour tous les Hydrocarbure (1,2 TEP/an/habitant).
- +8% par an pour les carburants.
- +7% par an pour le gaz naturel.

Les prévisions de la CREG annoncent des besoins internes entre 42 et 55 milliards de m³ de gaz naturel en 2019. Sonelgaz prévoit quant à elle 75 milliards de m³ en 2030.

Selon le bilan énergétique 2013 publié par le secteur, la répartition de la consommation d'énergie primaire est la suivante :

- Production totale : 154 millions TEP, dont 64% exportés et 36% consommés sur le marché intérieur (y compris pour la génération électrique).
- Consommation des ménages et autres : 15,5%.
- Consommation des Transport : 13%.
- Consommation de l'industrie & BTP : 7,5%.

La consommation algérienne d'hydrocarbures a doublé en 10 ans et le ministère de l'Energie prévoit une augmentation entre 2013 et 2030 de 16 à 30 millions de tonnes pour les carburants et de 32 à 60 milliards de m³ pour le gaz naturel. Il faut noter aussi que la consommation industrielle est relativement faible si on exclut la consommation pour la pétrochimie qui correspond à mon point de vue à une autre forme d'exportation indirecte.¹

2.2.2. Le rôle de gaz de schiste en Algérie :

L'avènement des hydrocarbures non conventionnels en Algérie témoigne certainement de la rareté des réserves conventionnelles exploitables ou restantes à découvrir. Comme mentionné avant, l'Algérie est un pays riche en ressources non conventionnelles, notamment en gaz et pétrole de schiste. Afin de sauver l'économie et renforcer les potentialités du pays dans le domaine énergétique et à la satisfaction à long terme de ses

¹ NACIRI Mourad, mémoire fin de cycle : le pétrole et le gaz non conventionnels : opportunités et menaces ; le cas de l'Algérie, année académique 2015/2016

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

besoins, notamment en stimulant l'intérêt dans les nouvelles exploitations d'énergie surtout dans le gaz et pétrole de schiste, le gouvernement a apporté des amendements à la loi sur les hydrocarbures en février 2013. Parmi les principaux changements, les primes fiscales visant à encourager les activités en relation avec le gaz et pétrole non conventionnels. Ces changements ont ouvert les portes à plusieurs entreprises pétrolières internationales³ dont Eni, Shell, Talisman Energy et Statoil et ainsi leur permettre de détenir des permis d'exploitation du gaz et pétrole de schiste en Algérie.

En termes d'emploi, le développement de l'industrie pétrolière est générateur d'un grand nombre d'emplois. D'après IHS Global Insight, l'industrie des hydrocarbures non conventionnels aurait généré des investissements de 33 milliards de dollars, aurait mobilisé un million d'emplois en 2010 et en mobiliserait près de 2,4 millions d'emplois en 2035. Comme stipulé précédemment, en Algérie, le secteur des hydrocarbures est responsable de 98% des exportations et de 50% de la valeur ajoutée, en pourcentage du PIB. En revanche, le secteur industriel hors hydrocarbures ne représente qu'une faible partie du PIB. Dès lors, ce secteur est par excellence le pilier de l'économie algérienne, un recul de production des produits pétroliers induit un repli du volume des exportations qui constitue la principale source de revenu du pays et les projets, les plans, les prévisions, le financement du budget, les décisions, les importations et même l'alimentation et les médicaments sont financés avec les ressources des hydrocarbures. En outre, devant la forte croissance de la population active (transition démographique et arrivée massive des femmes dans l'emploi) ce sont les recettes d'hydrocarbures qui permettent d'accroître le nombre d'emplois. Et donc tout impact sur les exportations des hydrocarbures aura des conséquences sur l'économie du pays.¹

2.2.3. Analyse SWOT de gaz de schiste en Algérie :

L'analyse SWOT peut être un outil utile pour souligner la bonne décision concernant l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels dans les pays en voie de développement, comme l'Algérie qui est en phase d'exploration.

¹NACIRI Mourad, mémoire fin de cycle : le pétrole et le gaz non conventionnels : opportunités et menaces ; le cas de l'Algérie, année académique 2015/2016

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

➤ Identification des forces liées à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels :

L'abondance de ces ressources dans ce pays promet un développement du secteur de l'énergie, que ce soit pour le marché domestique, qui connaît une forte croissance, ou pour asseoir une position forte et durable sur le marché international. Le pic pétrolier est dès lors repoussé et l'indépendance énergétique peut être assurée. En ce qui concerne la transition énergétique, les projets des énergies alternatives ne survivront que grâce aux revenus d'exportation des produits pétroliers.

➤ Identification des faiblesses liées à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels :

Bien que les gisements identifiés dans ce pays soient importants, ceux qui sont techniquement récupérables ne sont effectivement pas exploitables, pour des raisons d'accessibilité ou de rentabilité. En effet, la majorité des bassins est localisée dans des zones lointaines et isolées par manque d'infrastructure de transport ce qui rend l'accessibilité difficile à ces sites.

En ce qui concerne le coût d'investissement, pour maintenir le niveau de production, il faudra forer encore et encore et par conséquent engager des sommes énormes d'argent. A ceci s'ajoute les autres investissements liés aux infrastructures et aux installations. L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels n'apparaît rentable que lorsque le prix du pétrole et gaz naturel augmente suffisamment pour encourager les investissements. En plus, le développement de l'extraction d'énergies fossiles non conventionnelles, peut repousser le pic sans pour autant modifier le caractère épuisable de ces ressources. En ce qui concerne le cadre législatif, l'Algérie ne dispose pas d'un support réglementaire qui permettra de maîtriser les conséquences des techniques et des procédés mis en œuvre dans ce type d'exploitation. Dès lors, ce pays restera un champ d'expérimentation pour les compagnies pétrolières.

➤ Identification des opportunités liées à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels :

Face aux déclin des ressources conventionnelles et l'augmentation de la consommation intérieure, les hydrocarbures non conventionnels peuvent constituer des nouvelles ressources et une opportunité pour relancer l'économie et la création d'emplois

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

ainsi que d'assurer l'indépendance énergétique. Cette manne va permettre à ces pays de sortir du sous-développement et d'émerger. L'Algérie dispose d'importantes ressources en hydrocarbures non conventionnels surtout en gaz de "schiste". Ce dernier a la particularité d'être jusqu'à 25% moins polluant que le pétrole. Dans le contexte actuel où tous les regards sont tournés vers la protection de l'environnement et la limitation du réchauffement climatique, le gaz devient donc une véritable carte à jouer dans le mix énergétique et une opportunité pour une transition vers des ressources sobres en carbone. Toutefois, comme mentionné plus haut, cet objectif est tributaire de l'amélioration technologique pour limiter les émissions fugitives lors des travaux d'exploration et d'exploitation.

➤ Identification des menaces liées à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels :

Le développement de ces ressources nécessite une forte consommation d'eau douce, et en cas d'eau saumâtre, il faut des unités de dessalement extrêmement coûteuses, autant que les techniques de recyclage de l'eau. Mais ce pays manque cruellement d'eau ce qui peut générer des conflits d'usage conduisant à des tensions politiques et des mouvements de luttes contre cette exploitation. A ceci s'ajoute les effets nocifs sur l'environnement et la santé humaine liés à la mise en œuvre de la technique de la fracturation hydraulique pouvant conduire, entre autres, à un déséquilibre spatial et écologique.

2.3. Les risques et les impacts liés à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels :

Les ressources non conventionnelles constituent la nouvelle cible de l'industrie pétrolière puisqu'elles permettront de renouveler les réserves et assurer en partie le futur énergétique de la planète. Toutefois, le développement rapide de l'exploitation de ces ressources et au-delà des performances industrielles avec la mise au point des technologies de forage directionnel et des méthodes de récupération in situ, cette industrie représente aussi un enjeu environnemental d'importance.

2.3.1. Impact sanitaire :

L'exploitation des ressources non conventionnelles engendre des risques potentiels pour la santé. Néanmoins, ces risques ne sont pas suffisamment documentés et les études qui permettraient de sortir du doute sur leur réalité et l'ampleur de ces risques potentiels,

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

manquent. Il faut noter que ces études se sont focalisées sur l'impact à court terme et reflètent le développement récent et rapide de l'extraction de ces ressources et donc sans tenir compte de l'effet chronique ou cumulatif.

La plupart de ces études concernent l'impact sur les ressources en eau et comment elle peut affecter la santé humaine. Comme mentionné précédemment, une centaine de produits chimiques jouent un rôle important dans le processus d'extraction des hydrocarbures non conventionnels. Le secret gardé sur ces produits chimiques ainsi que sur leur mélange utilisés dans la technique de fracturation a soulevé beaucoup d'inquiétudes et de débats sur le risque potentiel d'atteinte à la santé humaine. Le problème est qu'il existe peu d'informations sur la composition des fluides de fracturation. Cela est dû au fait que les entreprises ont l'habitude de concevoir leurs propres fluides avec des additifs spécifiques et préfèrent garder leurs compositions confidentielles, espérant ainsi préserver un avantage économique sur leurs concurrents. Selon EPA, il y a plus que 435 produits avec 344 composants chimiques qui sont utilisés dans la complétion d'un forage. La majorité de ces produits ne dispose que peu d'information quant à leur caractère nocif. Toutefois, 75% de leurs composants sont connus comme irritants, tandis que 37% sont de possibles perturbateurs endocriniens et entre 20% et 30% comme cancérigène. A noter que même utilisés en faibles concentrations, un grand nombre de produits chimiques peuvent avoir potentiellement des effets nocifs liés à l'exposition chroniques.

Le risque pour la santé humaine existe par le biais de différentes voies d'exposition principalement à travers l'air et l'eau. Ceci se produit en particulier durant le transport des eaux usées, de leur entreposage, utilisation du sable (ingestion de particules y compris la silice) ou causé par un confinement défaillant des gaz et des fluides, dues à une mauvaise cimentation des puits et donc perte d'étanchéité. Ainsi, les composés toxiques qui se retrouvent dans l'air ou dans l'eau sont susceptibles d'entraîner notamment des cancers, des problèmes pulmonaires, des allergies, des atteintes aux organes ou des problèmes neurologiques.

2.3.2. Rejets atmosphériques :

Globalement, les émissions générées par la combustion des énergies fossiles ne se résument pas à la production de CO₂. Une série d'autres gaz, composés et particules fines sont également émises, à savoir:

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

- Oxydes de soufre, dont SO₂ impliqués dans la formation de pluies acides qui acidifient les océans et perturbent la santé des écosystèmes.
- oxydes d'azote dont protoxyde d'azote (N₂O), impliqués dans la formation de pluies acides et dans la formation d'ozone troposphérique.
- noir de carbone (black carbon).
- composés organiques volatiles (COV).
- hydrocarbures polycycliques aromatiques (HAP).
- métaux lourds.

En outre, l'exploitation de ressources non conventionnelles requiert d'autres procédés et techniques qui contribuent à augmenter la pollution atmosphérique. Les émissions dans l'air associées à la production du gaz et du pétrole non conventionnels ont été soulevées comme un sérieux risque d'atteinte à la santé publique. Ces émissions ont été identifiées à différentes étapes de la production : travaux de forage et de complétion, fluides de retour (*flowback*), traitement, stockage et transport.¹

Enfin, le torchage est également une source de pollution de l'air. Le gaz brûlé en torchère contient en effet des hydrocarbures comme du méthane, du propane, de l'éthylène, du propylène, du butadiène et du butane. La combustion souvent inefficace et incomplète génère des imbrûlés ou produits intermédiaires – composés organiques volatiles, des hydrocarbures aromatiques polycycliques, des oxydes de soufre, oxydes d'azote etc. – particulièrement néfastes pour l'environnement. Parmi les atteintes à l'environnement générées par le torchage, on peut citer, également:

- émission de gaz à effet de serre et donc contribution aux changements climatiques.
- formation de pluies acides qui impactent la qualité des sols, de l'eau et les écosystèmes agricoles, forestiers et marins.
- problèmes de croissance de la végétation (perturbation du cycle de floraison).
- dégradation des sols, notamment par un changement de l'activité microbiologique dû à une modification du pH et de la densité apparente.

