

N°/DECH/2022

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université M'Hamed Bougara
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Économie et Commercialisation Des Hydrocarbures



Mémoire de fin d'étude
En vue de l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologies
Filière : Hydrocarbures
Option : Économie des Hydrocarbures

Réalisé par :
M^{elle} ALBANE Nesrine
Mme SADI Wahiba Epse NACER
Mme QULIYEVA Khumar Epse NABIYEVA

Thème

La stratégie d'intensification de l'effort Exploration/Production
dans le Nord du Domaine Minier Algérien

Promotrice : Mme BOUKHENOUDA Zakia

Année Universitaire 2021/2022

Remerciements

Ce travail est le fruit de la combinaison d'efforts de plusieurs personnes. On remercie tout d'abord le bon dieu tout puissant qui, par sa grâce nous a permis d'arriver au bout de nos efforts en nous donnant la santé, la force, le courage et en nous faisant entourer des merveilleuses personnes dont on tient à remercier:

*Notre promotrice **Mme BOUKHANOUFA Zakia**, pour ses efforts en tant qu'enseignante et ses orientations précieuses et son encouragement concernant la rédaction de notre mémoire.*

*Notre encadreur **Mme SLIMANI Leïla épouse DOUDOU** pour son encouragement et ses orientations pour accomplir notre stage de fin d'études*

***Mr Reghîs Rabah**, pour son encouragement et ses orientations pour la rédaction de notre mémoire.*

***Mme KHADRAOUI Fahîma**, pour son soutien moral, sa rigueur au travail, ses multiples conseils, ses orientations et sa disponibilité malgré ses multiples occupations ;*

*Le chef de département **Mme BLIZAK Djanette**, pour son accompagnement durant toute cette formation.*

Tous les professeurs du Département Economie et Commercialisation des hydrocarbures.

*Nos camarades du groupe **Master 2 économie pétrolière** « **MAEH19**.*

Tous ceux qui de près ou de loin ont contribué à l'accomplissement de ce travail.

Dédicaces

*Louange à Dieu le tout puissant, pour m'avoir donné la vie
et la volonté d'achever ce travail.*

A mes très chers parents

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

*Pour toi mon époux, aucun mot ne saurait t'exprimer ma
reconnaissance pour m'avoir toujours soutenue et supportée
dans mes moments de doute et d'angoisse. Grâce à ton aide
et à ta patience, ce travail a peu avoir le jour.*

A mes chères sœurs et mes chers frères.

SADI Wahiba

Dédicaces

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail,
A Dieu et chers parents pour m'avoir donné la vie et la
volonté d'achevé ce travail.*

*Bien sur pour mon beau-père le Professeur Mohamed
Nabiyev qui m'a soutenu et encourage durant ces années
d'études.*

*Le Doyen de la faculté des Hydrocarbures pour sa
disponibilité et ses orientations*

*A mon époux aucun mot ne saurait t'exprimer ma
reconnaissance pour m'avoir toujours soutenue.*

A tout qui m'aide et compulse ce travail.

Quliyeva (Nabiyeva) KHUMAR

Liste des tableaux

Numéro	Intitulé	Page
1	Le tarif applicable à la superficie du périmètre.	36
2	Le taux de la redevance varie en fonction de tranches de la production journalière en 2005.	37
3	Le taux de la redevance pour une production journalière supérieure à 100 000 bep /jour.	38
4	Le pourcentage de TRP applicable selon les seuils.	40
5	le pourcentage d'Uplift applicable selon les tranches annuelles d'investissements.	40
6	le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel selon la loi 13-01.	43
7	Variation du taux de la r en redevance en fonction des tranches de la production journalière en 2013.	44
8	Pourcentages de déduction annuelle et taux d'Uplift en 2013.	45
9	Taux de taxe sur le revenu pétrolier (TRP).	46
10	Taux d'impôt complémentaire sur le résultat (ICR).	48
11	Taxe superficiare (loi n°19-13 du 11/12/2019).	55
12	Le ratio R dans le cadre de la loi n°19-13 du 11/12/2019.	58
13	Schéma de développement projet.	119
14	Résultats économiques selon les deux lois relatives aux hydrocarbures.	121
15	Résultats économiques selon les deux lois relatives aux hydrocarbures.	122

Liste des figures

Numéro	Intitulé	Page
01	Exemple de cartes gravimétriques.	06
02	Principe de sismique réflexion.	07
03	Modélisation de Bassin 2D et 3D.	07
04	les forages d'exploration.	08
05	Principe d'enregistrement des diagraphies.	09
06	Tête de puits de production.	11
07	Etapes de vie d'un gisement d'hydrocarbures.	18
08	Les types de réserves présentes dans un réservoir.	20
09	Domaine minier hydrocarbures en Algérie.	21
10	Répartition de la surface couverte par les contrats en vigueur.	22
11	Densité des activités sismique terrain et forages par bassin.	22
12	Evolution de la sismique 2D et 3D [1986-2019].	23
13	Evolution du nombre de forage [1986-2019].	23
14	Investissements en recherche et exploration (MM\$) et prix du Brent.	24
15	Evolution du nombre de découvertes, Wildcat et taux de succès.	25
16	Volume découverts (MM Tep) et Investissements (MM\$).	25
17	Volume découverts (MM Tep) transférées sur la période [2010-2019].	26
18	Formes possibles des contrats.	51
19	Schéma global d'un contrat de recherche et d'exploitation.	54
20	Points de décision critiques le long de la chaîne EP.	67
21	Lien entre Investissement et Financement.	68
22	Le flux de trésorerie.	73

23	Courbe de Rentabilité.	78
24	Etat actuel du portefeuille en périmètres de la Direction Assets Nord.	90
25	Etat actuel du portefeuille en périmètres de la DAN par superficie.	90
26	Etat actuel du portefeuille en périmètres et en opportunités.	91
27	Cadre géologique du domaine minier Nord Algérie.	92
28	Coupe Nord-Sud montrant les principales unités structurales de l'Algérie.	92
29	Evolution géodynamique du Domaine Minier Nord Algérien.	93
30	Colonne stratigraphique type du Domaine Minier Nord Algérien.	96
31	Évolution de l'effort d'exploration en sismique 2D et 3D.	97
32	L'évolution des forages d'exploration dans le Nord Algérien entre 1919 et 2020.	98
33	Organigramme de la Division Exploration.	115
34	Plan de position du périmètre EL OUABED II.	117
35	Investissements de recherche.	118
36	Evolution des CAPEX de développement dans le périmètre.	119
37	Evolution de profils de production dans le périmètre.	120
38	Localisation des installations et lignes d'expédition.	120
39	Evolution des résultats économiques de l'état selon les deux lois.	122
40	Evolution de la VAN selon les deux lois.	123
41	Evolution du TRI selon les deux lois.	123
42	Evolution du l'EMV selon les deux lois.	124

Liste des abréviations

ALNAFT : Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures.

API : American Petroleum Institute.

ARH : Agence de régulation des hydrocarbures.

AS : atlas saharien

b.e.p : Baril équivalent pétrole.

Bbl : baril.

CA : Chiffre d'affaires.

CMPC : Le coût moyen pondéré du capital.

CAPEX : Dépenses d'exploration et de développement.

DMNA : Domaine Minier Nord Algérien.

DA : Dinars algériens.

DGE : Direction Des Grandes Entreprises.

DEES : département évaluation économique et statistiques de la Division/Exploration.

EP : exploration production.

EMV : valeur monétaire espérée.

GNL : Gaz Naturel Liquéfié.

GN : Gaz naturel.

GPL : Gaz propane Liquéfié.

HC : HYDROCARBURES.

HP : hauts plateaux.

ICR : Impôt Complémentaire sur le Résultat.

IR : Impôt sur Résultat.

IRH : Impôt sur revenu des Hydrocarbures.

IDP : Impôt Direct sur Profit

Mb/j : Million de baril par jour.

M\$: Million de dollars.

MM\$: Milliard de dollars.

MM Tep : Milliard ton équivalent pétrole.

OPEX : Dépenses d'exploitation.

PV : Valeur de Production.

Pbi : Profit brut.

POS : Probabilité de succès

RH : Ressources humaines.

TAP : Taxe sur l'Activité Professionnelle.

TRP : Taxe sur revenu pétrolier.

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

T.E.P : Tonne Équivalent Pétrole

TRI : Taux de Rentabilité Interne

TRP : Taxe sur le Revenu Pétrolier.

T.V.A. : Taxe sur la Valeur Ajoutée

VAN : Valeur Actuelle Nette

2D : Deux dimensions

3D : Trois dimensions

Table des matières

Liste des abréviations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Table des matières	
Introduction générale et problématique	
Chapitre 01 : Définition et caractéristiques de la chaîne Exploration/Production des Hydrocarbures	
Introduction.....	02
1. La genèse d'hydrocarbures.....	03
1.1 Définition des hydrocarbures.....	03
1.2 La formation des gisements des hydrocarbures.....	03
2. Exploration et production des hydrocarbures.....	04
2.1 L'exploration.....	05
2.2 Le développement.....	09
2.3 La production.....	09
3. La notion de risque dans les activités exploration production.....	11
3.1 Le risque géologique.....	12
3.2 Le risque économique.....	12
3.3 Le risque politique (pays) et le risque associé.....	13
3.4 Le risque sanitaire : une crise inédite.....	14
4. Les coûts des activités Exploration /production.....	14
4.1 Le coût de la géologie.....	14
4.2 Le coût de la géophysique.....	15
4.3 Le coût d'un forage.....	15
4.4 Le coût de développement	15
4.5 Le coût d'exploitation.....	16
5. les gisements et les réserves.....	16
5.1 Les gisements.....	16
5.2 Les Réserves.....	18
6. Evolution de l'activité Exploration /Production en Algérie.....	20
6.1 Historique de la recherche pétrolière en Algérie.....	20

6.2	Domaine minier hydrocarbures.....	21
	Conclusion	28
Chapitre 02 : Le cadre réglementaire et fiscal relatifs au secteur des Hydrocarbures en Algérie		
	Introduction.....	31
1.	Evolution du régime fiscal relatif aux hydrocarbures en Algérie.....	32
1.1	La loi n°86-14 du 19 Aout 1986.....	32
1.2	La loi n°05-07 du 28 avril 2005.....	35
1.3	La loi n°13-01 du 20 Février 2013	42
1.4	La nouvelle loi 19-13 du 11 Décembre 2019	49
2.	Les avantages fiscaux de la loi n°19-13.....	54
2.1	Les dispositions fiscales de la nouvelle loi n°19-13.....	54
2.2	Autres dispositions fiscales.....	59
	Conclusion.....	63
Chapitre 03 : Evaluation économique et prise de décision d'investissement dans un Projet Exploration/Production		
	Introduction.....	65
1.	La prise décision dans les projets E/P.....	66
1.1	Importance des calculs économique pour la prise décision dans les projets E/.....	66
1.2	La rémunération des capitaux propres.....	67
2.	La construction d'un échéancier de flux de trésorerie.....	68
2.1	Estimation des coûts d'investissement et des charges d'exploitation.....	68
2.2	Amortissement Comptable.....	70
2.3	Le flux de trésorerie.....	72
3.	Critères d'Évaluation d'un Projet d'Investissement.....	73
3.1	Les critères empiriques.....	74
3.2	Principaux critères de choix des investissements avec actualisation.....	75
4.	La construction d'un modèle économique dans l'activité pétrolière.....	81
4.1	Les dépenses d'exploration.....	81
4.2	Les dépenses de développement.....	81
4.3	Les dépenses d'exploitation (OPEX).....	82
4.4	Les profils de production.....	82
4.5	Les conditions contractuelles et fiscales.....	82
	Conclusion.....	84

Chapitre 04 : La stratégie de l'intensification de l'effort d'Exploration au Nord de Domaine Minier Algérien

Introduction.....	86
1. La province du nord algérien.....	87
1.1 Le bassin offshore.....	87
1.2 Le bassin du chelif.....	87
1.3 Le bassin du Hodna.....	87
1.4 Le bassin Sud-Est Constantinois /Chott El Melrhir.....	87
2. Titre minier accordé dans le Nord Algérien.....	88
3. Etat du portefeuille en périmètres de l'Asset Nord.....	89
4. Cadre géologique du domaine minier nord Algérie.....	91
4.1 Evolution géodynamique du Domaine Minier Nord Algérien.....	92
4.2 Litho stratigraphie du Nord d'Algérie.....	94
5. Evolution de l'effort d'exploration dans le DMNA.....	96
5.1 Collecte de données sismique dans le Nord Algérien.....	96
5.2 Forage d'exploration dans le Nord Algérien.....	97
6. Les faits marquants de l'exploration dans le Nord Algérien.....	99
6.1 Activité sismique.....	99
6.2 Forages d'exploration.....	100
7. Thématiques d'Exploration et zones d'intérêt.....	103
7.1 Le bassin de Chélif.....	103
7.2 Le Nord Est Constantinois.....	103
7.3 Le bassin de Hodna.....	104
7.4 Bassin Nord Tellien (Annaba, Mitidja, Tafna, Nord Bibanique).....	105
7.5 Le bassin de Telagh et HP.....	105
7.6 L'Atlas Saharien.....	105
7.7 Le sillon de Benou.....	106
7.8 Le Sud Est Constantinois.....	106
8. Stratégie et plan d'actions.....	107
8.1 La phase 01.....	107
8.2 La phase 02.....	107
8.3 La phase 03.....	108
Conclusion.....	109

Chapitre 05 : Evaluation économique du projet « EL OUABED II » situé dans le Domaine Minier Nord Algérien

Introduction.....	112
1. Présentation de la Division Exploration de SONATRACH.....	113
1.1 Les missions essentielles de la Division Exploration.....	113
1.2 Organisation de la division exploration.....	113
1.3 La direction planification.....	116
2. Etude de cas « projet EL OUABED II ».....	116
2.1 Les hypothèses de calcul.....	117
2.2 Le plan de position du périmètre.....	117
2.3 Les coûts antérieurs et investissements de recherche.....	118
2.4 Schéma de développement.....	118
2.5 Les profils de Production.....	120
2.6 Localisation des installations et lignes d'expédition.....	120
2.7 Les résultats économiques.....	121
Conclusion.....	125
Conclusion générale	
Bibliographie	

Introduction générale

L'économie algérienne dépend essentiellement des revenus des exportations d'hydrocarbures, donc l'État intervient pour organiser, protéger et développer cette richesse ainsi que pour profiter des produits d'une manière efficace, tout en offrant des opportunités à l'investissement étranger, afin de profiter de l'expertise et des techniques développées, et cela, grâce à des contrats de partenariat, dans la mesure où elle peut contribuer au développement de l'économie nationale, ainsi que la possibilité de l'intégration de technologies étrangères dans le domaine des hydrocarbures.

L'Algérie, et grâce à ses efforts en exploration-production a pu valoriser ses ressources en hydrocarbures, situés dans des bassins sédimentaires qui couvrent plus de 1,5 million km² et classés sous trois grandes provinces :

- la province du Nord de l'Algérie.
- la province Est de la Plate-forme Saharienne.
- province Ouest de la Plate-forme Saharienne.

Les provinces Est et ouest ont révélé plusieurs découvertes de pétrole et de gaz et qui ont permis de classer l'Algérie comme troisième¹ pays en Afrique disposant des réserves prouvées en pétrole, après la Lybie et Nigéria et deuxième² en production journalière du pétrole après le Nigéria.

La province Nord et malgré sa structure géologique de surface difficile à explorer et complexe, a fait l'objet de plusieurs compagnes d'acquisition sismiques et forages d'exploration depuis plus de 50 ans et qui ont permis de prouver la présence d'hydrocarbures dans cette région.

Aussi, il est à rappeler que les premiers travaux d'exploration ont commencé dans le bassin du Chélif situé dans la province Nord. La première découverte commerciale d'huile réalisée à Oued Gueterini a été mise en évidence en 1948.

C'est pourquoi, le Domaine Minier Nord Algérien constitue une opportunité majeure grâce à l'existante d'indices d'hydrocarbures, et mérite l'élaboration d'une stratégie d'exploration notamment avec les allègements fiscaux apportés par la nouvelle loi sur les hydrocarbures « la loi n°19-13 du 11/12/2019 ».

¹Classement en se basant sur les données de la revue bp Statistical Review of World Energy 2020.

² Idem.

En effet, malgré le potentiel très important du pays en termes de réserves d'hydrocarbures, aussi bien les ressources conventionnelles que non conventionnelles, la production des hydrocarbures et la découverte de nouveaux gisements ont connu une baisse ces dernières années alors que la consommation locale est en constante augmentation. Les appels d'offres lancés dans le cadre de la loi n°05-07 du 28/04/2005 n'ont pas réalisé les résultats escomptés durant ces dernières années.

En outre, le cadre contractuel de la loi n°05-07 du 28/04/2005 est peu flexible et inadapté aux standards et aux exigences internationales. De plus, la fiscalité de cette loi est jugée peu incitative et complexe, constituant des freins supplémentaires au développement du secteur des hydrocarbures.

Au-delà de ces éléments endogènes, l'ordre énergétique mondial a subi de profondes mutations. L'offre mondiale se caractérise désormais par une forte abondance de la production d'hydrocarbures, les prix quant à eux subissent une baisse considérable, alors que les énergies renouvelables gagnent de plus en plus de terrain dans l'environnement énergétique mondial.

Ainsi et pour rappel, la loi n°05-07 du 28/04/2005 a été adoptée dans le but d'améliorer les conditions de l'investissement dans le secteur des hydrocarbures et d'assurer les financements à la mesure du potentiel dans le domaine minier.

Malheureusement en raison de facteurs endogènes et exogènes qui ont limité l'attractivité de notre domaine minier, cette loi n'a pas produit les effets escomptés bien qu'amendée quatre fois (2006 -2013 -2014-2015).

Le nombre limité de contrats signés depuis la réforme introduite par la loi n°05-07 du 28/04/2005 a eu pour conséquences :

- Une baisse tendancielle des réserves depuis 2005 (³ 60% de nos réserves initiales en hydrocarbures sont épuisées).
- Une chute drastique de l'activité d'exploration en partenariat et diminution de la contribution des partenaires étrangères à l'effort de renouvellement des réserves nationales « le⁴ nombre moyen de découverte en association ne dépasse pas deux (02) découverte par an depuis 2010 ».

³Déclaration du Ministre de l'énergie Mohamed Arkab à l'Assemblée nationale populaire (ANP) le 27 Octobre 2019.

⁴Idem.

Sonatrach assume seule le risque d'exploitation notamment dans les zones restées inexploitées.

Avec une consommation nationale qui double presque toutes les quinze (15) ans, passant de 33 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP) en 2002 à 66,9⁵ M tep en 2019, un déficit structurel entre l'offre et la demande du marché national en gaz est inévitable à l'horizon 2030⁶.

Tous ces facteurs expliquent l'introduction de la nouvelle loi sur les hydrocarbures « la loi n°19-13 du 11/12/2019 » et qui avait pour but de redynamiser ce secteur et de gagner en compétitivité tout en s'adaptant aux données du marché international.

Problématique

L'objectif principal de cette étude est de faire une comparaison entre la rentabilité économique des projets situés au NDMA, selon la loi n°13-01 du 20/02/2013 et la nouvelle loi des hydrocarbures (19-13), et celui de revenu de l'État, ce qui nous amène à poser la problématique suivante:

Quelle est l'évolution de l'effort d'exploration dans le Nord du domaine minier Algérien? Et quelles sont les thématiques d'exploration?

Quelle est la stratégie et le plan d'action à adopter ?

Quel est l'impact du nouveau régime fiscal sous l'égide de la loi n°19-13 du 11/12/2019 relative aux hydrocarbures sur la rentabilité économique des projets situés au Nord du domaine minier Algérien? Et sur le revenu de l'État ?

Dans le but de répondre à ces interrogations, nous avons structuré notre étude en cinq chapitres, le premier chapitre porte sur l'activité exploration-production : ces caractéristiques, et l'évolution de cette activité en Algérie, ainsi que les différentes notions relatives aux hydrocarbures.

Dans Le deuxième chapitre on a introduit la fiscalité pétrolière à travers les principales dispositions ainsi que les changements apportés aux composantes du régime fiscal de l'amont pétrolier ainsi que les avantages fiscaux de la nouvelle loi.

⁵ Selon le Bilan énergétique élaboré par le Ministère de l'énergie et des mines- Algérie, édition 2020

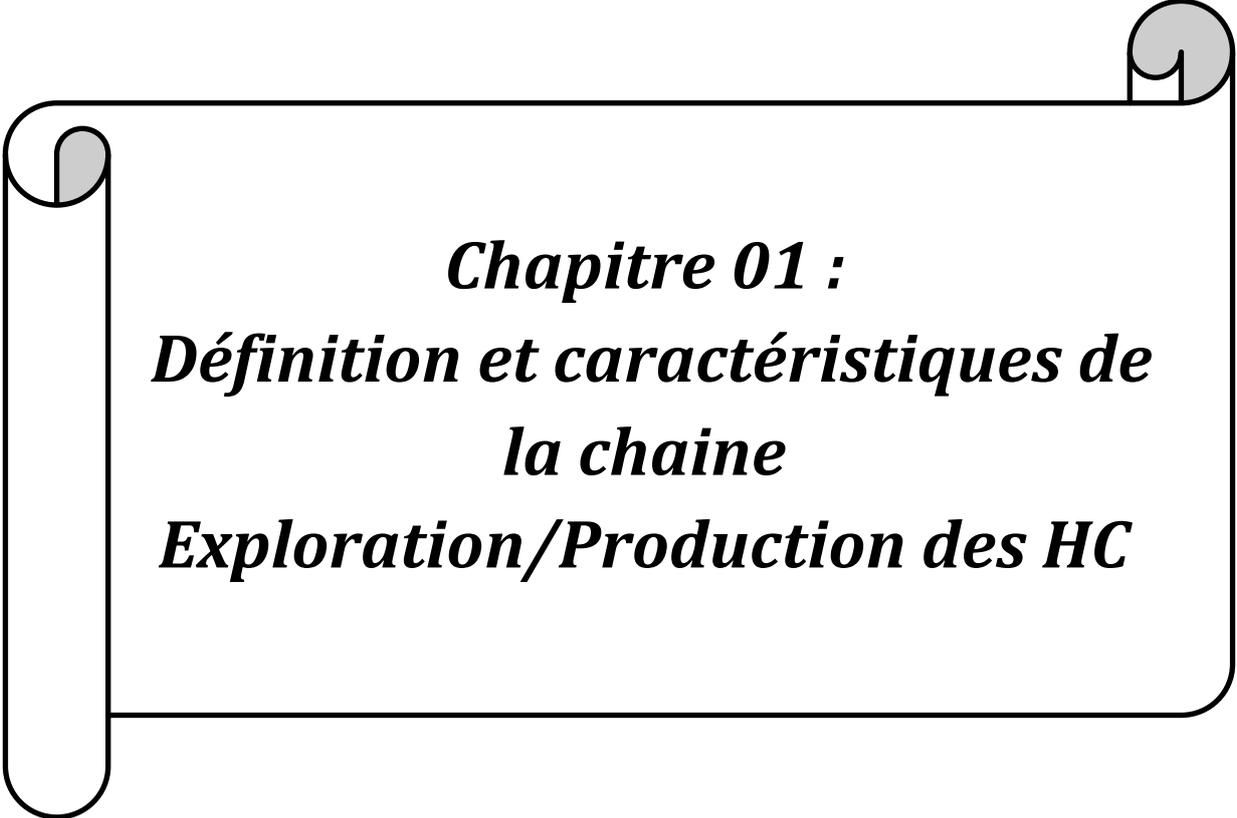
⁶Déclaration du Ministre de l'énergie Mohamed Arkab à l'Assemblée nationale populaire (APN) le 27 Octobre 2019.

Introduction générale

Le troisième chapitre décrit la prise de décision dans les projets Exploration/Production, la Construction d'un Échéancier de Flux de Trésorerie et les différents critères d'évaluation d'un projet d'investissement ainsi que l'élaboration d'un modèle économique dans l'activité pétrolière.

Dans le quatrième chapitre on va expliquer et montrer les potentialités qui existent dans le DMNA avec l'élaboration d'une stratégie d'exploration dans cette région.

Dans le cinquième chapitre on va faire une évaluation économique d'un projet situé dans le DMNA tout en utilisant les formules des deux lois sur les hydrocarbures (la nouvelle loi n°19-13 du 11/12/2019 et l'ancienne loi n°13-01 du 20/02/2013) et cela afin de faire un comparatif du revenu de l'Etat et celui de SONATRACH entre ces deux lois et démontrer l'apport de la nouvelle loi pour les projets situés dans le nord Algérien et qui est considéré comme zone difficile à explorer.



Chapitre 01 :
Définition et caractéristiques de
la chaîne
Exploration/Production des HC

Introduction

Un projet d'Exploration-Production est défini comme étant une succession continue et complémentaire de plusieurs travaux pétroliers dont le but est de découvrir de nouveaux gisements, de maintenir et de renouveler les ressources en hydrocarbures. La réalisation de ce dernier comporte plusieurs étapes.

Dans ce chapitre, nous présentons des généralités sur les hydrocarbures, l'activité Exploration Production, ses caractéristique (méthodes, coûts, risques...) et l'évolution de cette activité en l'Algérie.

1. La genèse d'hydrocarbures

1.1. Définition des hydrocarbures

Composés organiques constitués de carbone et d'hydrogène, les hydrocarbures sont les composés organiques les plus simples, et on peut considérer que les autres composés organiques en sont dérivés. Les hydrocarbures présentent une grande importance commerciale : on les utilise comme carburants, comme combustibles, comme huiles lubrifiantes et comme produits de base en synthèse pétrochimique.

On distingue les hydrocarbures à chaîne ouverte, ou hydrocarbures aliphatiques, et les composés cycliques. Dans les composés à chaîne ouverte contenant plusieurs atomes de carbone, ceux-ci sont reliés les uns aux autres pour former une chaîne ouverte pouvant présenter une ou plusieurs ramifications. Dans les composés cycliques, les atomes de carbone forment un ou plusieurs cycles fermés. Ces deux groupes sont subdivisés en composés saturés et insaturés.

- **Le pétrole**

C'est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques, Aromatiques) associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés ainsi qu'à des traces de métaux particuliers (vanadium, molybdène, nickel), le pétrole brut est connu depuis la plus haute antiquité.

- **Le gaz naturel**

Le Gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures saturés composé essentiellement de méthane (70 à 95 %, en volume, selon le gisement). Il est associé à d'autres alcanes (éthane, propane, butane, ...) à du diazote N₂, à du dioxyde de carbone CO₂ et à du sulfure d'hydrogène H₂S. Le gaz naturel peut être utilisé, comme les autres combustibles fossiles, charbon et pétrole, aussi bien comme combustible et carburant que comme matière première. Il présente donc, au moins potentiellement, une large gamme d'usages massifs.

1.2. La formation des gisements des hydrocarbures

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

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

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

- En général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits « Lourds » ou « extra-lourds » et des sables bitumineux. Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière.
- Parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée « roche-couverture » (également qualifiée de « roche imperméable »). Une accumulation de pétrole associé à de l'eau et du gaz se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau). Seule une partie du pétrole brut est concentrée dans les roches réservoirs.

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

2. Exploration et production des hydrocarbures

Ces activités requièrent des investissements massifs. Les caractéristiques essentielles de l'activité exploration/production ont trait au caractère international avec accès aux réserves régies par la réglementation du pays prospecté, au risque élevé (1 puit sur 3 à 5 aboutit à une

découverte), très capitalistique en couvrant plus de 60 % des investissements de toute l'industrie pétrolière et gazière et dont la rentabilité est à long terme et exposée aux événements politiques.

2.1. L'exploration

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

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

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

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

2.1.1. Méthodes géologiques

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

- La géologie de surface : consiste à observer et à chercher tout signe indiquant la présence de terrains sédimentaires en utilisant diverses techniques (études des roches à l'affleurement, examen d'échantillons en laboratoire, datations, photogéologie, sondages ou excavations de faible profondeur).
- La géologie de su surface : dont l'objet principal est le contrôle des sondages, l'observation et l'analyse des échantillons extraits des puits (carottes, déblais), la mesure des différents paramètres (vitesse d'avancement du forage, caractéristiques physiques et chimiques des boues,....).

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

2.1.2. Méthodes géophysiques

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

- Méthodes potentielles

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

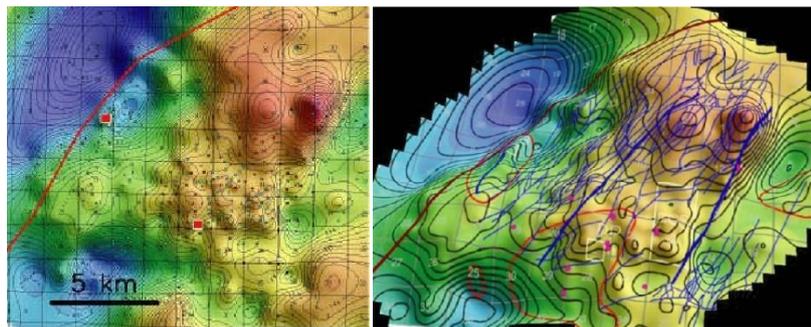


Figure 01 : Exemple de cartes gravimétriques.

- Les Méthodes sismiques

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

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

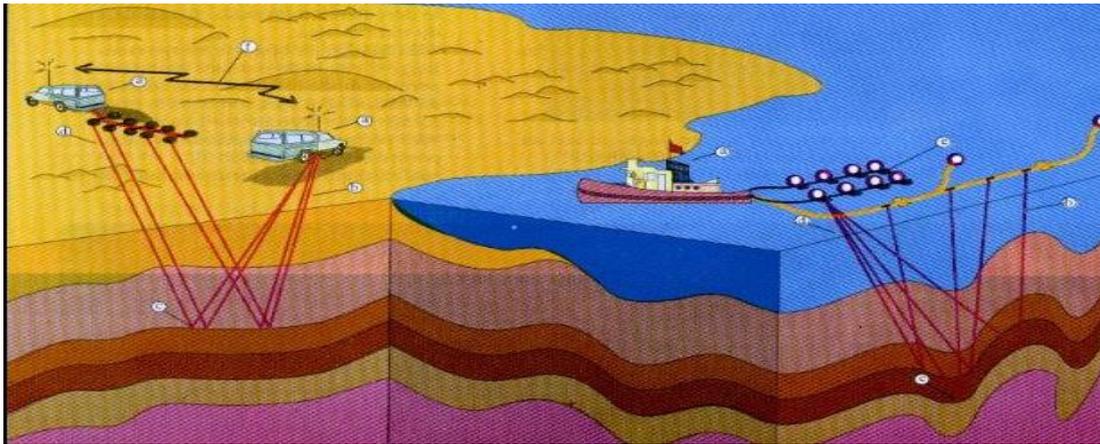


Figure 02 : Le principe de sismique réflexion

- La géométrie de l'acquisition : des ondes détermine les méthodes utilisées. On discerne :
 - La sismique 2D (2dimention) : méthode traditionnelle présentant des mesures d'un plan. Elle a donné des résultats mais présente ses limites dans certains cas.
 - La sismique 3D : nouvelle méthode qui fournit des informations spatiales du terrain prospecté. C'est une méthode de haute résolution.
 - La sismique 4D : appelée également sismique de réservoir. Il s'agit de conjuguer la sismique 3D avec la dimension temps. Elle est utilisée pour le suivi d'un gisement en production dans le temps. Sont application est à ses débuts. Ces méthodes débouchent sur le tracé de cartes en sub-surface après avoir traité les données acquises. Ces cartes peuvent être considérées comme une échographie du sous-sol Elles permettent de dégager une image structurale du sous-sol et parfois de localiser les réservoirs et d'identifier les différents contacts (gaz -huile, huile -eau).

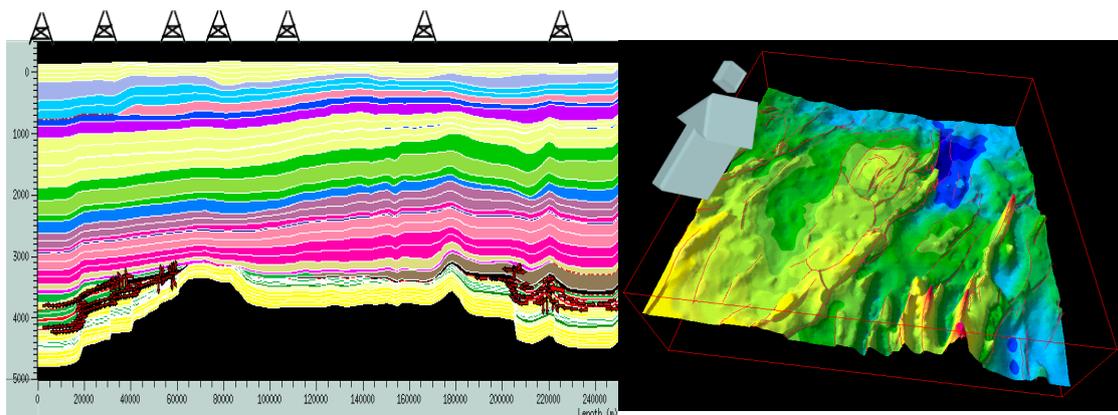


Figure 03 : Modélisation de Bassin 2D et 3D.

2.1.3. L'exploration par forage

Les informations géologiques et géophysique évaluent globalement l'intérêt d'un prospect sans pour autant confirmer la présence d'un gisement. Seul l'accès direct au sous-sol via le forage permet de se prononcer sur l'existence du gisement. Un forage est toujours bénéfique même si négatif dans la mesure où il fournit aux explorateurs des informations sur la lithologie et les fluides. Sa mise en œuvre se base sur la technique la plus répandue, communément appelée « le forage rotary ». Cette technique consiste à broyer la roche à l'aide d'un outil de forage (répand ou trépied) en rotation. Elle est caractérisée essentiellement par : le poids exercé sur l'outil et l'évacuation des déblais par la circulation de la boue. L'exécution du forage doit répondre à un triple objet :

- Perforer le sol.
- Evacuer les déblais accumulés dans le trou au fur et à mesure de son avancement.
- Assurer la stabilité des parois du forage, notamment dans la traversée des terrains tendres et peu cohérents où des éboulements risquent de se produire.

