



République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la recherche Scientifique

L'université M'hamed Bougara de Boumerdès

Faculté des Hydrocarbures et de la chimie

Département : Economie et Commercialisation des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention d'un Mater 2 en économie et Commercialisation des hydrocarbures

Stratégie d'Exploration Dans Le Domaine Minier Nord Algérien

Réalisé par : Mme BENCHATER Amel

Encadreur : Mme SLIMANI Leila épouse DOUDOU

Dirigé par Mme BOUKHANOUSA Zakia

Année universitaire 2020/2021

Remerciements

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

*Mon encadreur **Mme SLIMANI Leïla épouse DOUDOU** pour son encadrement sans faille, son soutien moral, sa rigueur au travail, ses multiples conseils, ses orientations et sa disponibilité malgré ses multiples occupations ;*

***Mme LAKAMA Sabrina** pour toutes les informations qu'elle m'a apprises notamment sur l'activité Exploration- Production*

*Ma promotrice **Mme BOUKHLANOUIFA Zakia**, pour ses efforts en tant qu'enseignante et ses orientations précieuses et son encouragement concernant la rédaction de mon mémoire*

***Mme KHADRAOUI Fahima**, pour son encouragement et ses orientations pour accomplir mon stage de fin d'études
Tous les professeurs du Département Economie et Commercialisation des hydrocarbures*

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

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

*Mes camarades du groupe **Master 2 économie pétrolière « MAEHI6 »** Tous ceux qui de près ou de loin ont contribué à l'accomplissement de ce travail.*

Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail à ma très chère mère sans
laquelle je ne serais qui je suis,
Qui m'a toujours encouragé pour progresser dans ma vie
sur tous les plans
Tu es une mère, meilleure que je ne puisse rêver et dont je
serai toujours fière*

Liste des abréviations

ALNAFT : Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures

ARH : Agence de régulation des hydrocarbures

b.e.p : Baril équivalent pétrole

CA : Chiffre d'affaires

CAPEX : Dépenses d'exploration et de développement « *capital expenditures* »

DGE : Direction Des Grandes Entreprises

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GN : Gaz naturel

GPL : Gaz propane Liquéfié

ICR : Impôt Complémentaire sur le Résultat

IBS : Impôt sur les Bénéfices des Sociétés

OPEX : Dépenses d'exploitation

PV : Valeur de Production

TAP : Taxe sur l'Activité Professionnelle

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

T.E.P : Tonne Équivalent Pétrole

TRI : Le Taux de Rentabilité Interne

TRP : Taxe sur le Revenu Pétrolier

Tm : taux de change moyen du mois calendaire précédent chaque paiement.

T.V.A. : Taxe sur la Valeur Ajoutée

VAN : La Valeur Actuelle Nette

DEC : Direction de l'énergie et carburant

IRH : Impôt sur revenu des Hydrocarbures

BAV : Bordereau Avis de Versement
IDP : Impôt Direct sur Profit
TRP : taxe sur revenu pétrolier
ICR : Impôt Complémentaire sur Résultat
CPI : Consumer Price Index
IR : Impôt sur Résultat
HB : HYDROCARBURES
Nm 3 : Normaux mètres cubes
EMV : valeur monétaire espérée
HP : hauts plateaux
AS : atlas saharien
DMNA : Domaine Minier Nord Algérien
PP : province pétrolière
POS : probabilité de succès
2D : deux dimensions
3D : trois dimensions

Liste des tableaux

Numéro	Intitulé	Page
1	le tarif applicable à la superficie du périmètre (LOI 2005)	48
2	le taux de la redevance varie en fonction de tranches de la production journalière en 2005	50
3	le taux de la redevance pour une production journalière supérieure à 100 000 bep /jour	50
4	Le pourcentage de la TRP applicable selon le seuil	52
5	Le pourcentage d'Uplift applicable selon les tranches annuelles d'investissements	53
6	le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel selon la loi 13-01	56
7	variation du taux de la redevance en fonction des tranches de la production journalière en 2013	57
8	pourcentages de déduction annuelle et taux d'Uplift en 2013	59
9	taux de taxe sur le revenu pétrolier (TRP)	59
10	taux d'impôt complémentaire sur le résultat (ICR)	62
11	Taxe superficiare (loi 19-13)	69
12	le ratio R dans le cadre de la loi « 19-13 »	72
13	Schéma de développement projet EL OUABED II	118
14	Résultats économiques selon les deux lois relatives aux hydrocarbures	120

Liste des figures

Numéro	Intitulé	Page
01	la formation des hydrocarbures	19
02	Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement	20
03	Les différents types de pièges	22
04	Prospection géophysique sur terre	27
05	Prospection géophysique en mer	27
06	Les forages d'exploration	29
07	réserves mondiales du pétrole en milliard du baril	34
08	réserves mondiales du pétrole en milliard du baril (suite du tableau)	34
09	Distribution (%) des Réserves prouvés du pétrole en 1999, 2009 et 2019	35
10	Formes possibles des contrats	66
11	schéma global d'un contrat de recherche et d'exploitation	68
12	Courbe de rentabilité	85
13	Etat actuel du portefeuille en périmètres de la Direction Assets Nord	95
14	Etat actuel du portefeuille en périmètres de la Direction Assets Nord par superficie	96
15	Etat actuel du portefeuille en périmètres et en opportunités	97
16	Évolution de l'effort d'exploration en sismique 2D et 3D	98
17	L'évolution des forages d'exploration dans le Nord Algérien entre 1919 et 2020	99
18	Organigramme de la division exploration	113
19	Plan de position du périmètre EL OUABED II	116
20	Répartition des découvertes en place 2P dans le périmètre EL OUABED II	116
21	Evolution des investissements de recherche en MMUS\$ dans le périmètre EL OUABED II	117
22	Evolution des CAPEX de développement dans le périmètre EL OUABED II	118
23	Localisation des installations et lignes d'expédition EL OUABED II	119
24	Volumes d'hydrocarbures récupérables (MMBEP) - El Ouabed II	119

Table des matières

Liste des abréviations	3
Liste des tableaux	5
Liste des figures	6
Table des matières	7
Introduction générale et problématique	12
Chapitre 01 : le pétrole, genèse, exploration et production	
1 La genèse du pétrole:	17
1.1 Définition du pétrole :	17
1.2 De la matière organique au pétrole	17
1.2.1 La phase d'accumulation de matière organique :	17
1.2.2 La phase de maturation en hydrocarbures (formation du kérogène) :	18
1.2.3 La phase de migration et piégeage :	18
1.3 La formation des gisements de pétrole	19
1.3.1 Migration primaire :	19
1.3.2 Migration secondaire :	19
1.4 Les différents « pièges à pétrole »	21
1.4.1 Pièges structuraux :	21
1.4.2 Pièges stratigraphiques :	21
1.5 Classification du pétrole :	22
1.5.1 Classification du pétrole selon la viscosité :	22
1.5.2 Classification du pétrole brut selon sa teneur en soufre:	23
1.5.3 Classification selon la densité API :	23
2 L'histoire du pétrole	24
2.1 Dans le monde :.....	24
2.2 En Algérie :	25
3 la prospection, exploration et production du pétrole et gaz :	26
3.1 La prospection géologique en surface :	26
3.2 La prospection géophysique en profondeur :.....	27
3.3 Les forages d'exploration :	28
3.4 Le développement du gisement :	29
3.5 la production des hydrocarbures (exploitation) :	30
3.5.1 Production par déplétion naturel.....	31