¹ EPA (United States Environmental Protection Agency)

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

2.3.3. Les eaux usées :

Les eaux usées correspondent aux eaux récupérées du puits subséquent à la fracturation hydraulique. D'une part, elles comprennent les eaux de reflux (*flowback*), soit la portion des fluides de fracturation injectés qui remonte. D'autre part, elles se composent de l'eau qui se trouvait naturellement dans les formations géologiques (*produced water*) liées aux couches contenant les hydrocarbures. En plus des produits chimiques et du sable utilisés initialement, des éléments chimiques potentiellement polluants sont libérés des formations géologiques lors de la fracturation, notamment des sels, des hydrocarbures, des métaux lourds et des éléments radioactifs. Ces eaux usées sont stockées sur le site dans des grands bassins de décantation avant d'être traitées et rejetées dans les eaux de surface ou éliminées directement en les réinjectant dans des puits profonds ou bien, réutilisées à nouveau dans le processus de fracturation.

En effet, à l'heure actuelle, il existe quatre solutions de gestion des eaux usées, soit:

- le traitement par le biais des unités mobiles de traitement ou par des ouvrages municipaux avant le rejet dans les eaux de surface. Le cas échéant, la technologie de traitement retenue varie selon les volumes d'eaux usées, ainsi que la concentration et le type de contaminants.
- la réutilisation des eaux de reflux dans une fracturation subséquente. Cette pratique est courante aux États-Unis, après un traitement partiel des eaux, permettant de réaliser des économies importantes.

Le recyclage a l'avantage théorique de diminuer le nombre de prélèvements d'eau requis pour la fracturation. Toutefois, seule une proportion de 30 à 50 % des eaux de fracturation remonte à la surface, ce qui implique que la part de l'eau recyclée est bien faible par rapport à la totalité de l'eau requise. Enfin, plusieurs éléments, notamment du baryum, du calcium, du fer et du magnésium, se trouvent en proportion importante dans les eaux usées. Puisque ces éléments peuvent former du tartre, les fractures sont susceptibles d'être bloquées par le biais de la réutilisation des eaux.

- L'injection en profondeur dans les formations géologiques.¹

¹ Comité de l'ÉES sur le gaz de "schiste", Québec, 2014.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

2.3.4. Risque de contamination des sols :

La contamination des aquifères ne peut se produire sans passer par une contamination préalable des sols. L'ampleur de cette contamination dépend de la quantité et de la composition des hydrocarbures, de la composition du liquide de fracturations et eaux de reflux et de production déversées au sol. Si on considère que de nombreuses activités d'extraction des hydrocarbures non conventionnels se trouvent dans des zones agricoles, les émanations peuvent se répandre dans les environs et l'épandage d'eaux chargées en sels à la surface de sols peut localement mettre en péril la qualité des cultures et de l'élevage. Cependant, il est difficile d'évaluer les effets réels de ces diverses substances considérant leur très faible concentration dans les liquides d'injection qui est composé de plus de 99 % d'eau¹ et de sable. Mais, une dégradation potentielle des services éco systémiques des sols n'est pas exclue.

2.4. Enjeux environnementaux pour l'Algérie :

Du fait que la plupart des gisements algériens de gaz de schiste se trouvent dans des zones désertiques, l'impact sur le paysage ou la sismicité induite par l'exploitation du gaz de schiste, n'aura pas la même résonance que si on était dans des zones urbaines ou à vocation agricole. Il n'en est pas de même pour ce qui est de l'impact sur les eaux fossiles.

L'aquifère du Sahara septentrional s'étend sur plus de un million de kilomètres carrés sous l'Algérie, la Tunisie et la Libye et recèle environ 31 000 milliards de mètres cubes d'eau (certains l'estiment à 45.000 milliards de m³)². Cet aquifère renferme deux réservoirs principaux : le « continental intercalaire », connue aussi sous le nom de nappe albiennaise, le plus profond et le plus vaste, et le « complexe terminal ». Ces nappes sont la principale source d'approvisionnement en eau potable de la région.

La question de la pérennité du système aquifère du Sahara septentrional (SASS) se posait déjà bien avant l'avènement de l'exploitation du gaz de schiste. Chaque année plus de 2,5 milliards de mètres cubes y sont prélevés pour l'irrigation et l'alimentation des villes et

¹Comité de l'ÉES sur le gaz de «schiste», Québec, 2014.

²M.Beghoul, M. (2015, Octobre). Exploration et exploitation des réserves et réservoirs d'hydrocarbures non conventionnels. IAP Boumerdes, P: 123-165

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

villages en eau potable, alors que la recharge, bien inférieure, n'est estimée qu'à 1 milliard de m³/an.¹

La quantité d'eau soustraite pour les besoins en eau de fracturation n'est pas en soi significative quant on la compare aux réserves de l'aquifère, mais cette ponction se fait sur une ressource déjà menacée par les milliers de forages qui y sont implantées.

Quant aux risques de contamination des nappes, il faut souligner que la grande majorité des gaz de schistes algériens (sauf le réservoir de Tindouf) se trouvent sous cette eau.²

¹BOUREFIS Ahcène, Le Gaz de schiste ou gaz de roche mère. Laboratoire de Géologie et Environnement (LGE), FSTGAT –Université Constantine 1.

² Ibid.

Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels

Conclusion du chapitre :

L'Algérie est un pays très dépendant de ces ressources pétrolières. Le pays est dans une situation de déclin pétro-gazier depuis 2006-2008 due essentiellement à l'épuisement des nappes. Un recul de production des produits pétroliers induit un repli du volume des exportations qui constitue la principale source de revenu du pays.

Le pays est riche en ressources non conventionnelles, notamment en gaz et pétrole de schiste. Afin de sauver l'économie et renforcer les potentialités du pays dans le domaine énergétique et à la satisfaction à long terme de ses besoins, le gouvernement a apporté des amendements à la loi sur les hydrocarbures en février 2013 afin d'encourager les investissements étrangers. Cette démarche est favorisée par la réticence des pays européens à autoriser la fracturation hydraulique et par conséquent, les compagnies pétro-gazières se replient sur les autres pays, comme l'Algérie, où la défense de l'environnement n'a pas le même écho. Cependant, la fracturation hydraulique fait débat en Algérie où l'accès à l'eau est un enjeu majeur et les industriels sont confrontés à la résistance sociale contre l'exploitation des gaz et pétrole de schiste. Au vu de l'analyse SWOT et la modélisation des enjeux, il n'est pas opportun d'exploiter ces ressources en l'état actuel des technologies sans une réelle amélioration en matière technique et réglementaire qui réduit les impacts sur l'environnement et la santé tout en augmentant la rentabilité. En effet, la performance technologique et réglementaire est la clé du développement des hydrocarbures non conventionnels en Algérie et ailleurs. L'extension de ce type d'exploitation aux régions arides nécessite l'innovation dans les « *water-free techniques* ».

Afin d'évaluer la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste il faut déterminer les coûts et les avantages qu'il va générer dans le temps. Pour cela nous allons présenter dans le chapitre 2 tous les paramètres qui conduisent à établir les flux de trésorerie (cash-flow) qu'il pourrait dégager dans un avenir plus ou moins lointain et évaluer les critères de rentabilité et les risques associés à ce gisement sur la base des connaissances actuelles.

**Chapitre II : la fiscalité
pétrolière et la rentabilité
économique des gisements**

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

Introduction du chapitre :

Vu le succès économique que rencontre le développement des hydrocarbures non conventionnels en Amérique du Nord, l'Algérie, comme de nombreux pays en développement qui disposent de réserves considérables, s'engage dans des projets d'exploitation de ces ressources.

L'Algérie, étant un pays dont l'économie est fortement dépendante de sa production pétrolière, est confrontée à l'augmentation de la consommation interne et au recul de sa production et de ses exportations qui constituent la majeure partie de sa recette fiscale. L'intérêt porté aux ressources d'hydrocarbures non conventionnels pourrait constituer une solution ou au moins une partie de la solution pour sauver son économie et assurer la sécurité énergétique à long terme.

Section 1 : la fiscalité pétrolière :

L'Algérie cherche à allouer de façon optimale ses ressources afin de maximiser son profit, elle doit souvent faire face à des choix stratégiques qui vont conditionner sa croissance et son développement et cela d'après le calcul économique qui constitue l'un des outils de décision d'investissement.

1.1. Etude et évaluation économique du projet :

C'est dans cette partie que l'ingénieur économiste intervient, et son travail consiste à évaluer la rentabilité du projet, c'est-à-dire effectuer des calculs en se basant sur l'ancienne loi les, la loi 86/14 hydrocarbures pour les anciens projets, et sur la nouvelle la loi 05 /07 pour les nouveaux projets.¹

¹MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

1.1.1. Le plan de développement :

Afin de bien mener les activités d'exploitation des gisements découverts, le contractant doit préparer, un plan de développement qui doit le soumettre à l'approbation de l'agence ALNAFT (c'est une agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures), il est subordonnée à toute découverte déclarée commerciale¹.

Le plan de développement doit spécifier le ou les points de mesure, dans le périmètre d'exploitation, où est déterminé le volume d'hydrocarbures retenu pour les besoins de calcul de la redevance, le plan de développement est un document important, qui aborde tous les aspects techniques et économiques:

- Une estimation de réserves et des futurs profils de production.
- Un schéma de développement.
- Forages et installations de production
- Stockage et évacuation.
- Calendrier de mise en production.
- Une estimation des investissements et de scouts opératoires.
- Une évaluation économique justifiant le caractère commercial de l'exploitation.
- Les aspects sur l'environnement et la sécurité.
- Un schéma d'abandon envisagé pour la fin de l'exploitation.¹

1.1.2. Les données techniques :

- Coûts d'investissements (capital expenditures ou **CAPEX**) comprend : puits, structure offshore, installation de traitement, pipeline, compresseurs, terminaux on shore et autres installations, routes d'accès.
- coûts opératoires (operating expenditure ou **OPEX**) regroupe : frais de personnel, fournitures techniques (tubage, garniture, joints...), logistique (bateaux, hélicoptère...), consommation (carburant, énergie ...), transport du produit (tarif), contrats de service et d'entretien.
- Coûts d'abandons : ce sont des couts relatif a la fermeture des puits.
- Quantité ou volume.

¹ SOUDANI, *Sensibilisation des ingénieurs à l'aspect économique*, documents internes de la société de la division PED/AMT/2006.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

1.2. Les dispositions fiscales : (selon la loi 05/07)

Le régime fiscal des activités de l'Amont pétrolier et gazier est caractérisé par une multitude de droits et taxes qui sont payés loin de toute notion de bénéfice, du fait que ces prélèvements sont indépendants de la rentabilité économique du gisement, ils sont anticipés sur la probable rente pétrolière.

1.2.1. La taxe superficiaire : Article 84

La taxe superficiaire est nouvelle dans la mesure où elle n'existait ni aux termes de la loi du 19 août 1986, ni aux termes des textes législatifs antérieurs. La taxe superficiaire est calculée sur la base de la superficie du domaine à la date de l'échéance annuelle. Elle est versée au Trésor. Un tableau des montants en dinars algériens (DA) par zones et par périodes de recherche et d'exploitation, est établi par la loi pour déterminer les montants de la taxe. Ces montants varient de 4 000 à 16 000 DA par km² en période de recherche et de 16 000 à 32 000 DA par km² en période d'exploitation. Dans l'industrie pétrolière, ces sommes peuvent être considérées comme relativement peu élevées. On peut donc affirmer qu'elles ne peuvent constituer qu'un petit moyen pour inciter le contractant à investir et à rendre rapidement le maximum de superficies.

Le montant de cette taxe en DA/Km² dépend du zonage et de la durée (période de recherche).¹

Tableau n°II.1 : tableau de calcul de la taxe superficiaire.

Année/Zones	Période de recherche			Rétention et période exceptionnelle	Période d'exploitation
	1 à 3 ans	4 à 6 ans	6 à 7 ans		
Zone A	4000	6000	8000	400000	16000
Zone B	4800	8000	12000	560000	24000
Zone C	6000	10000	14000	720000	28000
Zone D	8000	12000	16000	800000	32000

La source : journal officiel de la république algérienne n°50

¹SOUDANI, *Sensibilisation des ingénieurs à l'aspect économique*, documents internes de la société de la division PED/AMT/2006.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

1.2.2. La redevance : Article 85

La redevance est un vieil impôt pétrolier. Elle est assise sur la production. Elle est donc due dès lors qu'il existe une production extraite du gisement. C'est précisément son intérêt puisqu'elle ne dépend pas des bénéfices et de la gestion du contractant. La redevance est portée, sur le plan comptable, au débit du compte d'exploitation du contractant, diminuant ainsi le montant de ses résultats et donc de l'impôt sur les résultats.