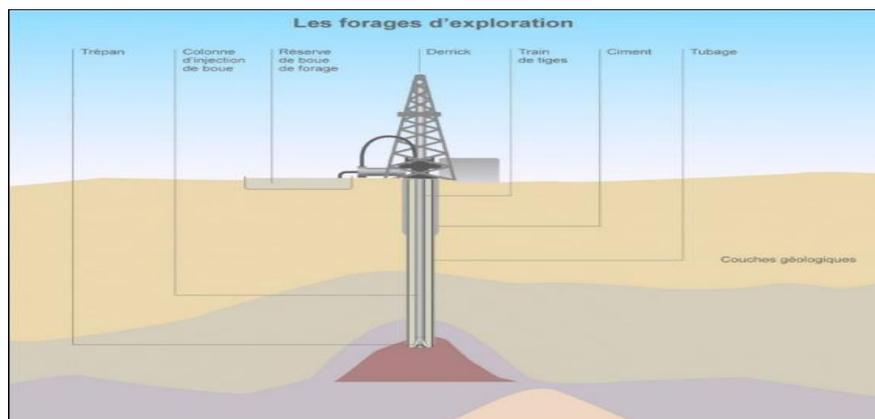


Figure 04 : les forages d'exploration

2.1.4. Diagraphies

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

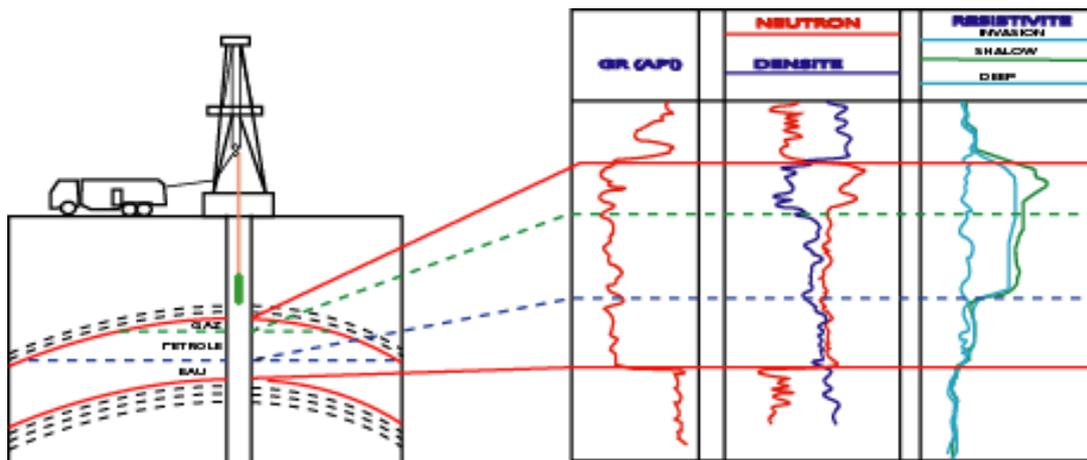


Figure 05: Principe d'enregistrement des diagraphies.

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

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

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

2.3 La production

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

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

On distingue deux grandes familles de puits, les puits traditionnels et les puits horizontaux :

- Le puits traditionnel : il existe depuis le XIX^e siècle, est creusé à la verticale du réservoir. La connexion entre ce puits et le gisement est réduite, puisqu'elle se limite à la hauteur imprégnée en hydrocarbures, en général de l'ordre de quelques dizaines de mètres. Pour pouvoir récupérer tous les hydrocarbures présents dans le gisement, il faut donc forer beaucoup de puits verticaux.
- Le puits horizontal : il fait appel à des techniques plus récentes. Ce puits a une surface de contact avec le réservoir bien plus importante. Il en faut donc beaucoup moins pour exploiter un gisement, ce qui permet une réduction des coûts de production. Ainsi, ces puits horizontaux sont préférés par les pétroliers chaque fois que la forme, la profondeur et l'emplacement du gisement le permettent.

Le puits creusé est consolidé à l'intérieur par un tubage inamovible, doublé d'un tube de production, qui peut être changé en cas d'encrassement ou de corrosion.

En distingue deux types de production :

2.3.1. Production par déplétion naturelle

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

2.3.2. Production par méthode de récupération assistée

Si la pression du gisement pétrolier se révèle insuffisante pour que le pétrole parvienne en surface en quantités suffisantes, en particulier si le pétrole a une forte viscosité qui limite sa mobilité, on utilise la méthode de récupération assistée. En effet, il existe deux techniques principales : le pompage et l'injection d'eau ou de gaz.

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

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

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



Figure 06 : Tête de puits de production.

3. La notion de risque dans les activités exploration production

Le risque est la possibilité qu'un projet ne se déroule pas conformément aux prévisions. Les écarts qui peuvent survenir dans les coûts, ou les dates d'achèvement par rapport aux prévisions étant considérés comme des écarts défavorables qui nécessiteraient des actions correctives. Aussi, l'évaluation économique de la rentabilité potentielle d'un projet pétrolier est incertaine. Elle dépend, selon BELAID et De Wolf (2010) « des résultats de plusieurs variables : les coûts totaux du projet, la probabilité de trouver un réservoir économiquement exploitable, le volume et le type des hydrocarbures trouvés (pétrole ou gaz), et les prix de vente futurs de la production ». Tous ces paramètres ont un impact sur les indicateurs économiques des projets pétroliers. Nous allons dans ce point, cerner les différents risques auxquels l'industrie pétrolière est confrontée.

3.1 Le risque géologique

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

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

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

Même si, « le développement de la collecte et de l'analyse de données sismiques a sensiblement réduit le risque de non découverte du pétrole »⁷, les coûts faramineux des forages qui couvrent une partie très importante de la structure des coûts d'exploration, confrontent les compagnies pétrolières à optimiser l'information obtenue tout en minimisant les coûts.

3.2 Le risque économique

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

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

⁷Belaid Fateh et De Wolf Daniel, « Analyse du risque et évaluation des projets d'investissements », 8eme Conférence internationale de modélisation et simulation, 10 au 12 mai 2010, Hammamet, Tunisie.

En phase de production, les décisions touchent l'architecture de développement, la densité des puits d'exploitation et le mode d'extraction du pétrole. L'incertitude subsiste au niveau du volume et de la qualité du pétrole, des propriétés physiques et géologiques du gisement, des coûts de forage et du prix du brut. En effet, « l'évaluation de la rentabilité des investissements est basée essentiellement sur les scénarios de prix du pétrole, ce qui fait que ce dernier reste le facteur déterminant des revenus »⁸. Le prix du brut est fondamental pour l'évaluation des revenus réalisés lors de l'exploitation du gisement. La valeur à laquelle les hydrocarbures échangés sur les marchés aura un impact sur les revenus des opérations.

3.3 Le risque politique (pays) et le risque associé

Le risque pays est lié à « l'instabilité politique comme le risque de guerre, de terrorisme, de conflit local ou d'attentats dont les conséquences peuvent être le risque de perte d'activité ou de rentabilité réalisée hors frontière naturelle de l'entreprise, suite à une instabilité géopolitique de la zone de présence et la remise en cause de la sécurité des personnes et des biens et la perte de chiffres d'affaires, de rentabilité, pertes économiques et financières»⁹.

Dans le cadre de l'industrie pétrolière, de nombreux facteurs peuvent être à l'origine du risque politique.

- Le régime fiscal qui peut influencer le rendement d'une opération pétrolière. Il est nécessaire d'avoir un régime fiscal stable afin de garantir une assurance aux investisseurs.
- Les relations de travail qui constituent une source de risque plus au moins importante. Ce dernier étant difficilement quantifiable, néanmoins son impact est très important.
- Le changement législatif peut affecter l'environnement économique de l'industrie pétrolière.
- La nature des relations internationales¹⁰.

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

⁸Belaid Fatehet De Wolf, *Op.cit*, p03.

⁹DARSA Jean-David, « 365 risques en entreprise », Edition GERESO, 2017, p 15.

¹⁰BILEK Lila « Les options réelles, une alternative aux défaillances des méthodes classiques d'évaluation des investissements », Mémoire de magister en sciences économiques option : Management des Entreprises, UMMTO 2016, p131.

qui peuvent émerger, surtout ceux liés à:

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

3.4 Le risque sanitaire : une crise inédite

L'industrie pétrolière peut être impactée par les crises sanitaires. La pandémie du coronavirus « COVID-19 », en 2020 a confirmé cette hypothèse. En effet, au-delà de ses conséquences sur la croissance économique mondiale, Le premier effet est l'impact immédiat et tangible sur la baisse de la demande pétrolière. C'est ce que certains auteurs appellent un choc de la demande. D'après l'étude « regards économiques, marchés pétroliers 2019, "celle-ci, est estimée en début d'année 2019 à 1,5 Mb/j, elle se situe désormais à 1 Mb/j, ce qui est inférieur à la moyenne des cinq dernières années »¹¹. Dans ce contexte, c'est le spectre d'une récession mondiale liée à « l'atonie virale »¹² des économies en raison des mesures de confinement qui affecte directement la demande de brut.

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

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

4. Les coûts des activités Exploration /Production

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

4.1 Le Coût de la géologie

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

¹¹Voir article Regards économiques, « Marchés Pétroliers 2019 : les états unis mènent le bal, L'OPEP+ s'adapte » Rédigé le 03 février 2020.

¹²Atonie virale signifie un défaut de vitalité, d'activité économique à cause de la Covid19.

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

4.2 Le Coût de la géophysique

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

4.3 Le Coût d'un forage

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

- Les données techniques : type d'appareil (rig), son support et la durée du puits, elles sont à leur tour fonction de :
 - La zone géographique : terre / mer, conditions climatiques, l'accès et la nature de la zone (vierge ou mature).
Le puits : son type (d'exploration ou de développement), sa profondeur, ses caractéristiques techniques (puits horizontal ...).
 - Disponibilité des appareils de forage et des supports en mer.
- Données économiques : internationales ou régionales. Elles représentent la prospection la plus importante des dépenses d'exploration avec 65 à 80%. Elles comportent tous les frais depuis la préparation jusqu'à la mise en production ou à l'abandon du puits.

Elles sont distribuées comme suit : Génie civil 9%, forage : 50 à 60%, consommables : 14 à 17%, autres opérations 10 à 15% et les charges indirectes : 9%.

En moyenne, le coût d'un appareil de forage est 180 000\$ / mois et le prix de revient d'un forage est exprimé par le prix total rapporté à la profondeur forée ; il varie entre 60 à 800\$ / mètre foré.

4.4 Le coût de développement

La mise en production d'un puits nécessite le développement du gisement.

Cette phase couvre, en termes de dépenses, de 40 à 60 p.100 du coût technique du pétrole.

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

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

4.5 Le coût d'exploitation

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

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

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

5. Les gisements et les réserves

5.1 Les gisements

Un gisement est constitué d'une accumulation de pétrole ou de gaz dans les pores d'une roche sédimentaire, le réservoir. Les gisements d'hydrocarbures sont donc situés dans les bassins sédimentaires, il y a de cela des millions d'années.

Ces sédiments proviennent soit de l'érosion de reliefs émergés bordant ces dépressions (argile, sable), soit d'une activité biologique (calcaire), ou encore de l'évaporation de l'eau dans des lagunes.

En d'autres termes, le gisement est l'aire géographique dans le sous-sol, qui est constitué par un ou plusieurs autres réservoirs.

5.1.1 L'étude de gisement

L'étude d'un gisement à partir de la découverte d'un réservoir productif a pour but d'établir un projet de développement qui cherchera à optimiser la récupération des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée. Les spécialistes des gisements continueront aussi à étudier le gisement pendant le cycle de production afin d'en tirer les informations nécessaires à l'exploitation optimale du gisement.

Tout ceci nécessite notamment l'estimation des :

- Valeurs d'hydrocarbures (quantité en place).

- Quantité récupérable (estimées à partir de plusieurs modes d'exploitation possible).
- Potentiels de production de rentabilité pour un projet donné.

Pour qu'un gisement soit réputé commercialement exploitable, le produit des ventes des quantités hydrocarbures susceptibles d'être produites dans ce dernier permet de couvrir les investissements de recherche, les investissements de développement et les investissements d'exploitation, ainsi que d'autres charges et dépenses, et d'obtenir un bénéfice net qui justifie pour l'exploitant l'intérêt de la mise en exploitation du dit gisement.

5.1.2 La vie d'un gisement

La durée de vie d'un gisement pétrolier ou gazier correspond à la période durant laquelle on extrait les hydrocarbures qu'il renferme. Cette durée varie généralement de 15 à 30 ans. Pour les gisements abritant de très grandes quantités d'hydrocarbures, elle peut se prolonger jusqu'à 50 ans et plus.

- La durée de vie d'exploitation dépend de :
 - La conjoncture favorable.
 - Le volume et la nature des quantités d'hydrocarbures à extraire.
 - Le rythme de production.
 - Les techniques d'exploitation.
- Le cycle de vie du gisement comprend trois étapes :
 - La phase de l'exploration : 2 à 5 ans.
 - Phase de développement : 3 à 4 ans.
 - La phase de production : suivant la taille de gisement et le rythme de la production.
- L'abandon : On cesse d'exploiter un gisement à partir du moment où, pour diverses raisons, la production de pétrole et de gaz coûte plus d'argent qu'elle n'en rapporte ou si les recettes générées par le projet n'arrivent pas à couvrir les dépenses nécessaires par l'investissement et aussi pour payer la fiscalité.

On arrête la production lorsque le cumul des cash-flows devient stable ou négatif.

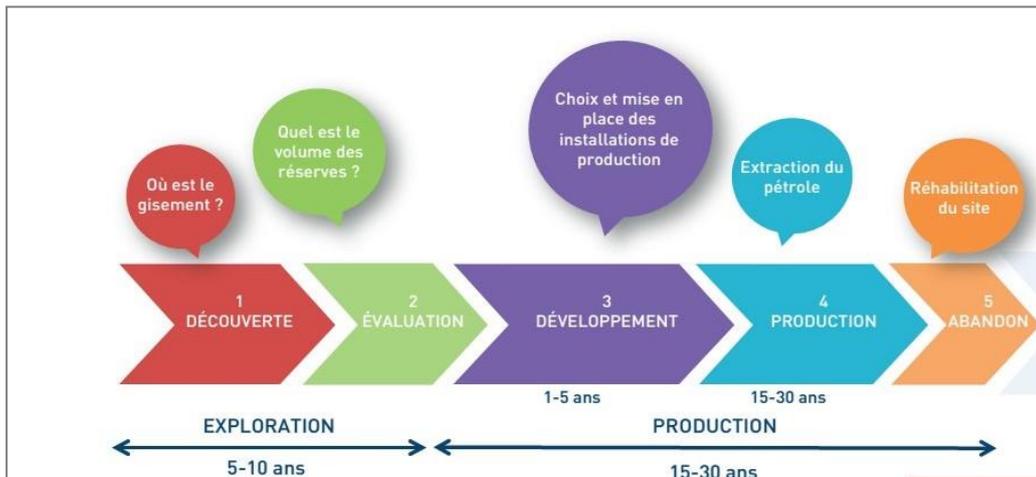


Figure 07 : Etapes de vie d'un gisement d'hydrocarbures.

5.2 Les Réserves

Les réserves sont une classification, adoptée par SPE (Society of Petroleum Engineers), pour le reporting et déclaration.

Les ressources sont des volumes d'hydrocarbures pouvant être piégés dans les systèmes pétroliers reconnus dans les bassins sédimentaires potentiels.

Les réserves en place sont les volumes estimés à une date donnée, de pétrole brut, de condensats, de gaz naturel, de gaz de pétrole liquéfiés (GPL) et de substances associées, de qualité commerciale, susceptibles d'être contenus dans les gisements d'hydrocarbures. Ces volumes doivent être exprimés dans les conditions standards usuelles de quinze (15) degrés centigrades et d'un (1) bar de pression. Les réserves en place sont classées en réserves prouvées, probables et possibles en fonction du niveau de précision de leur délimitation.¹³

5.2.1 Réserves prouvées (P1)

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

- Celles contenues dans le périmètre des puits forés.

¹³Les Réserves sont définies selon l'arrêté du 11 juillet 1988 relatif à l'inventaire périodique des réserves nationales d'hydrocarbures liquides et gazeux.

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

En l'absence de données sur les contacts de fluides, la dernière limite reconnue des fluides sera prise en compte.

Les réserves prouvées se subdivisent elles-mêmes en réserves récupérables et en réserves non récupérables :

- Réserves récupérables

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

- Réserves développées : sont celles qui sont récupérables au moyen de puits et d'installation existantes ou en cours de réalisation, ainsi que par les moyens et méthodes mis en œuvre en matière de récupération assistées.
- Réserves non développées : sont celles qui sont récupérables au moyen de forages complémentaires, de ré-complétions de puits existants sur de nouveaux horizons ou de futures installations de récupération améliorée.

- Réserves non récupérables

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

5.2.2 Réserves probables (P2)

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

5.2.3 Réserves possibles (P3)

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

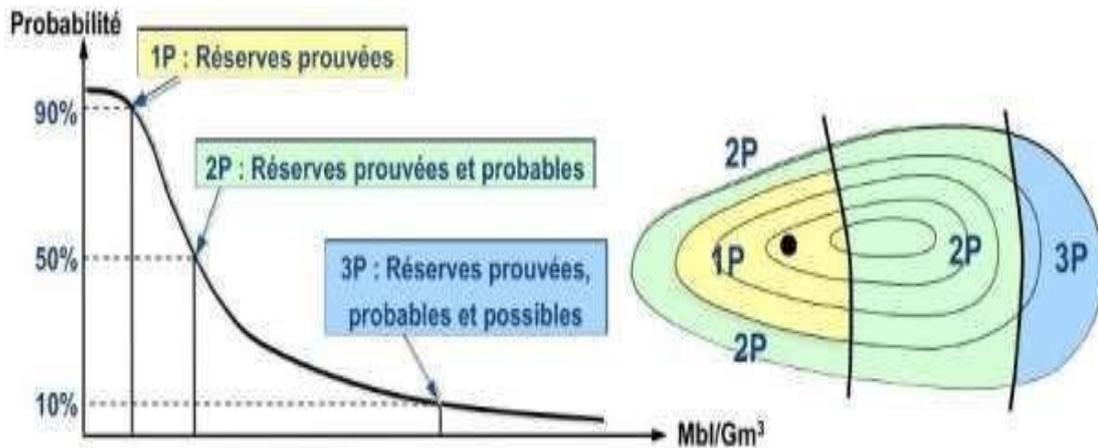


Figure 08 : Les types de réserves présentes dans un réservoir.

6. Evolution de l'activité Exploration /Production en Algérie

6.1. Historique de la recherche pétrolière en Algérie

L'histoire du pétrole en Algérie a commencé suite aux observations d'indices d'hydrocarbures observés en surface au Nord de l'Algérie. Les explorateurs se sont vite intéressés à cette région dès la fin des années 1880 où des premiers travaux d'exploration furent entamés. Des puits peu profonds ont montré la présence de pétrole dans la région de Ain Zeft vers 1885 ou encore ceux dans le bas Chélif à Tliouanet au sud de Rélizane en 1915. Vu l'intérêt vital porté au pétrole après la seconde guerre mondiale, la prospection s'est intensifiée et en 1948 le gisement d'Oued Gutérini fût découvert au Sud de Sour El Ghozlane à 150 Km au Sud d'Alger, découverte modeste mais commerciale, sa production atteignait son maximum en 1955.

Le tournant de l'histoire pétrolière de l'Algérie a commencé lorsque l'explorateur Conrad Kilian lors de sa longue traversée du Sahara a révélé par ses observations l'existence des couches géologiques schisteuses carbonées et bitumineuses témoignant de l'existence possible d'accumulation de pétrole au Sahara. C'est à ce moment-là que des études géologiques de surface furent entreprises dans cette région et qui ont abouti à des puits confirmant ainsi l'existence d'accumulation d'hydrocarbures du gaz jailli dans le Djebel Berga en 1953 dans le

bassin de l'Ahnet suivi de la présence de pétrole dans le puits Edjelleh101 en janvier 1956 dans le Sahara oriental à Illizi.

L'introduction des techniques géophysiques (techniques qui permettent de montrer l'architecture du sous-sol) dans la prospection pétrolière notamment de la sismique réfraction a permis la réalisation de forage en juin 1956 de Hassi-Messaoud produisant d'importantes quantités d'hydrocarbures (pétrole essentiellement), d'autres gisements aussi importants ont suivi, il s'agit de Hassi R'Mel (Gaz), In-Salah (Gaz), etc. Avec ces gisements géants, l'Algérie faisait ainsi son entrée sur la scène énergétique mondiale. D'autres gisements allaient voir le jour par suite, Rhourde Nouss, Nezla, Hassi Chergui, In Amenas, Zarzaitine, Alrar, Ohanet, etc.

6.2 Le domaine minier hydrocarbures

Le domaine minier hydrocarbures occupe une superficie de 1 553 488 Km². 39,8% du domaine minier est en effort propre, soit 57 contrats de recherche en vigueur et 11 autorisations de prospection. La superficie occupée en partenariat représente 3% du domaine minier, avec 8 contrats de recherche et exploitation en vigueur et deux (02) autorisations de prospection.

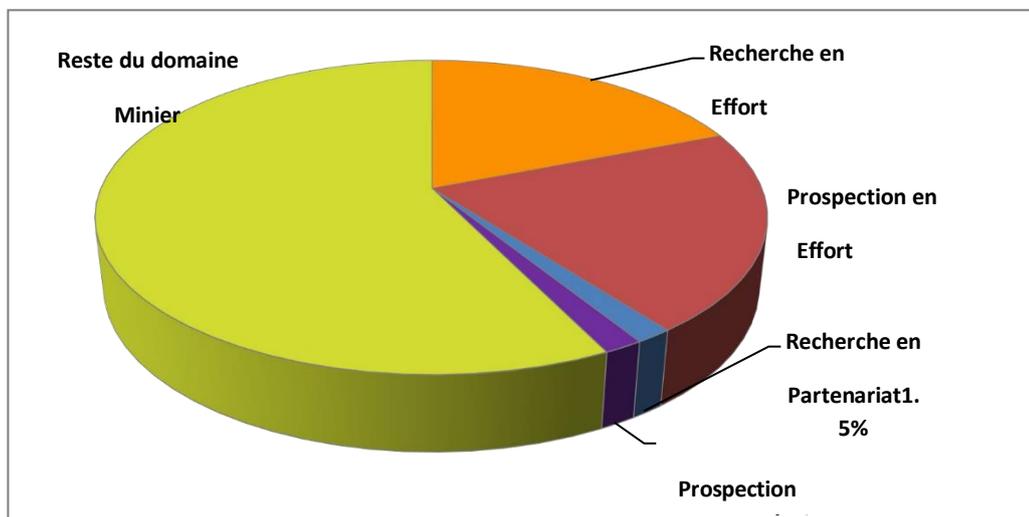


Figure 09 : Domaine minier hydrocarbures en Algérie.

La surface occupée par SONATRACH est concentrée principalement à l'Assets Ouest (Bassin Tindouf Reggane Sbaa, Ahnet Gourara et Bechar Oued Namous) avec près de 56%, suivit de l'Asset centre (Bassin Amguid Messaoud et OuedMya).

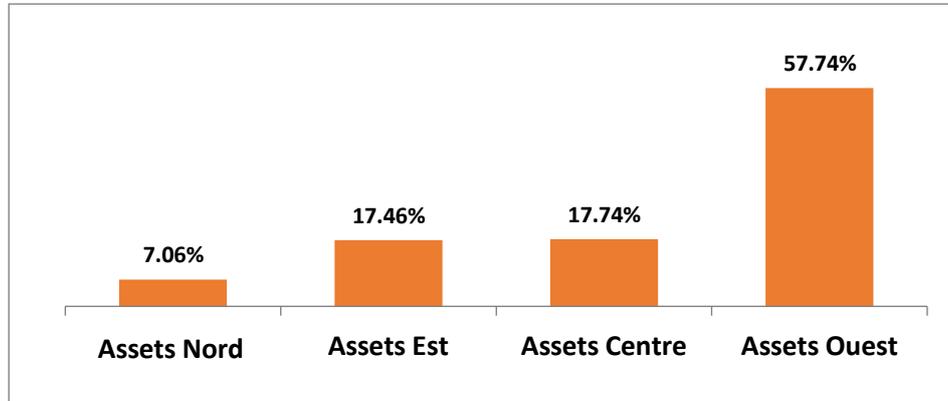


Figure 10 : La répartition de la surface couverte par les contrats en vigueur.

6.2.1 Activité sismique et forage en effort propre

Sur la période [1972-2018], la densité des activités sismiques terrain varie de 0,2 à 1,7. L'activité sismique est plus importante sur l'Assets Est et Centre. Elle est moins forte sur l'Assets Nord.

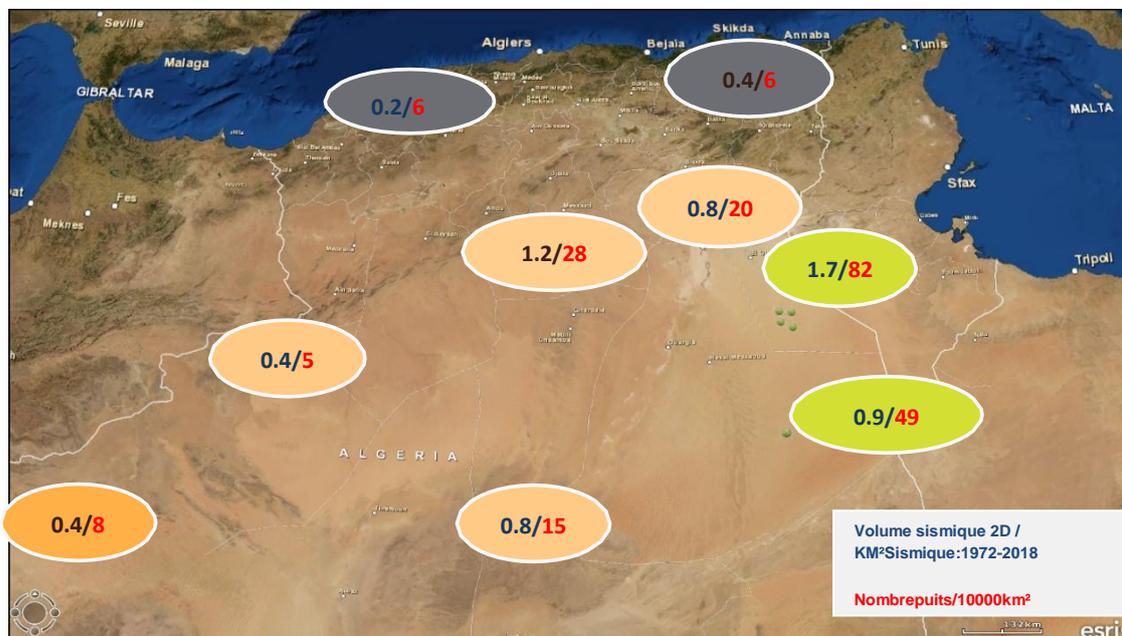


Figure 11 : La densité des activités sismique terrain et forages par bassin.

Ladensitédeforageoscillede82à5, l'activité est plus importante à l'Assets Est et Centre et moins forte à l'Assets Ouest et Nord.



Figure 12 : Evolution de la sismique 2D et 3D [1986-2019].

Sur la période [1986-2019], 1 254 puits ont été forés en effort propre, dont 917 puits wildcat¹⁴. Le nombre de forage réalisé durant l'année 2019 est de 72, dont 48 sont des puits Wildcat. Soit une diminution de 6% par rapport l'année 2018 (77 puits forés dont 68 des wildcats).

Le nombre de puits forés en 2014, passe de 101 puits. À 94 en 2015, pour atteindre 72 puits forés en 2019 après une légère reprise de l'activité en 2017.

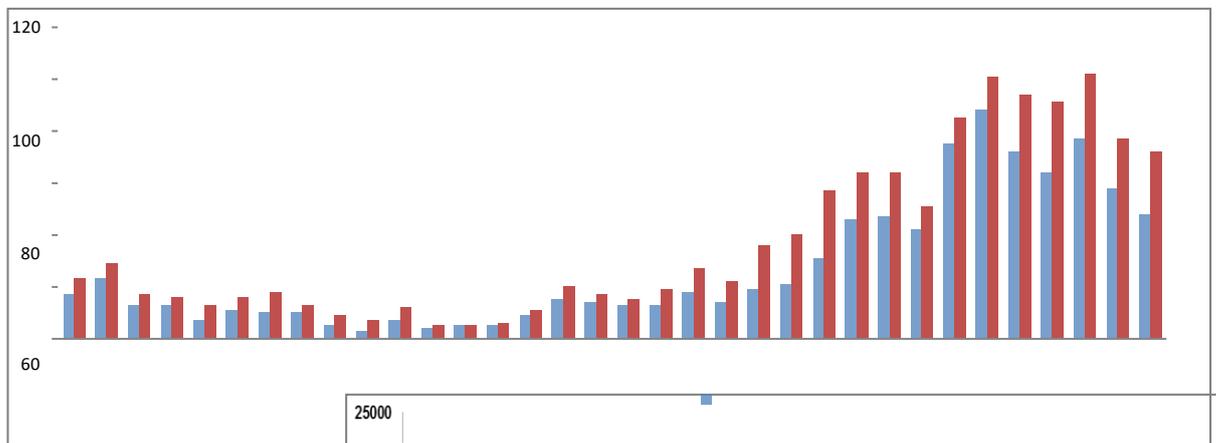
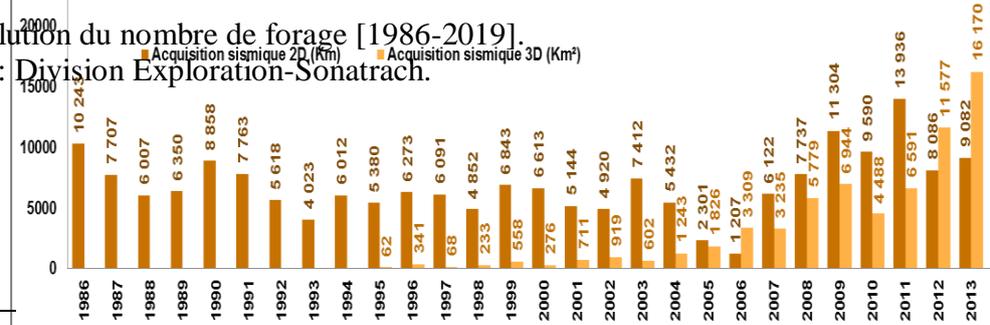


Figure 13 : Evolution du nombre de forage [1986-2019].

Source : Division Exploration-Sonatrach.



¹⁴Un "wildcat" est un forage d'exploration effectué dans une zone où la production n'a pas commencé; c'est un forage de recherche pour du pétrole ou du gaz. C'est donc un investissement à haut risques en cas d'échec mais de fort gain en cas de découverte d'un réservoir productif ou d'un champ de plusieurs réservoirs.

6.2.2 Evolution des investissements de recherche et découvertes réalisées

Les investissements de recherche et exploration (géologie, géophysique, forage et équipements) passe de 2 420 MM\$ en 2014 à 1 230 MM\$ en 2019, soit une diminution de près de la moitié. Où la période avant 2014, est marquée par une intensification de l'effort d'investissements pour le maintien de la production des champs déjà en déclin.

Les investissements suivent une continuation de tendance des investissements dans l'amont pétrolier au monde, après un cycle haussier, avant l'année 2015. La légère reprise des investissements en 2017 a été suivit de deux années de fort recul. Les investissements sont à nouveau en baisse en 2019, avec une diminution d'environ 19% par rapport à 2017.

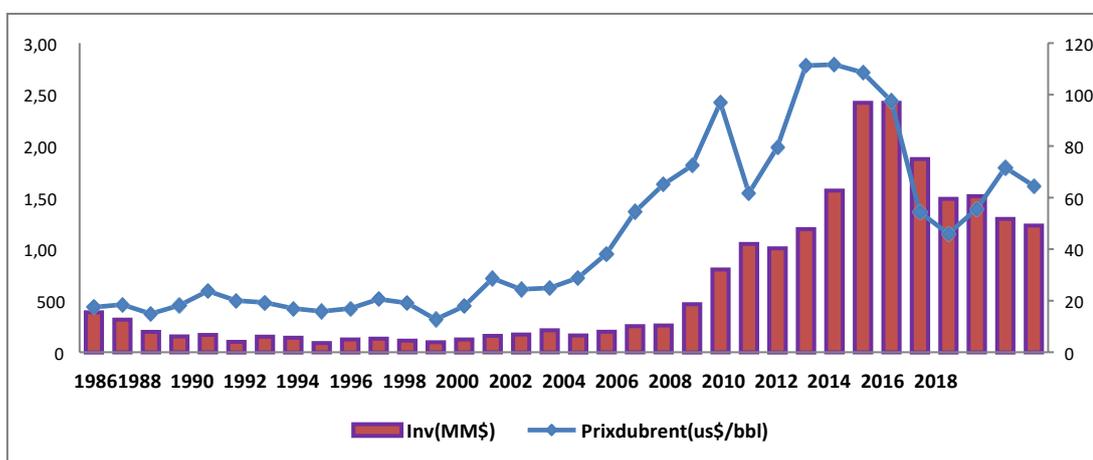


Figure 14 : Investissements en recherche et exploration (MM\$) et prix du Brent. (\$/bbl) [1986-2019](Source Division Exploration-SONATRACH).

Les découvertes enregistrées sur la période [1986-2019], sont de l'ordre de 373 découvertes. L'année 2019 a été marquée par un fort repli du nombre de découvertes réalisées en effort propre, par rapport à 2018, soit une diminution de 66%, passant de 30 découvertes enregistrées en 2018 à 18 en 2019. Le taux de succès (découvertes/forage Wildcat) recule de 52% en 2018 à 38% en 2019 avec un taux moyen sur toute la période de 39%.

Chapitre 01 : Définition et caractéristiques de la chaîne exploration production des Hydrocarbures

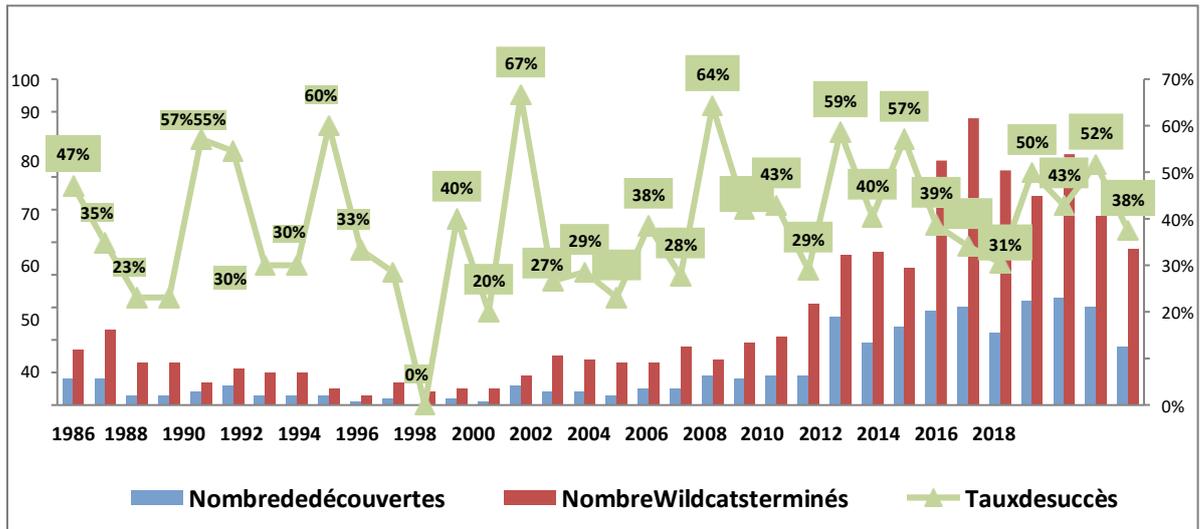


Figure 15 : Evolution du nombre de découvertes, Wildcat et taux de succès.
Source : Division Exploration-Sonatrach.