3.5.2	Production par méthode de récupération assistée :	31
4	Reserves et ressources:.....	32
4.1	Les types de réserves :	32
4.2	Les réserves mondiales du pétrole :.....	33
Chapitre 02 : Evolution de la réglementation relative aux hydrocarbures, en Algérie		
1	Le cadre législatif régissant les hydrocarbures en Algérie avant la promulgation de la première loi sur les hydrocarbures « la loi 86-14 du 19 Aout 1986 » :	38
2	Evolution du régime fiscal relatif aux hydrocarbures en Algérie :.....	39
2.1	La loi 86-14 :	40
2.1.1	La redevance :	41
2.1.2	Impôt sur le résultat « IDP » :.....	42
2.1.3	Impôt sur la rémunération du partenaire étranger:	42
2.2	La loi 05-07 :	43
2.2.1	La taxe superficière :	48
2.2.2	La redevance :	49
2.2.3	taxe sur le revenu pétrolier (TRP) :	51
2.2.4	Impôt Complémentaire Sur Le Revenu (ICR).....	53
2.2.5	Taxe sur le torchage du gaz :	54
2.2.6	Taxe foncière :	54
2.2.7	Taxe spécifique sur l'utilisation de l'eau :	54
2.2.8	Taxe spécifique sur l'utilisation, cession ou transfert de crédit d'émission de gaz à effet de serre :.....	54
2.2.9	Droit de 1% sur les cessions de droits et obligations dans les contrats :.....	54
2.3	La loi 13-01 :	55
2.3.1	La Taxe superficière selon la loi 13 - 01 :.....	55
2.3.2	La redevance :	57
2.3.3	la taxe sur le revenu pétrolier :	58
2.3.4	La redevance d'eau :	61
2.3.5	Impôt Complémentaire sur le Résultat (ICR):	61
2.3.6	la taxe sur le torchage :	62
2.4	la nouvelle loi 19-13 du 11 Décembre 2019	63
2.4.1	Concession Amont et Contrat de Recherche – Exploitation :	64
2.4.2	L'autorisation de prospection :	66

2.4.3	La durée des contrats d'hydrocarbures :	67
2.4.4	Les dispositions fiscales de la nouvelle loi 19-13 :	68
a)	La taxe superficielle :	69
a)	la redevance :	69
b)	l'impôt sur le revenu des hydrocarbures « IRH »:.....	71
c)	L'impôt sur le résultat :	73
d)	l'impôt sur la rémunération du co-contractant étranger :	73
e)	Autres dispositions fiscales :	74

Chapitre 03 : Evaluation économique d'un Projet pétrolier

1	La Construction d'un Échéancier de Flux de Trésorerie	76
1.1	Estimation des Coûts d'Investissement et des Charges d'Exploitation	76
1.1.1	Estimation des Coûts d'Investissement	76
1.1.2	Estimation des Charges d'Exploitation.....	77
1.2	Estimation des Recettes	77
1.3	Amortissement Comptable	78
1.4	Flux de Trésorerie.....	80
2	Critères d'Évaluation d'un Projet d'Investissement.....	80
2.1	Critères Empiriques	81
2.1.1	Taux de Rendement Comptable.....	81
2.1.2	Délai de Récupération	82
2.2	Principaux Critères de Choix des Investissements avec Actualisation	82
2.2.1	Valeur Actuelle Nette « VAN » :	83
2.2.2	Taux de Rentabilité Interne.....	84
2.2.3	Taux de Rentabilité Relative (taux de rentabilité différentielle).....	86
2.2.4	Enrichissement Relatif en Capital.....	87
2.2.5	Durée de Récupération du Capital	87
2.3	L'Approche probabiliste	88
2.3.1	La Valeur Monétaire Espérée (EMV) du projet :	88
3	La construction d'un modèle économique dans l'activité pétrolière :	88
3.1.1	Dépenses d'exploration :	89
3.1.2	Dépenses de développement :	89
3.1.3	Dépenses d'exploitation (OPEX) :	89
3.1.4	Les profils de production :	89
3.1.5	Les conditions contractuelles et fiscales :	90

Chapitre 04 : stratégie d'Exploration dans le Domaine Minier Nord Algérien

Partie I : efforts d'exploration dans le Domaine Minier du Nord Algérien

1	La province du Nord Algérien:	93
2	Etat du portefeuille en perimetres de l'asset Nord	94
3	Evolution de l'effort d'exploration dans le domaine minier du Nord Algérien	97
3.1	Collecte de données sismique dans le Nord Algérien :	97
3.2	Forage d'exploration dans le Nord Algérien :	98
4	Les faits marquants de l'exploration dans le Nord Algérien	100
4.1	Activité sismique :	100
4.2	Forages d'exploration :	101
5	Thématiques et zones d'intérêt:	105
5.1	Le bassin de Chélif :	105
5.2	Le Nord Est Constantinois :	105
5.3	Le bassin de Hodna :	106
5.4	Bassin Nord Tellien (Annaba, Mitidja, Tafna, Nord Bibanque) :	106
5.5	Le bassin de Telagh et HP :	107
5.6	L'Atlas Saharien :	107
5.7	Le sillon de Benoud	108
5.8	Le Sud Est Constantinois :	108
6	Stratégie et plan d'actions:	109
7	Analyse et conclusion	110
Partie II : Evaluation économique d'un projet situé dans le Domaine Minier du Nord Algérien		
1	Présentation de la Division Exploration de SONATRACH	111
1.1	Les missions essentielles de la Division Exploration	111
1.2	Organisation de la division exploration:	112
1.3	La direction planification :	114
2	Etude de cas "projet EL OUABED II":	114
2.1	Hypothèses de calcul :	115
2.2	Plan de position du périmètre El Ouabed II :	115
2.3	Découvertes réalisées du périmètre El Ouabed II.....	116
2.4	Coûts antérieurs et investissements de recherche	117
2.5	Schéma de développement - El Ouabed II« CAPEX développement – Réserves récupérables ».....	118

2.6	Résultats économiques	120
3	Analyse des résultats obtenus:	120
	CONCLUSION GÉNÉRALE	121
	Bibliographie	124

Introduction générale

L'analyse de la structure de l'économie Algérienne démontre une forte dépendance de la rente pétrolière, c'est une économie plus rentière qu'elle n'est productive et dépend dans le financement de ses différents secteurs des recettes d'hydrocarbures et de la fiscalité pétrolière qui permet de gérer ses revenus d'une part et d'attirer les investisseurs étrangers dont le rôle est prépondérant dans le développement du secteur énergétique en Algérie, de l'autre part.