L'article 41 de la loi du 19 août 1986 fixe à 20 % le taux de la redevance applicable à la valeur de la production déterminée par voie réglementaire sur la base des prix du marché international. La loi 05-07 élargit le spectre des taux variables retenus selon, non seulement les zones qui sont désormais A, B, C, D et non plus A et B, mais également selon les niveaux de production par jour. Les taux de la redevance varient ainsi de 5,5 à 23 %. Ces transformations peuvent être analysées comme des assouplissements permettant d'adapter la redevance à la qualité des périmètres et aux niveaux de production.¹

Tableau n°II.2 : tableau de la redevance.

Zones	A	B	C	D
0 à 20 000 BEP/jour	5,50%	7,00%	11,00%	12,50%
20 001 à 50 000 BEP/jour	10,50%	13,00%	16,00%	20 ,00%
50 001 à 100 000BEP/jour	15,5%	18 ,00%	20,00%	23,00%
+100 000 BEP/jour	12,00%	14,5%	17,00%	20,00%

La source : journal officiel de la république algérienne n°50

Pour les quantités d'hydrocarbures supérieures à 100 000 b.e.p/jour, les taux de la redevance sont comme suit : 12% pour la zone A, 14.5% pour la zone B, 17% pour la Zone C et 20% pour la zone D.

¹SOUDANI, *Sensibilisation des ingénieurs à l'aspect économique*, documents internes de la société de la division PED/AMT/2006.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

1.2.3. Taxe sur le revenu pétrolier : Art 86

La taxe sur le revenu pétrolier, instituée par l'article 86 de la loi 05-07 est une transformation, notamment en ce qui concerne le nom de l'impôt sur les résultats établis par l'article 37 de la loi du 19 août 1986. En 1986, le taux de l'impôt sur les résultats était de 85 % du résultat brut de l'exercice, mais ce taux est ramené à 75 % dans la zone A et 65 % dans la zone B, « lorsque les conditions économiques de recherche et d'exploitation des gisements l'exigent ».¹

Il s'agissait déjà, là aussi, d'une introduction de quelques éléments d'assouplissement de l'impôt sur le revenu en tenant compte des difficultés d'exploitation dans certaines zones. L'objectif est d'encourager la recherche et l'investissement dans des zones réputées plus difficiles.

La loi d'avril 2005 poursuit et approfondit la réforme dans cette direction puisque les taux sont de 30 ou 70 % selon les niveaux de production avec un mécanisme de déduction d'un pourcentage selon les tranches annuelles d'investissement appelé *uplift*. « Ce pourcentage d'*uplift* couvre les coûts opératoires » et varie dans les quatre zones ABCD désormais établies. Les encouragements en faveur des investisseurs, dans les zones réputées plus difficiles, sont donc plus marqués par rapport à la loi de 1986, confirmant ainsi la tendance libérale de la loi d'avril 2005.

Comme dans les lois précédentes, la loi 05-07 fixe les déductions autorisées pour calculer le revenu pétrolier (art. 86). Sont donc autorisées les déductions de la redevance des tranches annuelles d'investissement de développement en appliquant les règles de l'*uplift* définies à l'article 87, les tranches annuelles d'investissement de recherche, les provisions relatives aux coûts d'abandon ou de restauration, les frais de formation des ressources humaines nationales et le coût d'achat du gaz utilisé par la récupération assistée.²

La TRP est elle-même « une charge déductible de la base fiscale pour les besoins du calcul de l'impôt complémentaire sur le revenu (ICR) ».

¹ CHEVALIER, *Introduction théorique à l'économie du pétrole* "Revue Algérienne des sciences juridiques, économiques et politiques", n° 4 Déc. 1973.

² Ibid.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

Le revenu pétrolier = la valeur de la production annuelle des hydrocarbures de chaque périmètre d'exploitation calculée pour le besoin de calcul de la redevance, moins les déductions autorisées annuellement.¹

Pour les besoins de calcul de la TRP, en utilisera les taux fixés suivants :

Tableau n°II.3 : tableau de calcul de TRP.

PV (10 ⁹ DA)	Premier seuil S1	70
	Deuxième seuil S2	385
	Seuil intermédiaire	70 < PV < 385
Taux TRP	Premier niveau	30,00%
	Deuxième niveau	70,00%
	Niveau intermédiaire	$(40/S2 - S1)(PV - S1) + 30$

La source : journal officiel de la république algérienne n°50

L'élément essentiel dans cette taxe est la valeur cumulée de la production qui stipule que la valeur cumulée de la production (P.V) est égale au produit des quantités d'hydrocarbures provenant du périmètre d'exploitation passibles de la redevance, par le prix utilisé pour le calcul de la redevance. Cette valeur cumulée de production est exprimée en milliards de dinars. Le second élément est plutôt relatif au seuil de la production valorisée (PV), car s'est le seuil de cette (PV) qui va déterminer le taux approprié.²

¹SOUDANI, *Sensibilisation des ingénieurs à l'aspect économique*, documents internes de la société de la division PED/AMT/2006.

² Ibid.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

1.2.4. Impôt complémentaire sur le résultat : ICR :

L'impôt complémentaire sur le résultat est un impôt annuel du par toute personne participant au contrat de recherche et ou d'exploitation des hydrocarbures, cet impôt est similaire à l'impôt sur les bénéfices des sociétés appliqué dans le cadre de la fiscalité de droit commun. Cet impôt est prévu à la fin de l'exercice en vue de compléter l'imposition des résultats réalisés par les personnes participant aux contrats de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures. Il est appelé complémentaire car une partie de ce résultat est déjà soumise à une taxe sur le revenu pétrolier, la différence est que l'assiette de l'ICR est plus large que celle de la TRP. Ainsi, la TRP s'applique seulement sur le revenu réalisé par l'opérateur sur un périmètre donné, tandis que l'ICR s'applique à l'ensemble des activités de recherche et/ou d'exploitation auquel le contractant avait participé.

L'impôt Complémentaire sur le Résultat est payé annuellement au trésor public au taux de l'impôt sur le bénéfice des sociétés.¹

Les non déductibles de l'assiette imposable sont :

a. La taxe sur l'eau :

Pour extraire le gaz emprisonné dans les schistes, une solution composée d'eau de sable et d'un mélange de plusieurs additifs chimiques est ensuite injectée sous des hautes pressions afin de fissurer la roche, les matières granulaires font éclater les fissures pour éclater le gaz. Cette fracturation hydraulique nécessite une quantité d'eau considérable, 2000 m³ à 10.000 m³ d'eau sont nécessaire à la fracturation de la roche, sans prendre en considération le nombre de fracturation qui sera effectué pour chaque puits, de même que le nombre de puits par site.²

Au cas où le plan de développement prévoit l'utilisation d'eau pour assurer une récupération assistée, une taxe spécifique non déductible devra être acquittée. Cette taxe payable annuellement au trésor public, est fixée à 80 DA/m³ utilisé.

Cette taxe et indexée sur la base d'une parité d'origine de 80 DA le \$ et un taux de change moyen à la vente du \$ en dinars du mois calendaire précédent chaque paiement.

¹CHEVALIER, *Introduction théorique à l'économie du pétrole* "Revue Algérienne des sciences juridiques, économiques et politiques", n° 4 Déc. 1973.

² Ibid.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

b. La taxe sur le gaz torché :

Le torchage du gaz est prohibé, Cependant exceptionnellement pour des durées qui ne peuvent excéder 90 jours, une autorisation est accordée en s'acquittant d'une taxe spécifique payable au trésor public, non déductible, de 8 000 DA/10³ de Nm³. Cette taxe est indexée sur la base d'une parité d'origine de 80 DA le \$ et un taux de change moyen à la vente du \$ en dinars du mois calendaire précédent chaque paiement.¹

c. Impôt sur la rémunération :

Il s'applique à la rémunération du partenaire étranger dans le cadre des contrats de partage de production et des contrats de service à risque.

Il est payé par SONATRACH au nom et pour le compte du partenaire étranger.

Le partenaire étranger demeure responsable de l'établissement des déclarations.

Il est payable par acomptes mensuels avant le 25 de chaque mois à la clôture de l'exercice il est procédé à la liquidation.

Le taux applicable est le taux de l'IBS.²

¹CHEVALIER, *Introduction théorique à l'économie du pétrole* "Revue Algérienne des sciences juridiques, économiques et politiques", n° 4 Déc. 1973.

²Ibid.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

Section 2 : Calcul de la rentabilité

L'analyse de rentabilité consiste à déterminer le degré de faisabilité d'un nouveau projet du point de vue de ses résultats financiers.

Cette analyse sert aussi à bien déterminer si un projet particulier est rationnel et acceptable qu'à classer les projets en fonction de leur rentabilité.

2.1. Calcul du cash flow : CF (Ou bien les flux de trésorerie nets d'exploitation) :

L'évaluation économique ou l'analyse de rentabilité des investissements se fera en plusieurs étapes :

- établir un échéancier d'investissement
- déterminer les amortissements annuels légaux
- établir à partir des prévisions :
 - * le profil de production
 - * les quantités à vendre
 - * le prix de vente
 - * les charges d'exploitation

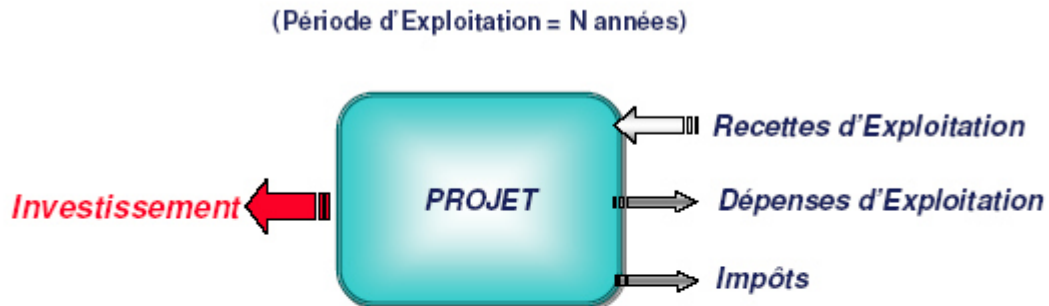
Ces premières étapes permettent de dégager un résultat d'exploitation et établir un échéancier de flux nets de liquidité qui fera apparaître la trésorerie annuelle (Cash Flow) et la trésorerie cumulée (Cash Flow cumulé).¹

La mesure de la rentabilité économique de l'investissement consiste à comparer les recettes d'exploitation qu'il génère par rapport aux dépenses d'exploitation qu'il entraîne pour faire apparaître des flux nets de trésorerie. Le choix devrait se porter sur l'investissement qui procure le meilleur résultat, la meilleure rentabilité économique.

¹SOUDANI, *Sensibilisation des ingénieurs à l'aspect économique*, documents internes de la société de la division PED/AMT/2006.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

Figure n°II.1 : Schéma de calcul de cash flow.



$$\text{Flux de Trésorerie} = \text{Cash Flow} = \text{Cash Inflow} - \text{Cash Outflow}$$

La source : MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

Calcul du Cash Flow selon les nouvelles dispositions fiscales :

Le calcul de cash-flow	Les recettes
-	Les charges d'exploitation
=	Résultat brut d'exploitation
-	ICR
-	Taxe sur l'eau
-	Gaz torché
-	Taxe superficiare
=	Résultat net d'exploitation
-	Investissements
+	Amortissement
=	Cash-flow

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

2.1.1. L'estimation des coûts de l'investissement :

L'estimation du coût d'un investissement peut parfois être simple et rapide, c'est le cas lorsque l'entreprise effectue l'achat d'un matériel dont le prix est bien défini par le constructeur, par exemple s'il s'agit d'un équipement produit en série et pour lequel il existe un prix de catalogue.

Dans le cas contraire et suivant la précision recherchée, on utilisera des méthodes plus ou moins fines.¹

2.1.2. L'estimation des dépenses d'exploitation :

Pour estimer les dépenses d'exploitation, il est évidemment nécessaire de prévoir quelles seront les conditions d'utilisation de l'équipement, en particulier les quantités qui seront produites au cours de la période d'exploitation.

Ceci permettra de calculer les différentes consommations de biens et service nécessaires à l'exploitation :

- matières premières ;
- utilités (énergies, électricité, vapeur, eau...)
- personnel (exploitation et entretien) ;
- redevance (lorsque elles sont fonction des quantités produites) ;
- assurances, frais de siège, frais généraux, etc.²

2.1.3. L'amortissement :

IL mesure la perte de valeur d'une immobilisation il permet en comptabilisant des charges annuelles d'amortissement au compte d'exploitation de répartir le cout correspondant a l'investissement sur une certaine durée (la durée d'amortissement).

L'amortissement étant un élément de calcul du bénéfice imposable, c'est l'administration fiscale qui fixe la durée d'amortissement variable suivant la nature des investissements, de façon que la somme des amortissements soit égale au coût des investissements.³

¹ MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

² Ibid.