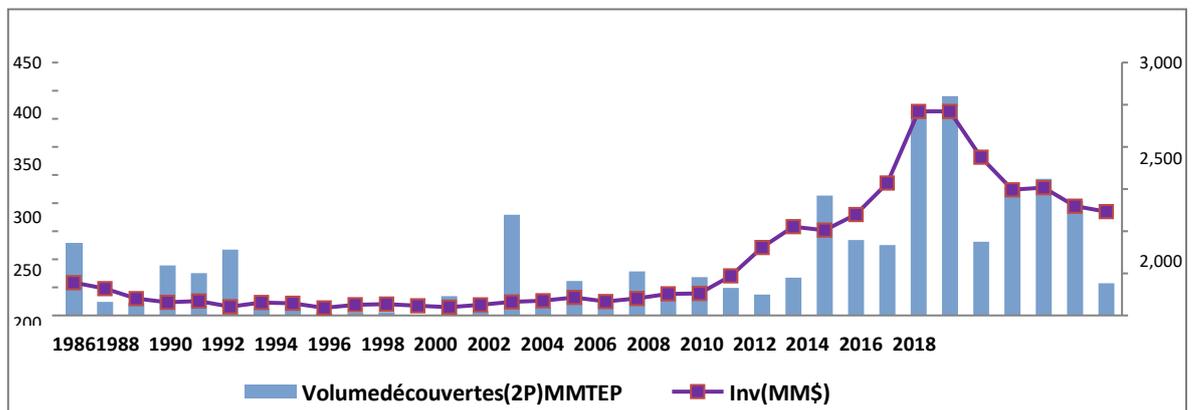


Figure 16 : Volume découverts (MM Tep) et Investissements (MM\$).
Source : Division Exploration-Sonatrach.

Les investissements de recherche et exploration suivent la même tendance que les découvertes réalisées. En 2019, un volume de 57 MMTEP a été découvert contre 204 MMTEP découvert en 2018. La taille moyenne des découvertes enregistrées sur la période (1986-2019) est de 8,7 MMTEp.

Le coût moyen enregistré par découverte pour l'année 2019 est de 21,5 MM\$, soit trois fois le coût moyen de l'année 2018 (6 MMS). L'investissement moyen par découverte est de 59 MM\$, soit un cout de 6,8 \$ par Tep produite.

En 2019, plus de vingt (20) découvertes ont été transférées pour les développer, contre sept (07) en 2018. Sur la période [2010-2019], un volume de plus de 2000 MMTEP en 2P¹⁵ a été transféré pour le développement, soit une totale 303 découverte.

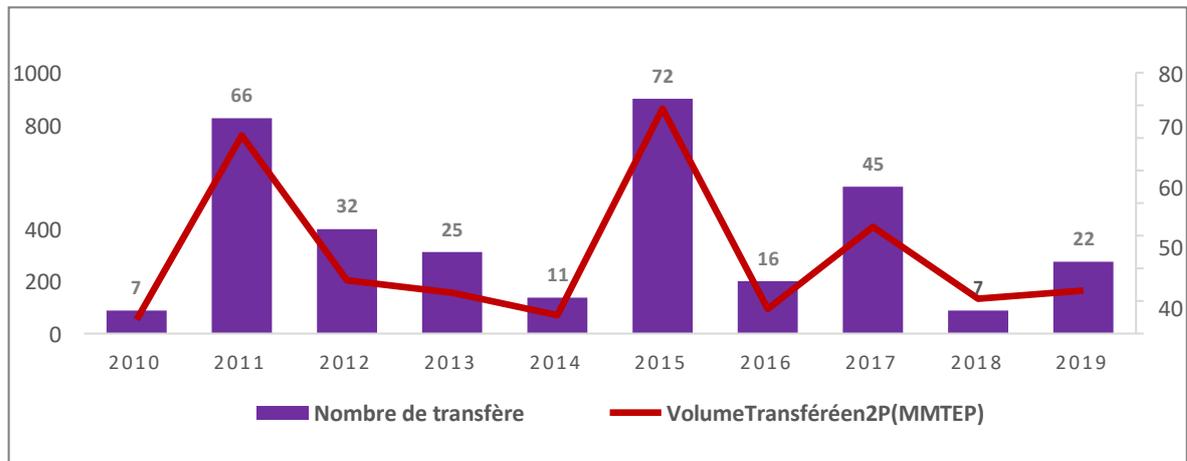


Figure 17 : Volume découverts (MM Tep) transférées sur la période [2010-2019].
Source : Division Exploration-Sonatrach.

6.2.3 Production et consommation nationales¹⁶

La demande interne en gaz et produits pétroliers a connu une grande croissance supérieure à 7%, entraînant à l'horizon 2025-2020, un déficit structurel entre l'offre et la demande sur le marché national, impactant les engagements de l'Algérie avec ses clients traditionnels.

Les recettes en hydrocarbures ont connues un recul sensible atteignant les 24,6 milliards \$, fin septembre 2019 contre 29 milliards \$ durant la même période en 2018. Ce qu'est dû à la chute du prix du brut Algérien, passant de 72 \$/bbl en septembre 2018 à 65 \$/bbl en 2019, soit une baisse de 11%.

La production nationale en hydrocarbures a atteint 140 millions TEP en septembre 2019 contre 143 millions TEP fin septembre 2018, enregistrant un recul de 2%. En revanche la consommation nationale a augmenté à 45 millions TEP (fin septembre 2019) contre 42 millions TEP en septembre 2018, soit une croissance de 8% de la demande national. Cette augmentation s'explique par la hausse de la consommation d'énergie électrique, près de 14% par rapport à la même période en 2018.

¹⁵Volume 2P: Prouvé+Probable; volume 3P: Prouvé+Probable+Possible.

¹⁶Déclaration du Ministre de l'énergie Mohamed Arkab à l'Assemblée nationale populaire (APN) le 27 Octobre 2019.

Chapitre 01 : Définition et caractéristiques de la chaîne exploration production des Hydrocarbures

De ce qui précède, il est indispensable d'exploiter les découvertes transférées, soit un total de 303 découvertes sur la période [2010-2019], équivalent à un volume de 2 903 Millions Tep en 2P et d'explorer les nouvelles réserves pour assurer le besoin du marché national et honorer les engagements envers nos clients.

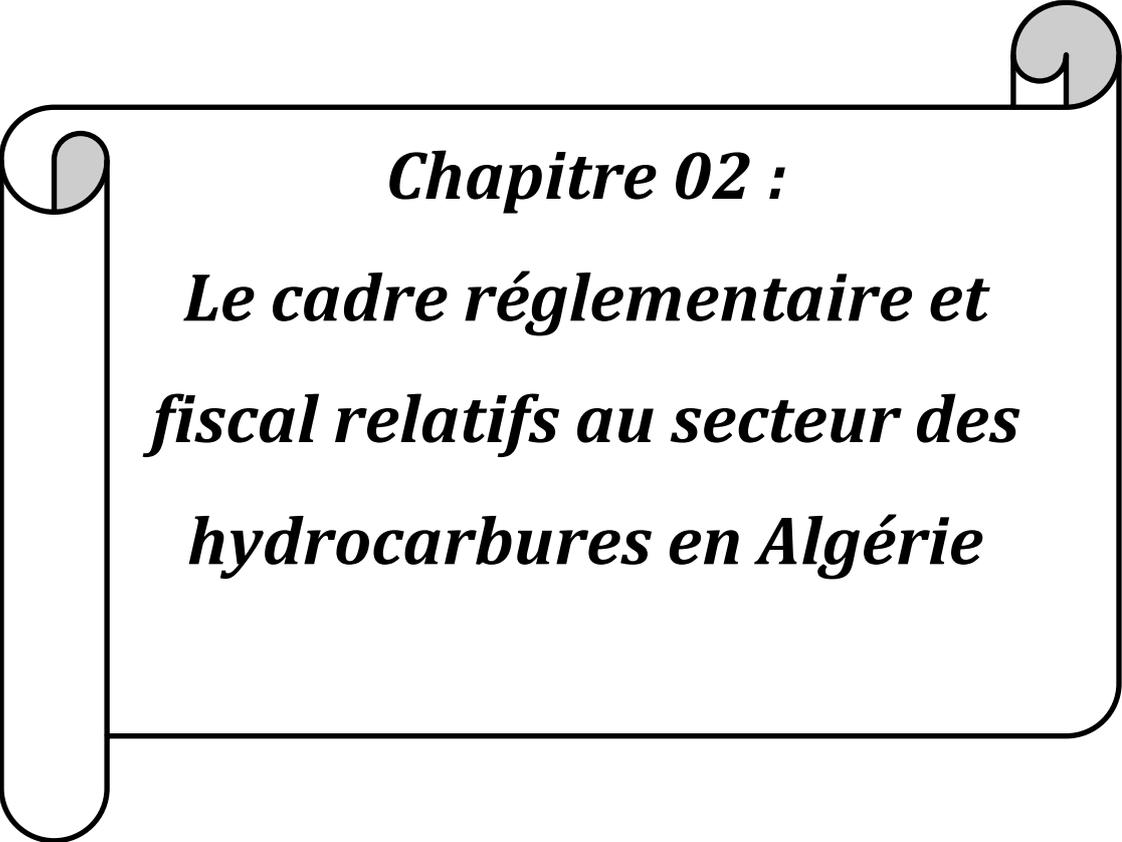
Conclusion :

La recherche et l'exploitation des hydrocarbures constituent des secteurs stratégiques du fait de l'importance des capitaux d'investissement, mais aussi l'importance des recettes récoltées dans les économies des pays.

Ainsi la présentation de technique et économique de l'exploration-production qui constitue les activités de l'amont pétrolier, s'impose afin de comprendre les enjeux de l'évaluation économique des projets exploration production des hydrocarbures.

Les notions présentées dans ce chapitre nous ont permis de conclure que l'industrie pétrolière d'une façon générale et l'amont pétrolier en particulier présente un niveau de risque élevé, ce qui implique des études rigoureuses, mais aussi un cadre réglementaire favorable. Ce dernier point fera l'objet du chapitre suivant de notre travail.

En Algérie ; Le secteur des hydrocarbures a connu des transformations importantes. De la nationalisation dans un contexte de recherche de souveraineté, le domaine minier a connu une ouverture de l'amont pétrolier. Les changements introduisent un ensemble de nouvelles mesures fiscales qui mettent l'accent sur la stimulation du secteur pétrolier et gazier et la réduction de la pression fiscale que subissent les entreprises exerçant ce secteur. Ce nouveau cadre prévoit un régime contractuel plus flexible et un régime fiscal plus favorable aux partenaires étrangers. Ce changement trouve sa source dans l'optique d'une stratégie d'adaptation au nouvel ordre énergétique mondial caractérisé dorénavant par une offre abondante, une baisse des prix et une introduction progressive des énergies renouvelables.



Chapitre 02 :
***Le cadre réglementaire et
fiscal relatifs au secteur des
hydrocarbures en Algérie***

Introduction

L'Algérie a repris sa souveraineté sur le secteur des Hydrocarbures le 24 février 1971. Depuis cette date, le secteur a connu six transformations juridiques majeures représentées successivement par les lois :

La n°86-14 du 19 août 1986, la loi n°05-07 du 28 avril 2005 modifiée et complétée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006 et amendée par la loi n°13-01 du 20 février 2013 et en fin la dernière loi n°19-13 du 11 décembre 2019.

Une refonte en profondeur du régime juridique des hydrocarbures, en particulier au plans fiscal et contractuel est aujourd'hui nécessaire voir indispensable pour restaurer l'attractivité du domaine minier national, dans un contexte caractérisé, par un faible niveau de réserves du pétrole et par une concurrence accrue entre les pays- producteurs pour attirer de nouveaux investisseurs.

Il est important de souligner que le projet de loi régissant les hydrocarbures prend en considération un retour d'expérience de plus de 30 années qui résulte de l'application des régimes juridiques actuel et antérieur.

Dans ce chapitre, on va aborder l'évolution de ces différentes lois relatives aux hydrocarbures sur le cadre juridique et institutionnel de l'activité d'exploration et d'exploitation, les modalités de conclusion du contrat de recherche et d'exploitation dans le cadre de la nouvelle loi n°19-13 du 11/12/2019, ainsi que les différents types de contrats.

1. Evolution du régime fiscal relatif aux hydrocarbures en Algérie

Dans cette partie on va exposer les principales dispositions ainsi que les changements apportés aux composantes du régime fiscal de l'amont pétrolier pour les trois lois citées ci-dessous :

- La loi n°86/14 du 19 Août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures ; modifiée et complétée par la loi n°91-21 du 04 Novembre 1991.
- La loi n°05/07 du 28 Avril 2005 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée par l'ordonnance 6-10 du 29 juillet 2006 et amendée par la loi n° 13-01 du 24 février 2013.
- La loi n°19-13 du 11 décembre 2019.

1.1 La loi n°86-14 du 19 Août 1986

L'Algérie promulgue sa première loi sur les hydrocarbures, marquée par une ouverture dans l'amont pétrolier, dans un contexte du choc pétrolier qui a conduit le pays à une grave crise financière. Cette loi "libérale" qui vise essentiellement la relance des investissements, a introduit une nouveauté dans les contrats : le partage des découvertes des hydrocarbures liquides (le partage production) qui a permis de relancer le partenariat dans l'exploration à un moment où la Sonatrach ne disposait ni des capacités financières ni des capacités technologiques pour renouveler des réserves largement entamées à l'époque.

Une période de stabilité juridique a duré 20 ans. Les lois qui lui succéderont vont aller dans le sens d'un degré d'ouverture toujours plus grand.

La loi n°86-14 du 19 Août 1986 ne dispose que le régime fiscal applicable aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisations des hydrocarbures à la liquéfaction de gaz naturel, au traitement et à la séparation des gaz du pétrole liquéfiés extraits des gisements, et définis par les dispositions de la présente loi¹⁷.

Les dispositions fiscales applicables, autres que celles expressément prévues par la présente loi sont celles édictées par la législation fiscale en vigueur.

Les amendements introduits en 1991 ont été initiés pour compléter et améliorer la loi en vigueur en élargissant le partenariat au gaz naturel et aux gisements déjà découverts tout en

¹⁷Article 40 de la n°86-14 du 19 Août 1986.

améliorant le régime fiscal pour le rendre plus attractif. Des résultats probants ont été obtenus, surtout après 1990, en particulier l'amélioration des réserves qui ont retrouvé en 1997 leur niveau de 1971.

Ainsi, la loi 91-21 étend l'association avec des partenaires étrangers aux gisements déjà existants ainsi qu'aux gisements de gaz. Les partenaires étrangers, en outre, sont désormais en mesure de construire et d'exploiter des canalisations de transport d'hydrocarbures pour le compte de Sonatrach.

En effet, on peut résumer les principales dispositions de la loi 86-14 dans les points suivants :

- Monopole exercé par Sonatrach.
- Titres miniers attribués exclusivement à Sonatrach.
- Possibilité d'intervention des sociétés pétrolières étrangères dans les activités d'exploration-production (en association avec Sonatrach qui détient le titre minier).
- Régime fiscal applicable aux activités de :
 - ✓ Prospection, de recherche et d'exploitation des hydrocarbures.
 - ✓ Transport des hydrocarbures par canalisation.
 - ✓ Liquéfaction et de transformation des hydrocarbures.

1.1.1 La redevance

Appelée aussi « royauté », la redevance est un prélèvement classique qui existait dès le début de l'exploitation des hydrocarbures.

Elle s'applique aux quantités d'hydrocarbures extraites et elle est payable au Trésor avant le 10 de chaque mois suivant celui de la production, par voie de bordereaux avis de versement (BAV) et elle peut être acquittée en nature.

La base imposable de la redevance est fixée en fonction de la valeur des quantités d'hydrocarbures au prix du mois n-1, extraites du périmètre d'exploitation calculée au point de mesure, à l'exclusion des quantités consommées pour les besoins de production, des quantités perdues et des quantités réinjectées dans le puits d'hydrocarbures.

La loi prévoit principalement trois taux en fonction des zones:

- Zone N : 20%.
- Zone A : 16.25%.

- Zone B : 12.5%.

Avec possibilité d'application, sous certaines conditions, d'un taux qui ne saurait être inférieur à 10%.

- Sanctions :

Tout retard dans le paiement de la redevance entraîne une majoration de 1 pour mille (1‰), par jour de retard¹⁸.

1.1.2 Impôt sur le résultat « IDP »

L'impôt sur le résultat frappe les bénéfices réalisés dans le cadre des activités de Prospection, de Recherche, d'Exploitation des hydrocarbures, dont la loi n°86-14 du 19 Août 1986 prévoit l'application de différents taux en fonction des zones et de l'activité exercée :

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

Possibilité d'application, sous certaines conditions, d'un taux qui ne saurait être inférieur à 42%¹⁹.

Cet impôt est payable par acomptes avant le 25 de chaque mois qui suit celui au titre duquel ces derniers sont dus. Le paiement s'effectue auprès de la recette des impôts d'Alger centre (de la DGE). Tout retard dans le paiement de l'impôt direct pétrolier entraîne une majoration d'un pour mille (1‰) par jour de retard²⁰.

1.1.3 Impôt sur la rémunération du partenaire étranger

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

Le paiement de l'impôt sur la rémunération se fait, par acompte mensuel, égal à 1/12 de l'impôt dû au titre de l'exercice précédent et ce avant le 25 de chaque mois par SONATRACH

¹⁸ Voir l'article 47 de la loi sur les hydrocarbures 86-14.

¹⁹ Voir l'article 36 de la loi sur les hydrocarbures 86-14.

²⁰ Voir l'article 36 et 52 de la loi sur les hydrocarbures 86-14.

au nom et pour le compte de l'associé étranger sur la base des éléments que lui fournit ce dernier. À la clôture de l'exercice, il est procédé à la liquidation de l'impôt sur la rémunération en déduisant de l'impôt annuel les acomptes versés. Tout retard dans le paiement entraîne une majoration d'un pour mille (1 ‰) par jour.

1.2 La loi n°05-07 du 28/04/2005

Durant cette période et vu les tendances du marché international, les autorités ont initié un projet de loi sur les hydrocarbures qui ouvre d'une manière totale l'amont pétrolier aux investisseurs étrangers afin d'exploiter à fond le sous-sol.

La loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, avait comme objectif l'application du principe de mobilité et d'adaptabilité qui caractérise l'action de l'Etat, et dès lors à restituer à ce dernier celles de ses prérogatives autrefois exercées par SONATRACH. Pour atténuer les craintes autour de devenir de la Sonatrach, la loi instaure une clause particulière dans laquelle l'entreprise nationale des hydrocarbures bénéficie d'un renforcement accru et d'une pérennisation de son rôle fondamental dans la création de richesses au bénéfice de la collectivité nationale.

On peut résumer les taxes applicables selon la présente loi, dans les points suivants :

1.2.1 La taxe superficielle

La taxe superficielle 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 superficielle 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 taxe²¹.

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. C'est une taxe calculée sur la base de la superficie du périmètre contractuel.

²¹ Voir article n°84 de la loi des hydrocarbures n°05-07.

Tableau 01 : Le tarif applicable à la superficie du périmètre.

Années	Période de Recherche			Période d'exploitation	Période de Rétention définie à l'article 42 + Période exceptionnelle Définie à L'article 37
	1 à 3 Inclus	4 et 5	6 et 7		
Zone A	4 000	6 000	8 000	16 000	400 000
Zone B	4 800	8 000	12 000	24 000	560 000
Zone C	6 000	10 000	14 000	28 000	720 000
Zone D	8 000	12 000	16 000	32 000	800 000

Source : article n°84 de la loi n°05-07 du 28/04/2005
Le montant de la taxe superficière est en DA par Km.²

D'après la lecture du tableau ci-dessus, nous constatons que la taxe superficière varie selon la période du contrat et selon la zone où se situe le projet.

1.2.2 La redevance

L'article n°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 n°05-07 du 28/04/2005 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%²². Ces transformations peuvent être analysées comme des assouplissements permettant d'adapter la redevance à la qualité des périmètres et aux niveaux de production.

La redevance est Calculée en utilisant la moyenne mensuelle du prix de base ; en déduisant le tarif de transport entre le point de mesure²³ et le port de chargement ou la frontière d'export, ou le point de vente en Algérie.

Aussi, elle est déterminée mensuellement et payable à ALNAFT avant le 10 du mois qui suit celui de la production et elle est déductible pour le calcul de la T.R.P et l'I.C.R ; Les quantités sont décomptées après les opérations de traitement au champ au point de mesure;

²² Voir article n°85 de la loi des hydrocarbures n° 05-07.

²³Point de mesure : localisation prévue dans le plan de développement approuvé où s'effectue la détermination des quantités et des qualités d'hydrocarbures extraites, dans le périmètre d'exploitation ou à l'extérieur de celui-ci si tout ou partie de la production est traitée dans des installations situées à l'extérieur dudit périmètre d'exploitation.

Sont exclues pour le calcul de la redevance les quantités :

- Consommées pour les besoins directs de la production.
- Perdues avant le point de mesure.
- Réintroduites dans le gisement qui fait l'objet du même contrat d'exploitation.

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

- De la zone d'exploitation.
- Il est prévu quatre zones A, B, C, D, qui seront déterminées par voie réglementaire.
- Des quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation exprimées en bep/jour et calculées sur une moyenne mensuelle.
- Taux de la redevance pour une quantité d'hydrocarbures extraits n'excédant pas 100.000 bep/jour.

Tableau 02 : Le taux de la redevance varie en fonction de tranches de la production journalière en 2005.

Zone	A	B	C	D
00 à 20 000 bep/jour	5.5%	8%	11%	12 ,5%
20001à50000 bep/jour	10.5%	13%	16%	20%
50 001 à 100 000 bep/jour	15.5%	18%	20%	23%

Source : article 85 de la loi n°05-07.

Pour les quantités d'hydrocarbures supérieures à 100 000 b.e.p par jour déterminées sur une moyenne mensuelle, le taux de redevance, qui est fixé dans chaque contrat, applicable à l'ensemble de la production ne peut être inférieur aux niveaux figurant dans le tableau ci-après :

Tableau 03 : Le taux de la redevance pour une production journalière supérieure à 100 000 bep /jour.

Zone	A	B	C	D
100 001 et plus bep/jour	12%	14,5%	17%	20%

Source : article n°85 de la loi n°05-07 du 28/04/2005.

Tout retard dans le paiement de la redevance entraîne une majoration de 1 pour mille (1‰), par jour de retard.

Formule de calcul de la redevance :

$$\text{Redevance} = ((\text{production en bep} \times \text{prix de base}) - (\text{tarif de transport})) \times \text{taux appliqué selon le volume de production et la zone}$$

1.2.3 Taxe sur le revenu pétrolier (TRP)

La taxe sur le revenu pétrolier, instituée par l'article n°86 de la loi n°05-07 du 28/04/2005 est une transformation, notamment en ce qui concerne le nom de l'impôt sur les résultats établis par l'article n°37 de la loi n°86-14 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 ».

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 établies²⁴. Les encouragements en faveur des investisseurs, dans les zones réputées plus

²⁴L'article n°87 de la loi des hydrocarbures n°05-07 fixe les tableaux et les modes de calcul de la TRP sur la base des principes énoncés.

difficiles, sont donc plus marqués par rapport à la loi de 1986, confirmant ainsi la tendance libérale de la loi d'avril 2005.

Donc on peut résumer le calcul de la TRP dans les points suivants :

- Calculée sur la base d'un taux appliqué au revenu pétrolier.
- Payable par l'opérateur, en 12 règlements provisoires valant acomptes au titre de l'exercice au Trésor public (la liquidation de la TRP s'effectue dans le délai fixé pour la remise de la déclaration annuelle du résultat).
- Déductible pour le calcul de l'ICR.

Calcul du revenu pétrolier :

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

Dont :

Valeur de la production annuelle = (Quantités soumises à la redevance x prix de base) – tarif de transport.

Déductions autorisées²⁵

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

Taux d'imposition

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

²⁵ Voir l'article n°86 de la loi sur les hydrocarbures n°05-07.

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

PV exprimé en 10 ⁹ DA telle que définie à l'article 86 de la loi 05/07	Premier seuil	70
	Deuxième seuil	385
Taxe de la TRP	Premier Niveau	30%
	Deuxième Niveau	70%

Source : Article n°87 de la loi n°05-07 du 28/04/2005 sur les hydrocarbures.

Taux de l'Uplift :

Tableau 05 : le pourcentage d'Uplift applicable selon les tranches annuelles d'investissements.

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

Source : article 87 de la loi 05-07 sur les hydrocarbures.

Pour le cas particulier du gaz vendu sous forme liquéfiée ou du GPL vendu sous forme de butane et de propane, les tranches annuelles d'investissement bénéficient d'un up lift de 20%, pour une tranche annuelle d'investissement de 10%, correspondant à une durée de 10 ans
Tout retard dans le paiement de TRP, entraîne une majoration de 1 pour mille (1‰), par jour de retard.

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) ».

1.2.4 Impôt Complémentaire Sur Le Revenu (ICR)

L'impôt complémentaire sur le revenu (ICR) est payé annuellement par chaque contractant aux taux de l'impôt sur les bénéfices des sociétés « selon les termes et conditions en vigueur à la date du paiement et les taux d'amortissement prévus en annexe de la loi pétrolière ». Mais la TPR est déductible de la base fiscale pour le calcul de l'ICR. La loi ouvre la possibilité, assez nouvelle dans la fiscalité pétrolière, d'une consolidation des résultats de l'ensemble des activités pétrolières en Algérie.

Enfin la loi permet aussi de bénéficier d'un taux réduit de l'impôt sur les bénéfices des sociétés en vigueur pour le calcul de l'ICR (art. 88 al. 3) pour les activités relatives à l'électricité et à la distribution de gaz. Le législateur encourage donc un élargissement des activités des contractants pétroliers dans d'autres domaines connexes comme l'électricité ou la distribution de gaz par canalisation.

Tout retard dans le paiement de l'impôt complémentaire sur le résultat entraîne une majoration de 1 pour mille (1‰), par jour de retard.

1.2.5 Taxe sur le torchage du gaz

Une taxe non déductible sera imposée à l'opérateur au taux de huit mille dinars (8000 DA) par millier de normaux mètres cubes. Ce taux est actualisable dans les mêmes conditions que pour la taxe superficielle et la redevance.

1.2.6 Taxe foncière

Acquittement d'un impôt foncier sur les biens autres que les biens d'exploitation, applicable selon les conditions de droit commun (art.248 à 261 CID).

1.2.7 Taxe spécifique sur l'utilisation de l'eau

Elle est de quatre-vingt (80) DA par mètre cube, actualisable, versée annuellement au Trésor public.

1.2.8 Taxe spécifique sur l'utilisation, cession ou transfert de crédit d'émission de gaz à effet de serre

Il s'agit d'une taxe spécifique, non déductible, dont les modalités de calcul seront définies par voie réglementaire.

1.2.9 Droit de 1% sur les cessions de droits et obligations dans les contrats

1% calculé sur la valeur de la transaction, dont le mode de calcul sera fixé par voie réglementaire.

- Exonérations :

Les contractants sont exemptés pour leurs activités de recherche et/ou d'exploitation:

- De la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) portant sur les biens et services afférents aux activités de recherche et/ou d'exploitation.
- De la taxe sur l'activité professionnelle (TAP).
- Des droits, taxes, redevances de douane, sur les importations de biens d'équipement, matières et produits destinés à être affectés et utilisés pour les activités de recherche et/ou d'exploitation des gisements d'hydrocarbures.
- De tous impôts actuels ou futur ou taxe actuelle ou future autres que ceux visés aux articles 27, 48, 49 et 65 de la loi 05/07, frappant les résultats d'exploitation et établis au profit de l'Etat, des collectivités publiques et de toute personne morale de droit public.

1.3 La loi n° 13-01 du 20/02/2013

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

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

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

- Niveau de production.
- Périmètres d'exploitation situés des zones caractérisées.
- Type de gisement : conventionnel ou non conventionnel.
- Fixation du taux de la Redevance à 5% pour les productions issues de gisements. D'hydrocarbures non conventionnels²⁶.

²⁶Hydrocarbures non conventionnels désignent des carburants fossiles qui sont difficiles à exploiter par les méthodes d'extraction conventionnelles, c'est-à-dire souvent par l'exécution d'un simple forage.

- La détermination du taux de la TRP, qui était calculé sur la base du cumul de la valeur de la production passible de la redevance, et qui serait calculé dans la loi amendée sur une base de rentabilité.
- Détermination du taux de l'ICR sur la base des critères suivants : Niveau de production, situation géographique des gisements, nature de la géologie et le type de gisement.

1.3.1 La Taxe superficière

Le montant en DA de la taxe superficière par (Km²) est fixé comme suivant²⁷ :

Il est applicable à la superficie du périmètre. Le montant unitaire est fonction de la zone fiscale (A – B – C - D) ou le périmètre est établi :

Tableau 06 : le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel selon la loi n°13-01.

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

Source : documents de la Sonatrach.

- Rétention : Conservation de la superficie délimitant le(s) gisement(s) découvert(s) au maximum 3 ans pour le pétrole ou le gaz humide et 05 ans pour le gaz sec en raison d'absence d'infrastructures de transport par canalisation ou de marché pour le gaz.²⁸
- Extension exceptionnelle : Extension de la période de recherche de 6 mois maximum, afin d'achever le forage d'un puits entamé avant la fin de la période de recherche.²⁹

Leur extraction nécessite l'usage de techniques complémentaires comme la fracturation hydraulique. Des techniques généralement plus coûteuses que le simple forage.

²⁷ Voir article n°84 de la loi n°13-01 du 20/02/2013.

²⁸ Voir article n°42 de la loi n°13-01.

²⁹ Voir article 37 de la loi 13-01.

- Prorogation : Prorogation maximale de 2ans, afin d’achever les travaux de délimitation d’une découverte réalisée avant l’expiration de la période de recherche (*Déduction faite de la période exceptionnelle accordée*)³⁰. Les montants unitaires sont indexés au contractant par ALNAFT, l’indexation est effectuée sur la base Consumer Price Index (CPI).³¹

Les montants unitaires indexés sont actualisés, par le contractant, au taux de change moyen à la vente par rapport aux dinars Algérien (DZD) publié par la banque d’Algérie, du mois précédant le paiement, divisé par 80 dinars. Le contractant calcule le montant indexé et actualisé.

La taxe sera versée annuellement par l’opérateur, au nom du contractant, à la DGE, et une copie du dossier de déclaration et de paiement sera remise à ALNAFT. Cette taxe est une charge non déductible de l’assiette fiscale, et elle est prise en compte pour la détermination du coefficient R servant à la détermination du taux de TRP.

1.3.2 La redevance

Les modalités de détermination et de décompte des quantités d’hydrocarbures passibles de la redevance sont définis par le décret exécutif n°14/ 227 du 25 août 2014.³²

La formule se présente comme suit³³ :

$$[(\text{Quantités en tep} \times \text{prix de base}) - \text{tarif de transport}] \times \text{taux.}$$

Le tableau 7 : Variation du taux de la r en redevance en fonction des tranches de la production journalière en 2013.

	A	B	C	D	NC+ CAS 3 ³⁴
--	---	---	---	---	-------------------------

³⁰ Voir article 37 de la loi 13-01.

³¹ CPI : c’est une mesure de référence pour identifier l’inflation dans un pays. C’est l’indice le plus utilisé par de nombreuses banques centrales.

³² Voir article 85 de la loi 13-01.

³³ Voir article 90 de la loi 13-01.

³⁴ Le cas 3 regroupe les périmètres d’exploitation situés dans les zones très faiblement explorées, à géologie complexe et/ou manquant d’infrastructures dont la liste est arrêtée par voie réglementaire (article 87 de la loi 13-01 des hydrocarbures).

≤ 20 000	5.5%	8.0%	11.0%	12.5%	5.0%
≤ 50 000	10.5%	13.0%	16.0%	20.0%	
≤ 100 000	15.5%	18.0%	20.0%	23.0%	
> à 100 000	12 .0%	14.50%	17.0%	20.0%	

Source : documents de la Sonatrach.

La redevance est acquittée mensuellement par l'opérateur auprès d'ALNAFT avant le 10 du moi qui suit celui de la production, (décret exécutif n° 14 - 227 du 25 aout 2014).

ALNAFT peut demander le paiement de la redevance en nature.

La redevance est déductible de la base fiscale pour le calcul de la TRP et ICR, est prise en compte pour la détermination du profit.

Une copie du dossier de paiement est déposée auprès de la DGE.

Pour les quantités d'hydrocarbures supérieures à 10 000 bep par jours déterminées sur une moyenne mensuelle, le taux de redevance, qui est fixé dans chaque contrat, applicable à l'ensemble de la production, et pour les quantités d'hydrocarbures non conventionnelles issues d'un périmètre d'exploitation de type cas 3³⁵, le taux de redevance applicable à l'ensemble de la production est de 5% pour les hydrocarbures non conventionnels.

1.3.3 La taxe sur le revenu pétrolier

La formule de calcul se présente comme suivant :

$$\text{TRP} = \text{revenu pétrolier} \times \text{taux (art n° 86, 87)}$$

Dont : Revenu pétrolier = la valeur de la production – les déductions

Les déductions autorisées sont : la redevance, Uplift des investissements annuels, le coût d'abandon et restauration du site, frais de formation, cout d'achat du gaz).

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

Ce pourcentage « d'Uplift » couvre les couts opératoires, 20% sur 5 ans et 12.5% sur 8 ans.

Tableau 08 : pourcentages de déduction annuelle et taux d'Uplift en 2013.

³⁵ Voir article n°87 de la loi n°13-01.

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

Source : documents de la Sonatrach.

Le calcul de la TRP dépend du calcul des coefficients R1 et R2.

Tableau 09 : taux de taxe sur le revenu pétrolier (TRP).

	Conventionnel			Non conventionnel
	Cas 1	Cas 2	Cas 3	
$R1 \leq 1$	20%	15%	20%	10%
$R1 > 1$ et $R2 \leq 1$	$20\% + 50\% \times R2$	$30\% + 40\% \times R2$	$20\% + 50\% \times R2$	$10\% + 30\% \times R2$
$R2 \geq 1$	70%	70%	70%	40%

Source : documents de la Sonatrach.

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

- Cas 1 si la production est inférieure à 50 000 bep³⁶.
- Cas2 si la production est supérieur à 50 000 bep.
- Cas 3 la situation du périmètre se situe en zone très faiblement exploité. Décret exécutif 14/26 du 25 /04/2014.

L'article n°86-87 de la loi n°13-01 du 20/02/2013 et le décret exécutif n° 14-138 du 20/04/2014 fixant la liste et la nature des coûts d'exploitation autorisés à la déduction pour la détermination du taux de TRP, le décret exécutif n°14- 229 du 25 /08 /2014 fixant la liste et la nature des investissements de recherche et développement à prendre en considération pour la détermination des tranches annuelles déductibles pour le calcul de la base TRP et des

³⁶Bep : baril équivalent pétrole (b.e.p) : volume d'hydrocarbures liquides ou gazeux ayant une teneur énergétique de 5,90 giga joules égale à celle d'un baril de pétrole brut.

paramètres(I_i) pour les besoins de calcul de la TRP, le décret exécutif n°07-130 du 07/05/2007, modifié et complété, fixant les modalités de calcul des montants des règlements mensuels provisoires valant acomptes sur la TRP³⁷.

$$R1 = \frac{\sum_{i=1}^{i=n-1} Pbi@(10\%)}{\sum_1^{n-1} Ii@(10\%)}$$

$$R2 = \frac{\sum_{i=1}^{i=n-1} Pbi@(20\%)}{\sum_1^{n-1} Ii@(20\%)}$$

$Pbi = PV - \text{coûts d'exploitation} - \text{REDV} - \text{TRP} - \text{ICR}$.

Valeur de la production = (Qté x prix de base - tarif de transport).

- Le coût d'exploitation :

La TRP est due au titre de chaque périmètre d'exploitation, doit être budgétée dans le programme annuel de développement approuvé par ALNAFT. Matériels ; services ; les coûts d'abandon ; taxe superficière ; la taxe sur l'utilisation de l'eau ; les frais de formation ; achat du gaz ; les frais du personnel ; les frais financiers.