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 campagnes 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'existence d'indices d'hydrocarbures, et mérite l'élaboration d'une stratégie

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

² Idem

d'exploration notamment avec les allègements fiscaux apportés par la nouvelle loi sur les hydrocarbures « la loi 19-13 »

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 n'ont pas réalisé les résultats escomptés durant ces dernières années.

En outre, le cadre contractuel de la loi N°05-07 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 28 avril 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 a eu pour conséquences :

- une baisse tendancielle des réserves depuis 2005 (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 « le nombre moyen de découverte en association ne dépasse pas deux (02) découverte par an depuis 2010 ».

SONATRACH assume seule le risque d'exploitation notamment dans les zones restées inexplorées.

Avec une consommation nationale qui double presque toutes les quinze (15) ans, passant de 33 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP) en 2002 à 66,9³ M tep en 2019, un déficit structurel entre l'offre et la demande du marché national en gaz est inévitable à l'horizon 2030.

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

Problématique:

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 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 ainsi que les différentes notions relatives au pétrole


Dans Le deuxième chapitre on a introduit la fiscalité pétrolière à travers la description de l'évolution des différentes lois depuis l'indépendance jusqu'à la nouvelle loi 19-13 ainsi que les différentes dispositions de chaque loi.

³ Selon le Bilan énergétique élaboré par le Ministère de l'énergie et des mines- Algérie, édition 2020

Le troisième chapitre décrit les différents critères d'évaluation d'un projet d'investissement ainsi que l'élaboration d'un modèle économique dans un projet pétrolier

Dans le quatrième chapitre qui est réparti en deux parties : dans la première partie on va expliquer et démontrer les potentialités qui existent dans le Domaine Minier Nord Algérien avec l'élaboration d'une stratégie d'exploration dans cette région

Dans la deuxième partie on a va faire une évaluation économique d'un projet situé dans le Domaine Minier du Nord Algérien tout en utilisant les formules des deux lois sur les hydrocarbures (la nouvelle loi 19-13 et l'ancienne loi 13-01) 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 :
Le Pétrole : Genèse,
Exploration et Production

1 La genèse du pétrole:

1.1 Définition du pétrole :

Le pétrole, du latin *petra* et *oleum*, soit « huile de pierre » est une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie. Il est issu d'un mélange variable d'hydrocarbures (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène) associé à d'autres atomes, principalement de soufre, d'azote et d'oxygène. Certains de ses composants peuvent être gazeux, liquides et parfois solides selon la température et la pression. Cela explique la consistance variable du pétrole, plus ou moins visqueuse ou liquide. C'est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé « huile » ou « pétrole brut », il provient de la décomposition d'organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas.

La transformation de la matière organique en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roches réservoirs » constituant les gisements pétrolifères « conventionnels » exploités de nos jours.

L'exploitation du pétrole comme source d'énergie, dite fossile, est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine. Dense, facilement stockable et transportable, le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides. Il est aussi fréquemment utilisé pour la pétrochimie (caoutchoucs, plastiques, textiles, chimie).

1.2 De la matière organique au pétrole

La formation du pétrole est issue de la succession de trois phases qui sont :

1.2.1 La phase d'accumulation de matière organique :

Dans les profondeurs lors de la sédimentation⁴ cette matière est essentiellement d'origine végétale ; elle est issue d'êtres vivants (plancton, végétaux, animaux, etc.).

⁴ La sédimentation est un processus dans lequel des particules de matière quelconque cessent progressivement de se déplacer et se réunissent en couches.

Composée pour l'essentiel de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène, elle forme ce que l'on appelle « la biomasse ». Cette biomasse est généralement détruite par des bactéries mais une faible partie (moins de 1 %) se dépose au fond de milieux aquatiques.

Dans cet environnement pauvre en oxygène, la matière organique est en partie préservée. Elle se mélange ensuite à des matières minérales (particules d'argiles ou sables fins), créant ainsi des boues de sédimentation. Celles-ci s'accumulent par couches successives sur des dizaines voire des centaines de mètres.

1.2.2 La phase de maturation en hydrocarbures (formation du kérogène) :

Dans cette phase la matière se transforme avec l'augmentation de la pression et de la température. Elle est d'abord transformée en kérogène⁵. A haute température, le kérogène subit une décomposition thermique, appelée pyrolyse, qui expulse les hydrocarbures. Plus le sédiment est profond et chaud, plus la part de gaz (hydrocarbures légers) est importante ;

1.2.3 La phase de migration et piégeage :

Sous la pression croissante, une partie des hydrocarbures migre vers la surface de la terre, où elle s'oxyde ou subit une biodégradation. L'autre partie migre jusqu'à rester piégée dans une roche poreuse et perméable appelée « roche mère », source d'un futur gisement de pétrole, si le piège est fermé.

La naissance d'un gisement de pétrole (ou de gaz, les deux étant corrélés) résulte ainsi d'une conjonction favorable de facteurs géologiques. Cela influe sur la disparité des gisements dans le monde et les typologies de pétrole. Les pétroles sont généralement classés selon leur origine et leur composition (fluidité, densité mesurée en degrés API, teneur en soufre, etc.).

Dans l'usage, on distingue aussi les pétroles « conventionnels » faciles à extraire et à raffiner parce qu'ils restent fluides et pompables du puits au stockage de surface, des pétroles « non-conventionnels » qui requièrent des techniques d'extraction plus sophistiquées. On peut citer parmi les pétroles non-conventionnels l'huile de schiste, le pétrole extra-lourd, les sables bitumineux et les schistes bitumineux.

⁵ Le kérogène est la substance solide qui correspond à l'état intermédiaire entre la matière organique et les combustibles fossiles

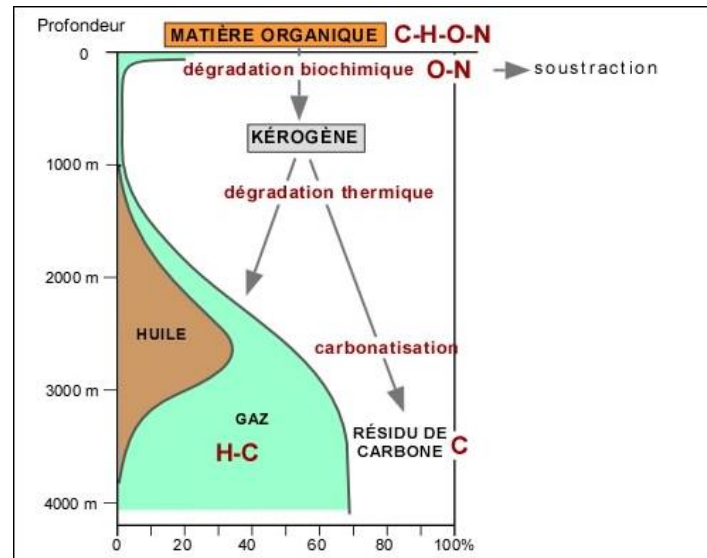


Figure 01 : la formation des hydrocarbures

1.3 La formation des gisements de pétrole

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

1.3.1 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.