³ Ibid.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

2.1.4. Théorie de l'actualisation :

Actualiser des flux de trésorerie c'est établir des équivalences entre les sommes monétaires disponibles à des moments différents, l'actualisation exprime l'équivalence d'une somme monétaire disponible dans la période t et d'une somme monétaire disponible dans une période de référence (0) ainsi pour un taux d'actualisation i , une somme s_0 disponible aujourd'hui et équivalente à la somme s_n ¹ :

$$S_n = S_0 (1+i)^n \quad S_0 = S_n / (1+i)^n$$

Figure n°II.2 : la théorie d'actualisation.

<i>année 0</i>	<i>année 1</i>	<i>année 2</i>	...	<i>année n</i>
facteur 1	facteur $(1+i)$	facteur $(1+i)^2$...	facteur $(1+i)^n$
<i>Valeurs actuelles</i>		<i>Valeurs futures</i>		
S_0	$S_1 = S_0 \cdot (1+i)$			
S_0		$S_2 = S_0 \cdot (1+i)^2$		
S_0				$S_n = S_0 \cdot (1+i)^n$
$S_0 = \frac{S_1}{1+i}$	S_1			
$S_0 = \frac{S_2}{(1+i)^2}$		S_2		
$S_0 = \frac{S_n}{(1+i)^n}$				S_n

La source : MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

2.2. Les critères d'évaluation des projets d'investissement :

Les principaux critères d'évaluation des projets d'investissement :

- La valeur actuelle nette
- Taux de rentabilité interne
- Enrichissement relatif en capital
- Annuité équivalente
- Délai de récupération

¹MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

2.2.1. La valeur actuelle nette :

On appelle van d'un projet l'excédent du cumul des cash-flows actualisés calculé sur toute la durée de vie de l'investissement sur le montant du capital investi, la VAN est donné par la formule :

$$VAN = \sum CF / (1+i)^n - \sum I / (1+i)^n$$

Lorsque la décision à prendre est de réaliser ou non un projet donnée c'est de réaliser le projet si cette dernière est positive.

Un projet qui présente un van positive permet d rembourser le capital investi et de remesurer celui-ci a un taux égale au taux d'actualisation.

Lorsqu'on veut effectuer un choix on applique le critère du VAN_{max} .¹

Figure n°II.3 : calcul et interprétation de la VAN.

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{CF_n}{(1+i)^n}$$

Si VAN = 0

Les recettes du projet seront capables de :

- > couvrir toutes les dépenses d'exploitation
- > rembourser l'investissement
- > le rémunérer à un taux juste égal au taux d'actualisation

La valeur du taux d'actualisation i qui annule la VAN mesure donc la rentabilité du projet d'investissement

La source : MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

¹ CHEVALIER, *Introduction théorique à l'économie du pétrole* "Revue Algérienne des sciences juridiques, économiques et politiques", n° 4 Déc. 1973.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

Inconvénient de la VAN :

- Le taux d'actualisation est difficile à fixer.
- On peut comparer que les projets ayant un même montant d'investissement si ce n'est pas le cas on applique la VAN unitaire :

$$\text{VAN unitaire} = \text{Van} / \text{somme investie}$$

- On ne peut comparer que les projets ayant une même durée de vie.

2.2.2. Taux de rentabilité interne :

La VAN est généralement une fonction décroissante du taux d'actualisation, elle est généralement positive pour les faibles valeurs du taux d'actualisation et négative pour les grandes valeurs de ce dernier.

Par définition la valeur du taux d'actualisation qui annule la VAN est appelé TIR est le taux maximum on peut rémunérer les capitaux ayant servi à financer le projet, le calcul du TIR est généralement effectué par approximation successive, la VAN étant calculée pour différentes valeurs du taux d'actualisation.¹

$$\text{TIR} = i_a + (i_b - i_a) \times (\text{VAN}_a / (\text{VAN}_a - \text{VAN}_b))$$

i_a : taux d'actualisation qui donne la plus petite VAN positive

i_b : taux d'actualisation qui donne la plus grande VAN négative

VAN_a : VAN calculée avec i_a

VAN_b : VAN calculée avec i_b

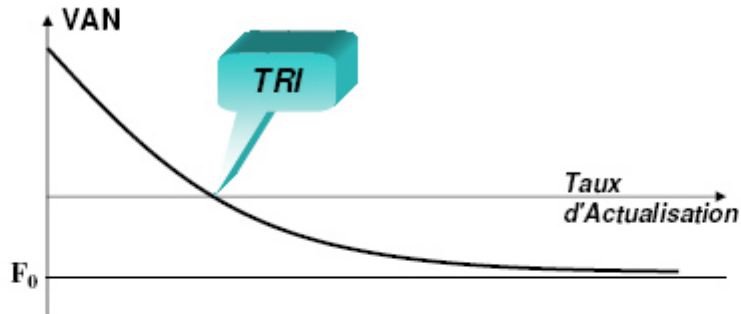
Lorsque la décision est de réaliser ou non un projet donné, c'est réaliser le projet si son TIR est supérieur au taux d'actualisation.²

¹ MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

² Ibid.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

Figure n°II.4 : la représentation graphique du TRI.



TRI = Taux de Rentabilité Interne = Taux d'Actualisation pour lequel [VAN = 0]

TRI : taux maximum acceptable pour le coût *i* du capital

**Projet Unique Indépendant
Réaliser Projet si TRI > Taux d'Actualisation**

La source : MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

2.2.3. Enrichissement relative en capital :

$$E = \text{VAN} / \sum \text{investissement actualisé}$$

L'objectif de cet indice est de compléter le critère de la van en tenant compte de la différence pouvant exister entre la taille des investissements initiaux de chaque projet.¹

2.2.4. Annuité équivalente :

Permet de comparer 2 projets dont les durées de vie sont différentes. On choisit le projet qui a la plus grande annuité équivalente.²

$$X = \text{VAN} / [(1+i)^n - 1 / i(1+i)^n]$$

¹ MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

² Ibid.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

2.2.5. Délai de récupération :

On appelle délai de récupération le temps au bout duquel le projet a permis de rembourser le montant de l'investissement initial et de rémunérer les capitaux correspondant à un taux égale au taux d'actualisation.

Lorsqu'on désire effectuer un choix entre plusieurs projets on choisit le projet qui présente un délai plus court.¹

$$N = X_{ans} + (\sum \text{investissement actualisé} - \sum \text{cash-flow actualisé}_{(t-1)}) / (\sum \text{cash-flow actualisé}_{(t)} - \sum \text{cash-flow actualisé}_{(t-1)})$$

¹ MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements

Conclusion du chapitre :

Le régime fiscal des activités de l'amont pétrolier et gazier est caractérisé par une multitude de droits et taxes qui sont payés loin de toute notion de bénéfice, du fait que ces prélèvements sont indépendants de la rentabilité économique du gisement, ils sont anticipés sur la probable rente pétrolière. Certains sont perçus régulièrement dès la signature du contrat de recherche et ou d'exploitation des hydrocarbures telle que la taxe superficielle prévue dans toutes les étapes d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures.

D'autres prélèvements ont un caractère purement fiscal car ils frappent directement le revenu des activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, ces prélèvements jouissent d'une technicité dans leur mode de calcul, tel est le cas pour la taxe sur le revenu pétrolier dont le calcul est lié à certains éléments de la redevance sur la production. D'autres impôts sont conçus afin d'encourager les contractants à l'investissement dans l'aval pétrolier et dans les autres activités prévues par la loi n° 05/07, tel est le cas pour l'impôt complémentaire sur le résultat qui s'apparente à l'impôt sur les bénéfices des sociétés dans la fiscalité de droit commun.

L'exploration et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures cause plusieurs effets nocifs à l'environnement, la technicité de cette exploitation oblige les opérateurs dans certains cas à mener des opérations qui peuvent être nuisibles à l'environnement, de ce fait, les législations des états possédant cette ressource précieuse déploient d'importants efforts sur le plan du droit interne aussi bien que dans le cadre de droit international, pour intensifier les efforts visant à restreindre ces pratiques par le biais de la fiscalité, en se conformant au principe du pollueur payeur, cette fiscalité vise à internaliser entièrement les coûts environnementaux de la pollution.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

Introduction du chapitre :

L'exploitation dans l'industrie pétrolière est une activité risquée. Une de ses caractéristiques est le potentiel de grands bénéfices mais également le risque de pertes énormes. Alors, l'évaluation de la rentabilité et la prise de décisions d'investissement doivent prendre en considération l'incertitude et l'irréversibilité. L'irréversibilité est à la source du caractère d'aversion au risque des investisseurs du fait des répercussions d'un éventuel échec sur la santé financière de l'entreprise.

Afin d'arriver au calcul de Cash Flow et l'étude de rentabilité de projet au niveau de SONATRACH, une division est mise en place qui s'occupe de l'engineering des projets passant par des différentes études (géologiques, géophysiques, réservoir et économique) c'est la division petroleum engineering and developpement (PED).

Section 1 : la présentation de l'organisme d'accueil

1.1. la société nationale SONATRACH :

1.1.1. la présentation de SONATRACH :

La SONATRACH est la plus importante compagnie nationale des hydrocarbures en Algérie et aussi en Afrique. Elle intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Adoptant une stratégie de diversification, SONATRACH se développe dans les activités de génération électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière.

Poursuivant sa stratégie d'internationalisation, SONATRACH opère dans plusieurs régions du monde : en Afrique (Mauritanie, Tunisie, Mali, Niger, Libye, Egypte), en Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande Bretagne), en Amérique Latine (Pérou) et aux USA. Avec un chiffre d'affaires à l'exportation de près de 56,1 milliards de US\$ réalisé en 2010, SONATRACH est classée :

- La première compagnie africaine.
- La 14 ème compagnie pétrolière mondiale.
- La 13ème Compagnie Mondiale concernant les hydrocarbures liquides (réserves et production).

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

- La 6ème Compagnie Mondiale en matière de Gaz Naturel (réserves et production).
- Le 5ème exportateur mondial de Gaz Naturel.
- Le 4ème exportateur mondial de GNL.
- Le 3ème exportateur mondial de GPL.¹

1.1.2. L'organisation de SONATRACH:

Le schéma structurel du groupe SONATRACH est basé sur des principes d'organisation et des logiques de fonctionnement contribuant au renforcement des capacités de la direction générale en termes d'élaboration des stratégies et de politiques, une décentralisation effective et une simplification du fonctionnement, il s'articule autour de :

1.1.2.1. la direction générale :

Elle est assurée par le PDG qui est assisté dans l'exercice de ses fonctions par :

- ✓ Un secrétaire général : il est chargé d'apporter l'appui nécessaire dans le suivi et la cohérence du management du groupe.
- ✓ Comité exécutif : il a pour mission d'examiner et de se prononcer sur les dossiers ayant trait à la réalisation des objectifs et à l'évaluation de la fonction de l'ensemble de l'entreprise.
- ✓ Un comité d'examen et d'orientation, auprès du PDG, qui apporte l'appui nécessaire aux travaux des organes sociaux du groupe.
- ✓ Un service sûreté interne de l'établissement (SIE).

1.1.2.2. Les directions fonctionnelles :

Les directions fonctionnelles élaborent et veillent à l'application des politiques et stratégies du groupe. Elles fournissent l'expertise et appui nécessaires aux activités opérationnelles du groupe. Elles ont pour missions communes de:

- Assurer l'élaboration et veiller à l'application des politiques et stratégies du groupe ;
- Planifier, fournir et coordonner la mise à disposition de l'expertise et l'appui aux différentes activités opérationnelles du groupe ;

¹<http://www.sonatrach.com> consulté le 19/05/18 à 13:30.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

- S'affirmer en un centre d'excellence et d'expertise dans leurs domaines respectifs ;
- Se constituer en centre d'information du groupe et contribuer au reporting général du groupe.