Coût d'investissement (I_i) = Investissement Exploitation +
Investissement Développement + Taxe superficière.

La T.R.P est payée par l'opérateur au nom du contractant, en 12 règlements provisoires valant acomptes, avant le 25 du mois qui suit celui au titre duquel la taxe est due à une liquidation de la TRP est effectué. Le solde dégagé est versé au plus tard le jour de l'expiration du délai fixé pour la remise de la déclaration annuelle des résultats (30 avril).

Le paiement de la TRP doit être effectué par transfert de fonds électronique ou virement bancaire auprès de la DGE. Une copie du dossier de déclaration et de paiement de la TRP est remise à ALNAFT.

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

³⁷ Voir article 87 de la loi 13-01

1.3.4 La redevance d'eau

L'utilisation d'eau pour les opérations en hydrocarbures non conventionnels s'effectue en vertu d'une autorisation ou d'une concession.

La taxe est une charge déductible pour la détermination de l'assiette fiscale, cette taxe est prise en compte pour la détermination du profit brut (Pbi).

Taxe sur l'injection d'eau = 130 DA/m³ x m³ d'eau utilisé.

1.3.5 Impôt Complémentaire sur le Résultat (ICR)

L'article 88 de la loi 13 - 01 de décret exécutif n° 07 - 131 du 07/05/2007, modifié et complété, fixant les modalités de calcul de l'ICR (art88).

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

$$\text{ICR} = \text{CA} \times \text{taux ICR}$$

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

Les charges : (Opex, les coûts d'abandon et restauration du site, frais de formation, coûts d'achat du gaz, frais financiers, amortissements, charges fiscales, coûts divers).

Tableau 10 : Taux d'impôt complémentaire sur le résultat (ICR).

Type de gisement	Loi n°13-01 du 20/02/2013		
Conventionnel	Cas1 et cas3	19%	R1 < 1
	Cas2	30%	R2 ≥ 1

Source : documents de la Sonatrach.

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

1.3.6 La taxe sur le torchage

Le décret exécutif n°13-400 du 27 /11 /2013 définissant les conditions d'octroi par ALNAFT d'une autorisation de torchage du gaz, les seuils admissibles ainsi que les conditions de

tarification spécifiques dans les zones éloignées ou isolées (décret exécutif n° 13-400 du 27/11/2013).

Le torchage du gaz est prohibé. Cependant, et exceptionnellement pour des durées limitées, ALNAFT peut accorder une autorisation de torchage à la demande de l'opérateur.

Tarif de base : 20 000 DA/Nm³ (normaux mètre cubes).

Le tarif de base est indexé et modifié annuellement par ALNAFT au contractant. Cette taxe est actualisée selon la forme suivante :

TCM/à la vente du USD/DA du mois calendaire précédent la date de paiement, publié par la banque d'Algérie, divisé par 80 DA et multiplié par le montant de la taxe fixée ci-dessus (décret exécutif n°13-400 du 27/ 11/ 13).

Dans le cas de zones éloignées ou isolées, des conditions de tarifications spécifiques sont fixées par le décret cité si dessus.

Le versement auprès de la DGE doit se faire au plus tard le 30 avril de l'exercice suivant celui au cours duquel les opérations de torchage ont été achevées. Une copie du dossier de déclaration et de paiement est remise à ALNAFT.

La taxe est non déductible pour la détermination de l'assiette fiscale soumise à la TRP et l'ICR, sont exclues du paiement de cette taxe si les quantités du gaz torchées sont pendant :

- Mise en conformité des installations et des équipements.
- Période de recherche lors des opérations de tests de puits d'exploration et/ou de délinéation.
- Démarrages des installations.

L'opérateur sollicitant une autorisation exceptionnelle de torchage doit s'acquitter d'une taxe spécifique payable au trésor public sur les volumes de gaz torché.

Cette taxe est fixée à 8000 dinars par millier de normaux mètre cubes de gaz torché.

Des conditions de tarification spécifiques sont prévues pour les zones éloignée ou isolées, caractérisées par un manque ou absence d'infrastructures permettant la récupération et /ou l'évacuation du gaz.

1.4 La nouvelle loi 19-13 du 11 Décembre 2019

Une nouvelle loi sur les hydrocarbures a été promulguée pour remédier au ralentissement de l'effort d'exploration, notamment en partenariat, dans un nouveau contexte marqué par une baisse structurelle des prix de pétrole. Outre la simplification du régime fiscal, trois formes de contrats sont introduites dans la nouvelle loi: le contrat de participation, le contrat de partage de production et le contrat des services à risque.

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

Dans ce contexte, nous illustrerons les principales dispositions fiscales et réglementaires introduites par la nouvelle loi n°19-13 du 11/12/2019 sur les hydrocarbures en fonction de chaque type de contrat.

1.4.1 Concession Amont et Contrat de Recherche /Exploitation

Une concession amont est attribuée à SONATRACH quand elle opère seul. Quand il s'agit de SH et ses partenaires, un acte d'attribution octroyé par ALNAFT, peut prendre la forme d'une des contrats d'hydrocarbures suivante :

- Le Contrat de Participation.
- Le Contrat de Partage de Production.
- Le Contrat de Services à Risques.

Ces formes contractuelles ne sont pas complètement étrangères au système juridique Algérien, puisqu'elles existaient déjà sous une autre forme dans la loi n°86-14 du 19/08/1986.

- Le Contrat de Participation

Le Contrat de Participation, tel que décrit dans les articles n°77 à 82, est une forme contractuelle dans laquelle, l'entreprise nationale et son ou ses partenaires étrangers disposent des mêmes droits, obligations en terme de dépenses, financement concernant la période de recherche, de rémunération et de paiement des obligations fiscales.

Les installations réalisées en exécution de ce contrat, sont la propriété des Parties Contractantes pendant la période du contrat, par ailleurs, le financement des opérations amont s'effectue au prorata de la participation de chaque partie dans ledit contrat.

- Le Contrat de Partage de Production

Pour rappel le contrat de partage production a été introduit initialement par la loi n°86-14 du 19/08/1986.

Dans la nouvelle loi, ce contrat appelé Production Sharing Contract (PSC) a été réintroduit par les articles n°83, 84 et 85. Dans le PSC, le partenaire étranger supporte le risque minéral et financier pendant la phase d'exploration. Cependant, la Compagnie Nationale a la possibilité de participer au financement des opérations de recherche si elle le souhaite. Dans le cas d'une découverte commercialement exploitable, un mécanisme de partage de la production d'hydrocarbures est mis en place entre les partenaires. A ce titre, le partenaire étranger récupère les dépenses d'investissement et opérationnelles engagées, à savoir le "costoil"; le reste de la production récupérée est appelé alors "profit oil". D'un point de vue fiscal, les partenaires étrangers entretiennent des contacts réduits avec l'administration fiscale locale, puisque la société nationale d'hydrocarbures paiera les impôts pour leur compte.

A l'inverse du contrat de Participation, les installations d'hydrocarbures générées dans le cadre de l'exécution d'un PSC sont la propriété exclusive de la SONATRACH pendant et après l'expiration du contrat.

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

En choisissant cette forme contractuelle, les compagnies pétrolières étrangères apportent dans le projet leur contribution financière et technique et après exploitation, recouvrent leurs investissements et sont rémunérées, conformément aux termes du contrat en nature.

- Le Contrat de Services à Risques

Ce type de contrat est défini dans les articles 86, 87 et 88 de la nouvelle loi et il est principalement consacré aux activités d'exploitation. Comme le PSC, dans cette forme contractuelle, le partenaire étranger finance les opérations en amont et reçoit sa rémunération en espèces, en contrepartie d'une partie des dépenses engagées selon les dispositions contractuelles (costoil et profit oil). L'investisseur étranger, supporte seul le financement des opérations en amont à l'image du Contrat de Partage de Production. Les installations réalisées sont aussi la propriété exclusive de l'entreprise nationale dans ce type de contrat. D'un point de vue fiscal, les contacts avec les autorités locales sont aussi réduits, puisque c'est SONATRACH qui se charge de s'acquitter des obligations fiscales des partenaires étrangers.

En général, cette forme contractuelle est préconisée, lorsque l'entreprise nationale souhaite faire appel à l'expérience et à l'expertise d'une entreprise étrangère pour développer des gisements difficilement exploitables ou améliorer la récupération de gisements d'hydrocarbures matures.

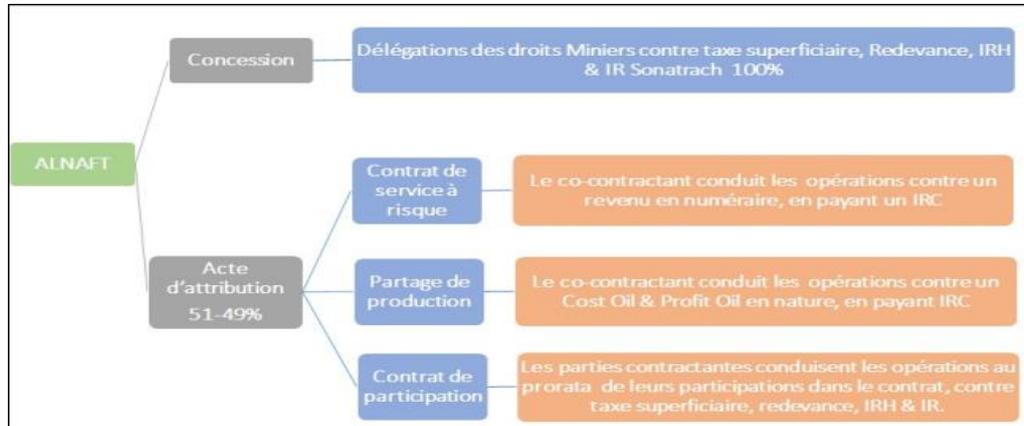


Figure 18 : formes possibles des contrats.

- La concession amont

La nouvelle loi sur les hydrocarbures met en avant, dans son volet légal, plus précisément dans son chapitre 9, que Sonatrach a la possibilité d'exercer seule les activités en amont relatives à la recherche et à l'exploitation de gisements d'hydrocarbures. Cette forme juridique, nommée « Concession Amont », est exclusivement réservée à l'entreprise nationale. Cette dernière peut, comme le stipule l'article 75 de la présente loi, décider de transférer une partie de ses droits et obligations dans une concession amont à un partenaire étranger, et devra par conséquent conclure un contrat d'hydrocarbures avec ce dernier, en respect des dispositions de cette nouvelle loi.

1.4.2 L'autorisation de prospection

L'autorisation de prospection³⁸ confère au prospecteur un droit non exclusif d'exécuter des travaux de prospection. Les travaux de prospection permettent la détection d'hydrocarbures, notamment par l'utilisation de méthodes géologiques et géophysiques, y compris la réalisation de forages stratigraphiques. Un forage stratigraphique est un forage de puits ayant pour finalité la reconnaissance géologique des couches sédimentaires ou autres traversées par ce forage en vue de déterminer les caractéristiques liées au potentiel en hydrocarbures du périmètre concerné, notamment en matière de roche-mère, réservoir, extensions verticales des couches, et nature des fluides.

³⁸ Voir article 47 de la loi sur les hydrocarbures 19-13.

L'Autorisation de prospection³⁹ est d'une durée de deux (02) années renouvelables une fois (2+2).

Sonatrach, peut demander l'octroi d'un contrat de recherche et ou exploitation des hydrocarbures sur tout ou partie du périmètre ayant fait l'objet d'autorisation de prospection dans un délai n'excédant pas une (1) année.

Les dépenses de prospection récupérées et préalablement approuvées par ALNAFT, seront considérées comme investissement de recherche rattaché à la première année d'entrée en vigueur du contrat.

1.4.3 La durée des contrats d'hydrocarbures

La concession ou le contrat de recherche et exploitation⁴⁰ est conclu pour une durée de trente (30) ans, à compter de sa date d'entrée en vigueur. Cette durée comprend :

- Une période de recherche, fixée dans le contrat d'hydrocarbures, qui ne peut excéder sept(7) ans à compter de sa date d'entrée en vigueur, sauf prorogation accordée de deux (2) ans. La période de recherche est composée d'une ou de plusieurs phases. La durée et le programme de travaux minimum de chaque phase ainsi que les conditions de passage d'une phase à une autre sont définis dans le contrat d'hydrocarbures.
- Une extension exceptionnelle de six (06) mois peut être accordé à fin d'achever les travaux de forage d'un puits en cours. En cas de découvertes, cette période peut être prorogée de deux (02) ans diminuée de la durée d'extension exceptionnelle effectivement utilisée.
- Une période de rétention d'une durée maximal de cinq (05) ans de la surface couvrant un gisement pour lequel une déclaration de gisements commercial ne peut être présentée en raison de manque d'infrastructures de transport ou absence de marché pour la production peut être accordé.
- Une période d'exploitation, qui débute à la date de notification par ALNAFT, de l'approbation du plan de développement du périmètre d'exploitation et prend fin à l'échéance du contrat d'hydrocarbures. Le plan de développement d'un gisement déclaré commercialement exploitable est présenté, pour approbation. Il doit permettre l'optimisation de la production pendant toute la durée de vie du gisement. Dans un délai de soixante (60) jours, à compter de sa soumission, il doit faire l'objet d'approbation par ALNAFT.

³⁹ Voir article 46 de la loi sur les hydrocarbures 19-13.

⁴⁰ Article 56 de la nouvelle loi sur les hydrocarbures « 19-13 ».

La durée du contrat d'hydrocarbures peut être prorogée pour une période ne pouvant excéder dix (10) ans, selon les conditions et les modalités fixées dans le contrat.

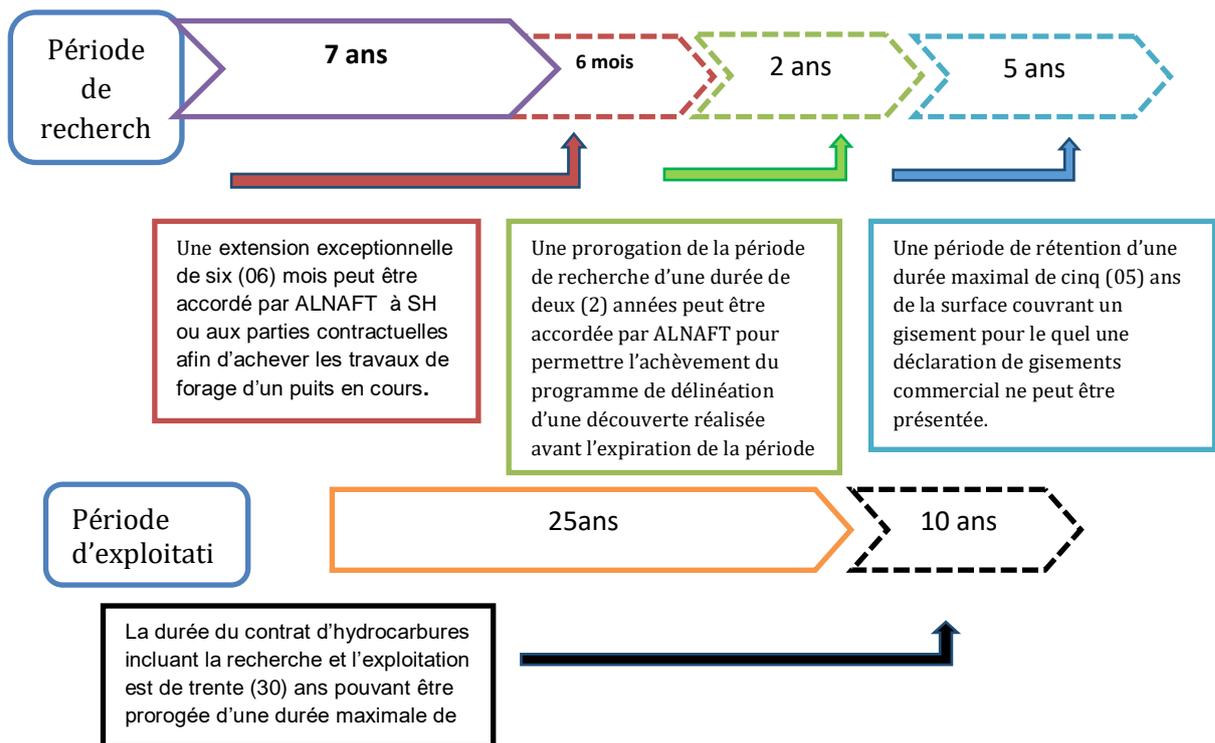


Figure 19 : schéma global d'un contrat de recherche et d'exploitation.

2. Les avantages fiscaux de la loi n°19-13 du 11/12/2019

Il va sans dire que la nouvelle loi sur les hydrocarbures introduit un ensemble de nouvelles mesures fiscales qui mettent l'accent sur la stimulation du secteur pétrolier et gazier et la réduction de la pression fiscale que subissent les entreprises exerçant dans ce secteur. Cette

baisse significative de la charge fiscale provient de la réduction des trois principales taxes du régime fiscal algérien sur les hydrocarbures, à savoir la redevance sur les quantités produites, l'impôt sur les revenus pétroliers (IRH) et l'impôt sur le résultat (IR).

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

2.1 Les dispositions fiscales de la nouvelle loi n°19-13 du 11/12/2019

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

2.1.1 La taxe superficiaire

Le calcul de cette taxe, comme mentionné dans les articles n°165 et n°166 de la nouvelle loi, est basé sur la surface du périmètre contractuel et sur le prix unitaire indexé par kilomètre carré. Ce prix diffère selon la phase dans laquelle est situé le projet : phase de recherche ou phase d'exploitation.

Les contrats soumis à la taxe superficiaire sont : les contrats de Concession en Amont, les Contrats de Partage de Production, les Contrats de services à Risques et enfin les Contrats de Participation. Toutefois, cette taxe n'est pas déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et pour l'impôt sur le résultat :

Tableau 11 : Taxe superficiaire (loi n°19-13 du 11/12/2019).

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

Source : documents de la Sonatrach.

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

2.1.2 La redevance

La redevance introduite dans la nouvelle loi dans les articles n°167 à 176 s'applique aux quantités d'hydrocarbures extraites et elle est payable au trésor public sur une base mensuelle.

La base imposable de la redevance est fixée en fonction de la valeur des quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation calculée au point de mesure , à l'exclusion des quantités consommées pour les besoins de production , des quantités perdues et des quantités réinjectées dans le puits d'hydrocarbures .

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

A l'instar de la taxe superficielle, la redevance est due dans le cadre d'une concession amont par la SONATRACH, d'un contrat de partage de production, d'un contrat de services à risques et par les parties contractantes en cas de contrat de participation.

Le taux applicable à la valeur des quantités extraites définies ci-dessus est de 10% contrairement à la taxe superficielle, la redevance sur les hydrocarbures est déductible pour le calcul de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et de l'impôt sur le revenu.

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

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

En ce qui concerne la redevance forfaitaire sur la production anticipée, celle-ci est basée sur la valeur de production telle que prévue pour celle du calcul des redevances sur les hydrocarbures (*toute quantité d'hydrocarbure extraite du périmètre d'exploitation*) avec un

taux d'imposition de 50%⁴¹. Le niveau de cette production anticipée est quant à lui défini par les articles n°110 et 111 de la loi n°19-13 du 11/12/2019. La redevance est déclarée et payée mensuellement par la société nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de service à risque et par les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation.

Cette redevance sur la production anticipée sera régularisée par la compagnie nationale ou par les parties contractantes au plus tard le 1er mars de l'année suivant l'année concernée⁴².

2.1.3 L'impôt sur le revenu des hydrocarbures « IRH »

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

L'assiette se calcule comme suivant :⁴³

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

Les déductions annuelles suivantes :

- la redevance hydrocarbures.
- Les tranches annuelles des investissements de développement exclusivement imputés au périmètre d'exploitation.
- Les tranches annuelles des investissements de recherche réalisés sur le périmètre.
- Les coûts opératoires annuels liés à la production d'hydrocarbures, y compris les coûts d'abandon et de remise en état des sites réalisés en cours d'exploitation.
- Les provisions constituées pour faire face aux coûts d'abandon et de remise en état des sites.
- Le coût d'achat du gaz pour les besoins de la production et de la récupération.
- La rémunération brute du co-contractant étranger, visée à l'article 193, dans le cas d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de services à risque.
- La base négative de (s) l'exercice(s) précédent(s).

⁴¹Voir Articles 198 à 201 loi « 19-13 » relative aux hydrocarbures.

⁴²Voir Articles 165 et 166 loi « 19-13 » relative aux hydrocarbures.

⁴³Voir Article 173 loi « 19-13 ».

Le taux dépend de la rentabilité du projet, qui est limitée entre 10% et 50% selon un ratio (R).

$$R = \frac{\text{la somme des revenus cumulés}}{\text{la somme des dépenses}}$$

Tel que:

La somme des Revenus: du début de période d'exploitation à l'année (N-1).

La somme des Dépenses : de la date d'entrée en vigueur à l'année (N-1).

Tableau N°12 : le ratio R dans le cadre de la loi n°19-13 du 11/12/2019.

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

Source : documents de la Sonatrach.

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

La taxe sur les revenus pétroliers (TRP) a été remplacée par l'impôt sur les revenus des hydrocarbures (IRH), en apportant des modifications dans le mode de calcul de base de cet impôt.

Selon les dispositions de la nouvelle loi n°19-13 du 11/12/2019, les tranches ne sont plus calculées progressivement⁴⁵. La formule de calcul de ce segment, qui est actuellement basée sur la rentabilité des investissements a été remplacée par une formule basée sur le gain du dollar investi qui, contrairement à la formule de la loi n°05-07 du 28/04/2005, ne prend pas en compte la valeur temps de l'argent. En outre, les taux applicable à cette taxe sont réduits et varient entre 10% et 50% au lieu de 20% à 70% pour la loi n°05-07 du 28/04/2005.

2.1.4 L'impôt sur le résultat

En accord avec les articles n°188 à 192 de la nouvelle loi, l'impôt sur le résultat est instauré. Bien que cet impôt sur le résultat soit dans une large mesure similaire à l'impôt sur bénéfice des sociétés, il tient compte à la fois des dispositions de la loi sur les hydrocarbures et des dispositions du code des impôts directs.

En ce sens, le résultat imposable de l'exercice est calculé en incluant les taux d'amortissement prévus par la loi locale et les frais de recherche supportés à la fin de la période de recherche prévue par la loi sur les hydrocarbures.

Cet impôt s'applique à un taux fixe de 30%.

L'impôt sur le résultat est payable à l'administration fiscale dans le même délai que la déclaration annuelle de revenu.

En terme de champs d'application par contrat, l'impôt sur le résultat s'applique aux revenus des activités réalisées par la société nationale en exécution des concessions en amont, des contrats de partage de production, des contrats de services à risques, ou par les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation.

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

Pour ce qui concerne l'imposition de la rémunération des entreprises étrangères, les articles 193 à 197, prévoient la mise en place d'un impôt spécifique.

Il s'agit de l'application de l'impôt sur le résultat sur la rémunération brute des contractants étrangers dans le cadre d'un contrats de partage de production ou d'un contrat de services à risques a un taux fixe de 30% sur la base de la rémunération brute du partenaire étranger .

Néanmoins, l'impôt est payé par la société nationale en douze (12) acomptes provisionnels sur une base mensuelle au nom et pour le compte du co-contractant étranger.

La nouvelle loi indique également que dans le cas où la rémunération brute du co-contractant étranger est déterminée en nature, les quantités concernées sont évaluées en appliquant les prix définis conformément au contrat d'hydrocarbures.

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

2.2 Autres dispositions fiscales

Dans la nouvelle loi n°19-13 du 11/12/2019, est venue aussi avec d'autres dispositions fiscales :

2.2.1 Taxe applicable sur le transfert des droits et obligations

Concernant la taxe applicable sur le transfert des droits et obligations dans un contrat d'hydrocarbures, ou sur le changement de contrôle d'une des parties co-contractantes, le taux applicable reste celui de 1% et ce conformément à l'article 205 de la nouvelle loi n°19-13 du 11/12/2019.

2.2.2 Taxe de torchage

dans la section 01 du chapitre 03 de la nouvelle loi n°19-13 du 11/12/2019 ,il est prévu le maintien de la taxe de torchage, cette taxe non déductible , est évaluée à DZD 12 000 par milliers de normaux mètres cubes (Nm³).

Ce tarif fera l'objet d'une indexation au début de chaque année civile par ALNAFT, les quantités soumises à cette taxe sont quant à elles définies dans l'article n°215 de cette nouvelle loi.

2.2.3 Taux réduits de la redevance hydrocarbures et de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures

L'octroi des taux réduits, dont les seuils minimums sont fixés à l'article n° 204 de la loi n° 19-13 du 11 décembre 2019, ils sont accordés par arrêté conjoint du ministre chargé des finances et du ministre chargé des hydrocarbures. Les taux réduits ne peuvent être inférieurs à :

- Cinq pour cent (5%) pour la redevance hydrocarbures.
- Vingt pour cent (20%) pour le taux maximum « T max »de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures. Dans ce cas :
 - Si le facteur « R » est inférieur ou égal à 1, le taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures est de dix pour cent (10%).
 - Si le facteur « R » est égal ou supérieur à 3, le taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures est égal à « T max ».
 - Si le facteur « R » est supérieur à 1 et inférieur à 3, le taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures est déterminé selon la formule suivante :

$$\text{IRH \%} = ((T \text{ max} / 2) - 5\%) \times R + (15\% - (T \text{ max} / 2))^{44}.$$

Elle peut intervenir lorsque l'application du taux de la redevance hydrocarbures fixé à l'article 172 et des taux de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures fixés à l'article 180 de la loi n° 19-13 du 11 décembre 2019 susvisée, ne permet pas au projet de dégager une rentabilité économique raisonnable, dans les situations énoncées à l'article 03 du décret exécutif n° 21-176 du 3 mai 2021⁴⁵.

L'octroi des taux réduits peut concerner la redevance hydrocarbures et/ou l'impôt sur le revenu des hydrocarbures et s'effectue sur la base de l'appréciation de la rentabilité économique du projet, sous réserve qu'au moins l'une des situations suivantes se présente :

1. une géologie complexe.
2. des difficultés techniques d'extraction des hydrocarbures.
3. des coûts élevés de développement ou d'exploitation⁴⁶.

La rentabilité économique d'un projet est considérée raisonnable lorsque les revenus provenant des quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation et commercialisées permettent de couvrir l'ensemble des coûts rattachés audit périmètre d'exploitation, de s'acquitter de la fiscalité due et de dégager un bénéfice net⁴⁷.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie de promotion du domaine minier hydrocarbures algérien, l'agence nationale pour la valorisation des hydrocarbures (ALNAFT) peut initier le processus d'octroi des taux réduits de la redevance hydrocarbures et/ou de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures, au profit de l'entreprise nationale ou des parties contractantes, lors de l'octroi d'une concession amont ou d'un acte d'attribution pour la conclusion d'un contrat d'hydrocarbures, pour l'exercice des activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures sur un périmètre.

Sur la base d'une évaluation économique du projet, ALNAFT propose les niveaux des taux réduits de la redevance hydrocarbures et/ou de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures⁴⁸.

⁴⁴Voir l'article 204 de la loi n° 19-13 du 11 décembre 2019.

⁴⁵Voir l'article 02 du décret exécutif n° 21-176 du 3 mai 2021.

⁴⁶Voir l'article 03 du décret exécutif n° 21-176 du 3 mai 2021.

⁴⁷Voir l'article 04 du décret exécutif n° 21-176 du 3 mai 2021.

⁴⁸Voir l'article 06 du décret exécutif n° 21-176 du 3 mai 2021.

Le bénéfice des taux réduits de la redevance hydrocarbures et/ou de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures peut, également, être sollicité par l'entreprise nationale ou les parties contractantes, lors de la soumission du plan de développement ou sa révision à ALNAFT, pour approbation⁴⁹.

Dans le cadre de l'application de l'article n°07ci-dessus, l'entreprise nationale ou les parties contractantes sont tenues d'introduire une demande pour le bénéfice des taux réduits de la redevance hydrocarbures et/ou de l'impôt sur le revenu des hydrocarbures, lors de la soumission du plan de développement à l'approbation d'ALNAFT, avec une déclaration de commercialité conditionnée par le bénéfice de taux réduits.

La demande de taux réduits peut, également, être introduite lors de la soumission de la révision du plan de développement à ALNAFT, pour approbation.

Le plan de développement, éventuellement révisé, soumis à l'approbation d'ALNAFT, doit contenir les éléments techniques et économiques ayant pour objet de justifier le niveau jugé insuffisant de la rentabilité économique du projet par l'application des taux fixés dans les articles n°172 et 180 de la loi n° 19-13 du 11/12/2019⁵⁰.

⁴⁹Voir l'article 07 du décret exécutif n° 21-176 du 3 mai 2021.

⁵⁰Voir l'article 07 du décret exécutif n° 21-176 du 3 mai 2021.

Conclusion

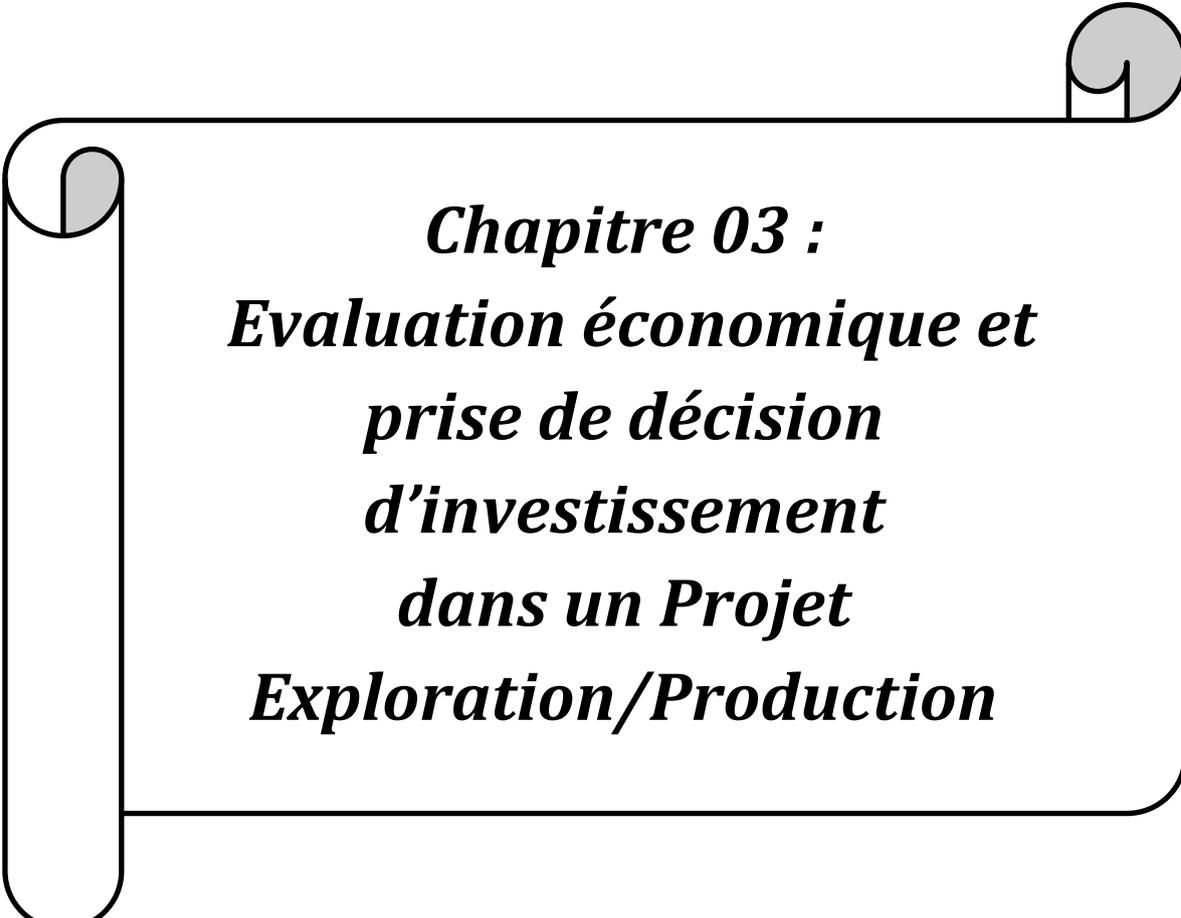
La réglementation du secteur des hydrocarbures algérien a connu des transformations et des évolutions dans le temps. L'évolution de la réglementation est liée au changement de la conjoncture économique et politique du pays.

Ainsi, face à une consommation interne en nette croissance, le défi, pour l'Algérie consiste à garder un niveau des exportations satisfaisant et aussi à honorer ses engagements envers ses clients étranger, notamment pour le gaz.

En effet, la loi 19-13 a été introduite dans un contexte marqué par baisse des réserves suite à l'exploitation massive des réserves existantes et la baisse des investissements dans l'amont pétrolier, au moment où on assiste à une concurrence accrue entre les pays producteurs pour attirer l'investissement étranger dans le secteur des hydrocarbures.

Pour faire face à cette problématique, la nouvelle loi des hydrocarbures n°19-13 du 11/12/2019 donne suffisamment de flexibilité à Sonatrach pour attirer de nouveaux partenaires capables d'apporter le financement et la technologie nécessaires pour garantir la maximisation de la valeur de nos ressources hydrocarbures à long terme.

Le secteur des hydrocarbures relève de la souveraineté du pays et il est considéré comme secteur stratégique, ce qui fait que les partenariats dans ces secteurs sont toujours soumis à la règle 51/49. Cependant, plusieurs allègements fiscaux sont proposés dans l'objectif d'encourager les investisseurs étrangers.



Chapitre 03 :
Evaluation économique et
prise de décision
d'investissement
dans un Projet
Exploration/Production

Introduction

L'exploration et le développement d'un champ pétrolier font face à de nombreuses incertitudes liées aux rendements et aux coûts tout au long du cycle de vie du projet. A titre d'exemple les réserves, les investissements, les coûts opératoires, la production et le prix du pétrole sont souvent incertains. En conséquence, Il est difficile de prévoir les cash-flows même pour les projets pétroliers les plus simples. Différentes méthodes sont disponibles pour aider les décideurs à évaluer les incertitudes, et réduire le risque des opportunités d'investissement en amont pétrolier.

L'évaluation économique constitue une étape très importante dans le développement d'un projet d'exploration/production, puisque c'est dans cette phase qu'on pourra décider et prévoir la rentabilité du projet tout en intégrant les différents couts et investissements ainsi que les recettes prévisionnelles.

C'est pour cette raison que nous avons décidé de consacrer ce chapitre pour décrit la prise de décision dans les projets Exploration/Production : la construction d'un échéancier de flux de trésorerie et les différents critères d'évaluation d'un projet d'investissement ainsi que l'élaboration d'un modèle économique dans l'activité pétrolière.

1. La prise décision dans les projets Exploration/Production

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

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

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

- Acquérir un block d'exploration.
- Forer un puits d'exploration et/ou un puits d'appréciation.
- Entreprendre le développement d'un champ pétrolier.
- Mise à niveau des installations existantes sont toujours basés sur des considérations «économiques».