1.3.2 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).

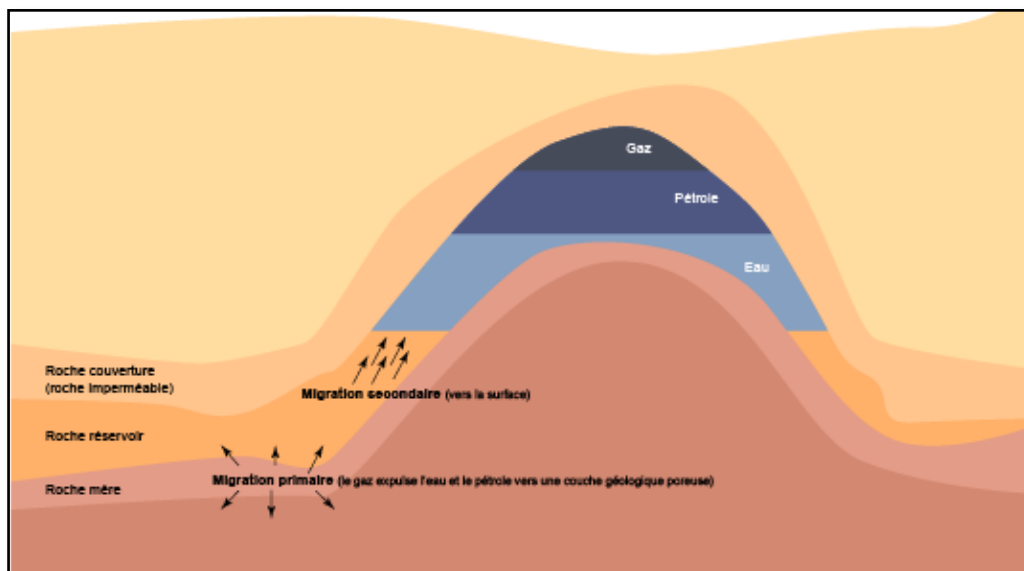


Figure 02 : Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement

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.

1.4 Les différents « pièges à pétrole »

La roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite de « piège à pétrole ». Il existe plusieurs types de pièges en fonction de la déformation des roches au cours de phénomènes géologiques.

1.4.1 Pièges structuraux :

Le plus courant est le piège anticlinal, structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements terrestres. Pour le géologue, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements. En effet, environ 80% des gisements de pétrole sont de ce type.

Lors de la création d'une faille, un bloc terrestre peut également glisser vers le haut ou vers le bas au niveau de la cassure. Une couche imperméable peut alors venir obstruer une couche perméable et arrêter le pétrole dans sa migration.

1.4.2 Pièges stratigraphiques :

Les dômes de sel (appelés diapirs) sont des masses de sel formées en profondeur qui remontent sous l'effet de la température et de la pression. En s'élevant, elles traversent des couches perméables et subdivisent les réserves de pétrole. En surplombant les roches réservoirs, les dômes de sel imperméables constituent des roches-couvertures.

Les mouvements terrestres sont susceptibles de modifier les gisements formés. Le pétrole peut être enfoui plus profondément : il subit alors à nouveau un craquage thermique et donne alors un gisement de gaz naturel. Les gisements de pétrole peuvent également fuir. Dans cette situation, le pétrole migre vers la surface ou vers un autre piège.

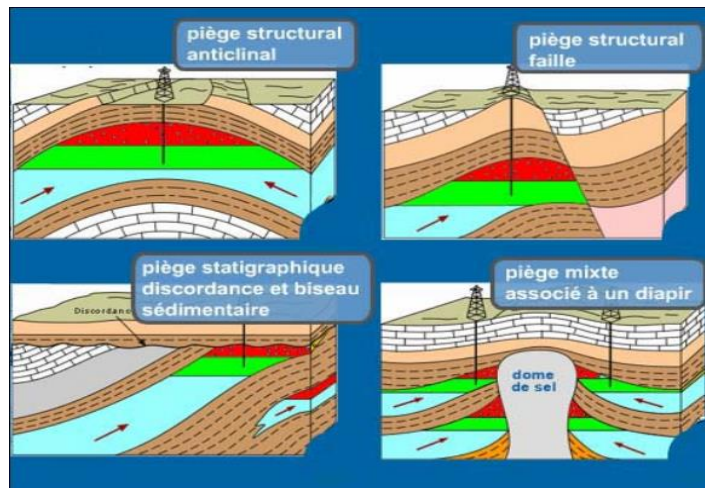


Figure 03 : les différents types de pièges

1.5 Classification du pétrole :

Un gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé ce qui fait de la provenance du pétrole un critère de distinction sur le marché (Golfe Persique, mer du Nord, Venezuela, Nigéria, etc.)

Toutefois, il existe d'autres critères de comparaison, les plus importants sont les mesures de la viscosité, la teneur en soufre et la densité API du pétrole brut.

1.5.1 Classification du pétrole selon la viscosité :

Il existe quatre types de gisements : léger, moyen, lourd ou extra-lourd et bitume. Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est « lourd » :

- **les gisements de pétrole léger** : l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique ;
- **les gisements de pétrole moyen** : la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient ;
- **les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd** : le pétrole brut ne coule pratiquement pas à température ambiante. Les gisements d'Amérique du sud en sont un exemple ;
- **les gisements de bitume** : le pétrole brut est très visqueux voire solide à température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada.

La viscosité du pétrole est très importante pour déterminer la rentabilité de l'exploitation. En effet, un pétrole peu visqueux ou léger est plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd.

1.5.2 Classification du pétrole brut selon sa teneur en soufre:

La teneur en soufre varie considérablement d'un gisement à l'autre et donc d'un mélange commercial à l'autre, de 0,03 % à quelque 5 %. Le soufre est un polluant que les raffineurs doivent retirer (du moins dans les pays ayant des lois contre les pluies acides), il diminue donc la valeur du brut.

On place en général à 1,5 % de soufre la limite entre pétrole «doux» et «acide».

Un brut peut être :

TBTS (très basse teneur en soufre),

BTS (basse teneur en soufre),

MTS (moyenne teneur en soufre),

HTS (haute teneur en soufre)

THTS (très haute teneur en soufre)

1.5.3 Classification selon la densité API :

La densité du pétrole brut est généralement mesurée en degrés, conformément à une échelle mise au point par l'Institut américain du pétrole (American Petroleum Institute / API).

Un pétrole est qualifié de léger (light) si son degré API est supérieur à 31,1°, de moyen (medium) s'il est compris entre 22,3° et 31,1°, de lourd (heavy) s'il est compris entre 10° et 22,3° et d'extra lourd s'il est inférieur à 10°. Ces bruts "conventionnels" sont extraits par forage.