1.1.2.3. Les activités opérationnelles:

a. Activité amont (AMT) :

Chargée de l'élaboration et de l'application des politiques et stratégies de développement et d'exploitation de l'amont pétrolier et gazier, elle est chargée également des activités à l'international. Elle couvre les domaines opérationnels suivants :

- Exploration.
- Recherches et développement.
- Production.
- Forage.
- Engineering et construction.
- Associations en partenariat.¹

b. Activité transport par canalisation (TRC):

Chargée de l'élaboration et de l'application des politiques et stratégies en matière de transport des hydrocarbures. Elle est chargée également du développement des activités à l'international. Elle couvre les domaines opérationnels suivants:

- Stockage d'hydrocarbures liquides et gazeux en amont et en aval.
- Transport par canalisation d'hydrocarbures liquides gazeux, depuis les lieux de la production primaires, à travers le réseau secondaire et principal.
- Le chargement des navires pétroliers.
- L'exploitation et la maintenance du système de transport par canalisation.

c. Activité aval (AVL):

Chargée de l'élaboration et de l'application des politiques et stratégies de développement et d'exploitation de l'aval pétrolier et gazier. Elle est structurée en cinq métiers majeurs:

¹SOUDANI, *Sensibilisation des ingénieurs à l'aspect économique*, documents internes de la société de la division PED/AMT/2006.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

- Liquéfaction du gaz naturel.
- Séparation des GPL.
- Raffinage du pétrole.
- Pétrochimie.
- Etudes et développement de nouvelles technologies.

d. Activité commercialisation (COM):

Elle couvre les domaines opérationnels suivants :

- Commercialisation sur les marchés externes.
- Commercialisation sur le marché interne.
- Transport maritime des hydrocarbures.

1.2. La division PED (petroleum engineering et developpement) :

1.2.1. Présentation de la division :

La production dans l'industrie pétrolière est une activité risquée. Une de ses caractéristiques est le potentiel de grands bénéfices mais également le risque de pertes énormes. En outre les investissements irréversibles engagés en une seule phase pour développer un gisement pétrolier nécessitent des sommes qui peuvent atteindre des milliards de dollars. Alors, l'évaluation de la rentabilité et la prise de décisions d'investissement doivent prendre en considération l'incertitude et l'irréversibilité. L'irréversibilité est à la source du caractère d'aversion au risque des investisseurs du fait des répercussions d'un éventuel échec sur la santé financière de l'entreprise.

Chaque entreprise a pour objectif de maximiser sa richesse, tous les investissements qui présentent une VAN positive devraient être acceptés. Les décisions fondées sur l'analyse du cash flow actualisé.

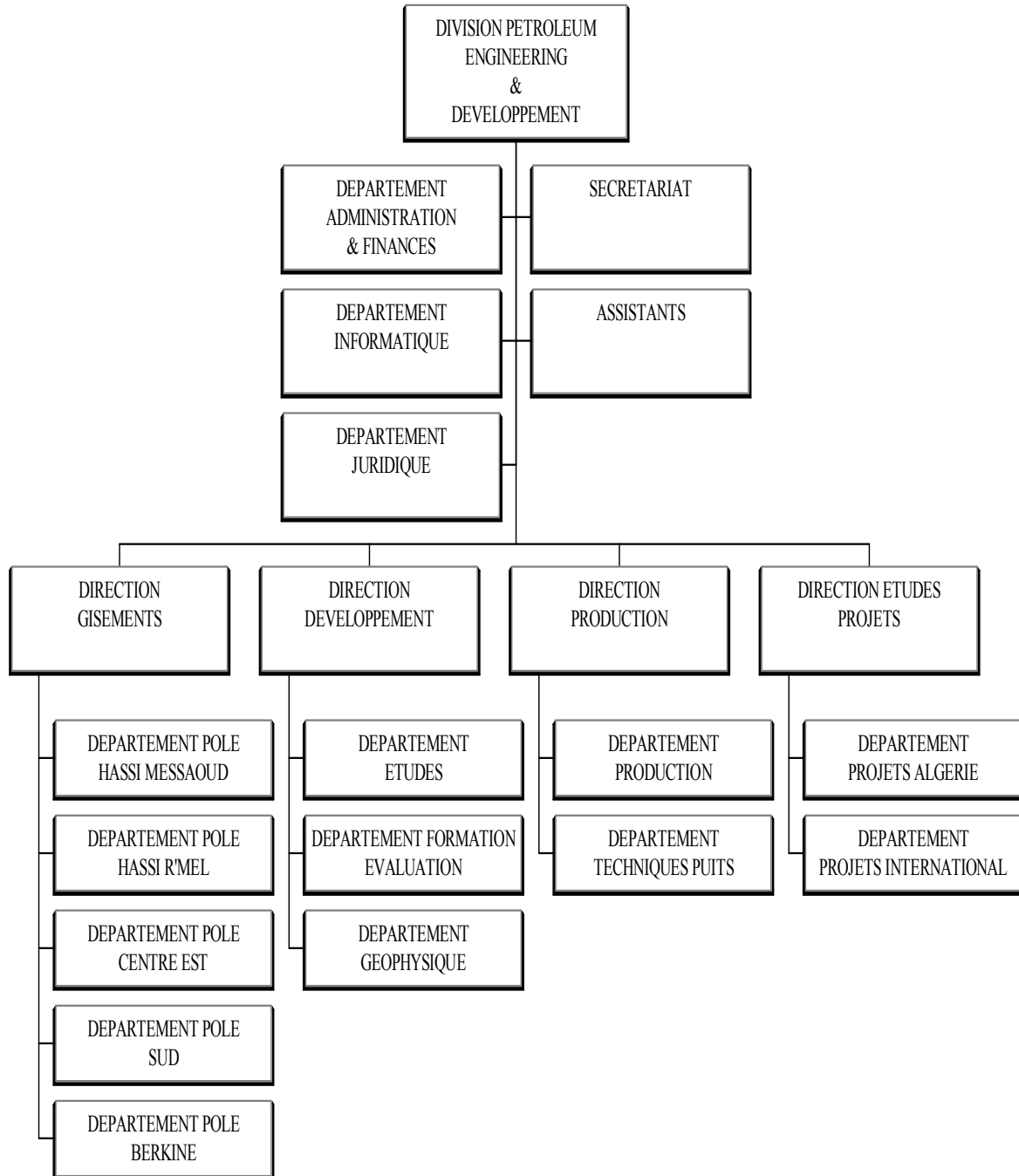
Afin d'arriver au calcul de Cash Flow et l'étude de rentabilité de projet au niveau de SONATRACH, une division est mise en place qui s'occupe de l'engineering des projets passant par des différentes études (géologiques, géophysiques, réservoir et économique) c'est la division petroleum engineering and developpement (PED).

La gestion des gisements découverts à ce jour revienne à la division **petroleum engineering and developpement** à qui incombe la responsabilité d'évaluer les nouvelles découvertes, de

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

préparer les schémas de développement, d'établir les plans de production et d'assurer le suivi de l'exploitation.

1.2.2. L'organigramme de PED :



La source : des documents internes de la SONATRACH.

Figure n°III.1 : l'organigramme de la division PED.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

Les différentes tâches sont partagées entre quatre directions :

1.2.2.1. Direction gisement :

Elle a pour objectif l'élaboration et l'analyse des études aboutissant à la définition des plans de développement des gisements et celles permettant de définir les systèmes de récupération assistée à mettre en place dans le cadre des projets retenus, elle engendre cinq départements : « département pôle HASSI MESSAOUD, HASSI R'MEL, CENTRE EST, SUD et celui de BERKINE »

1.2.2.2. Direction développement :

Qui a pour rôle d'évaluer des réserves de l'ensemble des champs à travers tout le territoire national et de réaliser des travaux de géologie et de géophysique destinées à définir la géométrie des accumulations d'hydrocarbures et des caractéristiques de réseaux en étroite collaboration avec les pôles, et ce dans le cadre des projets retenus, elle se comporte trois départements : « département études, formation évaluations et celui de géophysique. »

1.2.2.3. Direction production :

Elle sert à identifier les installations de surface pour les nouveaux gisements et l'élaboration de méthodes de stimulation des puits (acidification-fracturation), elle regroupe les deux départements : production et techniques puits.

1.2.2.4. Direction études projets :

Qui a pour rôle la recherche et l'identification des opportunités de développement, rassemble les départements suivants : département projets Algérie et projets international.¹

1.2.3. Les missions de PED:

- La réalisation des études d'engineering de base utilisant des logiciels.
- Définition des options de développement de chaque champ par l'injection de gaz, de l'eau ou les deux.
- Conception et définition des plans de développement et d'exploitation des gisements.

¹ MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

- La réalisation des études technico-économiques dans le cadre de la politique de la valorisation des gisements existants ou découverts pour estimer la rentabilité de gisement.
- Evaluation des réserves de l'ensemble des gisements à travers le territoire national, il s'agit de déterminer les caractéristiques de gisement et déterminer les réserves.
- Etablissement des prévisions de productions et d'injection sur la base de l'état des réserves, du niveau de développement des gisements et des capacités des installations. ces prévisions sont effectués à court et long terme.
- Evaluation de la faisabilité technico-économique en efforts propres et/ou en partenariat des projets en Algérie et en international.

Après une découverte issue d'un forage d'exploration, les données géologiques, géophysiques, les études des réserves et les études petrophysiques seront transférées vers la PED.

Les ingénieurs au niveau de la PED préparent un plan de développement en se basant sur des données géologiques, géophysique, petrophysique, réservoir et technico-économiques et en les optimisant.

Après 6 mois de la signature du contrat, le plan de développement doit être transféré à l'agence ALNAFT (Une agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures)

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

Section 2 : la rentabilité économique d'un gisement conventionnel et non conventionnel en Algérie.

Pour atteindre l'objectif de notre étude et analyser la rentabilité économique d'un projet de développement de gaz de schiste en Algérie, nous avons pris les caractéristiques d'un gisement Algérien « OHANET » avec la même superficie mais avec deux types de production différentes, le premier cas est une production conventionnelle avec un débit de 700000 m³/j et le deuxième est une production non conventionnelle avec un débit de 87671 m³/J.

2.1.Présentation des données :

2.1.1. Fiche technique du projet étudié :

Gisement	Ohanet
Superficie en km ²	25000
Zone fiscale	D
Durée d'exploitation	26 ans

Coûts	
coût opératoire	0.04 10 ⁶ \$
coût de forage	8 10 ⁶ \$/puits
coût de la fracturation	1 10 ⁶ \$

Taxes	
Taxe superficière	32000 DZD/KM ² (exploitation)

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

Taux	
Taux d'actualisation	10%
Taux de la redevance	20%
Taux d'amortissement forage	20%
Taux d'amortissement CAPEX	10%
Taux d'up lift forage et CAPEX	15%

Prix de référence	4\$ 10 ⁶ BTU
Taux de change	1\$=114 DA

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

2.1.2. Le cas conventionnel :

2.1.2.1. Le profil de la production conventionnelle :

Les années	La production 10 ⁶ BTU/an
0	0.00
1	0.00
2	0.00
3	89.56
4	143.34
5	175.65
6	194.96
7	206.58
8	213.61
9	217.70
10	220.25
11	221.79
12	222.68
13	223.19
14	223.57
15	223.70
16	223.83
17	223.96
18	223.96
19	223.96
20	223.96
21	134.40
22	80.61
23	48.42
24	29.00
25	17.37
26	10.48

La source : SONATRACH/ DIVISION PED.

Tableau n°III.1 : le profil de production conventionnelle (en 10⁶ BTU/an).

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

2.1.2.2. Le programme forage:

Les années	Nombre de puits forés/an	Le coût de forage 10 ⁶ \$
0	0	0
1	0	0
2	6	48
3	6	48
4	6	48
5	6	48
6	6	48
7	6	48
8	4	32
9	4	32
10	4	32
11	4	32
12	4	32
13	3	24
14	3	24
15	3	24
16	0	0
La somme	65	520

La source : SONATRACH/ DIVISION PED.

Tableau n°III.2 : le programme de forage pour la production conventionnelle (nombre de puits/an).

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

2.1.3. Le cas non conventionnel :

2.1.3.1. Le profile de la production non conventionnelle :

Les années	La production 10 ⁶ BTU/an
0	0.00
1	0.00
2	0.00
3	89.56
4	143.34
5	175.67
6	194.96
7	206.58
8	225.11
9	225.36
10	225.36
11	226.90
12	226.90
13	225.75
14	224.60
15	224.47
16	224.08
17	223.96
18	223.96
19	223.96
20	223.96
21	134.40
22	80.61
23	48.42
24	29
25	17.37
26	10.48

La source : SONATRACH/ DIVISION PED.

Tableau n°III.3 : le profil de production non conventionnelle (en 10⁶ BTU/an).

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

2.1.3.2. Le programme forage:

Les années	Nombre de puits forés/an	Le coût de forage 10 ⁶ \$
0	0	0
1	0	0
2	80	640
3	80	640
4	80	640
5	80	640
6	80	640
7	80	640
8	80	640
9	80	640
10	80	640
11	80	640
12	80	640
13	80	640
14	80	640
15	80	640
16	80	640
17	80	640
18	80	640
19	80	640
20	0	0
La somme	1440	11520

La source : SONATRACH/ DIVISION PED.