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

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

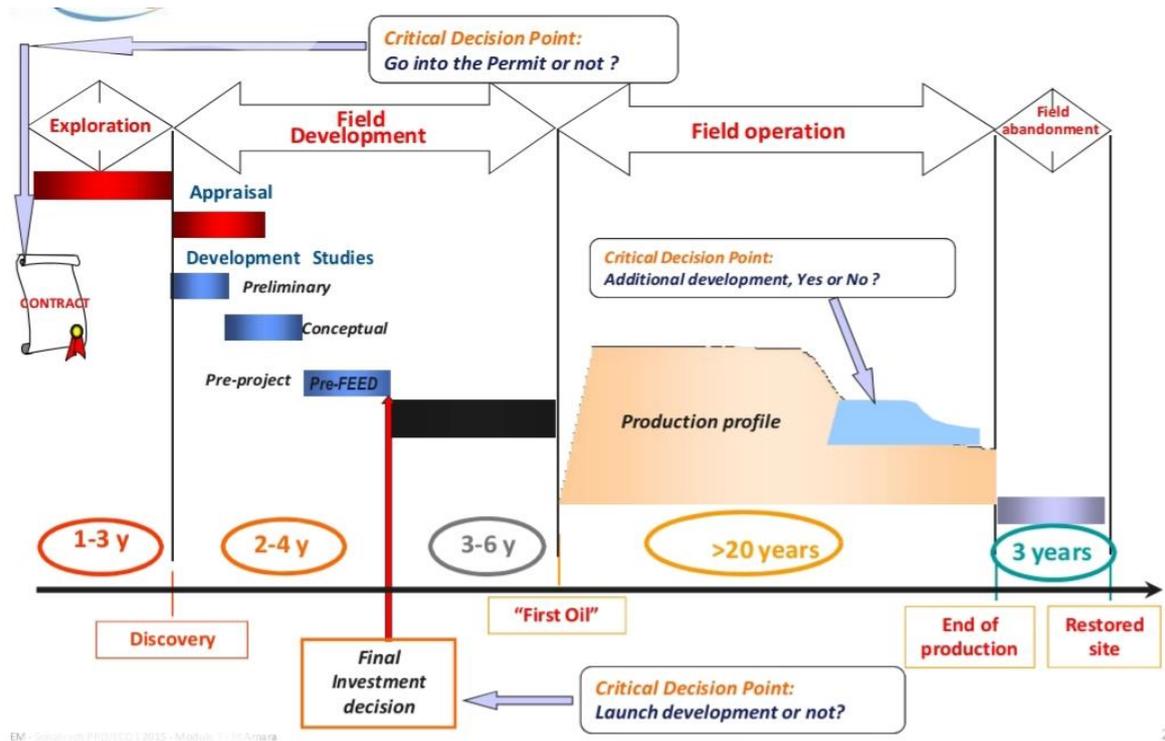


Figure 20 : Points de décision critiques le long de la chaîne EP.
Source : données fournies par le DEES de Sonatrach.

1.2 La rémunération des capitaux propres

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

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

Le CMPC est un indicateur clé dans la vie d'une entreprise.

En effet, chaque entreprise possède trois sources de revenus pour financer ses investissements, à savoir :

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

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

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

$$\frac{\text{Fonds propres} \times \text{coût des fonds propres} + \text{fonds externes} \times \text{coût des Fonds externes} \times (1 - \text{taux d'impôt})}{\text{fonds propres} + \text{fonds externes}}$$

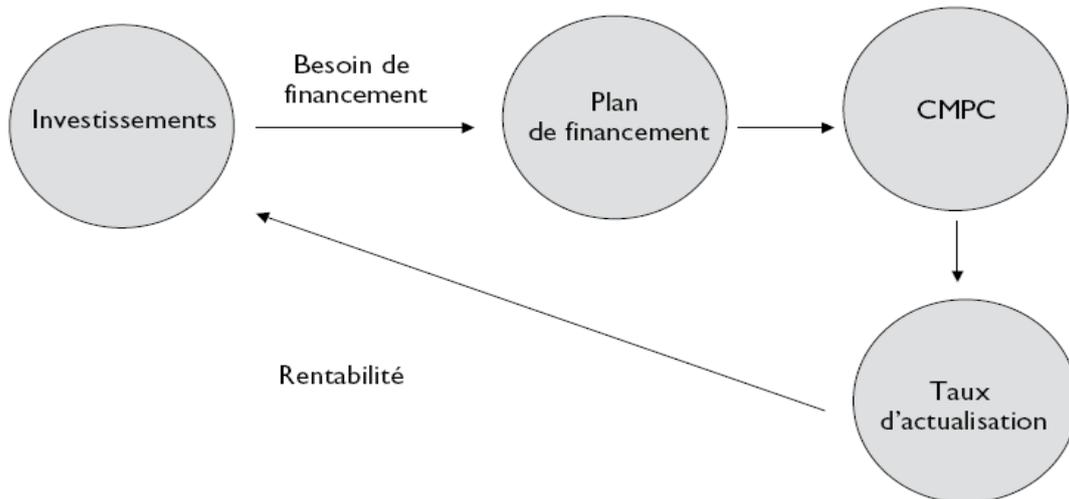


Figure 21 : Lien entre Investissement et Financement.

Source : La documentation de Sonatrach.

2. La Construction d'un Échéancier de Flux de Trésorerie

La production d'un investissement est répartie sur une longue période. Considérant l'année comme période élémentaire de cette dernière (unité de temps), il faut donc prévoir le coût, la consommation de biens ou de services nécessaire pour réaliser un projet d'investissement donné, ainsi que la production future de l'équipement correspondant.

2.1 Estimation des coûts d'investissement et des charges d'exploitation

La mise en œuvre d'un projet industriel nécessite l'affectation de ressources pour sa réalisation qui se répartissent en deux grandes catégories :

- Les ressources nécessaires pour la mise en place d'un projet constituent l'investissement.
- Les ressources nécessaires pour l'exploitation des projets constituent le coût d'exploitation.
- L'importance de ces deux catégories est très variable selon la nature du projet.

2.1.1 Estimation des Coûts d'Investissement

On distingue plusieurs méthodes d'estimations des coûts d'investissement à savoir :

- **Méthode Analytique** : consiste à analyser et à estimer poste par poste les différentes composantes du coût d'investissement, elle demande donc un travail long et délicat s'appuyant sur la consultation de fournisseurs éventuels. La méthode analytique permet habituellement une estimation plus précise, mais présente le risque d'oublier certains postes de dépenses.

- **Méthode Globale** : consiste à utiliser des informations concernant des équipements déjà mis en place et semblable à celui qui fait l'objet de l'étude. Ces équipements peuvent présenter des caractéristiques différentes : date de réalisation, localisation, capacité de production. Le coût doit être corrigé par rapport à chacune d'elles.

2.1.2 Estimation des Charges d'Exploitation

Pour estimer les dépenses d'exploitation, il est évidemment nécessaire de pouvoir 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 de services nécessaires à l'exploitation. Pour la plupart des projets d'investissement, les frais d'exploitation ne sont généralement pas constants dans le temps (période de démarrage et usures des équipements).

2.1.3 Estimation des Recettes

Lorsque la production assurée par l'investissement fait effectivement l'objet d'une commercialisation, les prévisions de recettes seront données par les études de marché.

- **Estimation de Volume de Production** : les volumes de production ne sont pas généralement constants sur la durée de vie d'un équipement. Ils varient selon trois phases :

- Monter en cadence de la production pour atteindre la capacité installée.
- Marche normale.
- Usure (perte de productivité).

On peut en effet être amené à tenir compte d'une croissance du marché ou d'une pénétration (éventuellement) progressive de ce marché.

- **Estimation des Prix de Vente** : les estimations des prix de vente sont souvent soumises à des incertitudes beaucoup plus grandes que celles qui concernent les volumes de productions, il faut tenir compte de la capacité de production de la

concurrence (caractéristiques de l'offre peut entraîner une baisse des prix) et des progrès de productivité.

2.2 Amortissement Comptable

L'amortissement pour dépréciation est la constatation comptable d'un amoindrissement de la valeur d'un élément d'actif, résultant de l'usage, du temps, de changements de technique et de toute autre cause dont les effets sont jugés irréversibles. Un bien est amorti sur une durée de vie probable. A la fin de cette durée la valeur nette comptable du bien est égale à zéro.

On distingue plusieurs modes d'amortissement :

2.2.1 Amortissement Constant

Il s'agit d'un amortissement égal sur toute la durée de vie du bien. C'est la méthode la plus répandue, la plus facile à appliquer, la plus communément admise par le fisc.

Le taux d'amortissement linéaire est donné par la formule suivante :

$$T_a = [(V_0 + R + L - V_f) / (T \times V_0)] \times 100$$

Tel que :

T_a : Taux d'amortissement.

V_0 : Valeur initiale.

R : Frais de réparation.

L : Frais de liquidation.

V_f : Valeur finale.

T : La durée (période d'utilisation du matériel).

Dans le cas où : $V_f = R = L = 0$; $T_a = 100/T$. $A = V_0 \times T_a$

2.2.2 Amortissement Dégressif

Pour le calcul de ce type d'amortissement on utilise deux méthodes : la méthode exponentielle et la méthode de Softy.

- Méthode Exponentielle : on utilise un taux constant à une valeur dégressive (valeur résiduelle). Le taux constant pour l'amortissement dégressif est égal au taux d'amortissement linéaire multiplier par le coefficient applicable ce dernier dépend de la durée d'utilisation.

Durée d'utilisation 3 ou 4 ans	→	Coefficient 1,5
5 ou 6 ans	→	Coefficient 2
Supérieur à 6 ans	→	Coefficient 2,5

$$V_R = V_0 - \sum A$$

- Méthode de Softy : on applique le taux dégressif à une valeur constante (valeur d'origine).

$$T_{si} = (1+T - N_i) / M$$

T_{si} : taux d'amortissement de l'année i .

T : durée d'utilisation.

N_i : numéro d'ordre de l'année considérée.

M : somme des numéros d'ordre des années considérées.

i : l'année considérée.

2.2.3 Amortissement Variable

C'est le plus proche de la réalité, de la perte de valeur que les autres méthodes de calcul.

$$A_v = A_u \times \text{Production de l'année considérée}$$
$$A_u = V_0 / \text{Production totale pendant toute la durée de vie}$$

A_v : Amortissement variable.

A_u : Amortissement unitaire.

V_0 : Valeur initiale.

2.2.4 Amortissement Progressif

Ce type d'amortissement n'est pas admis par le fisc. De plus, il n'est guère fiscalement intéressant pour l'entreprise.

2.3 Le flux de trésorerie

Le terme de flux de trésorerie (Cash Flux) désigne la différence entre les recettes et les dépenses ou, de façon plus précise la différence entre les encaissements et les décaissements d'une année donnée.

La construction d'un échéancier de flux de trésorerie peut faire appel à la collecte et à l'analyse de nombreuses données, à des études de marché, etc.

Les résultats que l'on obtiendra à la suite d'un calcul de rentabilité ne peuvent que refléter la valeur des hypothèses ayant servi de base au calcul.

Les cash flux peuvent être assimilés à la somme de bénéfice net après impôt plus la dotation aux amortissements.

$$CF_t = B_{net} + A_t$$

Généralement, les flux de trésorerie seront négatifs la ou les premières années de la vie de l'équipement (dépenses d'investissement) et positifs ensuite (recettes d'exploitation supérieures aux dépenses d'exploitation).

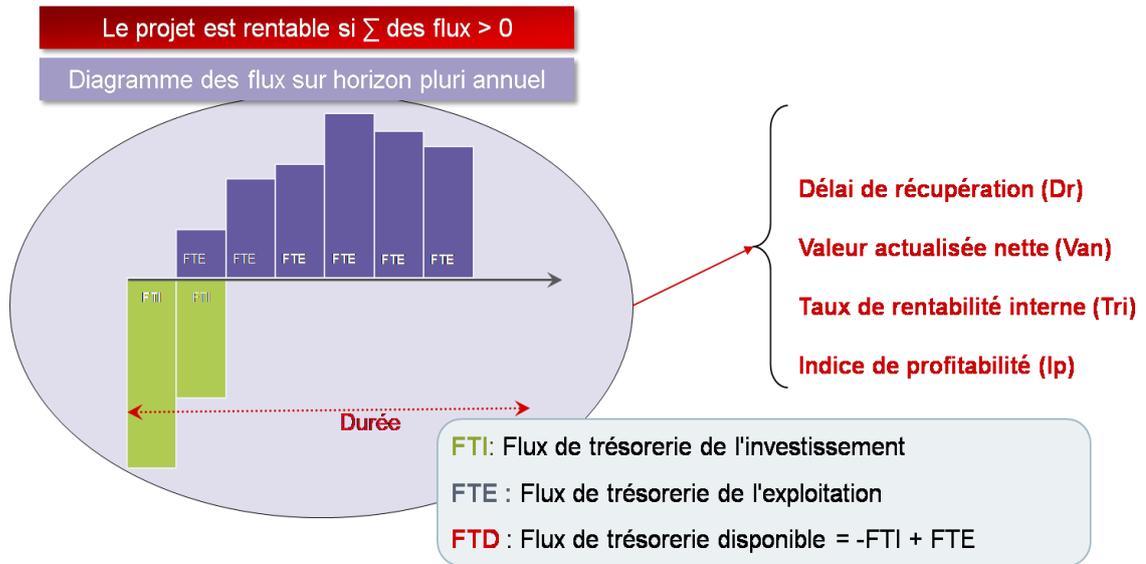


Figure 22 : Le flux de trésorerie.
Source : La documentation de Sonatrach.

3. Critères d'Évaluation d'un Projet d'Investissement

Après avoir défini l'échéancier des flux de trésorerie associés à un projet d'investissement, nous devons maintenant essayer d'en apprécier l'intérêt économique de façon à éclairer les décisions à prendre :

- Si l'on considère un projet unique, indépendant de tout autre projet de l'entreprise, la décision à étudier est de réaliser ou non le projet.
- Si plusieurs projets incompatibles sont en concurrence, on éliminera tout d'abord ceux qui ne sont pas intéressants, c'est-à-dire ceux qui auraient entraîné une décision de rejet s'ils avaient été étudiés individuellement comme des projets uniques et indépendants. Parmi les projets restants, il conviendra alors d'effectuer un choix.

Avant de définir l'actualisation et les critères d'évaluation des investissements qui s'en déduisent, nous présenterons deux critères simples d'usage courant : le taux de rendement comptable et la durée de récupération du capital. Ceux-ci ne font pas appel à l'actualisation et permettent d'avoir une première idée, grossière mais rapide, de l'intérêt d'un projet.

3.1 Critères Empiriques

Ces critères permettent de donner des ordres de grandeur de façon simple et parlante. Cependant ces critères ne peuvent constituer des critères précis d'évaluation.

3.1.1 Taux de Rendement Comptable

Pour qu'un projet soit retenu, il faut non seulement qu'il permette de rembourser le capital, mais également qu'il assure une certaine rémunération de ce capital.

Les taux de rendement ou taux de rentabilité, ont pour but de mesurer la rémunération du capital permise par les revenus attendus du projet.

Il peut être défini année après année, pour chacune des années de la période d'étude, comme il peut également être défini sur l'ensemble de la durée de vie du projet de façon à prendre une valeur unique.

Le taux de rendement comptable fait l'objet de plusieurs définitions :

- Le taux de rendement comptable de l'investissement initial θ_1 est égal au rapport du revenu moyen annuel net au coût initial de l'investissement.

$$\theta_1 = (\text{Revenu moyen annuel net} / \text{Coût initial de l'investissement})$$

$$\text{Revenu moyen annuel net} = \text{Revenu net total} / \text{Nombre d'années d'exploitation}$$

Le revenu moyen annuel est rapporté au montant du capital initial, alors que le capital immobilisé est en fait décroissant au cours du temps au fur et à mesure de l'usure de l'équipement. Une deuxième définition permet de pallier, en partie, cet inconvénient.

- Le taux de rendement comptable de l'investissement moyen θ_2 est égal au rapport du revenu moyen annuel net à la valeur moyenne du capital immobilisé, on considère que la dépréciation de l'équipement est continue et constante sur la période d'étude et la valeur résiduelle nulle à la fin de cette période. Alors la valeur moyenne du capital immobilisé est égale à la moitié du montant de l'investissement.

$$\theta_2 = (\text{Revenu moyen annuel net} / \text{Valeur moyenne du capital immobilisé})$$

$$\text{Valeur moyenne du capital immobilisé} = \text{Montant d'investissement} / 2$$

Pour pouvoir prendre la décision de réaliser ou de rejeter un projet, il faut que l'entreprise définisse un taux de rémunération minimum de son capital ou un taux d'intérêt auquel elle pourrait emprunter le montant de l'investissement (il s'agira en fait d'un emprunt interne à l'entreprise effectuer auprès des services financiers par les services techniques).

Le taux de rendement comptable ne peut constituer un critère d'acceptation ou de rejet d'un projet d'investissement. Il ne permet de prendre la décision que dans des cas particuliers (projets présentant un taux de rendement comptable très élevé ou très petits ou bien on souhaitera seulement vérifier que le taux de rendement est un ordre de grandeur acceptable). De même ce critère ne permet pas d'effectuer un classement entre projet incompatible et donc inutilisable pour comparer l'intérêt économique de différents projets.

3.1.2 Délai de Récupération

Le temps de récupération d'un projet est égal à la durée d'exploitation de l'équipement nécessaire pour que les revenus dégagés permettent de récupérer le montant de l'investissement, tel que l'origine considérée correspond à la date de démarrage de l'exploitation.

L'année de récupération correspond à l'année à partir de laquelle la somme algébrique des flux de trésorerie devient positive.

3.2 Les principaux critères de choix des investissements avec 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 n et d'une somme monétaire disponible dans la période de référence 0 . Ainsi, pour un taux d'actualisation i une somme S_0 disponible aujourd'hui est équivalente à la somme $S_n = S_0(1+i)^n$ disponible dans n année et inversement $S_0 = S_n / (1+i)^n$.

L'actualisation prend en compte la rémunération du capital investi à un taux égale au taux d'actualisation.

Dans ce qui suit, nous donnerons les définitions des principaux critères d'évaluation des projets d'investissement : Revenu Actualisé ou valeur actuelle nette (VAN), taux de rentabilité, enrichissement relatif en capital et durée de récupération en valeur actualisées.

3.2.1 Valeur actuelle nette « VAN »

On appelle revenu actualiser d'un projet (ou bénéfice actualisé ou valeur actuelle nette) la somme algébrique des valeurs actualisées de chacun des flux de trésorerie associé au projet :

$$VAN = \sum_{t=0}^n [CF_t / (1+i)^t]$$

$$VAN = -\sum_{t=0}^n [I_t / (1+i)^t] + \sum_{t=0}^n [(R_t - D_t - \text{Impôt}) / (1+i)^t] + V_R / (1+i)^t$$

Où :

VAN : valeur actuelle nette.

CF : flux de trésorerie.

I : l'investissement.

i : taux d'actualisation.

R : recettes d'exploitation.

D : dépenses d'exploitation.

V_R : valeur résiduelle.

t : l'année considérée d'exploitation.

Lorsque la décision à prendre est de réaliser ou non un projet unique donné, considéré comme indépendant de tout autre projet, utiliser le critère du revenu actualisé consiste à réaliser le projet si son revenu actualisé est positif.

Rappelons qu'un projet qui présente un revenu actualisé positif est un projet qui permet au moins de rembourser le capital initial et de rémunérer celui-ci à un taux égal au taux d'actualisation i.

De façon précise, il s'agit de la somme maximum VAN qui peut être empruntée à l'année 0, en plus du coût de l'investissement, à un taux égal au taux d'actualisation, tel que le revenu du projet permet de rembourser, en plus des dépenses d'investissement, et de rémunérer l'ensemble de ces sommes à un taux égal au taux d'actualisation.

Lorsque l'on désire effectuer un choix entre différents projets d'investissement incompatibles utiliser le critère du revenu actualisé consiste à réaliser le projet qui présente le revenu actualisé le plus élevé.

Une valeur actuelle nette est parfois considérée comme une grandeur abstraite, et un critère relativement peu parlant. En effet, pour calculer la VAN, il faut fixer un taux d'actualisation une chose dans l'entreprise toujours délicate. En plus, on ne peut comparer que les projets ayants le même montant d'investissement et les projets ayants la même durée de vie.

3.2.2 Taux de Rentabilité Interne

Nous considérons un projet d'investissement simple auquel est associé un échéancier de flux de trésorerie CF_t

$$VAN = \sum_{t=0}^n [CF_t / (1+i)^t]$$

Si l'on considère le taux d'actualisation comme une variable, le revenu actualisé est une fonction décroissante de ce taux. En effet, augmenter la valeur du taux d'actualisation diminue la valeur actualisée des flux de trésorerie des années futures. Le fait que le revenu actualisé soit une fonction décroissante du taux d'actualisation peut être justifié par : le revenu actualisé est la valeur d'une somme qui peut être empruntée à l'année 0, en plus du montant de l'investissement, et remboursée au moyen des revenus de l'exploitation de l'équipement, le remboursement étant effectué en rémunérant cet emprunt à un taux égal au taux d'actualisation. Si la valeur du taux d'actualisation augmente, le montant des charges financières augmente également ; la valeur du revenu actualisé est donc décroissante.

Les variations du revenu actualisé en fonction du taux d'actualisation peuvent alors être généralement représentée par une courbe (courbe de rentabilité) dans la forme est donnée par la figure ci-dessous :

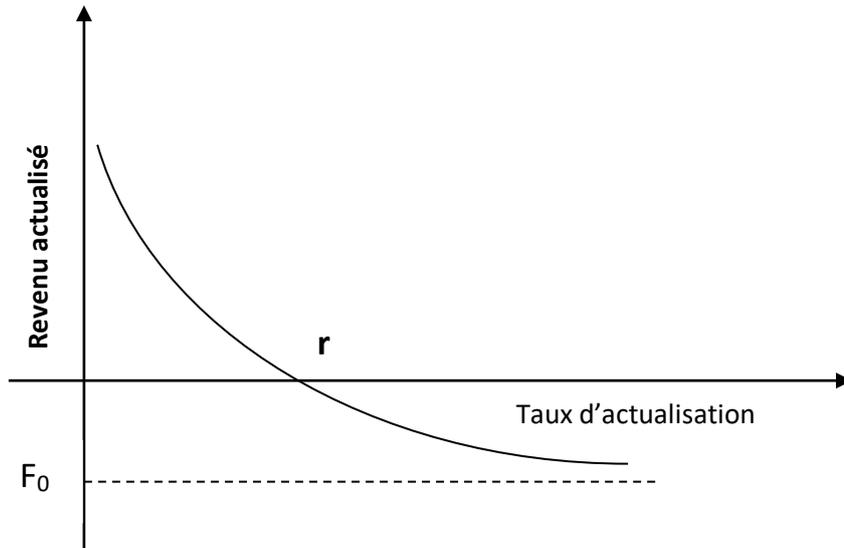


Figure 23 : Courbe de Rentabilité.
Source : La documentation de Sonatrach.

La valeur r du taux d'actualisation pour laquelle le revenu actualisé s'annule est appelée taux de rentabilité interne du projet.

Le taux de rentabilité r est donc le taux maximum auquel on peut rémunérer les capitaux ayant servi à financer le projet, sans que l'opération devienne déficitaire.

Le calcul de r est généralement effectué par approximation successive, la VAN est calculé pour différentes valeurs du taux d'actualisation i .

$$r = i_a + [i_b - i_a] [VAN_a / (VAN_a - VAN_b)]$$

Tel que:

i_a : Le taux d'actualisation pour lequel la VAN correspond à la valeur la plus petite positive (VAN_a).

i_b : Le taux d'actualisation pour lequel la VAN correspond à la plus grande valeur négative (VAN_b).

Considérons un projet unique, indépendant de tout autre projet. Si la décision à prendre de réaliser ou non le projet considéré, utiliser le critère du taux de rentabilité, c'est réaliser le

projet et si le taux de rentabilité r est supérieur au taux d'actualisation i de l'entreprise. Comme le taux d'actualisation représente le coût de financement de l'entreprise, cela signifie que les revenus attendus de l'investissement permettront de rémunérer le capital servant à financer le projet à un taux supérieur à son coût.

Si le taux de rentabilité r est supérieur au taux d'actualisation i , le revenu actualisé est positif. De même, si le taux de rentabilité est inférieur au taux d'actualisation, le revenu actualisé est négatif.

Lorsque l'on veut effectuer un choix entre différents projets incompatibles, le projet qui présente le taux de rentabilité le plus élevé n'est pas nécessairement celui qui présente le revenu actualisé le plus élevé.

3.2.3 Taux de Rentabilité Relative (taux de rentabilité différentielle)

Lorsque l'on étudie deux projets A et B de caractéristiques voisines, mais nécessitant un montant d'investissement différent, il peut être intéressant de définir non seulement la rentabilité de chacun mais aussi la rentabilité d'un projet par rapport à l'autre.

Un taux de rentabilité relative est le taux d'actualisation qui annule le supplément de revenu actualisé obtenu par le supplément d'investissement permettant de passer d'un projet à l'autre. Le supplément de revenu actualisé est donné par la formule ci-dessous :

$$VAN_{diff} = \sum_{t=0}^n [\Delta CF / (1+i)^t] - \sum_{t=0}^n [\Delta I / (1+i)^t] + \Delta V_R / (1+i)^t$$

Si : $TRI_{B/A} > i_A \rightarrow B$ qui est retenu.
 $TRI_{B/A} < i_A \rightarrow A$ qui est retenu.

La seule condition est que le projet de référence A doit être rentable.

3.2.4 Enrichissement Relatif en Capital

L'enrichissement relatif en capital est le gain relatif en valeur de capital. C'est le rapport du revenu actualisé du projet au montant de l'investissement actualisé nécessaire à sa réalisation.

$$E = VAN + \sum_{t=0}^n I / (1+i)^t$$

L'objectif de cet indice est de compléter le critère de la VAN en tenant compte des différences pouvant exister entre la taille des investissements initiaux demandé par les projets.

Lorsqu'on étudie un projet unique, indépendant, le critère consiste à réaliser le projet si son enrichissement relatif en capital est positif.

Si l'on désire comparer plusieurs projets incompatible, ce critère conduit à des résultats différents de ceux déduits de l'utilisation du critère de la VAN. Il amène à choisir des investissements d'un montant moins élevé que ceux qui seraient retenus par application du critère du revenu actualisé.

3.2.5 Durée de Récupération du Capital

La durée de récupération en valeur actualisées est alors la durée d'exploitation au bout de laquelle les revenus du projet ont permis de rembourser le montant de l'investissement initial et de rémunérer les capitaux correspondant à un taux égal au taux d'actualisation.

$$n = X_{ans} + [(\sum I - \sum CF_{t-1}) / (\sum CF_t - \sum CF_{t-1})] \times 12$$

Tel que :

n : délai de récupération en année.

X : l'année à partir de laquelle le cumul des flux de trésorerie devient positif.

CF_{t-1} : le flux de trésorerie actualisé correspondant à la dernière valeur négative qui précède la récupération du capital.

CF_t : le flux de trésorerie actualisé correspondant à la première valeur positive.

Lorsque l'on désire effectué un choix entre plusieurs projets, appliquer le critère de délai de récupération c'est retenir le projet qui présente le délai le plus court.

Ce critère présente un inconvénient car il ne permet pas de prendre en compte les revenus postérieurs à la date de récupération.

4. La construction d'un modèle économique dans l'activité pétrolière

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

- Les profils de production.
- Les investissements (CAPEX) et les coûts d'exploitation (OPEX).
- Les conditions contractuelles et fiscales.

Les investissements sont composés des dépenses d'exploration-recherche et de développement :

4.1 Les dépenses d'exploration

elles sont en générales inférieures aux autres dépenses, en revanche, elles sont effectuées avant la découverte et ont donc un impact direct sur les comptes de la compagnie, avec une garantie de remboursement liée à la probabilité de succès du programme d'exploitation, soit en général 10% à 50% correspondant à la découverte de nouveaux gisements. Sachant qu'elles englobent les travaux de géologie et de géophysique et en général jusqu'au premier forage de découverte. Ces dépenses sont :

- Acquisition de la sismique 2D et 3D.
- Géologie de terrain.
- Coût de traitement et de retraitement sismique.
- Coût d'interprétation de données en carte, profil de forage et modèle réservoir.
- Coût de forage d'exploration.
- Administration, frais généraux et coût du personnel.

4.2 Les dépenses de développement

Afin de mettre en production les gisements éventuellement découverts, et qui représentent une part très importante des investissements. Parmi ces investissements : Coûts de forage de

délinéation⁵¹ (environ deux (02) puits pour chaque découverte réalisée), correspond à 30% des CAPEX développement⁵².

- Installations connexes à la production (center processing & facilities, centre de traitement et manifolds), soit plus de 50% des investissements de développements.
- Systèmes d'évacuation, représente environ 20%.

4.3 Les dépenses d'exploitation (OPEX)

Elles correspondent aux frais opératoires courants (la somme des frais du personnel, entretien d'installation et des frais variables de production).

4.4 Les profils de production

Ils sont établis par les ingénieurs réservoirs à partir de l'analyse des mécanismes de drainage.

4.5 Les conditions contractuelles et fiscales

Dont le rôle peut être déterminant (elles peuvent empêcher un excellent projet technique de voir le jour).

Toutefois, il existe des risques liés à l'activité exploration production et qui doivent être pris en considération dans l'étude de rentabilité.

Ces différents risques peuvent être classés en risque géologique et économique, à savoir :

- Les risques géologiques :
 - Probabilité de succès.
 - Volume d'accumulation.
 - Pétrole brut ou gaz naturel.
 - Qualité.
 - Taux de récupération.
- Les risques économiques.
 - Prix du pétrole.
 - Investissements.
 - Coût opératoires.

⁵¹Appelé aussi forage d'appréciation, c'est un forage complémentaire, permettant de mieux connaître L'expansion géographique d'un gisement.

⁵²Regroupe toutes les dépenses effectuées par une société se rattachant à ses investissements matériels. Il englobe le coût principal de ces investissements ainsi qu'éventuellement leurs frais de démarrage ou d'adaptation à la production.

Lorsque toutes les informations sont disponibles ou estimées, les étapes à suivre pour construire le tableau de cash-flow peut se résumer ainsi:

- Calcul des productions annuelles à partir des prévisions de production.
- Calcul des revenus annuels à partir des productions annuelles et des prévisions de prix.
- Calcul des dépenses annuelles à partir des coûts d'investissements, des charges d'exploitation et des sommes payées (bonus, formation etc..) prévus dans le contrat de partage de production.
- Calcul des parts des parties en présence en fonction des dispositions du contrat (Costoil, Profit oil).
- Enfin calcul des cash-flows.

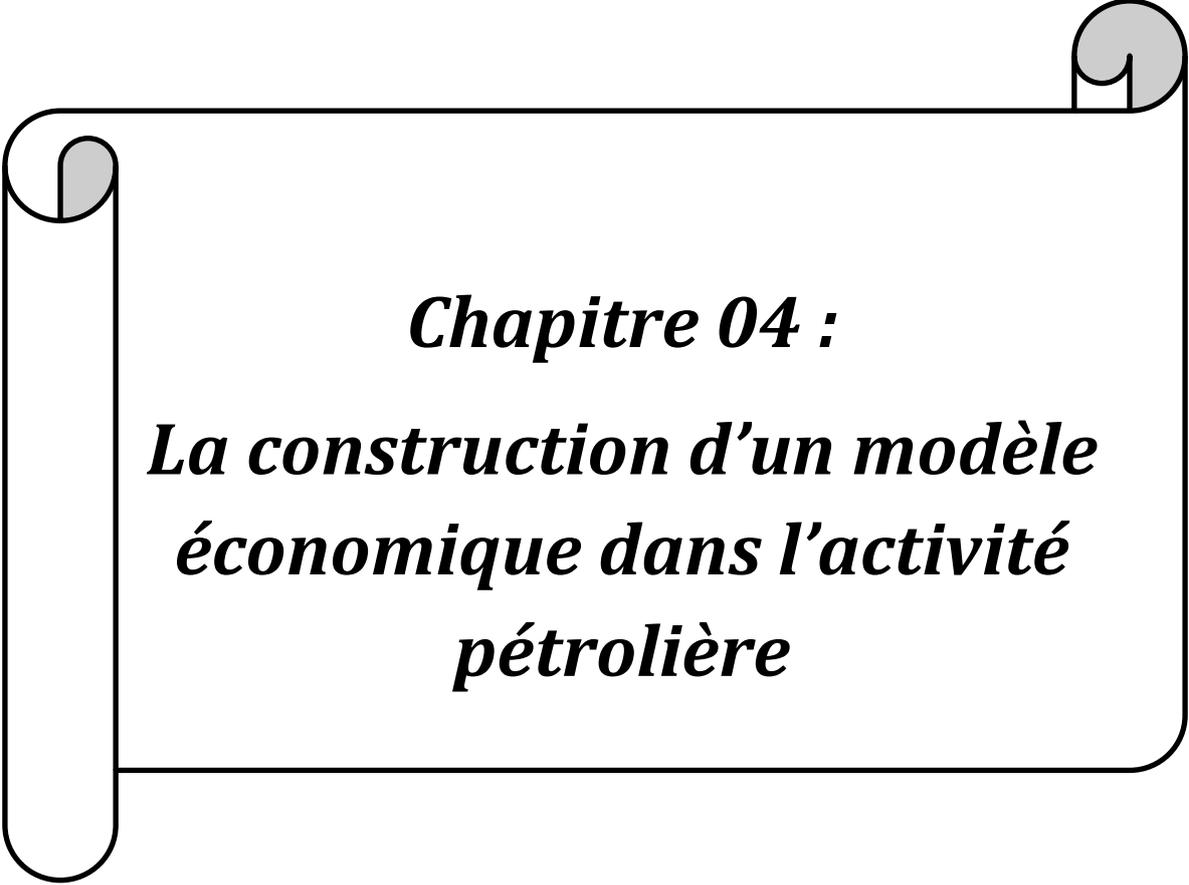
Conclusion

L'investissement en exploration production des HC est hautement capitalistique, et présente des niveaux de risques élevés. La décision de faire doit être pensée et basée sur des fondements surs. Ainsi, le processus de décision est fondé sur des calculs économiques, eux aussi basés sur des données qui doivent être fiables et correctement estimées.

Nous avons présenté dans ce chapitre la prise de décision dans les projets Exploration/Production : la construction d'un échéancier de flux de trésorerie et les

Les principaux critères de décision qui nous permette d'évaluer la rentabilité d'un projet.

Ce dernier point fera l'objet du chapitre suivant de notre travail.



Chapitre 04 :
***La construction d'un modèle
économique dans l'activité
pétrolière***

Introduction

Le territoire algérien s'étend sur 2 381 741 km², ce qui en fait le plus grand pays d'Afrique et du monde arabe. Les limites naturelles de l'Algérie sont la mer Méditerranée au Nord, le Maroc à l'Ouest, la Mauritanie et le Sahara occidental au Sud-Ouest, le Mali et le Niger au sud, et enfin la Tunisie et la Libye à l'Est.

D'un point de vue pétrolier, le domaine minier algérien des hydrocarbures est subdivisé en trois provinces : Est, Ouest et Nord.

- La province Est englobe les bassins d'Illizi, Berkine, Oued Mya et le môle Amguid-Messaoud. C'est au sein de cette province, où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud (huile) et Hassi R'mel (gaz), que l'essentiel des découvertes d'huile et de gaz ont été réalisées jusqu'à aujourd'hui.
- La province Ouest englobe les bassins de l'Ahnet, Timimoun, Béchar-Oued Namous, Reggane, Tindouf, Taoudeni et Sbâa. Cette province, essentiellement à gaz sec, suscite beaucoup l'intérêt des compagnies pétrolières.
- La province du Nord de l'Algérie englobe les bassins du Sud-Est Constantinois-Melrhir, du Hodna, du Chelif, de l'offshore et de l'Atlas saharien.