Les bruts les plus recherchés et donc les plus chers, sont les plus légers qui fournissent l'essence, le kerosène. Les bruts les plus lourds ont l'apparence du goudron. Les condensats ou les gaz naturel liquéfiés (GNL) sont souvent mélangés avec des bruts plus lourds pour éviter un colmatage des pipelines.

Les bruts inférieurs à 10° API sont des bitumes, extraits de sables, de grès ou d'autres roches sédimentaires, qui nécessitent un traitement spécial visant à séparer le pétrole du sable, de l'eau et des minéraux, puis il est dilué avec du condensat.

Les pétroles de la mer du Nord, comme le Brent et l'Ekofisk, le brut nigérian (comme le Bonny Light) et d'autres pétroles africains sont des bruts légers, alors que la plus grande partie du pétrole du Moyen-Orient est de type brut lourd. Le bitume est quant à lui produit à partir des sables bitumineux du Canada et du Venezuela.

Outre ces échelles principales, il y a nombres d'autres critères de qualité, parmi lesquels on peut citer l'acidité, les ratios entre types d'hydrocarbures (cycliques ou non, saturés ou non), et les teneurs en azote, en métaux lourds, en sels, etc.

2 L'histoire du pétrole

2.1 Dans le monde :

Le premier puits de pétrole à vocation industrielle a vu le jour en 1859, à Titusville, Pennsylvanie (Etats Unis), foré par Edwin Drake.

Il s'ensuivit une « ruée vers l'or noir » dans différentes régions du monde : Alberta, Californie, Transylvanie, Pologne et Azerbaïdjan. Les puits de cette époque, creusés dans des réservoirs proches de la surface signalés par des affleurements, produisaient peu, de l'ordre du baril/jour. Le marché restait confiné aux applications traditionnelles, pétrole lampant en tête. En 1857, la ville de Bucarest devient la première au monde éclairée au pétrole. Notons qu'en fournissant un carburant liquide beaucoup moins cher que l'huile de baleine employée jusque-là, le pétrole a probablement sauvé cette espèce de l'extinction totale

Au tournant du siècle, les Etats-Unis assurent les deux tiers de la production, devant la Russie, le Mexique, la Roumanie. En Europe les ressources sont relativement rares et la prospection se fait en direction de nouveaux pays, au Moyen-Orient, en Iran, en Turquie. L'électricité remplace peu à peu les lampes à pétrole mais le moteur à explosion puis le moteur Diesel vont donner de nouveaux débouchés à l'exploitation pétrolière. Les tanks, avions et sous-marins de la guerre de 1914-18 prouvent la supériorité de ces moteurs sur les autres moyens de traction.

La consommation va encore augmenter avec l'accélération de l'industrialisation après-guerre. Enfin, avec les débuts de la pétrochimie et la diversification des produits pétroliers qui vont connaître une très large consommation.

2.2 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 ou 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 Chellif 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 de Oued Gutérini fût découvert au Sud de Sour El- Ghozlane à 150 Kms au Sud d'Alger, découverte modeste mais commerciale, sa production atteignait son maximum en 1955. La production continue dans ce gisement toujours mais avec un débit très faible.

Le tournant de l'histoire pétrolière de l'Algérie a commencé lorsque l'explorateur C. Kilian⁶ 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 Edjelleh 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 réflexion a permis la réalisation de forage en juin 1956 de Hassi-Messaoud produisant d'importantes quantités d'hydrocarbures (pétrole essentiellement),

⁶ François-Théodore-Conrad Kilian est un géologue, né le 23 août 1898 au château des Sauvages, à Desaignes, et mort à Grenoble le 29 avril 1950. Il est connu pour son travail d'exploration du Sahara, y prédisant la présence de gisement d'hydrocarbures.

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, Rourde'Nouss (1962) – Nezla – Hassi Chergui, In Aménas, Zarzaitine, Alrar, Ohanet etc

3 la prospection, exploration et production du pétrole et gaz :

La prospection et exploration gazières et/ou pétrolières visent à découvrir de nouveaux gisements de gaz naturel ou de pétrole.

En effet, elle consiste à localiser un gisement et doit en vérifier l'existence et en évaluer l'importance et la qualité grâce à des forages dont l'emplacement est déterminé en associant géologie et géophysique. En cas de succès, ces deux phases en amont sont suivies par les phases d'exploitation, de transport et de commercialisation.

3.1 La prospection géologique en surface :

Les caractéristiques géologiques des gisements pétroliers diffèrent en fonction de leur âge (de 5 à 400 millions d'années), de leur profondeur (de 1 à 10 km) et de leur thermique (la formation de l'huile se situant entre 60 et 150 °C).

Pour identifier les régions potentiellement pétrolifères, les géologues s'interrogent sur les points suivants :

- ✓ Quelle est la nature des roches ?
- ✓ Sont-elles été soumises à des conditions favorables à la création d'hydrocarbures ?
- ✓ Ces hydrocarbures ont-ils pu migrer et être piégés par des couches imperméables?

Les géologues dressent une carte du sous-sol à partir des informations obtenues en surface par examen des affleurements et dans les airs par photogéologie⁷. Lorsqu'une zone favorable (prospect) est repérée par les géologues depuis la surface, c'est au tour des géophysiciens d'explorer le sous-sol.

⁷ Technique de photo aérienne et spatiale en période de sécheresse permettant d'analyser la composition des sols à partir des couleurs provoquées par l'humidité.

3.2 La prospection géophysique en profondeur :

La sismique réflexion est la méthode principale des géophysiciens pour repérer des gisements potentiels :

- ✓ Sur terre (onshore), à partir d'un choc ou de vibrations sonores ébranlant le sol, on détecte par un réseau de géophones les échos réfléchis partiellement par les couches géologiques. On obtient ainsi une échographie 2D de la structure des couches prospectées.

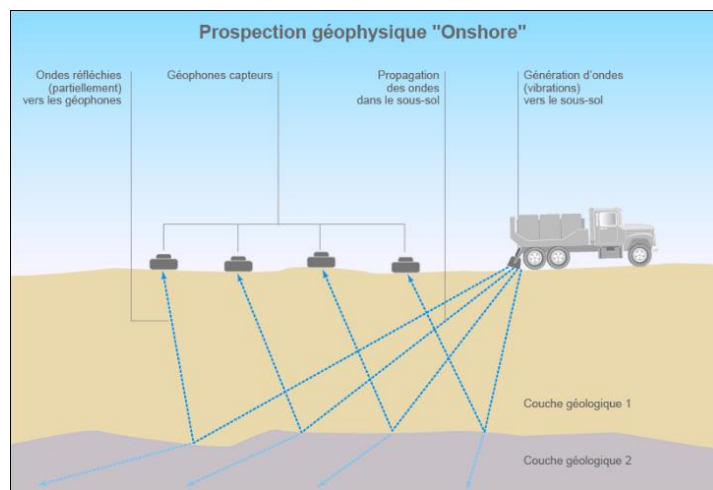


Figure 04 : prospection géophysique sur terre

- ✓ en mer (*offshore*), on produit l'onde sismique par air comprimé à haute pression et on recueille les échos sur des hydrophones flottants (flûtes), la couche d'eau étant considérée comme homogène.