Tableau n°III.4 : le programme de forage pour la production conventionnelle (nombre de puits/an).

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

2.1.3.3. La fracturation hydraulique :

Les années	Nombre de frac/an	Le coût de frac 10 ⁶ \$
0	0	0
1	0	0
2	80	80
3	80	80
4	80	80
5	80	80
6	80	80
7	80	80
8	80	80
9	80	80
10	80	80
11	120	120
12	120	120
13	120	120
14	120	120
15	120	120
16	120	120
17	80	80
18	80	80
19	80	80
20	80	80
21	80	80
22	80	80
23	80	80
24	80	80
25	80	80
26	80	80
La somme	2160	2160

La source : SONATRACH/ DIVISION PED.

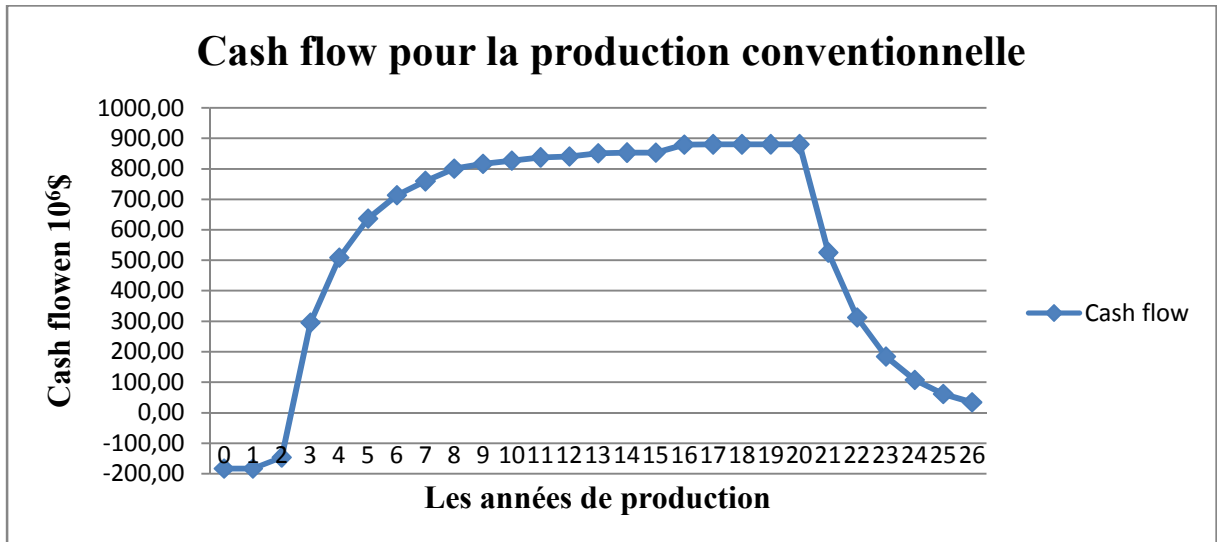
Tableau n°III.5 : le programme de fracturation hydraulique pour la production non conventionnelle (nombre de frac/an).

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

2.2. Présentation des résultats (cash flow, VAN et TRI):

2.2.1. Le cas conventionnel :

2.2.1.1. Le cash flow :



L'outil de recherche utilisé: logiciel EXCEL.

Figure n°III.2 : La représentation graphique de cash-flow pour le cas conventionnel (en 10⁶ \$).

Nous remarquons qu'à partir de la 3^{ème} année de la production le cash-flow devient positif.

2.2.1.2. Les critères de décision :

avant taxes	
LA VAN en 10 ⁶ \$	60645,78
LE TRI	60%
PAY OUT TIME	3

Nous notons que la valeur de la VAN est supérieure à 0 et le TRI est bien supérieur au taux d'actualisation (10%) donc le projet est économiquement rentable.

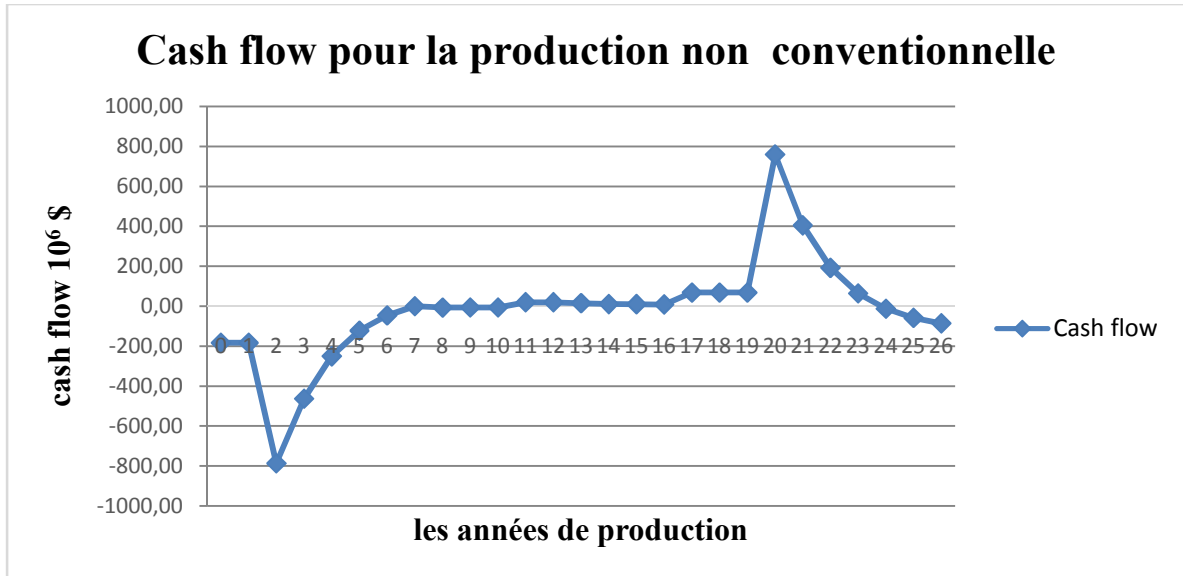
après taxes	
LA VAN en 10 ⁶ \$	59795,827
LE TRI	58%
PAY OUT TIME	3

A partir de tableau ci-dessus, nous voyons que les critères économiques après déduction des taxes indiquent que le projet est rentable et intéressant.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

2.2.2. Le cas non conventionnel : le débit moyen d'un puits 87671 m³/j :

2.2.2.1. Le cash-flow pour une production non conventionnelle :



L'outil de recherche utilisé: logiciel EXCEL.

Figure n°III.3 : La représentation graphique de cash-flow pour le cas non conventionnel avec un débit moyen d'un puits de 87671m³/j (en 10⁶ \$).

Pour un débit de 87671 m³/j, nous avons un cash-flow positif après la 7^{ème} année de production mais avec des valeurs très faibles.

2.2.2.2. Les critères de décision:

avant taxes	
LA VAN en 10 ⁶ \$	13297,71
LE TRI	2%
PAY OUT TIME	6

après taxes	
LA VAN en 10 ⁶ \$	12439,21
LE TRI	2%
PAY OUT TIME	7

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

Les deux tableaux précédents montrent que la VAN est positive et avec un TRI inférieur au taux d'actualisation.

2.3. Analyse et comparaison des résultats :

Les critères	Cas conventionnel	Cas non conventionnel
La VAN en 10 ⁶ \$	59795,827	12439,21
Le TRI	58%	2%
PAY OUT TIME	3	7

D'après les résultats obtenus, nous trouvons que les deux cas sont rentables économiquement, L'investissement dans le projet conventionnel s'avère nettement plus intéressant que dans le non conventionnel car la VAN dans le premier cas est égale à 59795.82 millions \$ avec un TRI de 58% bien supérieure que celle du deuxième cas qui est égale à 12439.21 millions \$ avec un TRI de 2%, ainsi que le retour sur l'investissement dans le cas conventionnel est de 3 ans alors que dans le non conventionnel il est égal à 7 ans.

En se basant sur des raisons économiques, le manager doit choisir toujours le cas conventionnel, mais vu qu'il y a d'autres paramètres stratégiques qui influencent la décision tel que le déclin des réserves conventionnelles en Algérie, nous devons s'engager dans la production non conventionnelle même si elle est moins rentable.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

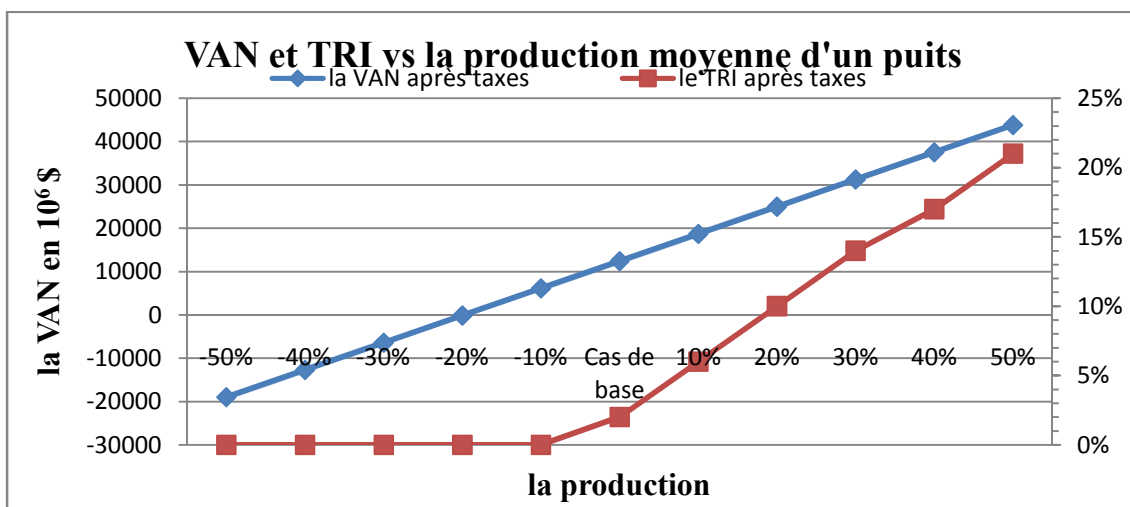
2.4. Etude de sensibilité sur le cas non conventionnel :

2.4.1. La variation de production :

La variation de la production											
Le taux de variation	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	base	10%	20%	30%	40%	50%
la production $10^3 m^3/J$	43835,5	52602,6	61369,7	70136,8	78903,9	87671	96438,1	105205,2	113972,3	122739,4	131506,5
La VAN $10^6 \$$ avant taxes	-18093	-11815	-5537	741,29	7019,5	13298	19576	25854	32132	38411	44689
Le TRI avant taxes	/	/	/	/	/	2%	7%	11%	14%	18%	21%
La VAN $10^6 \$$ après taxes	-18944	-12667	-6391	-114	6162,7	12439	18716	24992	31268	37544	43820
Le TRI après taxes	/	/	/	/	/	2%	6%	10%	14%	17%	21%

La source : SONATRACH/ DIVISION PED.

Tableau n°III.6 : la variation de la production.



L'outil de recherche utilisé : logiciel EXCEL.

Figure n°III.4 : la VAN et le TRI en fonction de la variation de la production.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

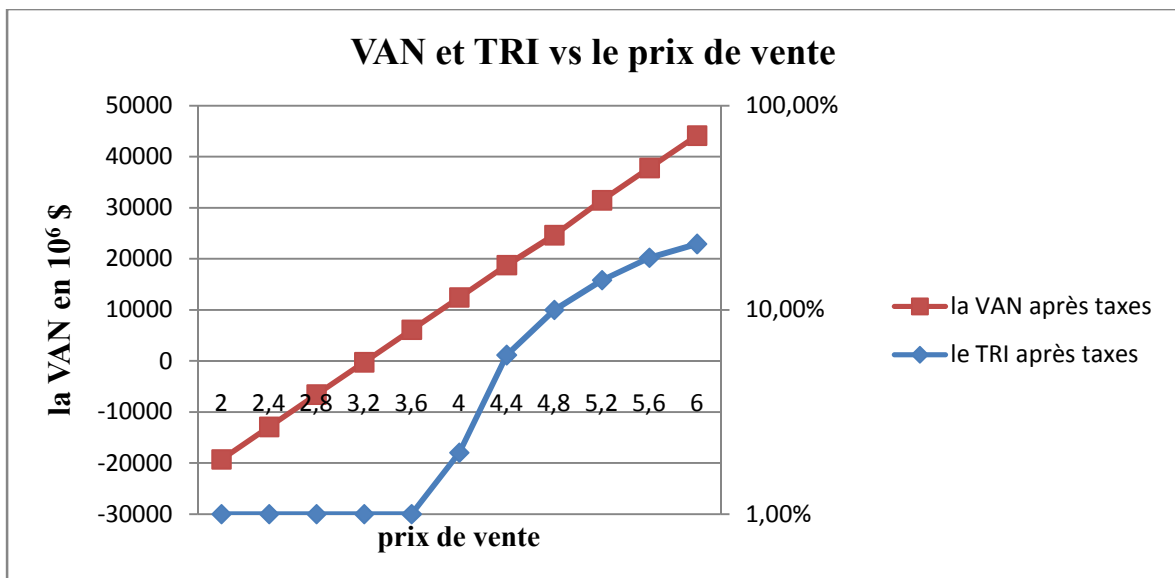
D'après le graphe précédent nous pouvons dire qu'un gisement sera rentable économiquement si le débit moyen de production d'un puits est supérieur à 96438,1 m³/j.