Dans ce chapitre on va expliquer et montrer les potentialités qui existent dans le DMNA avec l'élaboration d'une stratégie d'exploration dans cette région.

1. La province du Nord Algérien

Les premiers travaux d'exploration ont commencé dans la province du Nord Algérien, plus précisément dans le bassin du Chélif où la première découverte commerciale d'huile a été réalisée à Oued Gueterini et mise en évidence en 1948.

Cette province comprend les bassins suivants :

- Bassin Offshore.
- Bassin de l'Atlas saharien.
- Bassin du Chélif.
- Bassin du Hodna.
- Bassins Melrhir / Sud – Est Constantinois.

1.1. Bassin Offshore

Blocs d'exploration (N° 143, 144a, 144b et 145). Il correspond aux bassins d'Alboran à l'Ouest et Algéro -Provençal dans ses parties centrales et orientale. Les roches mères sont situées dans le Miocène et du Pliocène inférieur.

1.2 Bassin du Chelif

L'exploration dans le bassin du Chelif a débuté à la fin du XIXème siècle sur la base d'indices de surface. Elle a mis en évidence des petits gisements d'huile à Tliouanet (28° API), à AinZeft (25° API), et la présence d'huile non commerciale à Sedra et El-Biod au Nord-Ouest du chef-lieu de la Wilaya de Chelif.

1.3 Bassin du Hodna

Le Hodna est un bassin néogène. Les objectifs pétroliers sont l'Éocène, le Crétacé et le Jurassique. L'exploration a débuté en 1940 et a mis au jour un petit champ d'huile dans le Paléogène de l'Oued Gueterini avec 3 000 m³/an d'huile légère.

1.4 Bassins Sud-Est Constantinois /Chott El Melrhir

La superficie totale des bassins du Sud-Est Constantinois /Chott El Melrhir est de 145 138 km². Les principales découvertes d'huile ont été effectuées dans le Crétacé supérieur de Dj. Onk, Ras Toumb, Guerguitt El-Kihal Nord, Guerguitt El-Kihal Sud, Hassi El Kerma et de gaz à Dj. Foua.

2. Titre minier accordé dans le nord Algérien

Dans le cadre du développement de ses capacités de production énergétiques, dans le but de satisfaire les besoins domestiques, mais aussi pour répondre aux demandes d'approvisionnement du marché mondial, l'Algérie entend développer son potentiel de production.

Dans cette optique, des opérations de recherches d'hydrocarbures seront effectuées, pour la première fois dans l'histoire du pays, dans le nord du pays. C'est l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), qui en assumera la mission, à travers un titre minier des activités de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures, qui vient de lui être attribué, en vertu d'un décret présidentiel publié au Journal officiel n° 75. La mission de l'ALNAFT se déroulera plus précisément au nord-est de l'Algérie, au niveau de 14 wilayas, notamment celles de Bejaïa, Jijel, Skikda, Annaba, El Tarf, Souk Ahras, Guelma, Tébessa, Oum El Bouaghi, Biskra, Batna, Sétif, Mila et Constantine.

Le décret, qui a institué ces missions de prospection, d'exploration et de recherche en hydrocarbures, daté du 29 septembre 2021, énumère les blocs dans lesquels s'effectueront les activités de recherche. En effet, il s'agit des blocs 122, 123, 125, 127, 140, 141 et 142, établis sur une superficie globale de 64 597,82 km².

L'approbation des avenants des contrats de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, au profit de la Compagnie nationale, SONATRACH et de son partenaire national ALNAFT, a fait l'objet de publications dans deux décrets exécutifs. Ainsi, l'avenant n°1, portant recherche et exploitation dans le périmètre «Hassi Tidjerane», a fait l'objet d'un premier décret dont le contrat a été signé à Alger, entre SONATRACH et ALNAFT, le 15 juin 2021. Pour le deuxième avenant, qui a, également, fait l'objet d'un deuxième décret portant recherche et exploitation en hydrocarbures dans le périmètre de «Ohanet II», il a été signé le 4 août 2021.

Le terrain. Sans Par ailleurs, les coordonnées géographiques du domaine ou du périmètre minier, sont définies selon des coordonnées jointes à l'original du décret, note-t-on. Face à l'épuisement des ressources et réserves mondiales en matière d'énergie conventionnelle, la revue à la hausse des capacités de production passe, inéluctablement, par une plus large prospection du domaine minier, qui s'étendra au nord du pays y compris à notre espace maritime.

L'idée d'aller forer dans les eaux territoriales a été, à maintes reprises, formulée au cours des dernières années, mais n'a jamais connu de concrétisation sur doute découragées par la mise en berne des cours du pétrole, qui ont frôlé les taux les plus bas dans l'histoire des marchés pétroliers, au cours des dernières années, les autorités ne l'ont pas approfondie. Il est connu que les investissements pétroliers sont directement liés aux cours des marchés mondiaux. Cela est d'autant plus plausible, que les investissements en matière de forage et de recherche des hydrocarbures en off-shore, sont assez onéreux et difficiles à réaliser. Il y a également ce potentiel de gisements énergétiques importants, dont dispose également l'Algérie. En plus des réserves prouvées en hydrocarbures conventionnelles, dépassant largement les 4 000 milliards de tonnes équivalent pétrole (Tep), dont le gaz représente les 2/3, sans compter un domaine minier de 1,5 million de km², dont 2/3 restent inexploités.

3. Etat du portefeuille en périmètres de l'Asset Nord

L'Asset Nord qui est l'objet de notre étude est constitué de plusieurs périmètres de recherche et de prospection en association ou par le biais de la SONATRACH seule.

En effet, nous pouvons citer les projets suivants :

- En périmètre de recherche SONATRACH à 100%
 - Projet EL OUABED II (recherche jusqu'au 13/09/2022).
 - Projet BIR EL ATER (autorisation de recherche en cours d'acquisition).
 - Projet à TIARET.
- En périmètre de prospection SONATRACH à 100%
 - Projet à Mascara.
 - Projet OUED ZENATI.
 - Projet NEGRINE II.
 - Projet CHOTT CHERGOUN.
 - Projet BORDJ BOU ARRERIDJ.
- Périmètres de prospection en association.

Le périmètre de prospection est composé de deux zones :

- Off-shore zone EST.
- Off-shore zone OUEST.

Un seul périmètre de prospection est en partenariat, à savoir : « Offshore Algérie Zone Est » ; il est opéré conjointement par Sonatrach, Eni et Total et occupe une surface de 15 081,84 Km², soit 9,6% de la surface de la totale de prospection.

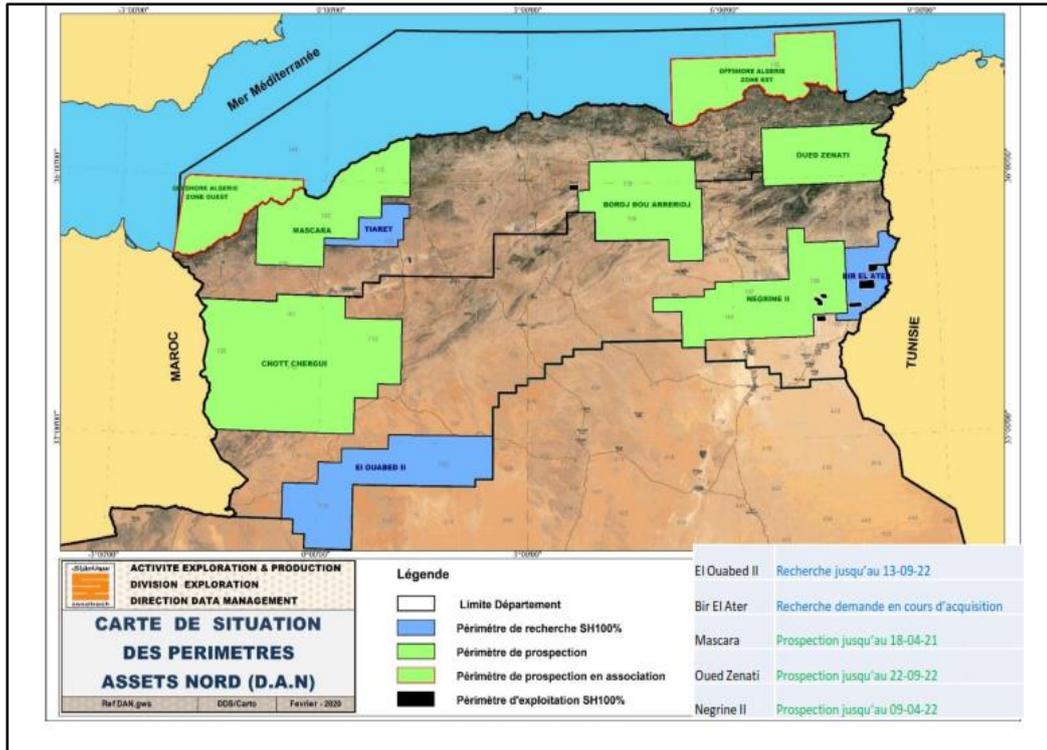


Figure 24 : Etat actuel du portefeuille en périmètres de la Direction Assets Nord.

Source :DEES de Sonatrach.

La superficie totale du Direction Asset Nord est de 441062 Km², dont la superficie occupée en recherche et prospection est de 73032,81 Km² qui représentent 16.5% de la superficie totale, et la superficie libre est de 368029,19 Km² qui représente 83.5% de la superficie totale DAN.

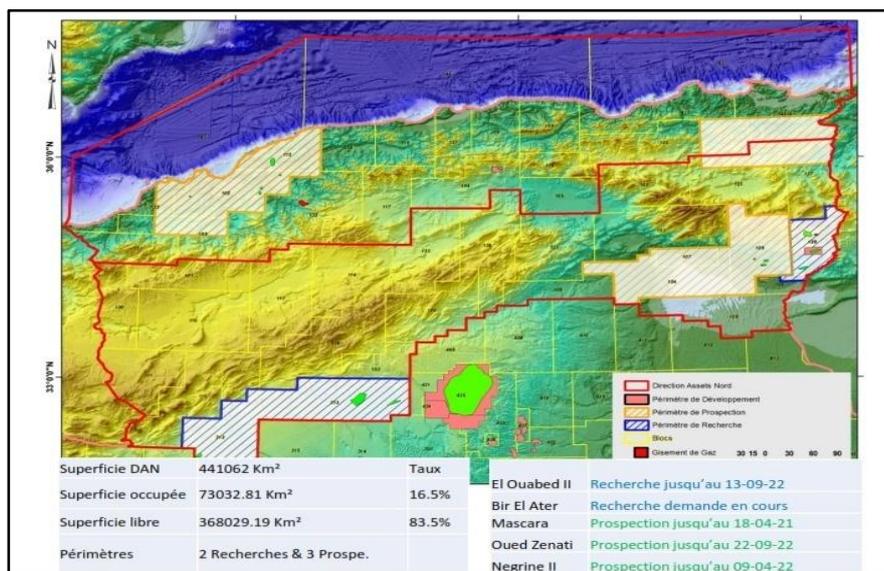


Figure 25 : Etat actuel du portefeuille en périmètres de la DAN par superficie.

Source : DEES de Sonatrach.

La direction Asset Nord présente plusieurs opportunités de production avec des réserves classées P50 (probables) du pétrole et du gaz naturel.

Des efforts de prospection ont été déployés avec le forage des puits en masse dans les périmètres suivants :

- Le périmètre de Mascara.
- Le périmètre de Negrine II.
- Le périmètre de Bir El Ater.

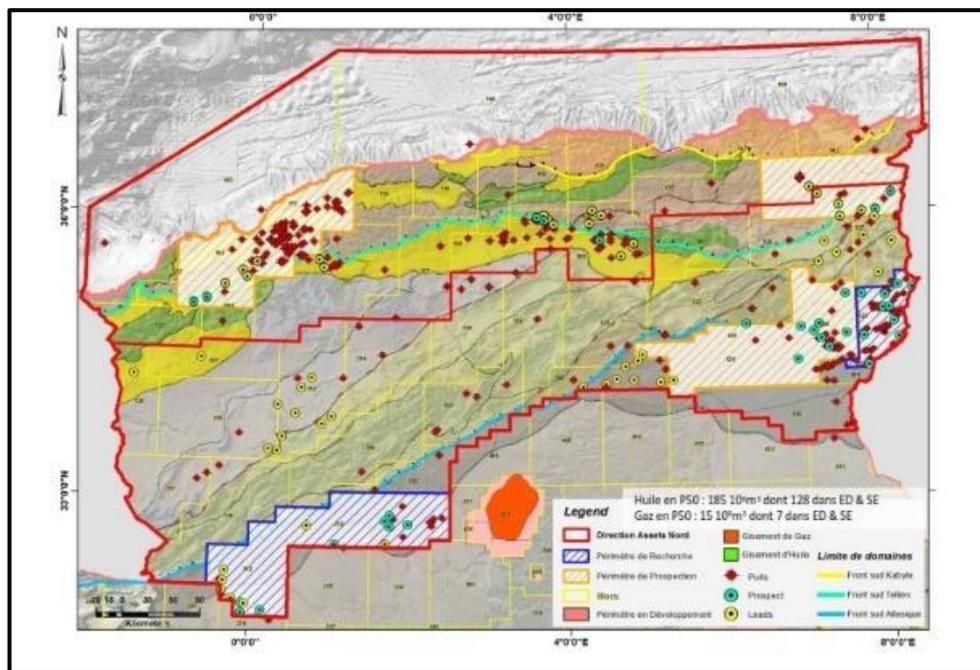


Figure 26 Etat actuel du portefeuille en périmètres et en opportunités.
Source : DEES de Sonatrach.

4. Cadre géologique du domaine minier nord Algérie

Le Nord de l'Algérie fait partie de la chaîne alpine Maghrébines) de la Méditerranée résultant de l'évolution géodynamique de la Téthys. Les grandes étapes géodynamiques principales qui ont structuré le Nord de l'Algérie peuvent être résumées par trois grandes époques qui sont : la période de rifting (Trias-Lias), la période de post-rifting (Jurassique moyen à Crétacé supérieur), et la période d'inversion qui débute tout début du Tertiaire et se poursuit jusqu'à nos jours.

Cadre Géologique du Domaine Minier Nord Algérie, (DMNA)

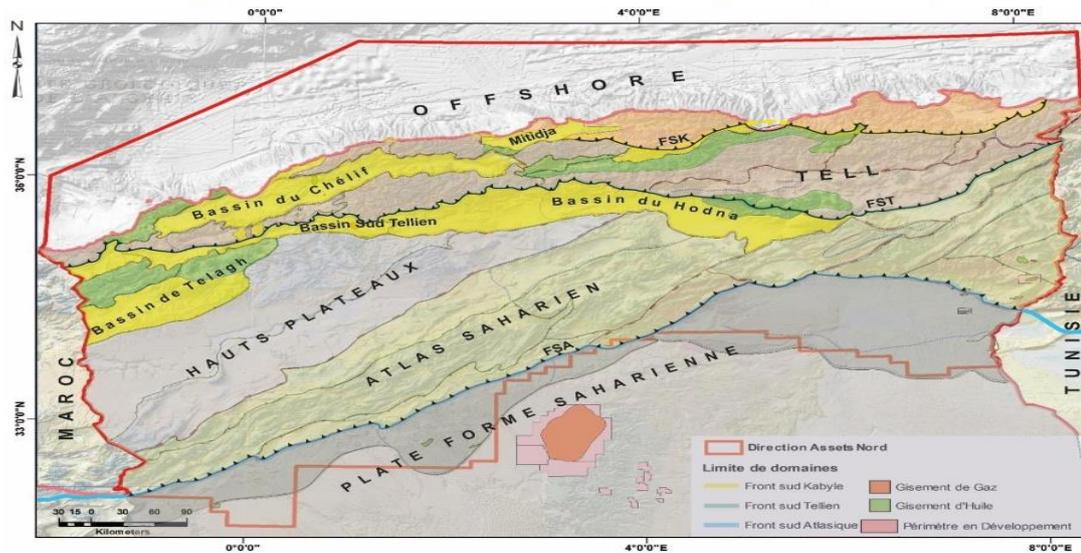


Figure 27 : Cadre géologique du domaine minier Nord Algérie.
Source : DEES de Sonatrach

La figure ci-dessous représente les principaux éléments structuraux du Nord de l'Algérie qui sont au Sud vers le Nord : système atlasique, l'avant fosse sud-tellienne, le domaine tellien externe, le domaine des flyschs et en fin le domaine Kabyle interne (socle Kabyle, dorsale Kabyle).

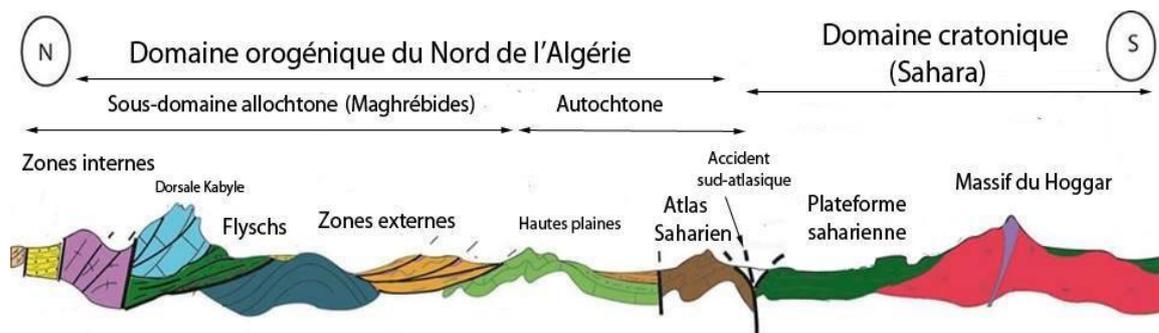


Figure 28: Coupe Nord – Sud montrant les principales unités structurales de l'Algérie.

4.1 Evolution géodynamique du Domaine Minier Nord Algérien

La géodynamique du Domaine Minier Nord Algérien est passée par les étapes suivantes :

4.1.1 Compression pléistocène/actuel

- Chevauchement cru stal en Kabylie.
- Mise en place des nappes.

- Up lift majeur actuel.
- Collapse/transpression (Chélif).

4.1.2 Compression miocène

- Collision Kabylie.
- Chevauchement se propageant N-S.
- Bassin d'avant pays miocène.
- Erosion majeure sous miocène.

4.1.3 Compression éocène

- Blocage de la subduction.
- Inversion des failles mésozoïques.
- Déformation plicative + premiers chevauchement.

4.1.4 Marge téthysienne mésozoïque

- Rafting lias.
- Marge passive période post rafting dogger-paléocène.
- Graben crétacé très épais.

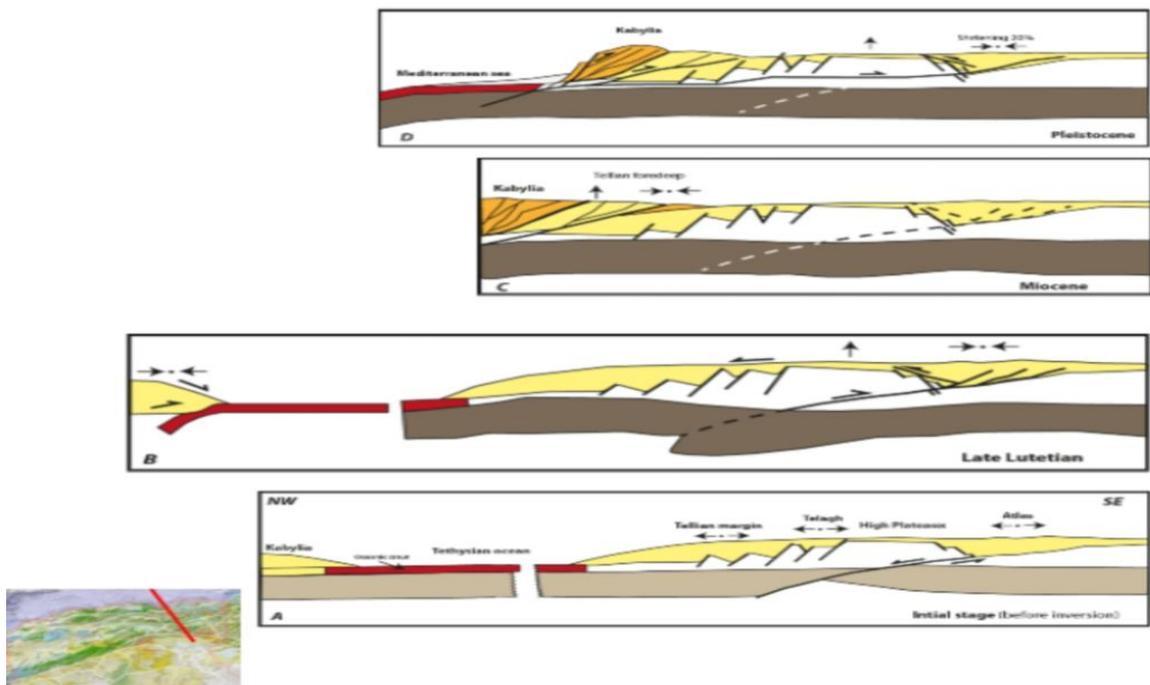


Figure 29 : Evolution géodynamique du Domaine Minier Nord Algérien.

4.2 Litho stratigraphie du Nord d'Algérie

4.2.1 Le mésozoïque

- Trias

Il consiste en une série gréseuse à la base suivie d'une puissante série évaporitique et des intercalations volcaniques basiques au sommet. En grande Kabylie, le Trias inférieur est représenté par des grès rouges auxquels succèdent les calcaires du Muschelkalk, eux-mêmes suivis de grès rouges intercalés de roches doléritiques.

Dans la région des Babors, le Muschelkalk est surmonté par les formations salifères et gypsifères du Keuper. Le régime lagunaire des Babors s'étend dans toute la zone tellienne. A la fin du Trias, à l'exception de quelques zones stables (Doui Zaccar, Beni Snassene, etc.), les faciès évaporitiques se généralisent.

- Jurassique

Dans la majeure partie du Nord de l'Algérie, il débute par un Lias transgressif.

- Lias : il débute par un niveau carbonaté qui coiffe les séquences évaporitiques du Keuper. Dans les zones méridionales de la chaîne, Hodna et Boussaâda, les dépôts carbonatés comblent la fosse atlasique. La zone tellienne occidentale et la Plateforme Saharienne voient la sédimentation carbonatée se poursuivre par endroits elle atteint 200m.
- Dogger: il est réparti, du Nord au Sud, en différents domaines paléogéographiques Le domaine kabyle à dépôts carbonatés réduits, suivi par la zone tellienne à sédimentation argilo-carbonatée relativement épaisse, par les hauts plateaux et le môle constantinois à dépôts surtout carbonatés et enfin par la fosse atlasique.
- Malm : il est caractérisé par une extension des faciès gréseux vers le Nord et deltaïques au Sud. Dans les hauts plateaux et la fosse atlasique, les faciès marins dominant. A l'Est du méridien passant par Sedrata Laghouat, un milieu marin franc persiste durant tout le Jurassique supérieur.

- Crétacé

Il affleure dans l'Atlas saharien avec un faciès détritiques la partie occidentale de 1200m d'épaisseur.

- Néocomien-Barrémien: Les faciès présentent le plus souvent des alternances d'épisodes argilo-gréseux et de niveaux carbonatés.

- Aptien : dans le Hodna et les Aurès, les faciès marins dominant. Vers le Sud et l'Ouest, les faciès gréseux traduisent un régime fluvio-deltaïque. Dans la région de Laghouat (fosse atlasique) des dépôts calcaires ont été retrouvés.
- Albien: deux ensembles lithologiques se distinguent. Dans l'Atlas Saharien, l'Albien gréseux à la base, évolue vers des faciès flysch vers le sud. Dans l'Albien supérieur, des dépôts de marnes et de calcaires succédant aux faciès gréseux du Tell et de l'Hodna.
- Cénomaniens : il est caractérisé par une sédimentation évaporitique. Dans l'Atlas tellien, les dépôts sont des marnes (1000m). Le Cénomaniens est néritique dans les régions du Telagh et de Tiaret et carbonaté (300 à 400m) dans les Monts du Hodna.
- Turonien: à l'exception de certaines zones des hauts plateaux et du Constantinois, le faciès marin recouvre tout le Nord de l'Algérie et le Sahara.
- Sénonien: il s'agit d'une sédimentation marno-calcaire.

4.2.2 Le cénozoïque

- Eocène

En Algérie, les formations éocènes sont très importantes. Dans le Tell, l'Eocène est dominé par les faciès marins.

- Oligocène-Miocène

- Oligocène : il est caractérisé par des apports importants de matériel essentiellement gréseux.

- Miocène inférieur: il est à dominance des faciès marin depuis la région de Tlemcen jusqu'à la dépression saharienne de Biskra avec une série de marnes bleues (plus de 1000m) où s'individualisent des bassins de la Tafna, le bas et le moyen Chelif, le Hodna, les Sébaou, etc.

- Miocène supérieur: dominé par le faciès marin à l'échelle du Chelif.

- Le Pliocène et le Quaternaire

Le Pliocène, dans le Chelif et la Mitidja est marneux à intercalations gréseuses (1000m). Dans le reste de l'Algérie, le Pliocène est lagunaire et passe vers le haut aux formations quaternaires continentales.

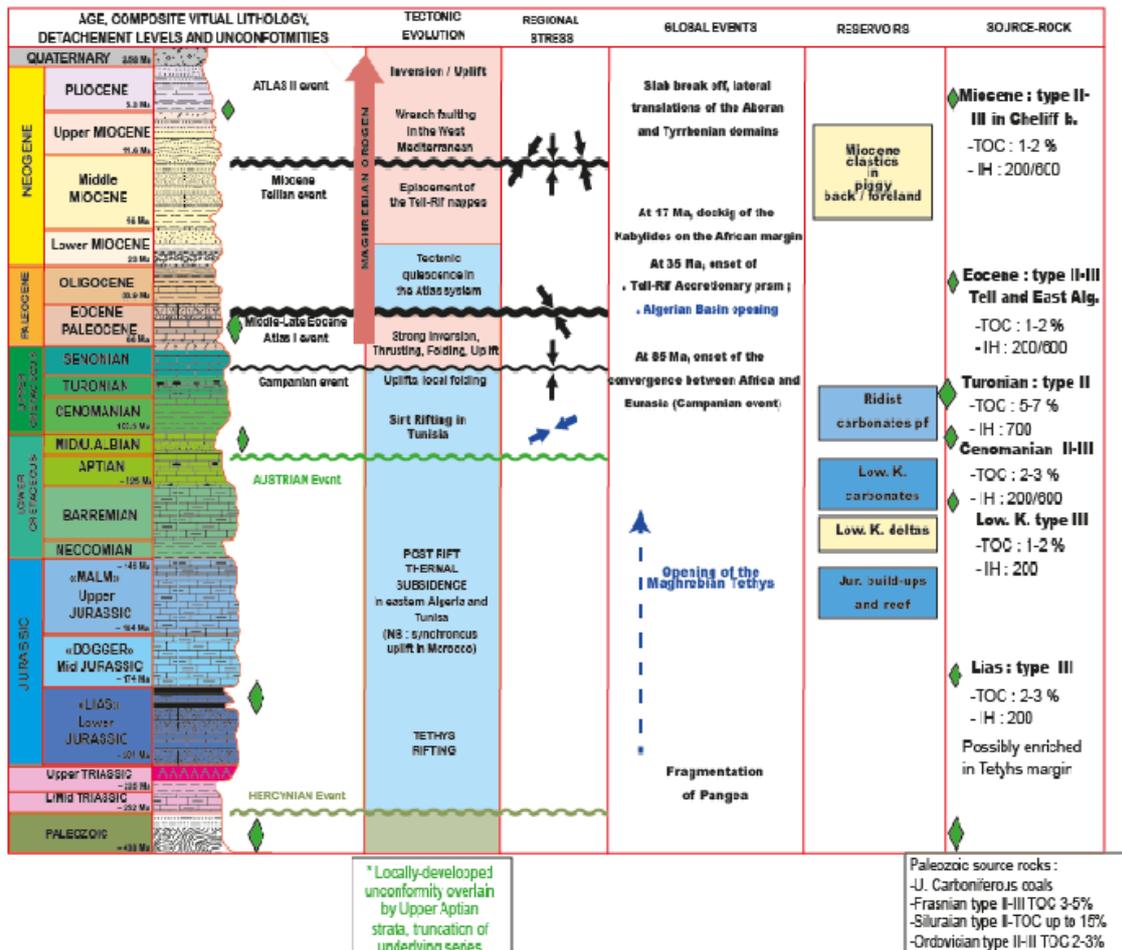


Figure N° 30 : Colonne stratigraphique type du Domaine Minier Nord Algérien.

5. Evolution de l'effort d'exploration dans le domaine minier du Nord Algérien

Plusieurs efforts ont été déployés dans le domaine minier du Nord Algérien avec des campagnes sismiques en 2D et 3D et des forages d'exploration.

5.1 Collecte de données sismiques dans le Nord Algérien

Le Nord Algérien a bénéficié de plusieurs campagnes sismiques en 2D et 3D depuis 1967 et cela pour étudier la nature du sol et repérer d'éventuels gisements.

La présentation graphique ci-dessous montre l'évolution de l'activité sismique dans le Nord Algérien en techniques de sismique 2D et 3D étalée sur une période de plus de 50 ans.

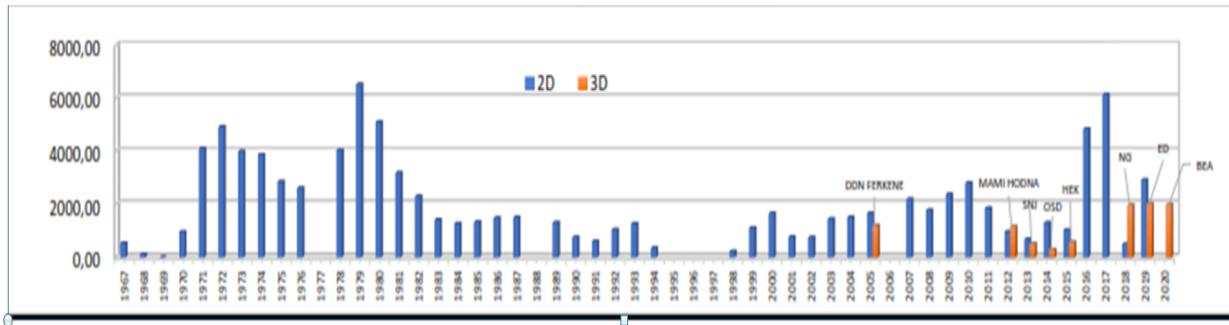


Figure 31 : Évolution de l'effort d'exploration en sismique 2D et 3D.

En effet, la superficie explorée par la technique de sismique 2D est de 96 084 Km alors que par la technique 3D est de 9695 Km².

Entre 1967 et 1994, une forte activité d'exploration en sismique 2D a été enregistrée notamment en 1979 ou elle a dépassé les 6000 Km.

Entre 1995 et 1997 : aucune activité d'exploration.

Entre 1998 et 2020 : une reprise de l'exploration en sismique 2D avec l'introduction de la sismique 3D pour la première fois en 2005 suivi par d'autres opérations entre 2012 et 2015.

Entre 2018 et 2020 l'effort d'exploration en sismique 3D a été important et remarquable mais il reste inférieur à l'effort en sismique 2D et cela pour des raisons de couts et de probabilité de succès.

5.2 Forage d'exploration dans le Nord Algérien

Les forages d'exploration dans le Nord Algérien remontent à l'époque coloniale de la France en Algérie et durant laquelle des indices de présence d'hydrocarbures ont été constaté dans cette région.

C'est vers la fin des années 1880 ou des premiers travaux d'exploration furent entamés et ont montrés la présence de pétrole dans la région d'Ain Zeft vers 1885 et dans le bas Chellif à Tliouanet au sud de Rélizane en 1915.

La présentation graphique ci-dessous, montre l'évolution des forages d'exploration dans le Nord Algérien depuis 1919.

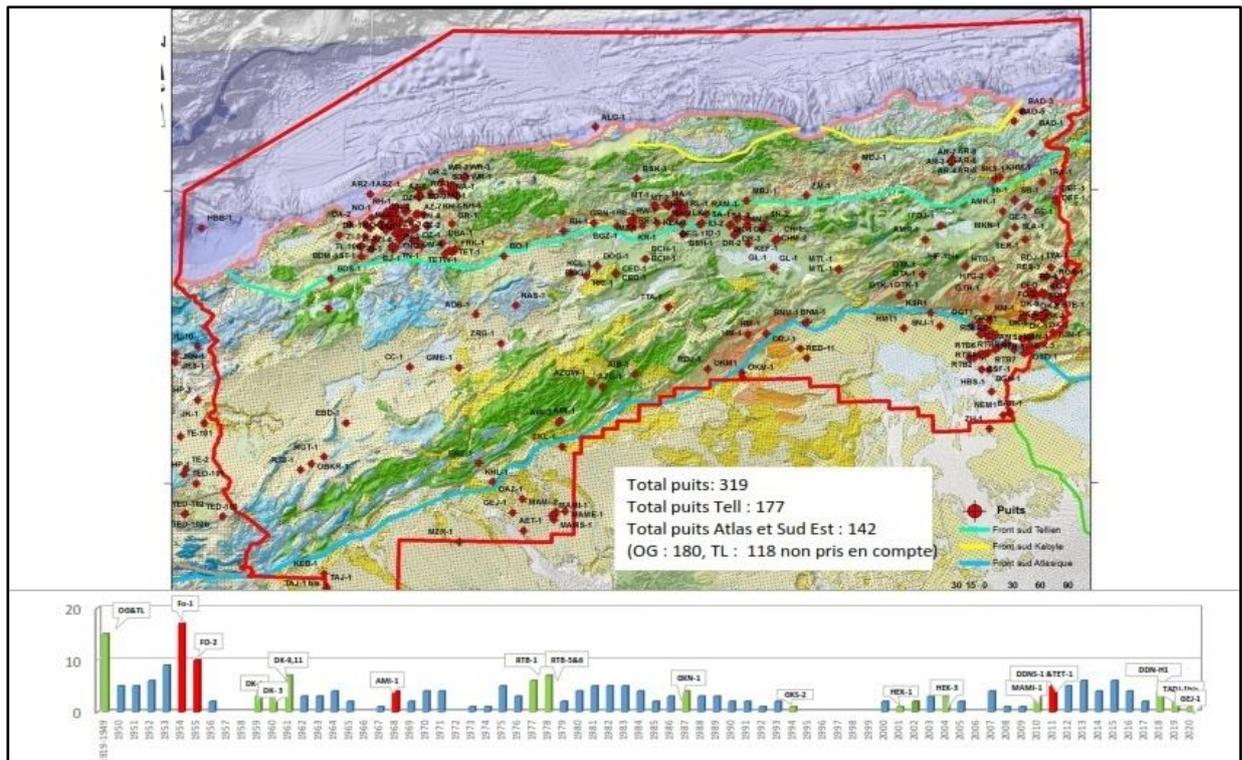


Figure 32 : L'évolution des forages d'exploration dans le Nord Algérien entre 1919 et 2020.