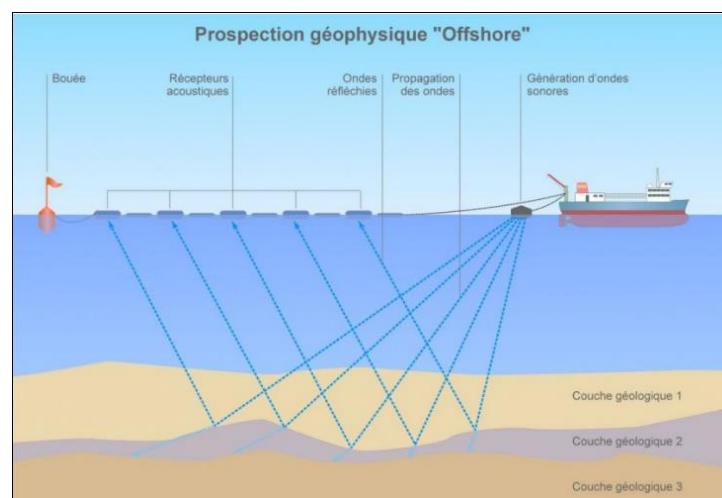


Figure 05 : prospection géophysique en mer

La sismique 3D permet d'avoir une imagerie plus précise et permet de visualiser les volumes de gisements et cela à travers la multiplication des angles de production des ondes sismiques pour permettre de construire des images du sous-sol en volume, néanmoins cette méthode reste très coûteuse

Aussi, en intégrant le facteur temps, on peut analyser l'évolution des gisements en cours d'exploitation en 4D

3.3 Les forages d'exploration :

Après la prospection, le forage est la seule méthode pour confirmer la présence d'hydrocarbures et pour définir :

- ✓ la qualité de l'effluent du puits (huile saturée de gaz? eau?) ;
- ✓ la perméabilité du réservoir ;
- ✓ la production potentielle et la quantité d'huile.

Forer consiste à percer l'écorce terrestre pour atteindre les zones pétrolifères, au-delà de deux kilomètres. Pour les gisements conventionnels terrestres, on fore généralement à la verticale mais des forages horizontaux sont pratiqués pour les gisements de grande étendue et de faible épaisseur. En mer, pour des raisons économiques, des forages orientés multiples sont effectués à partir d'une plateforme unique.

Dans un forage vertical classique, la tête de forage est un trépan doté de dents en acier très dur, parfois diamanté, mis en rotation rapide par un train de tiges creuses reliées à une tour verticale d'une trentaine de mètres de haut dans laquelle sont regroupés la table de rotation et les pompes d'aspiration et d'injection. Au fur et à mesure de la descente du trépan, on visse en surface des tiges supplémentaires. Simultanément, on procède au tubage externe du forage par des cylindres creux en acier de diamètre supérieur au trépan que l'on gaine de ciment.

Pour débarrasser en permanence le fond du forage des débris de roche arrachés par le trépan, on injecte sous haute pression dans le train de tiges en rotation une boue fluide qui traverse le trépan et remonte par le tubage externe en entraînant les débris. Cette boue est filtrée en surface, analysée et réinjectée dans le train de tiges. Au-delà de l'évacuation des débris, ce fluide équilibre la pression sur les parois du puits, lubrifie et refroidit le trépan et peut empêcher d'éventuelles éruptions.

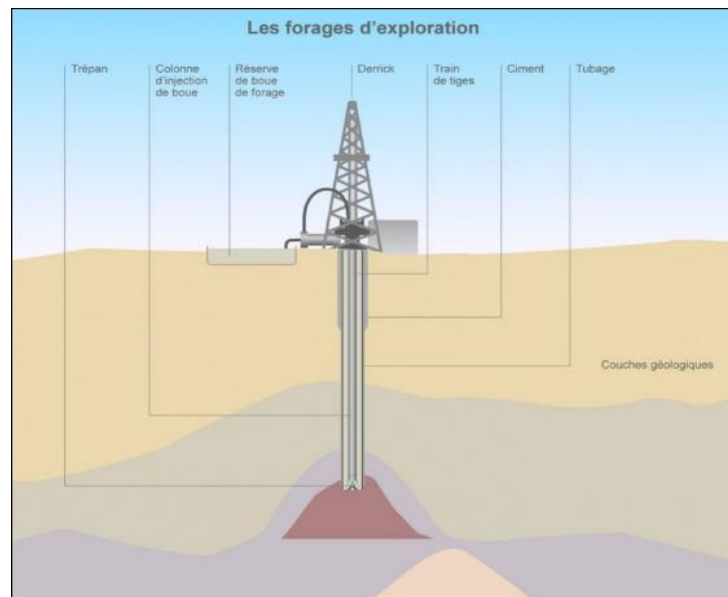


Figure 06 : Les forages d'exploration

La profondeur des trous de forage est habituellement comprise entre 2 000 et 4 000 m et peut atteindre 6 000 m. Lorsque des traces d'hydrocarbures sont détectées dans le fluide remontant en surface, on procède à un carottage avec un trépan spécial qui découpe un cylindre dans la roche. Une fois remontée, cette carotte fournit des informations clés sur la teneur en hydrocarbures de la roche traversée. Si un gisement est atteint, le forage est arrêté. Des explosifs sont descendus pour percer le tubage et laisser le pétrole pénétrer dans le puits et remonter à la surface si la pression est forte. Une tête de puits est alors installée pour mesurer le débit et évaluer la productivité du gisement. En cas de succès, d'autres forages sont réalisés pour en confirmer le potentiel. Puis viennent les multiples études économiques pour en estimer la rentabilité avant une décision de mise en exploitation.

3.4 Le développement du gisement :

La phase d'exploration a permis de localiser et d'évaluer les hydrocarbures présents dans le gisement. Avant de commencer l'exploitation elle-même, les pétroliers établissent le plan de développement du gisement :

- ✓ ils effectuent des calculs de rentabilité, pour déterminer si les ventes futures du pétrole et du gaz couvriront les coûts engendrés pendant toute la durée de vie de l'exploitation
- ✓ ils évaluent le nombre de forages nécessaires et choisissent les installations les plus adaptées pour les différentes étapes de la production (méthodes

d'extraction, traitement des produits ramenés à la surface, stockage provisoire, expédition) ;

- ✓ ils définissent le profil de production, c'est-à-dire une simulation qui prévoit les volumes de production du gisement, année par année, du début à la fin de l'exploitation.

Il faudra enfin préparer le site, l'aplanir, le déboiser, construire les routes servant à acheminer le matériel nécessaire, construire les locaux techniques et d'habitation. En offshore, il faut acheminer ou construire la plateforme.