2.4.2. La variation de prix de vente :

La variation de prix de vente											
Le taux de variation	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	base	10%	20%	30%	40%	50%
Le prix de vente 10 ⁶ \$	2	2,4	2,8	3,2	3,6	4	4,4	4,8	5,2	5,6	6
La VAN 10 ⁶ \$avant taxes	-18410	-12068	-5727	614,46	6956,0	13297	19639	25980	32322	38664	45005
Le TRI avant taxes	/	/	/	/	/	2%	7%	11%	15%	18%	22%
La VAN 10 ⁶ \$après taxes	-19261	-12921,2	-6581	-240,8	6099,2	12439	18779	24638	31458	37797	44137
Le TRI après taxes	/	/	/	/	/	2%	6%	10%	14%	18%	21%

La source : SONATRACH/ DIVISION PED.

Tableau n°III.7 : la variation de prix de vente.



L'outil de recherche utilisé: logiciel EXCEL.

Figure n°III.5 : la VAN et le TRI en fonction de la variation de prix de vente.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

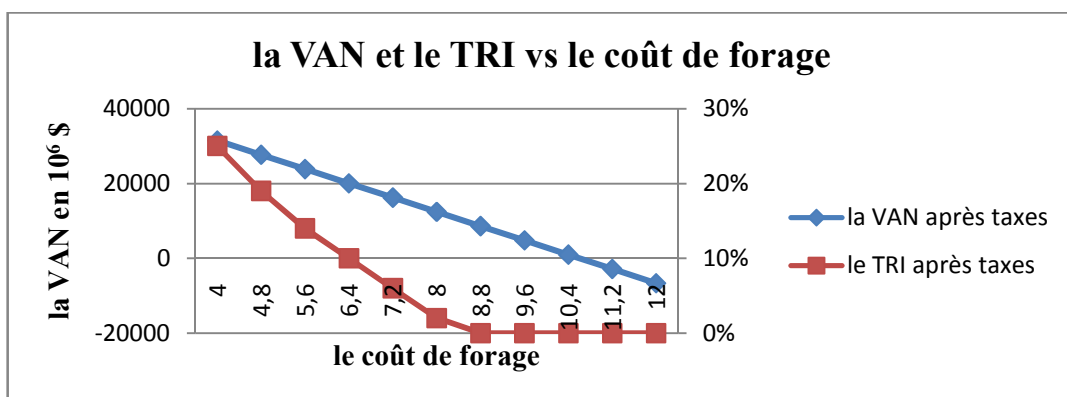
D'après le graphe précédent, nous déduisons que le prix de vente du gaz qui rend la VAN de cette production positive est égal à 3,2 $\$/10^6\text{BTU}$, et le TRI n'est positif que si le prix de vente du gaz est supérieur à 4.4 $\$/10^6\text{BTU}$, donc le projet ne sera rentable que si ce dernier est bien supérieur à ces deux seuils.

2.4.3. La variation de coût de forage :

La variation de coût de forage											
Le taux de variation	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	base	10%	20%	30%	40%	50%
Le coût de forage $10^6\text{\$}$	4	4,8	5,6	6,4	7,2	8	8,8	9,6	10,4	11,2	12
La VAN $10^6\text{\$}$ avant taxes	32366	28552	24738	20925	17111	13297	9484	5670	1856	-1957	-5770
Le TRI avant taxes	26%	20%	15%	10%	6%	2%	/	/	/	/	/
La VAN $10^6\text{\$}$ après taxes	31505	27691	23878	20065	16252	12439	8626	4813	1000	-2813	-6626
Le TRI après taxes	25%	19%	14%	10%	6%	2%	/	/	/	/	/

La source : SONATRACH/ DIVISION PED.

Tableau n°III.8 : la variation de coût de forage.



L'outil de recherche utilisé: logiciel EXCEL.

Figure n°III.6 : la VAN et le TRI en fonction de la variation de coût de forage.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

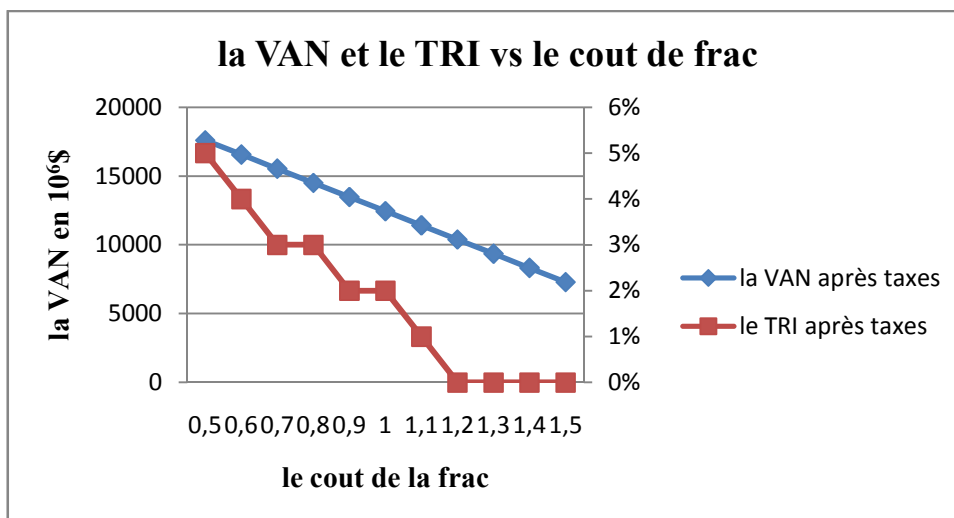
L'augmentation de coût de forage a causé un déclin très rapide de la VAN, et avec un coût de forage supérieur à $8.8 \cdot 10^6$ \$ le projet ne sera plus rentable.

2.4.4. La variation de coût de la fracturation hydraulique :

La variation de coût de la fracturation hydraulique											
Le taux de variation	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	base	10%	20%	30%	40%	50%
Le cout de frac 10 ⁶ \$	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
La VAN 10 ⁶ \$avant taxes	18449	17419,2	16388	15358	14328	13297	12267	11236	10206	9176,2	8145,8
Le TRI avant taxes	5%	5%	4%	3%	3%	2%	2%	1%	0%	/	/
La VAN 10 ⁶ \$après taxes	17591	16560,7	15530	14500	13469	12439	11408	10378	9348	8317	7287
Le TRI après taxes	5%	4%	3%	3%	2%	2%	1%	0%	/	/	/

La source : SONATRACH/ DIVISION PED.

Tableau n°III.9 : la variation de cout de fracturation hydraulique.



L'outil de recherche utilisé: logiciel EXCEL.

Figure n°III.7 : la VAN et le TRI en fonction de la variation de coût de la fracturation hydraulique.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

Dans ce cas, la VAN est positive ce qui implique que l'influence de la variation de cout de la fracturation hydraulique est faible. Cette faiblesse est due à la production élevée.

Comparée au prix du forage la fracturation hydraulique seule n'influe pas beaucoup sur la rentabilité du projet mais ajoutée au prix du forage celle-ci devient importante.

Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.

Conclusion du chapitre :

Le paramètre le plus important dans cette étude est la productivité des puits des gisements non conventionnels, c'est pour cela que toutes les sensibilités ont été faites par rapport au débit moyen d'un puits du gisement, ce qui représente la principale différence entre un gisement conventionnel et le non conventionnel.

Dans le cas d'un gisement non conventionnel, après le forage les puits ne produisent pas ou très peu, et la fracturation hydraulique est inévitable, aussi pour produire ces gisements à des volumes raisonnables il est nécessaire de forer beaucoup de puits, ce qui rend la rentabilité économique de ces champs très difficile à atteindre, car au lieu de forer une centaine de puits on est obligés d'en forer un millier et en plus il faut tous les fracturer.

Les résultats des calculs montrent bien que pour qu'un tel projet soit rentable, il faut veiller d'abord que le prix du gaz soit supérieur à un certain seuil (dans notre cas, supérieur à 4.4 \$/10⁶BTU).

Aussi il faut que le prix des opérations telles que le forage et la fracturation hydraulique ne dépassent pas des niveaux bien déterminés, dans notre cas (inférieur à 8.8MM \$ pour le forage et inférieur à 1.2 MM \$ pour la fracturation hydraulique).

En conclusion on peut dire que les paramètres clés pour atteindre la rentabilité économique d'un projet de gaz de schiste sont, une bonne productivité des puits, un prix de vente du gaz assez important et de bas coûts opérationnels (forage et fracturation hydraulique).

Conclusion générale

Conclusion générale

Le gaz de schiste est un gaz naturel, qui fait partie des gaz dits "non conventionnels". Le recours à cette ressource naturelle est controversé à cause de l'impact de son extraction sur l'environnement, qu'il soit conventionnel ou non conventionnel, le gaz est composé majoritairement de méthane et dispose de propriétés chimiques identiques puisqu'il résulte de la maturation de la roche-mère.

Contrairement au gaz naturel, le gaz de schiste est piégé dans la roche où il a été formé, ce qui rend son extraction difficile et potentiellement polluante pour les sols et les nappes phréatiques. En effet, le gaz de schiste est extrait grâce à deux procédés : le forage horizontal et la fracturation hydraulique. La fracturation hydraulique consiste à fissurer la roche en injectant un fluide à très haute pression. Un procédé qui présente des risques pour l'environnement :

- Émissions de gaz à effet de serre lors des phases d'exploration des sols et d'extraction.
- Utilisation d'importantes quantités d'eau pour la fracturation hydraulique.
- Pollution des nappes phréatiques : par des fuites de fluides de forage ou de fracturation hydraulique, ainsi que par les eaux rejetées par la fracturation hydraulique, qui peuvent contenir des substances toxiques comme l'arsenic et les métaux lourds.

L'Algérie, dont les principaux produits d'exportation sont le pétrole et le gaz, est consciente que ses réserves de gaz naturel entreront dans les prochaines années dans une phase de déclin. Pour anticiper cette situation qui aurait, à terme de graves répercussions sur son économie, le pays maghrébin prévoit de lancer dès l'année suivante une vaste campagne d'exploration pour trouver du gaz de schiste, en tenant compte que son potentiel de gaz de schiste récupérable, a été estimé, en juin 2013, selon l'AIE, à 20 000 milliards m³ sur un total de 207 000 milliards m³ de réserves globales.

Dans le but de répondre à notre principale problématique : **«Quel est la rentabilité économique de l'exploitation de gaz de schiste ainsi que son impact sur l'économie algérienne ?»**

Nous avons effectué un stage au sein de la société nationale SONATRACH pour étudier le cas de gaz de schiste en Algérie, sa rentabilité ainsi que son impact sur l'économie du pays.

L'analyse des résultats obtenus de notre étude montre que l'exploitation du gaz de schiste est indispensable à cause de l'indépendance énergétique du pays dans quelques décennies,

Conclusion générale

notamment l'augmentation du rythme de la consommation des hydrocarbures qui est prévue de doubler d'ici 2030. Il est important de préciser que la nouvelle politique énergétique de l'Algérie devrait donner la priorité au marché national.

Nous avons pu évaluer nos hypothèses :

- ✓ Les techniques d'extraction de gaz de schiste sont généralement les mêmes que celles du gaz naturel, ce qui diffère est le nombre de puits à cause des mauvaises productivités et de la nécessité de la fracturation hydraulique.

C'est une hypothèse confirmée, car d'après les études menées nous avons trouvé que le gaz de schiste dite non conventionnel ne s'extrait qu'avec la fracturation hydraulique à haute pression.