C'est durant la période entre 1919 et 1949 que les forages d'exploration étaient intensifiés vu l'intérêt vital porté au pétrole surtout après la deuxième guerre mondiale. En 1948 le gisement d'oued Guterini fut découvert au Sud de Sour El Ghozlane à 150 Km au Sud d'Alger et qui était un gisement modeste mais commercial.

Les forages d'exploration ont continué jusqu'à 1956 et c'est durant cette période que deux découvertes au Sahara ont changé l'Avenir de l'Algérie :

- ✓ En 1953 : découvert du gaz naturel dans le bassin d'Ahnet région de Jbelberga.
- ✓ En 1956 : découverte du pétrole dans le puits Edjelleh101 dans le Sahara oriental à Illizi.

Après ces découvertes, plusieurs forages ont été effectués avec à la clef 319 puits dont 177 situés dans le bassin de Tell et 142 dans l'Atlas et Sud Est.

6. Les faits marquants de l'exploration dans le Nord Algérien

6.1 Activité sismique

Le nord Algérien est constitué de plusieurs bassins qui ont été explorés en techniques de sismique 2D et 3D et que nous détaillons ci-dessous les principaux fait marquants relatifs à chaque bassin:

- Le bassin de Chélif et Tiaret.
 - Sismique 2D : 12 147 km.
 - Sismique 2D entre 2000 et 2020 : 8311 km.
 - Couverture sismique modérée : 0.45 km/km².
 - Terrain difficile, beaucoup de profils déviés.
 - Qualité moyenne à mauvaise.
- Le bassin de Hodna
 - Sismique 2D : 11 770 km.
 - Sismique 2D entre 2000-2020 : 5584 km + 643 km.²
 - Couverture sismique faible : 0.33 km/km.²
 - Terrain facile à difficile.
 - Qualité bonne dans le sillon, mauvaise vers le Nord.
- Le bassin du Nord Est Constantinois
 - Sismique 2D : 5606 km.
 - Sismique 2D entre 2000-2020 : 4250 km.
 - Couverture sismique modérée : 0.3 km/km²
 - Accès difficile, beaucoup de contraintes topographiques, terrains agricoles. agglomérations.
- Le bassin HP et AS
 - Sismique 2D : 23330 km.
 - Sismique 2D entre 2000-2020 : 4725 km.
 - Couverture sismique faible : 0.13 km/km.²
 - Terrain facile à difficile.
 - Imagerie sismique des objectifs très incertains.
- Le bassin de Benoud
 - Sismique 2D : 15370 km.
 - Sismique 3D : 2541 km.²

- Sismique 2D entre 2000-2020 : 5453 km.
- Sismique 3D entre 2000-2020 : 2541 km.²
- Couverture sismique modérée : 0.5 km/km.²
- Accès facile.
- Imagerie sismique délicate.
- Le bassin du Sud Est Constantinois
 - Sismique 2D : 27863 km.
 - Sismique 3D : 6025 km.²
 - Sismique 2D entre 2000-2020 : 8010 km.
 - Couverture sismique modérée : 0.8 km/km.²
 - Accès facile dans chott Melrhir et bonne qualité.
 - Imagerie sismique délicate pour les pièges subtils.

6.2 Forages d'exploration

Plusieurs forages d'exploration ont été effectuées dans le Nord du domaine minier Algérien et que nous détaillons ci-dessous les données collectées :

6.2.1 Forages d'exploration dans le domaine Tellien

Ce domaine est constitué de plusieurs bassins et dont le forage a révélé les données suivantes :

- Le bassin de Chéelif
 - Objectif Miocène Supérieur et Crétacé.
 - Puits : 30, certains sont inexploitable.
 - Un seul résultat positif TETW-1 (1571m³ /h : 0.46 MTEP) en plus AZ et TI.
 - Puits en majorité peu profonds et forés sur des structures de surface.
 - 15 puits ont montrés des indices mais non testés.
 - 03 puits forés par CNPC en 2007-09, TLN-1, ZDH-1, RLZ-1.
 - 08 puits forés entre 2010-2020, dont 7 sur la découverte de Tiaret.
- Le Nord Est Constantinois
 - Objectifs : Numidien et Crétacé.
 - Puits : 05 (1 puits et 07 cores drills forés par SNREPAL) et les 4 autres par Sonatrach.
 - Faible production d'huile et indice au cours du forage.
 - Les objectifs profonds non testés (Albien à TRA-1).

- Problèmes techniques de forage.
- 03 puits forés entre 2010 et 2020, sans résultats TRA-1-ST3, SKS-1-ST1.
- Bassin de Hodna
 - Objectif : crétacé et Eocène.
 - Puits : 55 forés la pluparts durant les années 50-60.
 - Plusieurs indices en cours de forage.
 - 05 puits ont atteint le jurassique, CH-1, CHM-2, ID-2, OGS-1 et MBJ-1-ST1.
 - Un seul gisement (oued Guétérini), dix puits encore en production par intermittence.
 - Un volume sismique 3D, 643 km² en 2013.
 - 06 puits forés entre 2000-2020, sans résultats : BGZ-1, RAM-1, MBJ-1-ST, BDH-1-ST-2, BLB-1-ST-1, BSH-1.
- Bassins inexplorés : Annaba, Mitidja, Tafna, Nord Bibanique
 - Objectifs : le Numidien et le Crétacé.
 - Puits : 3 forés dans le bassin d'Annaba, BAD-1, BAD-3, BAD-5, objectif stratigraphique.
 - Zone inexplorées.
 - Pas de Data sismique.
 - Un seul forage BSK-1, au nord de Bibans.

6.2.2. Forages d'exploration dans le domaine Atlasique

- Telagh et HP
 - Objectif : Trias et Jurassique.
 - Puits : 04 et aucun puits sur le sillon de Telagh.
 - Indices d'huile et de gaz à BDS-1 et à CC-1. Puits implantés sur la GravMag, REM-1, Bo-1 foré en 1964.
 - Puits implantés en dehors de la structure.
 - Data sismiques acquis à partir de 2016.
- Benoud
 - Objectif : ordo ; dévonien inf. Trias et Lias.
 - Puits : 13 ; 03 découvertes MAMI, TADJ-1Bis et GEJ-1 et 01 résultat positif ; OAZ-1 (Réserves et 2P 16 MTEP).
 - 04 opérations en Frac, dont une réussite.
 - 01 puits foré par ESSO EN 1965.

- 09 puits forés entre 2010 et 2020.
- Atlas Saharien
 - Objectif : Jurassique et Trias.
 - Puits : 25 avec un seul résultat positif AMI-1(5662 m³/h).
 - Implantation sur la base de gravimétrie et de géologie de surface.
 - 07 puits ont montré des indices, souvent mal évalués.
 - Puits non testés ou tests non réussis.
 - 03 puits forés après 2015, OBKR-1.
 - 02 puits forés par REPSOL KCL-1 ET HRI-1, en 2017-18.
- Le Sud Est Constantinois qui présente beaucoup d'indices positifs, à savoir :
 - Objectif : crétacé.
 - Puits : 100 dont deux Slim Holes, 07 découvertes, dans le crétacé, 5 transférés. et 2 en production, GKN à l'arrêt depuis 2004 (50 MTEP).
 - 06 puits complétés et abandonnés provisoirement.
 - 13 puits positifs et abandonnés provisoirement.
 - 05 puits mal évalués (pertes de boue dans le réservoir).
 - 20 puits forés entre 2000 et 2020.
 - 07 puits par BRASPETRO 1976-77.
 - 02 puits par TOTAL.
 - 05 puits forés par Gultkeyston en 2003-05, GKS-3, BDL-1, RTBW-1, GRJ-1, GRJ-2.

6.2.3. Etat des données entre 2000 et 2020

Les travaux d'exploration dans le Domaine Minier Nord Algérien ont permis d'aboutir aux résultats suivants, qui sont classés en réalisation et contraintes rencontrées :

- Réalisations :
 - Réalisation d'une dizaine de découvertes avec des réserves en place en 2P et qui sont évaluées à 66 MTEP.
 - Emergences de deux provinces pétrolières au Sud Est Constantinois et au Sud-Ouest du sillon de BENOUD.
 - Acquisition d'un volume de Data conséquent.
 - Identification et caractérisation partielle des niveaux de roches mères à l'origine. d'accumulations des hydrocarbures découvertes.

- La mise en évidence et l'exploration de plusieurs systèmes pétroliers et de thématiques différentes, tight réservoirs et shale Oil.
- Contraintes rencontrées
 - Méthodologie d'exploration calquée sur la PFS.
 - L'acquisition d'un volume de data sismiques de mauvaise qualité.
 - Le non maitrise de l'évaluation pétro physique des réservoirs carbonatés et des puits d'exploration.
 - Stratégie proposée pour les projets : slimsholes et cores drills écartée de son objectif initiale.
 - Non valorisation du data, information et savoir-faire acquis.
 - Systèmes pétroliers non encore bien cernés.
 - Provinces pétrolières non priorisées, YTF, PM.

7. Thématiques d'Exploration et zones d'intérêt

7.1 Le bassin de Chélif

Plusieurs études ont été réalisées sur le bassin de Chélif et qui ont permis de soupçonner la présence d'hydrocarbures.

Aussi, les travaux d'exploration ont permis de déceler :

- Un potentiel élevé : est soupçonné par les différentes études réalisées sur ce bassin.
 - de nombreux réservoirs potentiels, à savoir : le Miocène, le crétacé et du Trias.
 - une alimentation par les roches mères du PZ, du jurassique crétacé et Miocène.
 - quatre niveaux roches mères possibles, PZ, jurassique, Crétacé et Miocène.
- Prospectivité : de la bordure sud du bassin de Chélif.
- Incertitudes : essentiellement liées au réservoir, (présence et qualité).
- Je challenge : cartographie des objectifs dans le parautochtone et la distribution des grés du Miocène.
- Approche analogique : pour les champs d'Ain Zeft, de Tliouanet et de TET.

7.2 Le Nord Est Constantinois

- Un grand intérêt : est accordé aux blocs basculés du crétacé parautochtones, (ex Apennins) dont la couverture est assurée par nappes.

- Les niveaux du crétacé et Numidien présentent des bons réservoirs.
- Hiles d'AR d'origine semblables à OG et TL, suggérant le développement de SP profonds. RM crétacé voir jurassique.
- Les incertitudes : sont liées aux problèmes de charge, timing, alimentation et conservation.
- Le challenge : réside dans l'acquisition d'une sismique permettant l'imagerie des objectifs sous les nappes.
- Une investigation géologique : et une analyse paléogéographique préalable à une acquisition de data.

7.3 Le bassin de Hodna

Ce bassin contient un système pétrolier qui a été prouvé par le gisement de « Oued Guétérini » ainsi que les nombreux indices rencontrés dans ce bassin :

- Des niveaux réservoirs dans le Jurassique, le crétacé, l'Eocène et le Miocène.
- La maturité d l'huile d'OG renseigne sur une roche mère profonde, crétacée principalement et peut être Jurassique (corrélable à celle de TL et de Ain Regada).
- Eocène potentiel dans le domaine napée, dans le bassin, il peut être le développement d'un cas de shale Oil.
- Le biseautage des séries éocènes et miocènes constituent de bons pièges sur les bordures Nord et Sud du bassin. Les constructions récifales identifiées à l'aplomb du gisement. d'OG constituent des plays.
- L'incertitude est en relation avec l'érosion des séries crétacés, réservoirs et roches mères. Le timing de génération et d'alimentation des structures jeunes par de RM profondes.
- Le challenge est de comprendre le système de piégeage et de mise en place des HC pour appliquer le principe d'analogie sur d'autres zones. Investiguer les objectifs profonds en considérant l'alimentation d'OG par une dis migration à partir de la profondeur et coupler ces objectifs avec ceux d l'Eocène et du Miocène.

7.4 Bassin Nord Tellien (Annaba, Mitidja, Tafna, Nord Bibanique)

Le potentiel pétrolier de cette région est lié au Néogène et auto et parautochtone :

- Plays pétroliers liées au Crétacé Moyen, Sup, Eocène et Miocène).
- Niveaux roche mères multiple Jurassique, Crétacé Paléogène et Néogène.

Les incertitudes sont liées à l'immaturation de tout le système pétrolier de ces bassins.

Une analogie avec les bassins Offshore et peuvent faire l'objet d'étude en synergie.

Le challenge est d'attirer les universitaires pour investiguer ces bassins dans le cadre de thèses en collaboration et de sujet d'étude, pour défraîchir le terrain avant l'acquisition de data hard.

7.5 Le bassin de Telagh et HP

Ce bassin contient un système pétrolier fonctionnel suggéré par les indices de surfaces identifiés sur ses périphéries Nord et Sud et la découverte de gaz de TETW-1, BGP en 2019, indique la périphérie sud du bassin Chélif constitue la priorité une.

La couverture sédimentaire assez épaisse, constituée principalement de mésoïque :

- Les niveaux réservoirs peuvent être d'Age Trias, Jurassique, Crétacé et ou Néogène.
- Les roches peuvent être d'âge PZ, Crétacé, Néogène mais surtout Toarcien.
- Des bio constructions et des blocs basculés d'âge Jurassique sont identifiées au NE du bassin de Telagh.

L'incertitude est liée à la présence et la distribution de la RM, au modèle structural et paléogéographique. il s'agit d'une zone frontière Highrisk, high reward.

Le challenge réside dans le cadre structural complexe de la région et dans le traitement et l'interprétation de la sismique acquise en vue de cerner le remplissage sédimentaire de ce bassin.

7.6 L'Atlas Saharien

La potentialité de la zone pré atlasique a été mise en évidence par plusieurs études, Shell, contrat thématique, Total).

- Le Lias carbonaté qui a donné un débit de 1571 m³ de gaz à AMI et de la boue émulsionnée en gaz à RJB et plusieurs autres indices.

- Le Trias gréseux productif de gaz sur nos frontières Ouest à Tandrara qui présente plusieurs indices de gaz à CC, KCL.
- Le jurassique moyen présente des plays pétroliers variés tel que les blocs basculés, les récifs et pièges liées à la mobilité du matériel salifère.

L'incertitude persiste pour la charge, aussi bien pour les plays du Trias que ceux du Jurassique.

Les challenges résident dans l'identification et la caractérisation des niveaux roches mères et l'établissement des modèles structuraux, en relation avec la tectonique salifère.

7.7 Le sillon de Benoud

Le sillon de Benoud constitue une province pétrolière émergente, découvertes de MAMI de GEJ-1, de TAJ.

- Les objectifs ciblés sont par ordre d'importance : le Dévonien inférieur, le Lias, l'Ordovicien, le Trias et le Carbonifère.
- Le système est fonctionnel aussi bien pour le PZ que le MZ.
- L'incertitude réside dans l'extension des lentilles gréseuses du dévonien inférieur, leurs caractère tight et l'extension et les potentialités du Lias et du faible GOR de ses huiles.
- Le challenge est d'établir le modèle paléogéographique et de distribution des corps gréseux et la qualité réservoir des principaux objectifs.

L'identification des zones favorables au développement de la fracturation naturelle.

Evaluation des ressources ultimes et développement d'un pôle pétrolier.

7.8 Le Sud Est Constantinois

C'est une province pétrolière depuis les années 50 : DK, FO, GKN, RTB, HEK, DDNH. Le potentiel pétrolier est y lié aux systèmes Cénomaniens-Turonien et Coniacien.

- Le Turonien présente un caractère roche mère. Le Turonien supérieur et le Coniacien et le Crétacé inférieur et le Jurassique et le Trias vers le Sud dans le sillon de Melrhir.
- Les niveaux roches mères sont les Cénomaniens-Turonien, la Vraconien en le Jurassique.

L'incertitude majeure reste l'évaluation des réservoirs carbonatés et l'extension et la maturité de ou des niveaux roches mères et l'alimentation en hydrocarbures des réservoirs distant des roches mères.

Le challenge est en relation avec le développement des méthodes et des techniques pour appréhender les qualités réservoirs carbonatés, leurs évaluations et production.

Evaluation des ressources ultimes et développement de pole pétrolier.

8. Stratégie et plan d'actions

La stratégie d'exploration dans le Nord du domaine Minier Algérien se décline en 03 phases basées sur des objectifs fixés par l'équipe Exploration de la Division et des travaux à réaliser afin d'atteindre les résultats attendus.

8.1 La phase 01

Afin d'atteindre l'objectif de cette phase et qui est « la digital transformation », plusieurs travaux ont été réalisés et qui sont :

- La synthèse des données collectées.
- La digitalisation.
- La construction des masters Projets.

Les résultats obtenus sont :

- Une Data Base exploitable et permettant la capitalisation des connaissances et de l'expérience.
- Une source de données sécurisée et propre à la Division Exploration.
- La construction d'équipes.
- L'estimation des budgets et délais.

8.2 La phase 02

Afin d'atteindre l'objectif de cette phase qui est l'élaboration de modèles géologiques de base « BCGM », des travaux ont été réalisés, à savoir :

- ADD & Etudes & Exploit : data Evaluation des résultats.
- Construction du BCGM : identification des zones potentielles.

Les résultats obtenus sont :

- BCGM de chaque bassin

- Nouvelle zonation du DMNA. Actualisation PM
- Atlas géologique représentatif des différentes provinces du domaine Alpin
- Mise en évidence des provinces pétrolières, des zones TT, ZPA et OG.

8.3 La phase 03

Afin d'atteindre l'objectif de cette phase qui est l'identification et la classification du portefeuille minier du DMNA, les travaux suivants, ont été réalisés :

- Evaluation des provinces pétrolières.
- Génération de prospects.
- Evaluation et du potentiel pétrolier des zones ciblées.

Les résultats obtenus sont :

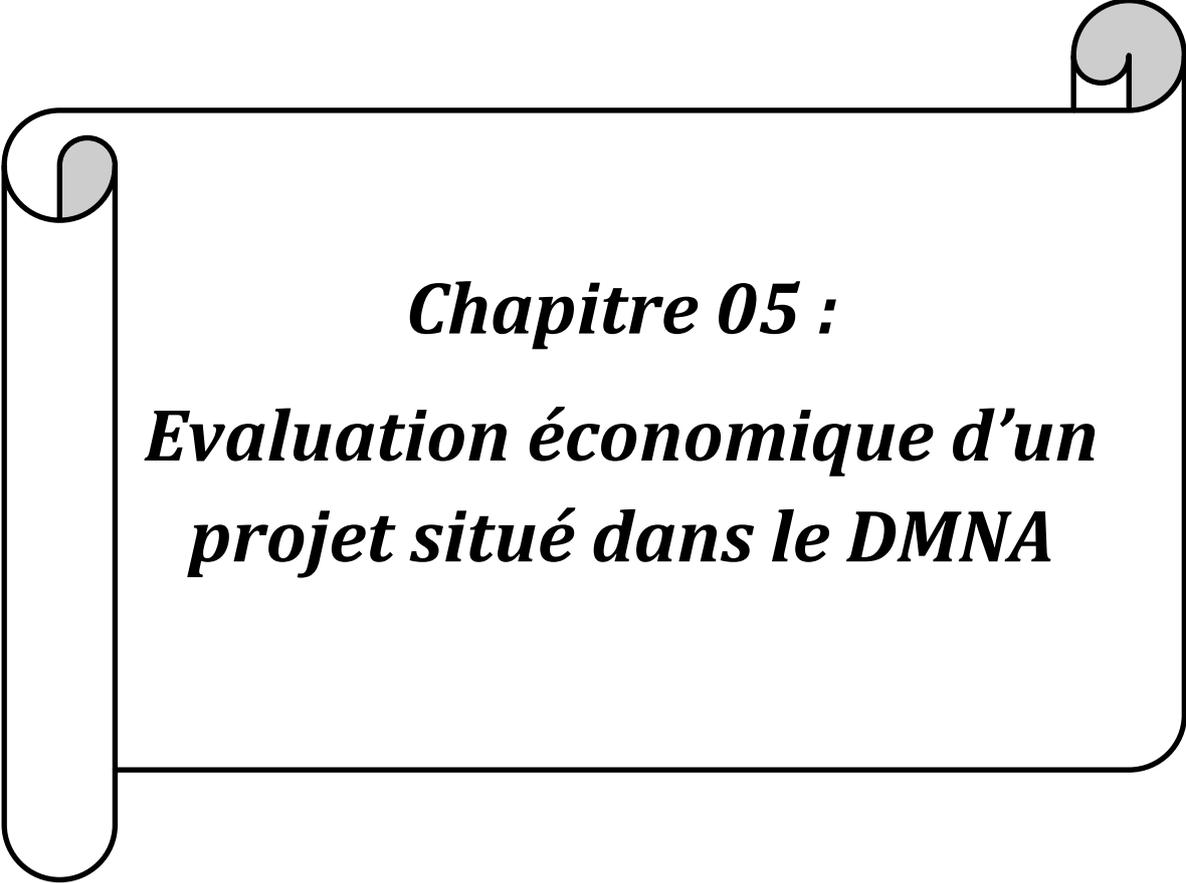
- Flux de travail spécifique pour la génération de prospects du DMNA.
- Emergence des pôles pétroliers.
- Zones d'intérêt et analogues.
- Prospects, Gen/riskantl.
- Projets de forage par zones.

Conclusion

Les travaux d'exploration dans le DMNA ont permis de révéler une dizaine de découvertes avec des réserves en place classés P2 et qui sont évaluées à 66 MTEP, ainsi que l'émergence de deux provinces pétrolières au Sud Est constantinois et au Sud de BENOUD dont l'une de ces provinces sera l'objet de notre étude de cas.

Aussi, beaucoup d'informations ont été collectés à propos de l'identification et caractérisation partielle des niveaux de roches mères à l'origine d'accumulation des hydrocarbures découvertes. Toutes ces informations constituent un volume Data conséquent et dont l'exploitation permettra de réaliser des bénéfices à travers la mise en exploitation de puits productifs.

Une stratégie d'exploration a été élaborée afin d'identifier et classer le portefeuille minier relatif au domaine minier du Nord Algérien.



Chapitre 05 :
Evaluation économique d'un
projet situé dans le DMNA

Introduction :

L'activité recherche exploration des hydrocarbures présente un risque élevé car les hypothèses sont basées sur des études réalisées en surface puis seront confirmées une fois le 1er forage réalisé. Le résultat peut être positif ou négatif, le taux de succès annuel varie entre 30-40 % soit 03 forages sur 10 aboutissent à une découverte.

L'activité nécessite une durée de 3 à 5 ans pour mettre en évidence une découverte, l'interprétation des données prend du temps aussi.

Dans ce chapitre, on va faire une étude comparative entre le revenu de l'État et le revenu de Sonatrach, et comparer aussi les différents critères de l'évaluation économique d'un projet détenu par Sonatrach à 100% ET situé au Sud Est Constantinois, d'après les lois :la loi n°19-13 du 11/12/2019 et la loi n°13-01 du 20/02/2013 relatives aux hydrocarbures et à la fin on va faire une analyse des résultats obtenus.

Les données relatives au projet objet de notre étude ont été fournies dans notre lieu de stage qui est le département évaluation économique et statistiques de la Division Exploration – Sonatrach.

1. Présentation de la Division Exploration de Sonatrach

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

L'Activité Exploration/Production couvre les activités de recherche, d'exploration, de développement et de production d'hydrocarbures. Elles sont assurées par Sonatrach seule, ou en association avec d'autres compagnies pétrolières.

1.1 Les missions essentielles de la Division Exploration

(Décision N°91/DG, référencée: A-573 (R9) du 06 février 2016) :

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

1.2 Organisation de la division exploration

- Une Direction Assets Est.
- Une Direction Assets Centre.
- Une Direction Assets Ouest.
- Une Direction Assets Nord.
- Une Direction Assets en Partenariat.
- Une Direction Etudes et Synthèse.
- Une Direction des Opérations d'Exploration.

- Une Direction Data Management.
- Une Direction Planification.
- Une Direction Finances.
- Une Direction Gestion Personnel.
- Une Direction Logistique.
- Un Département Juridique.
- Un Département HSE.
- Un Assistant Sûreté interne.

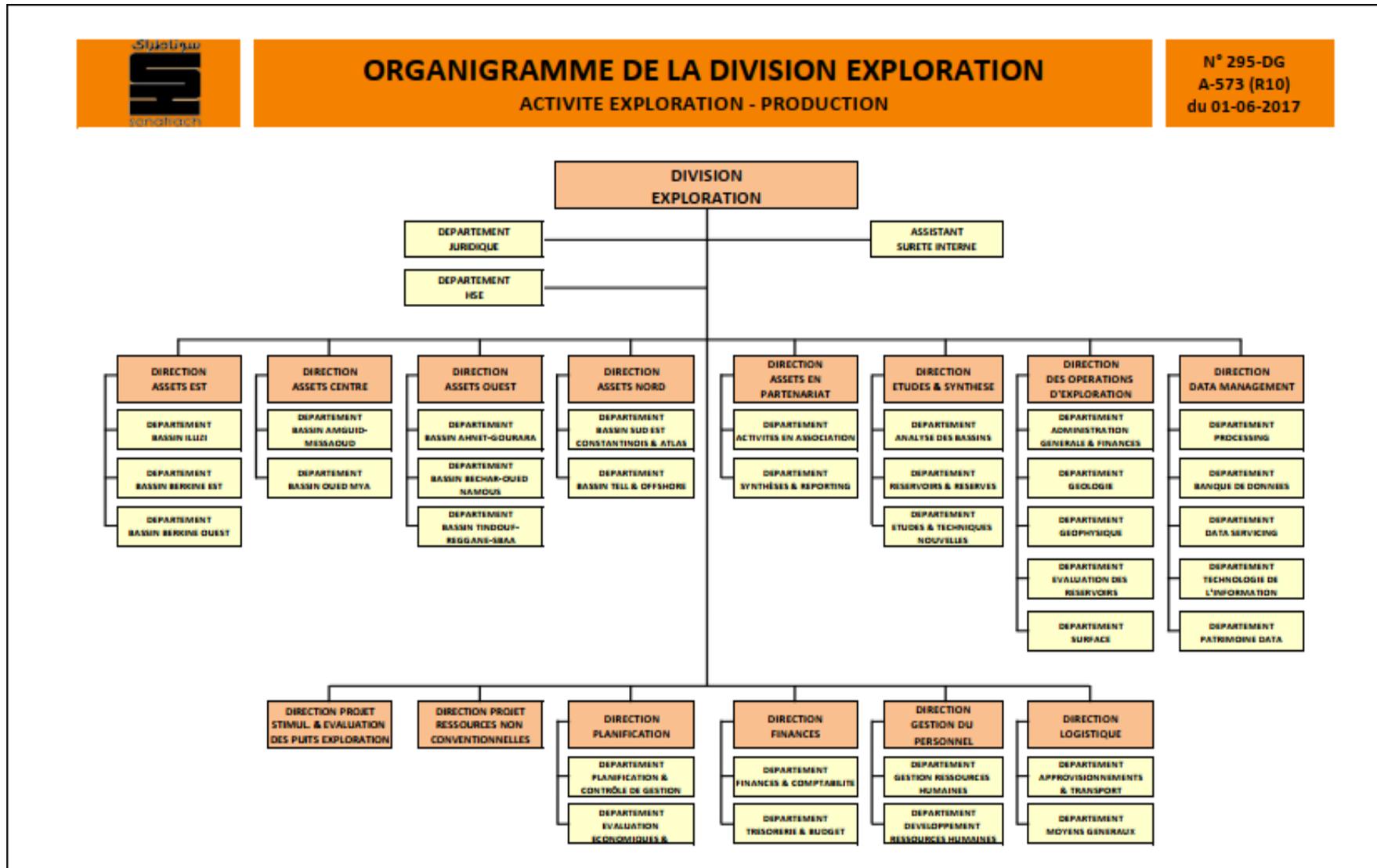


Figure 33 : Organigramme de la Division Exploration.
Source : données fournies par le DEES de Sonatrach.

1.3 La direction planification

La direction planification est constituée de deux départements :

- Un Département Planification et Contrôle de Gestion.
- Un Département Evaluation Economique et Statistiques.

Les principales missions de cette direction sont :

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

Aussi, elle coordonne et consolide tous les travaux des structures de la division exploration, en établissant des rapports (hebdomadaires, et mensuels).

2. Etude de cas “projet EL OUABED II”

Le but de notre travail est de répondre à la problématique suivante : quel est l'impact fiscal de la nouvelle loi relative aux hydrocarbures sur la rentabilité économique des projets situés le Domaine Minier du Nord Algérien? Et sur le revenu de l'Etat ?

Pour répondre à cette question, on a effectué une étude technico-économique qui a pour objet d'évaluer l'impact de la nouvelle loi n°19-13 du 11/12/2019 relative aux hydrocarbures par rapport à l'ancienne loi n°13-01 du 20/02/2013, sur la rentabilité économique des projets exploration-production.

Au terme de cette analyse comparative entre les deux lois, on a choisi un projet situé dans le Sud Est Constantinois dont les efforts en acquisition sismique et forages d'exploration ont permis de révéler l'existence d'hydrocarbures confirmée par des découvertes et des puits productifs.

Chapitre 05 : Evaluation économique d'un projet situé dans le Domaine Minier Nord Algérien

On a choisi pour notre étude le projet El Ouabed II qui est situé dans la Direction Asset Nord, bassin Sud Est Constantinois (Zone A et B).

2.1 Les hypothèses de calcul

Année de base : 2021.

Prix du brut : 50 US\$/bbl.

Prix du gaz : 10% du prix de brut.

Taux de change : 140 DA/US\$.

Taux d'actualisation : 10% réel.

Tarif de transport: Arrêté N°10 du 10 Décembre 2019.

Taux de récupération: 10-20% huile, 60% gaz & 34% condensat.

Coût d'abandon: 51 DA/ Tep Produite.

OPEX : 3 \$/bep.

Coût unitaire de transport par citerne: 3,68 \$/bep.

Coût de forage de développement : 8 MMUS\$.

Coût de forage d'implantation pour 2022 : Plan annuel 2021.

2.2 Le plan de position du périmètre

- Le périmètre est composé des Blocs 108 et 129.
- Le projet est constitué de 61 parcelles entières et 22 parcelles partielles, situés sur la zone fiscale C, totalisant une superficie de 9 089 Km².

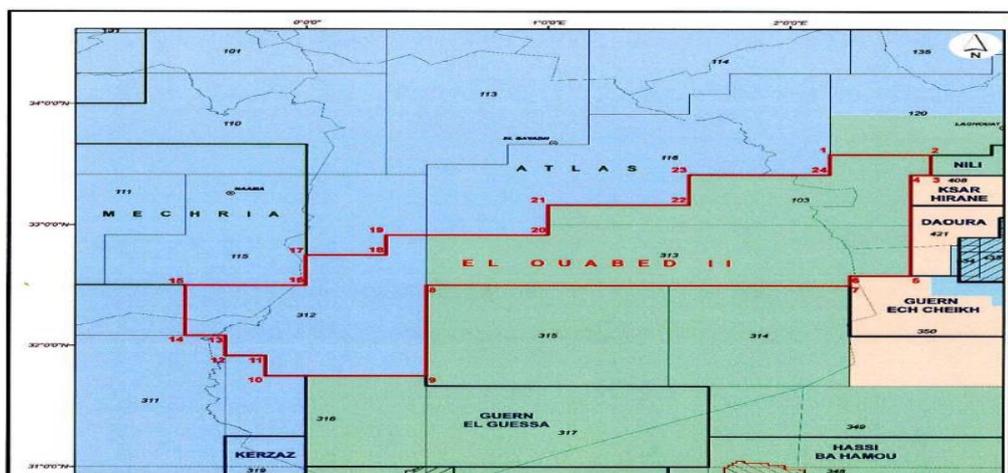


Figure 34 : plan de position du périmètre EL OUABED II.

Source : Données fournies par le DEES de Sonatrach.

2.3 Les Coûts antérieurs et investissements de recherche

- Les dépenses de recherche engagées sur le périmètre El Ouabed II antérieurement à la date de conclusion du contrat [2019-2021] sont de l'ordre de 45 MMUS\$. Ces dépenses sont considérées comme avantage fiscal, ils sont déduits de l'assiette fiscale pour le calcul de la taxe sur revenu pétrolier (TRP).
- Dans le cadre du contrat de recherche et d'exploitation, SONATRACH a investi un montant estimé à 294,66 MMUS\$.
- Afin de couvrir la réalisation des deux (02) prospects proposés, OSC-1, MKM-1, OEK-1 et MZRN-1, un montant estimé à 14 Millions US\$ est prévu pour 2022.

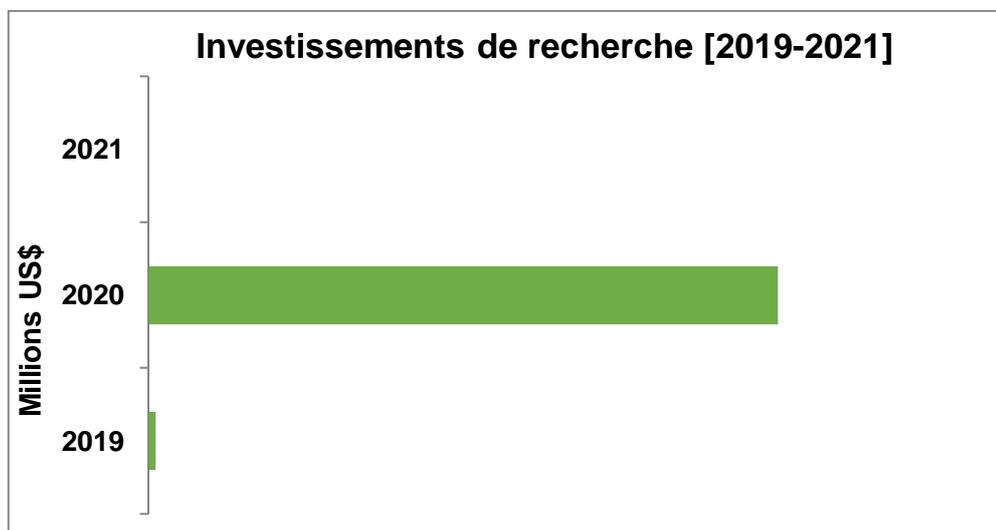


Figure 35 : investissements de recherche.
Source : données fournies par le DDES de Sonatrach.

2.4 Schéma de développement

- La production issue des gisements découverts ainsi que des prospects évalués sera acheminée vers le CPF de Ras Toumb pour traitement et séparation. Elle sera stockée, puis chargée dans des camions citernes pour être transportée au terminal de stockage et d'expédition de Biskra.
- Le schéma de développement prévoit la construction d'une nouvelle ligne d'expédition d'huile vers Ras Toumb sur une distance de plus de 138 Km.

Les données techniques de développement (Réserves et ressources récupérables, CAPEX de développement et POS) dépendent du scénario de développement choisi:

Option de Développement	CAPEX de Développement (MM\$US)	Volume d'Hydrocarbures Récupérables	
		MMBep	MMtep
	294,66	29,85	3,80
			74 %

Tableau 13 : Schéma de développement projet.
Source : données fournies par le DEES de Sonatrach.