Le cycle de vie du gisement de pétrole comprend trois phases :

- **le démarrage (2 à 3 ans)** : Pendant cette période, la production d'hydrocarbures augmente progressivement, au fur et à mesure que l'on fore les puits ;
- **la période de palier (ou plateau)** : pendant laquelle la production est stable. Ce palier de production dure également 2 à 3 ans, parfois davantage pour les réservoirs de grande taille ;
- **la période de décroissance** : durant laquelle la production décline de 1 à 10 % par an. À la fin de l'exploitation, d'importantes quantités de pétrole et de gaz demeurent encore dans le sous-sol. Les pétroliers cherchent sans cesse comment améliorer les taux de récupération des gisements, en utilisant les techniques de récupération assistée. Les taux de récupération d'un gisement de pétrole brut varient de 5 à 50 %. L'exploitation des gisements de gaz seul est plus efficace parce que le gaz est moins dense et beaucoup plus mobile que le pétrole : le taux de récupération peut atteindre 60 à 80 %.

3.5 La production des hydrocarbures (exploitation) :

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 XIXe 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.

3.5.1 Production par déplétion naturelle

Si la pression des fluides dans le puit 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

3.5.2 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 éco-toxicologiques permettent de vérifier que sa composition (huile, sel, chlorures, métaux, sulfates, carbonates, produits de traitement, etc.) respecte les seuils réglementaires.

4 Reserves et ressources:

Généralement le mot ressource définit ce qui existe sous terre, mais il est impossible de connaître cette valeur exactement, car les travaux de prospection géophysiques ne peuvent utiliser que des méthodes indirectes de mesure. Même si la science a beaucoup progressé depuis les années 80, il existe toujours une certaine incertitude. Et qui dit incertitude, dit probabilité.

Le mot réserve peut maintenant être précisé en fonction de certaines probabilités et se répartit en trois classes : Prouvées (P1) – Probables (P2) – Possibles (P3)

4.1 Les types de réserves :

a) Réserves prouvées appelées « P1 » :

C'est des réserves ou l'existence du pétrole a été prouvée physiquement sans considération sur la possibilité de récupération future

Le taux de récupération actuel est en fonction des conditions techniques et économiques du moment

b) Les réserves probables appelées « P2 » :

C'est des réserves ou l'existence du pétrole sous terre est considérée probable compte tenu des caractéristiques géologiques des réservoirs découverts à proximité et autres considérations

Le taux de récupération est estimé pour le future proche fonction des conditions techniques et économiques à venir

c) Les réserves possibles appelées « P3 » :

C'est des réserves où la présence du pétrole sous terre est considérée comme seulement possible et dont le taux de récupération est estimé pour un futur non déterminé

Les réserves prouvées, qui sont les seules à être publiées, ne désignent donc pas ce qui reste encore sous terre, mais seulement la fraction de ce combustible sous terre, que nous pensons pouvoir extraire avec les techniques disponibles aujourd'hui (ou dans un futur proche) et dans des conditions économiques favorables (que le coût d'extraction ne soit pas supérieur au prix de vente présent ou futur). Une réserve prouvée est donc une notion sujette à interprétation.

Les deux dernières classes de réserves correspondent soit à du pétrole dont la découverte n'a pas encore eu lieu, mais qui est considéré comme plus ou moins probable, soit à des réévaluations du potentiel de réservoirs déjà découverts, parce que les technologies se sont améliorées ou la taille du gisement a été réévaluée.

4.2 Les réserves mondiales du pétrole :

Selon BP Statistical Review of World Energy 2020, les réserves mondiales prouvées sont estimées à 1 733,9 Milliards de barils en fin 2019 soit une légère baisse de 0,12% par rapport à 2018 où elles étaient estimées à 1 735,9 Milliards de barils.

La hiérarchie des pays qui disposent des plus importantes réserves n'a pas été modifiée. Le "top 5" reste constitué du Venezuela avec 17,52% des réserves mondiales, de l'Arabie Saoudite avec 17,16% des réserves mondiales, du Canada avec 9,79% des réserves mondiales, de l'Iran avec 8,97% des réserves mondiales et de l'Irak avec 8,36% des réserves mondiales

Aussi, L'Organisation des Pays Exportateur de Pétrole détient 71,8% des réserves mondiales

Le tableau ci-dessous montre le classement des réserves prouvées en 2019 par pays et par part des réserves mondiales

Pays	Réserves prouvées en 2019	Part des réserves mondiales
Venezuela**	303,8	17,52 %
Arabie Saoudite**	297,6	17,16 %
Canada	169,7	9,79 %
Iran**	155,6	8,97 %
Irak**	145	8,36 %
Russie	107,2	6,18 %
Koweït**	101,5	5,85 %
Émirats Arabes Unis**	97,8	5,64 %
États-Unis	68,9	3,97 %
Libye**	48,4	2,79 %

**Figure 07 : réserves mondiales du pétrole en milliard du baril
(Source BP statistical review of World Energy 2020)**

Nigeria**	37	2,13 %
Kazakhstan	30	1,73 %
Chine	26,2	1,51 %
Qatar**	25,2	1,45 %
Brésil	12,7	0,73 %
Reste du monde	107,3	6,19 %
Total monde	1 733,9	100,0 %

** : pays membres de l'organisation des pays exportateurs de pétrole (opec)

Figure 08 : réserves mondiales du pétrole en milliard du baril (suite du tableau)(Source BP statistical review of World Energy 2020)

Chapitre 01 : le Pétrole : Genèse, Exploration et Production

D'après la présentation graphique ci-dessous, nous constatons que les pays du moyen orient disposent le taux le plus élevé des réserves prouvées du pétrole (48,1% en 2019) suivie des pays de l'Amérique du sud et l'Amérique centrale (18,7% en 2019), et en 3ème position les pays de l'Amérique du nord (14,1% en 2019)