Par ailleurs, il existe d'autres techniques visant essentiellement à remplacer l'eau par un autre fluide ou gel. La fracturation au gel de propane, où le gel est injecté dans le puits, amenant du sable et des additifs pour fractionner la roche, et retourne en forme de gaz qui peut être capturé facilement, le gel de propane donne un meilleur taux de production par rapport à l'eau car un liquide peut être absorbé dans les roches en empêchant le gaz de s'échapper.

- ✓ les principaux risques environnementaux sont : le risque de contaminer la nappe aquifère, les bourbiers ou sont déversés les fluides de forage et de frac, et les volumes d'eau importants nécessaires aux opérations, et en dernier le risque d'éruption de gaz dans l'atmosphère.

C'est une hypothèse confirmée, Le risque de pollution environnementale existe bel et bien mais n'est pas systématique, il existe uniquement en cas d'accident d'extraction et la multiplication des puits multiplie le risque d'accident, dans notre premier chapitre nous avons détaillé dans les impacts environnementaux de l'exploitation de gaz de schiste.

- ✓ vue notre dépendance à la rente des hydrocarbures conventionnels, le gaz de schiste semble être une solution inévitable pour notre pays.

Cette hypothèse est confirmée, parce que l'analyse des états de la situation énergétique algérienne montre que le pays fait face à une situation critique (déclin de la production conventionnelle, l'augmentation de la consommation locale et la dépendance de l'économie nationale aux recettes des hydrocarbures), ce qui implique une nécessité d'exploitation de ses ressources non conventionnelles.

Conclusion générale

Ainsi pour répondre aux questions concernant l'exploration et l'exploitation des ressources non conventionnelles, particulièrement le gaz de schiste. Nous avons voulu réagir et contribuer avec cette étude et proposer les suggestions suivantes :

- ✓ Afin de répondre aux enjeux environnementaux, il est souhaitable de mettre en place une réglementation spécifique, dans un cadre transparent, privilégiant la concertation avec les experts en la matière. Cette réglementation ne doit pas être sous-dimensionnée, elle doit être adaptée à la problématique spécifique aux hydrocarbures non conventionnels.
- ✓ L'Algérie devrait, à travers le groupe SONATRACH, décider d'un engagement dans son exploitation pour assurer l'approvisionnement du marché intérieur et ce dans le but d'assurer l'indépendance énergétique du pays impliquant une certaine indépendance financière et permettant d'inclure cette énergie dans le mix énergétique national.
- ✓ Pour la fracturation hydraulique, L'eau peut aussi être remplacée par du propane pur (non-inflammable), ce qui permettrait d'éliminer l'utilisation de produits chimiques. Le propane pur est injecté sous forme liquide, puis redevient gazeux et peut être alors capturé pour réduire la consommation des eaux.
- ✓ La rentabilité économique de gaz de schiste dépend du prix de gaz et l'aptitude d'approvisionnement de la technologie locale et une stratégie d'optimisation des coûts. même si nous avons une quantité de gaz en place suffisante et le prix de vente faible, la rente demeure n'est pas satisfaite pour couvrir les frais, le profit ne réalise qu'après plusieurs années de production. En plus, une fois, nous utilisons une technologie produite locale, le coût de développement sera moins cher, donc une rentabilité économique sera plus rapide.

Toutefois, durant l'élaboration de ce mémoire, nous avons rencontré plusieurs obstacles et limites concernant la non disponibilité des données et les statistiques sur le schiste en Algérie même au niveau de la SONATRACH car ce sujet d'actualité est très sensible.

En dernier lieu, nous tenons à signaler que le thème que nous avons traité est un sujet de débat et il est en évolution permanente, et de ce fait, il nécessite beaucoup de temps pour pouvoir aborder et traiter tous ses aspects et en tirer des conclusions pertinentes mais nous avons tenté dans notre traitement de cerner le maximum de points majeurs relatifs à ce thème.

Conclusion générale

Nous espérons que ce modeste travail a bien atteint ses objectifs et que les responsables de la SONATRACH prendront en considération nos recommandations.

Enfin, les résultats auxquels nous sommes parvenus dans ce travail peuvent être plus approfondis par d'autres, reposant sur des données chiffrées plus importantes, et des connaissances mieux développées.

Bibliographie

Bibliographie :

Ouvrage :

1. CHEVALIER, *Introduction théorique à l'économie du pétrole" Revue Algérienne des sciences juridiques, économiques et politiques*, n° 4 Déc. 1973.
2. Comité de l'ÉES sur le gaz de "schiste", Québec, 2014.
3. EIA. (2013), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, U.S. Energy Information Administration, P: XV
4. EPA (United States Environmental Protection Agency).
5. H.STIFTUNG, (2015). *Gaz de schiste en Tunisie: entre mythes et réalités*, P: 19-24
6. Haliburton, *Shale développements* (2012). P: II2-V20.
7. Journal officiel de la république algérienne n°50
8. M.Beghoul, M. (2015, Octobre). *Exploration et exploitation des réserves et réservoirs d'hydrocarbures non conventionnels*.IAP Boumerdes, P: 123-165.
9. Roland (Vially), *IFP Energies nouvelle*, roland.vially@ifpen.fr Manuscrit remis en novembre 2011
10. SOUDANI, *Sensibilisation des ingénieurs à l'aspect économique*, documents internes de la société de la division PED/AMT/2006.
11. Wallonie, énergie non conventionnelle 122/123Mai/Juin - Sept. /Oct. 2014.p32.
12. M.KACED, (2013). *Le potentiel shale gas en Algérie*, P: 15-18.

Revue, article :

1. Article de presse, le matin.dz.
2. BOUREFIS Ahcène, Le Gaz de schiste ou gaz de roche mère. Laboratoire de Géologie et Environnement (LGE), FSTGAT –Université Constantine 1.
3. Le journal des débats : matin d'Algérie
4. MOUHOUCHE, rapport de stage à SONATRACH 2016.

Mémoire :

1. NACIRI Mourad, mémoire fin de cycle : le pétrole et le gaz non conventionnels : opportunités et menaces ; le cas de l'Algérie, année académique 2015/2016
2. SERDOUK Asma, Mémoire master 2015 : Production du gaz de schiste en Algérie, enjeux et perspective.

Webographie :

<http://www.sonatrach.com>

www.eia.gov/naturalgas

www.ifpenergiesnouvelles.com

Annexes

Annexe 3 : les données techniques du gisement étudié.

Les données	
le prix de vente MMbtu/an (\$)	4
CAPEX (MM\$)	400
taux de répartition des CAPEX	
A1	0,4
A2	0,4
A3	0,2
OPEX (\$/MMbtu)	0,04
total de puits forés	1100,00
cout de forage/puit (MM\$)	8
total frac	1390,00
cout de fracturation (MM\$)	1
superficie en Km ²	25000
la redevance (période exploitation) DA	32000

Table des matières :

Résumé

Abstract

ملخص

Dédicaces

Remerciements

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Introduction sur les hydrocarbures non conventionnels.....	4
Introduction du chapitre	5
Section 1 : Spécificités des hydrocarbures non conventionnels.....	5
1.1. La différence entre les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.....	5
1.1.1. Les hydrocarbures conventionnels.....	5
1.1.2. Les hydrocarbures non conventionnels.....	6
1.2. Les hydrocarbures gazeux non conventionnels.....	6
1.2.1. Le gaz de houille.....	7
1.2.2. Le gaz de schistes.....	7
1.3. Les spécificités de gaz de schiste.....	8
1.3.1. La perméabilité.....	8
1.3.2. La courbe de déclin de la production.....	8
1.3.3. L'hétérogénéité de la formation de shale.....	9
1.4. Etats de lieux des gisements mondiaux de shale gas.....	9
1.4.1. La production mondiale de shale gas.....	10

1.4.2. Le potentiel de shale gas en Algérie.....	11
Section 2 : Extraction du gaz de schiste et ses différents impacts.....	13
2.1. Les techniques de forage et d'extraction de gaz de schiste.....	13
2.1.1. L'exploration de gaz de schiste.....	13
2.1.2. L'exploitation de gaz de schiste.....	13
2.1.2.1.Le forage horizontal.....	13
2.1.2.2.La fracturation hydraulique.....	14
2.2. les impacts économiques de gaz de schiste.....	15
2.1.3. Les besoins du marché intérieur.....	16
2.1.4. Le rôle de gaz de schiste en Algérie.....	16
2.1.5. Analyse SWOT de gaz de schiste en Algérie.....	17
2.2.Les risques et les impacts liés a l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.....	19
2.2.1. Impact sanitaire.....	19
2.2.2. Rejets atmosphériques.....	20
2.2.3. Les eaux usées.....	22
2.2.4. Risque de contamination des sols.....	23
2.3. Enjeux environnementaux pour l'Algérie.....	23
Conclusion du chapitre.....	25
Chapitre II : la fiscalité pétrolière et la rentabilité économique des gisements.....	26
Introduction du chapitre.....	27
Section 1 : la fiscalité pétrolière.....	27
1.1. Etude et évaluation économique du projet.....	27
1.1.1. Le plan de développement.....	28
1.1.2. Les données techniques.....	28
1.2. Les dispositions fiscales (selon la loi 05/07).....	29
1.2.1. La taxe superficielle.....	29
1.2.2. La redevance.....	30

1.2.3. Taxe sur le revenu pétrolier.....	31
1.2.4. Impôt complémentaire sur le résultat.....	33
a. La taxe sur l'eau.....	33
b. La taxe sur le gaz torché.....	34
c. Impôt sur la rémunération.....	34
Section 2 : Calcul de la rentabilité.....	35
2.1. Calcul du cash flow.....	35
2.1.1. L'estimation des couts d'investissement.....	37
2.1.2. L'estimation des dépenses d'exploitation.....	37
2.1.3. L'amortissement.....	37
2.1.4. Théorie de l'actualisation.....	38
2.2. Les critères d'évaluation des projets d'investissement.....	38
2.2.1. La valeur actuelle nette.....	39
2.2.2. Taux de rentabilité interne.....	40
2.2.3. Enrichissement relative au capital.....	41
2.2.4. Annuité équivalente.....	41
2.2.5. Délai de récupération.....	42
Conclusion du chapitre.....	43
Chapitre III : la rentabilité économique d'un gisement de gaz de schiste en Algérie.....	44
Introduction du chapitre.....	45
Section 1 : la présentation de l'organisme d'accueil.....	45
1.1. la société nationale SONATRACH.....	45
1.1.1. la présentation de SONATRACH.....	45
1.1.2. L'organisation de SONATRACH.....	46
1.1.2.1. la direction générale.....	46
1.1.2.2. Les directions fonctionnelles.....	46
1.1.2.3. Les activités opérationnelles.....	46
a. Activité amont (AMT).....	47
b. Activité transport par canalisation (TRC).....	47

c. Activité aval (AVL).....	47
d. Activité commercialisation (COM).....	48
1.2. La division PED (petroleum engineering et developpement).....	48
1.2.1. Présentation de la division.....	48
1.2.2. L’organigramme de PED.....	49
1.2.2.1. Direction gisement.....	50
1.2.2.2. Direction développement.....	50
1.2.2.3. Direction production.....	50
1.2.2.4. Direction études projets.....	50
1.2.3. Les missions de PED.....	50
 Section 2 : la rentabilité économique d’un gisement conventionnel et non conventionnel en Algérie.....	 52
2.1. Présentation des données.....	52
2.1.1. Fiche technique du projet.....	52
2.1.2. Le cas conventionnel.....	54
2.1.2.1. Le profil de la production conventionnelle.....	54
2.1.2.2. Le programme forage.....	55
2.1.3. Le cas non conventionnel.....	56
2.1.3.1. Le profile de la production non conventionnelle.....	56
2.1.3.2. Le programme forage.....	57
2.1.3.3. La fracturation hydraulique.....	58
2.2. Présentation des résultats (cash flow, VAN et TRI).....	59
2.2.1. Le cas conventionnel.....	59
2.2.1.1. Le cash flow.....	59
2.2.1.2. Les critères de décision.....	59
2.2.2. Le cas non conventionnel : le débit moyen d’un puits 87671 m ³ /j.....	60
2.2.2.1. Le cash-flow pour une production non conventionnelle.....	60
2.2.2.2. Les critères de décision.....	60
2.3. Analyse et comparaison des résultats.....	61
2.4. Etude de sensibilité sur le cas non conventionnel.....	62
2.4.1. La variation de production.....	62
2.4.2. La variation de prix de vente.....	63
2.4.3. La variation de coût de forage.....	64

2.4.4. La variation de coût de la fracturation hydraulique.....	65
Conclusion du chapitre.....	67
Conclusion générale.....	68
Bibliographie	
Annexes	