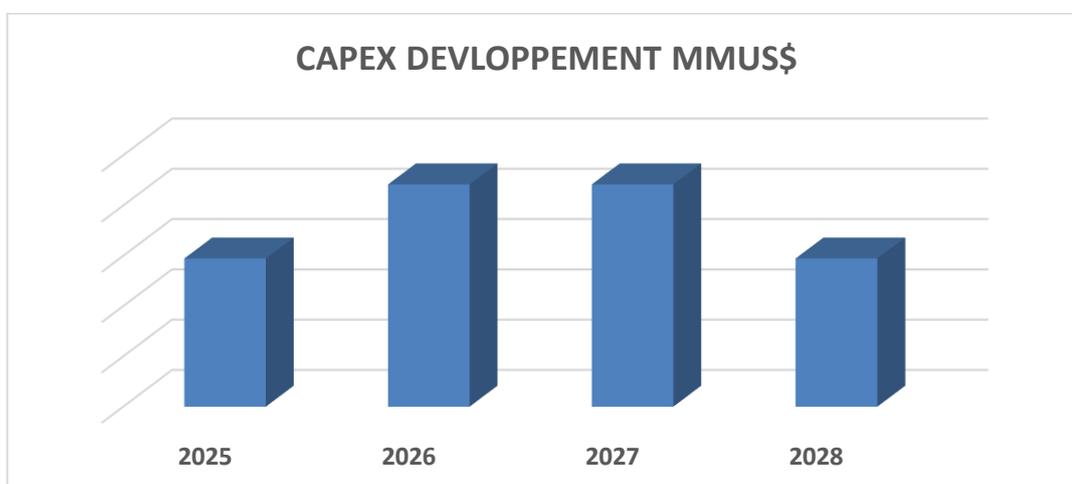


Figure 36 : Evolution des CAPEX de développement dans le périmètre.
Source : Graphe élaboré selon les données de la SONATRACH- DEES.

2.5 Les profils de Production

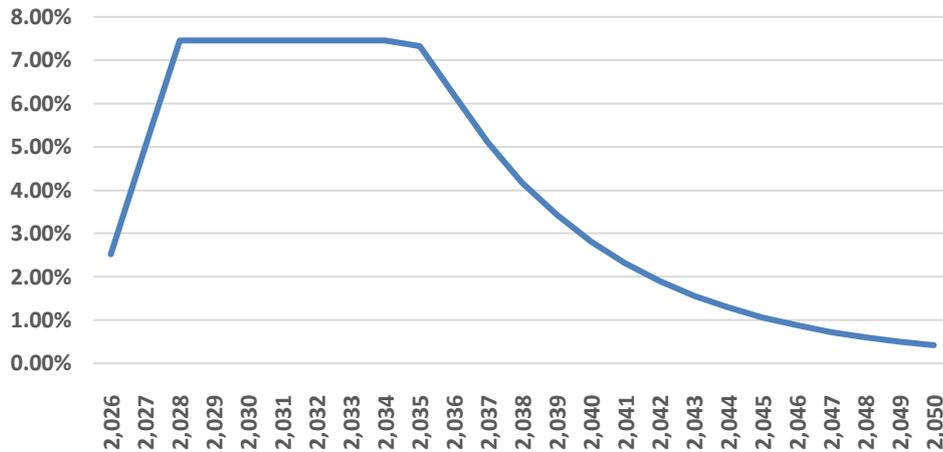


Figure 37 : Evolution de profils de production dans le périmètre.
Source : graphe élaboré selon les données de la Sonatrach-DEES.

Nous voyons que le graphe représente l'évolution prévisionnelle des profils de production en (%) en fonction de temps en (année).

On voit que de l'année 2026 à l'année 2028 le profil de production va augmenter, il va passer de 2.5% à 7.5%, et on voit aussi en fonction de temps, le profil va rester constant de l'année 2028 jusqu'à l'année 2036 autour de 7.5%, puis en 2036 jusqu'à environ l'année 2050, on va avoir une forte diminution de profil de production, il va passer de 7.5% à 0.5%.

2.6 Localisation des installations et lignes d'expédition

Le schéma suivant montre la localisation des installations et lignes d'expédition relatives au périmètre.

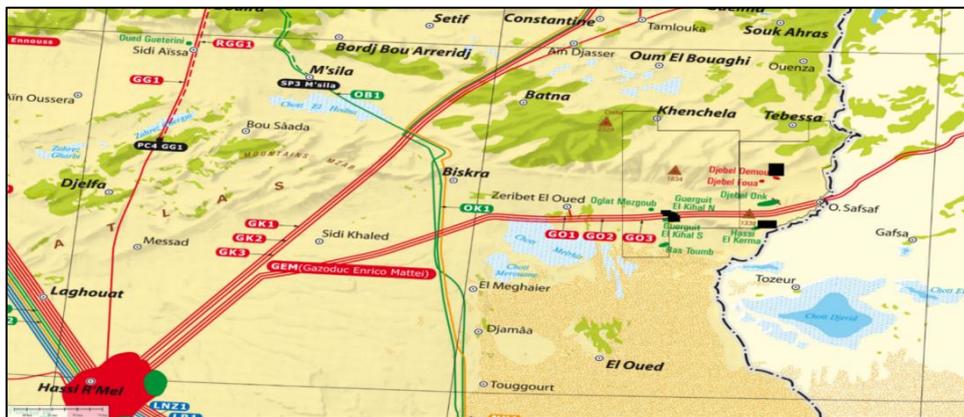


Figure 38 : Localisation des installations et lignes d'expédition.
Source : données fournies par le DEES –SONATRACH.

2.7 Les résultats économiques

Deux approches ont été adoptées pour l'évaluation de la rentabilité économique du projet deux approches économiques:

- Une approche déterministe consiste à déterminer les indicateurs économiques du projet, à savoir : la Valeur actuelle nette (VAN), le taux de rentabilité interne (TRI).
- Une approche probabiliste consiste à introduire le facteur risque (POS) dans le calcul de la valeur monétaire espérée (EMV).

Sur la base des hypothèses retenues, et pour un prix de 50 \$/bbl, ci-après les résultats économiques du périmètre évalué, selon les deux lois relatives aux hydrocarbures.

2.7.1 Les résultats économiques de l'Etat

Tableau 14 : Résultats économiques selon les deux lois relatives aux hydrocarbures.

	Cas déterministe
Option de développement	VAN @10% (MMUS\$)
Résultats Economiques Nouvelle loi (19-13)	145.7
Résultats Economiques Nouvelle loi (19-13) Avantage fiscal	121.9
Résultats Economiques Ancienne loi (13-01)	165.5

Source : données fournies par le DEES-Sonatrach.

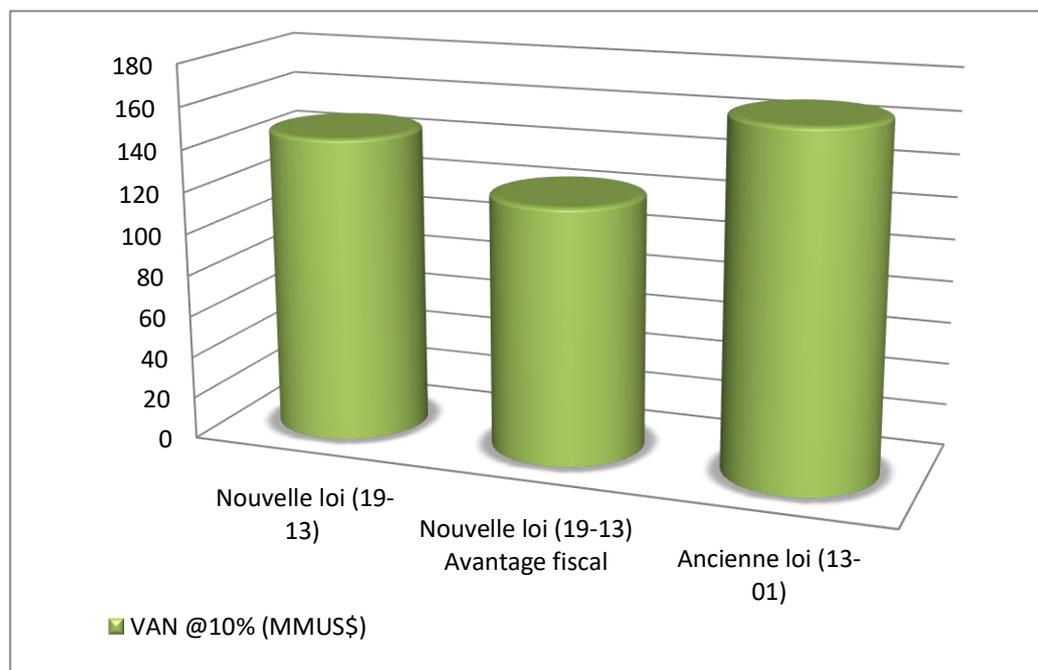


Figure 39 : Evolution des résultats économiques de l'état selon les deux lois.

Source : graphe élaboré selon les données de la Sonatrach- département évaluation économique et statistiques.

Nous constatons sur la figure n°39 que le résultat de l'état dégagé en application de la nouvelle loi des hydrocarbures, la loi n°19-13 du 11/12/2019, soit avec ou sans avantage fiscal est bien inférieur au résultat dégagé en application de l'ancienne loi n°13-01 du 20/02/2013, et le résultat dégagé par l'état c'est la fiscalité qui va gagner le trésor national.

2.7.2 Les Résultats économiques de Sonatrach :

Option de développement	Cas déterministe			Cas probabiliste	
	VAN@10% (MMUS\$)	TRI(%)	EMV (MMUS\$)	Volume Economique Minimum pour EVM=0 (MMBEP)	Prix Minimum Pour EMV=0 (US\$/bbl)
Résultats Economiques Nouvelle loi (19-13)	42.83	13.3%	28.62	22	42
Résultats Economiques Nouvelle loi (19-13) Avantage fiscal.	66.6	14.9%	46.3	39	18.8
Résultats Economiques Ancienne loi (13-01)	23.1	12%	14	25	43.7

Tableau 15 : Résultats économiques selon les deux lois relatives aux hydrocarbures
Source : données fournies par le DEES-Sonatrach.

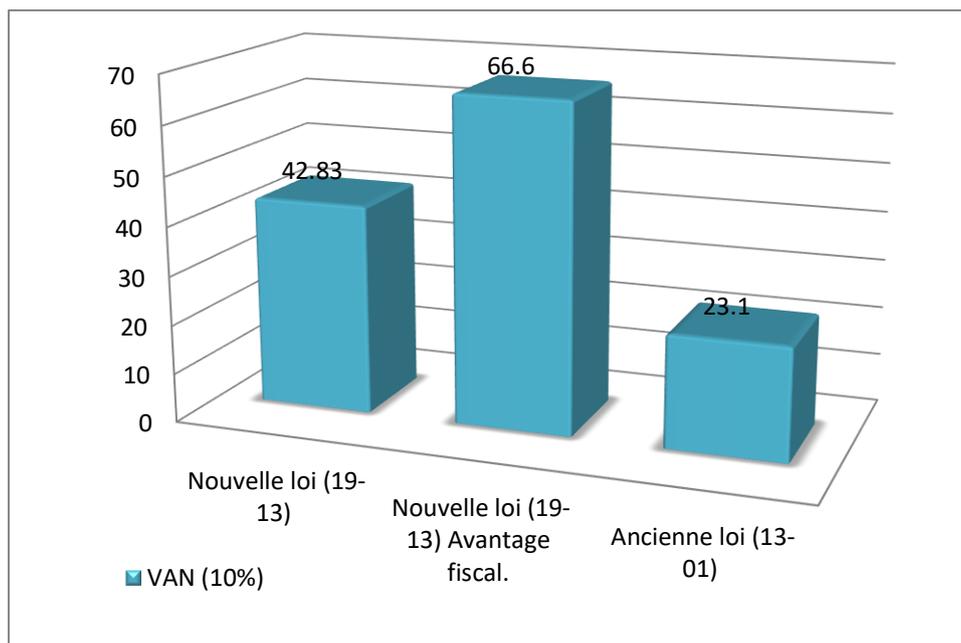


Figure 40 : Evolution de la VAN selon les deux lois.
(Graphe élaboré selon les données de la Sonatrach- DEES.

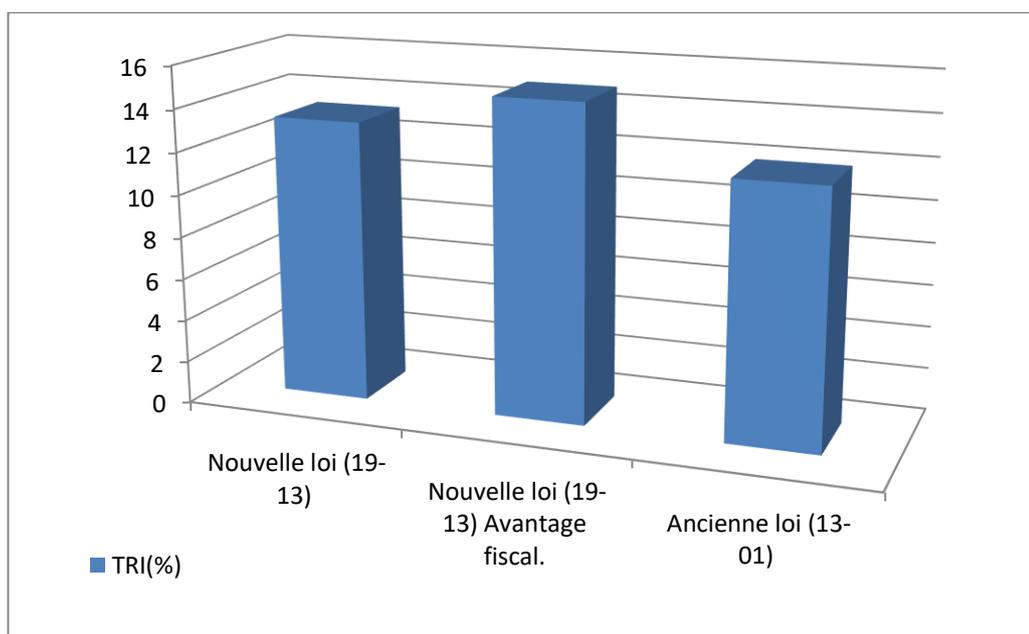


Figure 41 : Evolution du TRI selon les deux lois.
Source : graphe élaboré selon les données de DEES-Sonatrach.

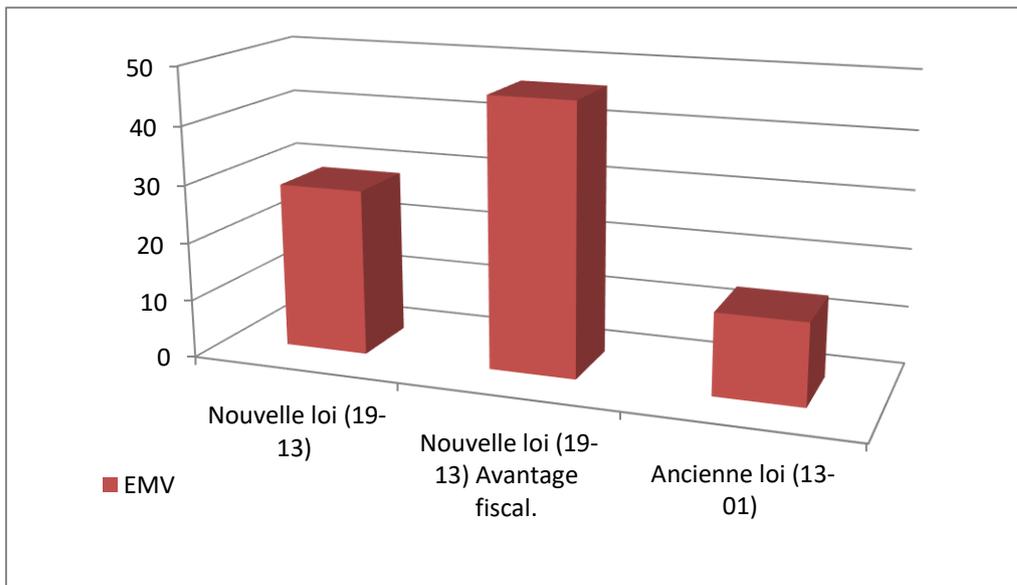


Figure 42 : Evolution de l'EMV selon les deux lois.
Source : graphe élaboré selon les données de la DEES-Sonatrach.

Nous constatons sur les figures n°40, 41 et 42 que la nouvelle loi des hydrocarbures n°19-13 du 11/12/2019 avantage les investisseurs, puisque dans tous les paramètres économiques, soit résultats par l'approche déterministe ou par approche probabiliste sont toujours supérieurs aux résultats de l'ancienne loi n°13-01 du 20/02/2013.

Conclusion

La nouvelle loi sur les hydrocarbures présente un système fiscal simplifié en termes de taux appliqués et de façon de détermination.

Le régime fiscal, prévu par la loi n°19-13 du 11/12/2019 a fait diminuer d'une façon significative les revenus de l'État, par rapport à ceux générés de l'application de la loi n°13-01 du 20/02/2013 relative aux hydrocarbures.

La revue de la fiscalité pétrolière dans la dernière loi sur les hydrocarbures (loi n°19-13 du 11/12/2019) a entraîné la baisse des revenus de l'Etat, basés en partie, sur cette fiscalité. Cela est confirmé, étant donné que ces résultats ont été calculés dans des conditions égales par ailleurs. En l'application de la loi sur les hydrocarbures (loi n°19-13 du 11/12/2019) par son allègement fiscal pourrait être considérée comme un axe important pour le développement du domaine minier nord algérien, et le projet que nous avons choisi El Ouabed II qui est situé dans la Direction Asset Nord, bassin Sud Est Constantinois n'est qu'un exemple qui ne pourrait pas être généralisé aux assets nord comme Touggourt.

Tandis que les résultats de Sonatrach sont évolués à la hausse (Figure n°40), l'introduction des avantages fiscaux dans la nouvelle loi n°19-13 du 11/12/2019 devra encourager les investissements dans l'exploration et la production des hydrocarbures en Algérie. ceci est d'autant vrai que les données du ministère de l'énergie relèvent une hausse tendancielle de l'effort exploration, notamment en partenariat.

Les activités en association sont régies par trente-et-un (31) contrats dont quatre (04) en phase d'exploration et vingt-sept (27) en phase de développement & d'exploitation. Les contrats d'exploration portent sur le périmètre El Assel avec Gazprom, et sur les périmètres Sif Fatima II, Ourhoud II et Zemlet El Arbi avec Eni. Sur les vingt-sept (27) contrats en phase de développement & d'exploitation, on compte :

- 18 contrats de type partage de production
- 02 contrats de type participation.
- 07 contrats conclus sous le régime de la loi n° (05-07) modifiée et complétée⁵³.

⁵³Site de ministère de l'énergie.

La loi n°19-13 du 11/12/2019 est introduite justement dans un contexte de baisse de découvertes dans les secteurs pétrole et gaz, d'un autre coté, les prévisions de consommation sur le marché interne en gaz et en produits pétroliers souligne un déséquilibre et un risque de pénurie dans un avenir pas loin.

Etant donné que l'exploration pétrolière est une activité capitalistique et nécessite une technologie d'appointe, Sonatrach aura toujours besoin de ses partenaires étrangers pour des résultats plus pertinents.

Ainsi, à la lumière des arguments présentés ci-dessus, il est donc nécessaire de revoir la loi sur les hydrocarbures dans l'objectif d'intensifier l'effort exploration des hydrocarbures et d'attirer les investisseurs étrangers dans ce domaine.

La nouvelle fiscalité a impacté positivement les résultats économiques des projets situés dans le nord du domaine minier algérien suite à l'application du taux réduit.

En effet, la loi n°19-13 du 11/12/2019 vise aussi un développement de l'exploration dans le nord du pays.

Le domaine minier Nord Algérien recèle d'importantes ressources, et présente donc des opportunités de découvertes pour les opérateurs (Sonatrach et ses partenaires) mais aussi axe stratégique pour le développement du secteur des hydrocarbures en Algérie.

Cette région est restée pendant longtemps sous explorée ; l'intention des pouvoirs publics était tourné vers le sud du pays, il est tant de la développer, non seulement pour augmenter les réserves du pays, mais aussi de permettre un développement économique et social plus au moins équilibré entre les différentes régions du pays.

Conclusion Générale

En Algérie Les hydrocarbures occupent depuis des décennies une place très importante dans le développement économique de pays les relations géopolitiques internationales.

La production des hydrocarbures a joué un rôle prépondérant dans l'économie de l'Algérie indépendante. Pour construire un Etat moderne le pays s'est appuyé sur ses ressources en pétrole et en gaz qui lui ont permis de financer les divers secteurs grâce aux recettes générées par la fiscalité pétrolière.

L'Algérie et grâce à son domaine minier important constitué de 03 (trois) principales zones (Est, ouest et Nord) a pu valoriser ses ressources en hydrocarbures grâce à ses efforts en exploration et cela depuis la découverte des hydrocarbures dans le Nord Algérien en 1948, plus précisément dans le bassin de Cheliff, suite à l'observation d'indices de surface.

Le Domaine minier du Nord Algérien a bénéficié de plusieurs travaux d'exploration en sismique 2D, sismique 3D, et forages d'exploration depuis plus de 50 ans et c'est à partir de l'an 2000 que ces travaux ont permis de révéler une dizaine de découvertes avec des réserves en place classés P2 et qui sont évaluées à 66 MTEP, ainsi que l'émergence de deux provinces pétrolières au Sud Est constantinois et au Sud de BENOUD dont l'une de ces provinces a été l'objet de notre étude de cas

Aussi, beaucoup d'informations ont été collectées à propos de l'identification et caractérisation partielle des niveaux de roches mères à l'origine d'accumulation des hydrocarbures découvertes. Toutes ces informations ont constitué un volume Data conséquent et dont l'exploitation permettra de réaliser des bénéfices à travers la mise en exploitation de puits productifs.

En effets, et sur la base des données relatives au Domaines Minier Nord Algérien, une stratégie d'exploration a été élaborée afin d'identifier et classifier le portefeuille minier ainsi que les provinces pétrolières émergentes

Néanmoins, plusieurs contraintes ont été rencontrées à cause de la structure géologique difficile du DMNA, ce qui n'a pas permis de bien cerner les systèmes pétroliers de cette région

Désormais, il existe beaucoup de challenge concernant cette région et qui sont :

- l'identification et la caractérisation des niveaux roches mères et l'établissement des modèles structuraux, en relation avec la tectonique salifère
 - établir le modèle paléogéographique et de distribution des corps gréseux et la qualité réservoir des principaux objectifs.
 - L'identification des zones favorables au développement de la fracturation naturelle.
 - le développement de méthodes et de techniques pour appréhender les qualités réservoirs carbonatés, leurs évaluations et production
 - L'évaluation des ressources ultimes et développement de pole pétrolier
- Réside dans le cadre structural complexe de la région et dans le traitement et l'interprétation de la sismique acquise en vue de cerner le remplissage sédimentaire de ce bassin

Afin de répondre aux besoins budgétaires des Etats, et attirer des investisseurs étrangers, il ne suffit pas de posséder des gisements importants en hydrocarbures mais il faut déployer des efforts considérables pour établir une fiscalité pétrolière notamment dans l'activité amont pétrolière.

de ce fait , l'Algérie depuis la nationalisations des hydrocarbures en 1971 , passant par la loi 86-14 jusqu'à la nouvelle loi 19-13 qui a abrogé la loi 13-01 , a fournis des efforts sur le plan institutionnel , juridique et fiscal pour la valorisation du secteur d'hydrocarbures qui produit une grande partie des recettes budgétaires .

La fiscalité pétrolière demeure l'élément le plus efficient susceptible d'augmenter les recettes financières de l'état, pour cette raison, le législateur Algérien a installé un nouveau régime fiscale ayant pour objet de diversifier les rentrés de l'état, par l'instauration de multiples droits et taxes avec Un allègement et une simplification du système fiscal en termes des nouveaux taux applicables. Ce nouveau système est basé principalement sur les impôts et taxes suivantes (Taxe superficielle, Redevance, Impôt sur le revenu des hydrocarbures, Impôt sur le résultat, et Impôt sur la rémunération du Co-contractant), Les nouvelles dispositions fiscales pour la prise en charge des hydrocarbures ne font pas de distinction entre les hydrocarbures Non Conventionnels et Conventionnels.

Les mêmes taux sont appliqués pour les deux types d'hydrocarbures. Ces taux réduit de la Redevance Hydrocarbures et de l'Impôt sur le Revenu des Hydrocarbures (Le taux réduit pour

la Redevance ne peut être inférieur à 5%, tandis que le taux d'impôt sur le Revenu des Hydrocarbures varie de 10% à 20%).

Pour étudier l'impact de la nouvelle loi sur les hydrocarbures (la loi 19-13) sur les projets situés dans le domaine minier Nord Algérien et qui est l'objet de notre travail, nous avons choisi le projet EL OUABED II, situé dans une province pétrolière émergente qui est le SUD EST Constantinois.

Une étude de rentabilité a été effectuée tout en faisant un comparatif entre les résultats obtenus (VAN, TRI et EMV) sous l'égide des deux lois sur les hydrocarbures et qui sont la loi 13-01 et la nouvelle loi 19-13 et cela pour étudier l'impact du nouveau régime fiscale sur le revenu de l'Etat et celui de la SONATRACH.

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

- La nouvelle loi sur les hydrocarbures présente un système fiscal simplifié en termes de taux appliqués et de façon de détermination.
- Le régime fiscal, prévu par la loi n°19-13 a fait diminuer d'une façon significative les revenus de l'État, par rapport à ceux générés de l'application de la loi n°13-01 relative aux hydrocarbures. En l'application de la loi sur les hydrocarbures (loi n°19-13 du 11/12/2019) par son allègement fiscal pourrait être considérée comme un axe important pour le développement du domaine minier nord algérien, et le projet que nous avons choisi El Ouabed II qui est situé dans la Direction Asset Nord, bassin Sud Est Constantinois n'est qu'un exemple qui ne pourrait pas être généralisé aux assets nord comme Touggourt.
- La nouvelle fiscalité a impactée positivement les résultats économiques des projets situés dans le nord du domaine minier algérien suite à l'application du taux réduit.

Bibliographie

▪ Les ouvrages

1. Bélaïd, F. et Wolf, D, Analyse du risque et évaluation des projets d'investissement, (2010)
2. R. Brasseur, Législation et fiscalité internationales des hydrocarbures édition TECHNIP 1979.
3. Jean-Jacques Biteau, François Baudin, Géologie du pétrole - Historique, genèse, exploration, ressources, édition DUNOD 2017
4. BABUSIAUX (D), Décision D'investissement Et calcul Économique Dans L'entreprise, édition TECHNIP 1990.
5. CHARLES OMAN, Les nouvelles formes d'investissements dans les industries des pays en développement OCDE. 1989.
6. DIKOUME (A.L), La fiscalité pétrolière des États membres de la CEMAC, édition l'HARMATTAN, Paris.2006
7. MEKIDECHE Mustapha, « Le secteur des hydrocarbures en Algérie. Piège structurel ou opportunité encore ouverte pour une croissance durable? » Dans Confluences Méditerranée 2009 /4 (N°71).
8. MURAT (M), L'intervention de l'État dans le secteur pétrolier en France, édition TECHNIP 1969.
9. PHILIPPE Copinschi, « le pétrole une ressource stratégique ».Ed, la documentation française 2012.
10. DARSA Jean-David,«365risquesen entreprise »,Edition GERESO,2017

▪ Thèses et Mémoires :

1. Mme SLIMANI Leila Epse DOUDOU, « Modélisation d'un Outil d'Aide Multicritère à la Décision d'Investissement dans les Projets Exploration-Production », mémoire en vue de l'obtention d'un diplôme de master 2 en Economie pétrolière, Université M'hamed Bougara Boumerdès, Algérie, 2019/2020
2. GHEMMIT Amina et KOUBI Nadjet, « Etude comparative entre la nouvelle loi sur les hydrocarbures (N° 19-13) et l'ancienne loi (N° 13-01) », Mémoire en vue de

l'obtention d'un diplôme de master 2 en Economie pétrolière, Université M'hamed Bougara Boumerdès , Algérie, 2019/2020

3. BILEK Lila « Les options réelles, une alternative aux défaillances des méthodes classiques d'évaluation des investissements », Mémoire de magister en sciences économiques option : Management des Entreprises, UMMTO 2016
4. MOSTEFAI Salma, MOHAMED YAHIAOUI Dihia, « Etude de la rentabilité d'un projet pétrolier exploration-production Cas de la SONATRACH - Division Exploration » de Boumerdes, mémoire en vue de l'obtention du diplôme de Master en Sciences Financières et Comptabilité Option : Finance d'Entreprise, UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU, 2019/2020
5. BENDJILALI Zine El Abidine
6. , « Les caractéristiques de la fiscalité pétrolière en droit Algérien », Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de Magistère en Droit Option : Droit des affaires, UNIVERSITÉ D'ORAN FACULTÉ DE DROIT, 2014, ORAN.
7. NEBHI YOUCEF, « Analyse du régime fiscal relatif à l'activité de l'amont pétrolier », Mémoire pour l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Économiques (Option : Économie d'Énergie), École Supérieure d'Économie d'Oran, 2018/2019

▪ **Publications et Revues :**

1. BP Statistical Review of World Energy 2020 | 69th edition
2. Banque mondiale : rapport de suivi de la situation économique en Algérie 2020.
3. Bilan Energétique National 2019
4. Bilan Energétique National 2020
5. Rapport annuelle de SONATRACH 2020
6. Agence internationale de l'énergie : rapport le 24 septembre 2019

▪ **Lois et décrets exécutifs :**

1. Loi relatives aux hydrocarbures n°86-14.
2. Loi relatives aux hydrocarbures n°05-07 du 28 Avril 2005.
3. Loi relatives aux hydrocarbures n°13-01 du 20 Février 2013 modifiant et complétant la loi n°05-07 correspondant au 28 Avril 2005 relative aux hydrocarbures.
4. Loi relatives aux hydrocarbures n°19 -13 du 11 Décembre 2019 régissant les activités des hydrocarbures.
5. Le code pétrolier saharien de 1958.

6. L'ordonnance n°06-10
7. Décret exécutif n°07-183
8. Décret exécutif n°07-145
9. Décret exécutif n°07-130
10. Décret exécutif n°08-312
11. Décret exécutif n°13-400
12. Décret exécutif n°14-229
13. Décret exécutif n°14-138
14. Décret exécutif n°63-491

▪ **Articles et documents officiels :**

1. Abdelaziz AREZKI, Chaîne des hydrocarbures : de la recherche à la commercialisation
2. Documents du département évaluation économique et statistiques de la Division Exploration
3. Amel HACHICHA maitre-assistant, « choix d'investissement et de financement », école nationale d'administration Tunis, 2013
4. NIANGORAN Kouadio Charles, KOUAME Euloge, AKA EhuiBeh Jean Constantin and KOUADIO Koffi Thierry Stéphane, "Évaluation économique dans l'activité pétrolière, International Journal of Development Research, 2019
5. Menna, khaled and Hamidouche, Nassima, Financement des hydrocarbures et libéralisation financière en Algérie. Quels liens ? Centre de recherche en économie appliquée pour le développement, ENSSEA, 2010
6. Publications de la SONATRACH.

▪ **Webographie :**

1. <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/le-cycle-de-vie-du-gisement-d-hydrocarbures>
2. <https://www.aps.dz/economie/118068-50-ans-apres-la-nationalisation-l-algerie-a-connu-4-grandes-transformations-du-systeme-juridique-regissant-les-hydrocarbures>
3. <https://journals.openedition.org/anneemaghreb/6727>

-
4. <https://www.planete-energies.com/fr/medias/chiffres/reserves-mondiales-de-petrole>
 5. <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/prospection-exploration-gaziere-et-petroliere>

Annexe

Annexe 1

Les 58 articles qui ont été amendés sont :

-Articles 5, 7, 9, 10, 12, 13, 14, 17, 18, 19, 20, 21,22, 24, 25, 26, 29, 31, 32, 33,34, 35, 37, 38, 43, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 58, 59, 60, 63, 68, 69,71, 72, 73, 75, 77, 78, 82, 83, 84, 85, 87, 89, 90, 91, 101 et 109.

-Les 06 nouveaux articles qui ont été insérés sont :

Articles 23 bis, 78 bis, 87 bis, 88 bis, 97 bis et 110 bis.

-Les 05 articles qui ont été abrogés de la loi 05-07 modifiée et complétée sont :

Articles 61, 62, 64, 66 et 70.

Annexe 2 : Le taux de la redevance varie en fonction de tranches de la production journalière en 2005.

ZONES	TRANCHES 00 A 20 000 BEP /JOUR	TRANCHES 20.001 A50.000 BEP / JOUR	TRANCHES 50.001A 100.000 BEP / JOUR	TRANCHES Sup A 100.000 BEP / JOUR
A	5,5 %	10,5 %	15,5%	12 %
B	8 %	13 %	18 %	14,5 %
C	11 %	16 %	20 %	17 %
D	12,5%	20 %	23 %	20 %

Annexe 3 : Le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel en 2005.

En DA/Km ²	Période de Recherche (En années)			Période d'exploitation	Période de rétention
	1 à 3	4 à 5	6 à 7		
Zone A	4 000	6 000	8 000	16 000	400 000
Zone B	4 800	8 000	12 000	24 000	560 000
Zone C	6 000	10 000	14 000	28 000	720 000
Zone D	8 000	12 000	16 000	32 000	800 000

Annexe 4 : Pourcentages de déduction annuelle et taux d'UPLIFT en 2005.

DESIGNATION	Pourcentages de déduction annuelle et taux d'UPLIFT	
	ZONES A et B	ZONES C et D
-Les tranches annuelles d'investissements de recherche et de développement. -Up lift applicable	20 % 15%	12,5 % 20 %
-Les tranches annuelles d'investissent de récupération assistée -Up lift applicable	20 % 20 %	20 % 20 %

Annexe5 : Le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel en 2013

			A	B	C	D
		Durée	Taxe [DA/Km ²]			
Période de recherche	Phase initiale	3 ans	4000	4800	6000	8000
	2 ^{me} phase	2 ans	6000	8000	10000	12000
	3 ^{me} phase	2 ans	8000	12000	14000	16000
Période de rétention + période exceptionnelle		0 ans	400000	560000	720000	800000
Période d'exploitation		25 ans	16000	24000	28000	32000

Annexe 6 : Le taux de la redevance varie en fonction de tranches de la production journalière en 2013.

Production Bep/Jour		A	B	C	D	NC+cas 3
≤	20 000	5,5%	8,0%	11,0%	12,5%	5,0%
≤	50 000	10,5%	13,0%	16,0%	20,0%	
≤	100 000	15,5%	18,0%	20,0%	23,0%	
>	100 000	12,0%	14,50%	17,0%	20,0%	

Annexe 7 : Pourcentages de déduction annuelle et taux d'UPLIFT en 2013.

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

Annexe 8 : Taux de Taxe sur le revenu pétrolier (TRP)

	Conventionnel			Non conventionnel
	cas1	cas2	cas3	
$R1 \leq 1$	20%	15%	20%	10%
$R1 > 1$ et $R2 \leq 1$	$20\% + 50\% * R2$	$30\% + 40\% * R2$	$20\% + 50\% * R2$	$10\% + 30\% * R2$
$R2 \geq 1$	70%	70%	70%	40%

Annexe 9 : Taux d'Impôt complémentaire sur le Résultat (ICR).

Type de gisement	Loi 05-07(*)	Loi 2013		
Conventionnel	30%	Cas 1 & Cas 3	19%	$R1 < 1$ $R2 \geq 1$
			80%	
		Cas 2	30%	

Annexe 10 : Taxe superficielle par km2

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

Annexe 11 : l'impôt sur le revenu pétrolier

Impôt sur le résultat des hydrocarbures	Hydrocarbures	
	$R \leq 1$	10%
	$1 < R < 3$	$(20\%XR - 10\%) \%$
	$R \geq 3$	50%