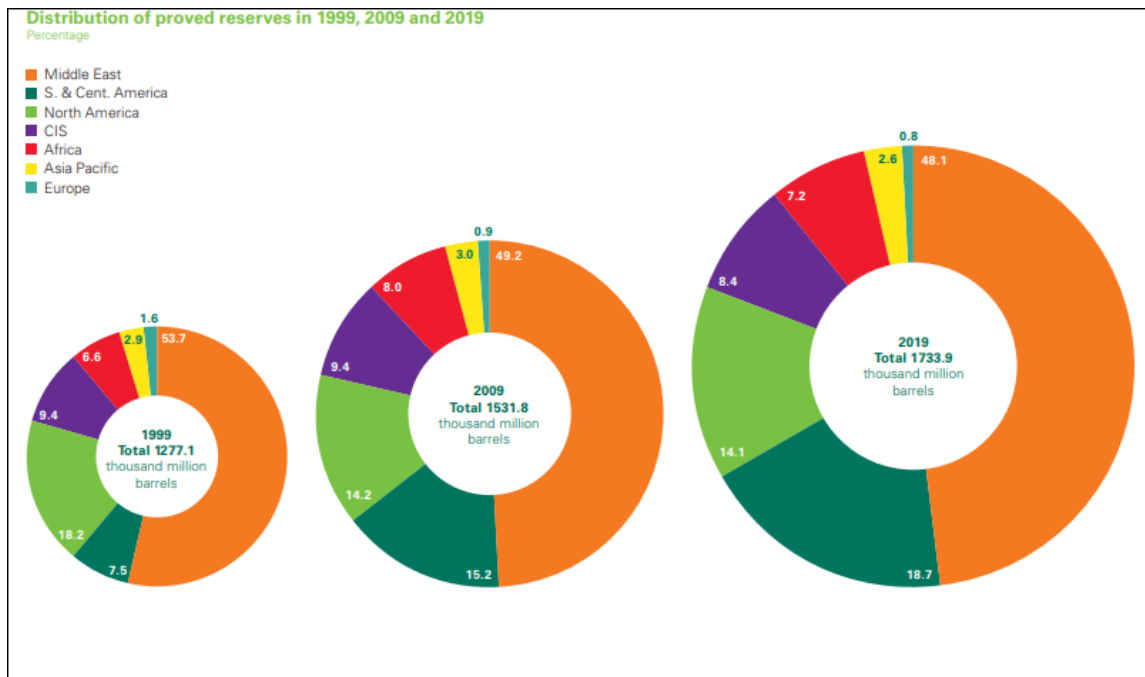


Figure 09 : Distribution (%) des Réserves prouvées du pétrole en 1999, 2009 et 2019 (Source BP statistical review of World Energy 2020)

Chapitre 02 :
Evolution de la
réglementation relative aux
hydrocarbures, en Algérie

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

86-14 du 19 août 1986, du 4 décembre 1991, 05-07 du 26 avril 2005 modifiée et complétée par l'ordonnance 6-10 du 29 juillet 2006 et amendée par la loi 24 février 2013 et en fin la dernière loi 19-13 du 22 décembre 2019.

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 19-13, ainsi que les différents types de contrats.

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 des prix 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

1 Le cadre législatif régissant les hydrocarbures en Algérie avant la promulgation de la première loi sur les hydrocarbures « la loi 86-14 du 19 Aout 1986 » :

Suite à son indépendance, l'Algérie devient le propriétaire des ressources du pays en hydrocarbures, mais la France continue de posséder le réel pouvoir de gestion de ces richesses, à travers la Société nationale de recherche et d'exploitation de pétrole en Algérie (SN REPAL). La législation française (le code pétrolier saharien de 1958) est ainsi maintenue, en application des accords d'Evian.

Par la suite y'a eu la création d'un cadre réglementaire qui permette la prise en charge et la gestion du secteur de l'énergie et des mines et, ce par :

- la création de la Direction de l'Energie et des carburants (ordonnance n° 62-029 du 25.08.1962 (JO n° 10 du 01.09.1962).
- Et la création du Bureau Algérien du Pétrole (ordonnance n° 62-030 du 25 aout 1962 (JO n° 10 du 01.09.1962).
- 31 décembre 1963 : Création de la Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures "SONATRACH", qui sera ultérieurement l'outil de la politique nationale des hydrocarbures.
- 29 juillet 1965 : Signature de l'Accord d'Alger qui maintien le régime des concessions mais stipule que les sociétés françaises (Total et Elf) doivent reverser à l'Etat algérien une partie de leurs bénéfices.
- 24 août 1967 : L'Algérie prend la décision de nationaliser les activités américaines de raffinage-distribution de Mobil et Esso.
- Août 1968 : SONATRACH bénéficie d'une série d'opérations qui lui donne le monopole de la commercialisation des produits pétroliers et le contrôle de l'ensemble du secteur pétrochimique.
- 19 octobre 1968 : SONATRACH signe un accord le avec le groupe pétrolier américain "Getty Oil" qui restitue à la compagnie nationale 51% de ses intérêts en Algérie. Cet accord a permis de renforcer la position algérienne face à la partie française.
- Le 24 février 1971, L'Algérie recouvre sa souveraineté totale sur ces ressources en hydrocarbures. A la faveur de cette nationalisation, il est imposé

aux entreprises étrangères de s'associer avec SONATRACH pour pouvoir investir dans des activités de recherche et de production. Ils doivent également créer une société de droit algérien afin de bénéficier de ces avantages.

- Le 12 avril 1971, la première "loi fondamentale" sur les hydrocarbures a été promulguée (ordonnance 71-22), définissant le cadre dans lequel les compagnies internationales peuvent exercer des activités de recherche et de production des hydrocarbures en Algérie.
- 27 février 1975 : Promulgation de l'ordonnance 75-13 qui augmente les redevances et les impôts à 20% sur les hydrocarbures liquides, 5% pour les hydrocarbures gazeux et 85 % pour le taux d'impôt direct pétrolier sur les bénéfices de la SONATRACH.
- 19 août 1986: L'Algérie promulgue une loi sur les hydrocarbures, marquée par une ouverture dans l'amont pétrolier, dans un contexte du "choc pétrolier" qui a conduit le pays à une grave crise financière. Cette loi "libérale" qui vise essentiellement la relance des investissements, a introduit une nouveauté dans les contrats : le partage des découvertes des hydrocarbures liquides.

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

2 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 86/14 du 19 Août 1986 relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures ; modifiée et complétée par la loi n°91-21 du 04 Novembre 1991 ;

- La loi 05/07 du 28 Avril 2005 relative aux hydrocarbures modifiée et complétée par l'ordonnance 6-10 du 29 juillet 2006 et amendée par la loi 24 février 2013 ;
- La loi 19-13 du 22 décembre 2019

2.1 La loi 86-14 :

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 86-14 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 loi⁸

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 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

⁸ ARTICLE 40 de la loi 86-14

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.

2.1.1 La redevance :

Appelée aussi « royalty », 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 puit 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 retard⁹.

2.1.2 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 « 86-14 » 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%¹⁰

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 retard¹¹.

2.1.3 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 au nom et pour le compte de l'associé étranger sur la base des éléments

⁹ Voir l'article 47 de la loi sur les hydrocarbures 86-14

¹⁰ Voir l'article 36 de la loi sur les hydrocarbures 86-14

¹¹ Voir l'article 36 et 52 de la loi sur les hydrocarbures 86-14

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.

2.2 La loi 05-07 :

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.

Cette loi (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.

Les procédures nécessaires pour l'octroi des droits tels que l'acquisition des terrains, des droits annexes et des servitudes, l'acquisition des droits d'utilisation du domaine maritime et l'expropriation passent désormais par le biais d'une nouvelle agence de régulation qui s'appelle l'agence nationale de contrôle et de régulation des activités dans le domaine des hydrocarbures « ARH ». Une autre agence nationale a été créée dont le rôle est la valorisation des ressources en hydrocarbures appelée « ALNAFT ».

L'autorité de régulation « ARH », aux termes de l'article 13 de la loi, « veille au respect de diverses réglementations relatives aux activités régies par la loi ». Elle veille aussi au respect de l'application des pénalités dues au Trésor en cas d'infractions aux réglementations techniques, d'hygiène, de sécurité industrielle et d'environnement. L'agence apparaît comme une autorité administrative qui joue le rôle que jouait jusque-là la Direction de l'énergie et des carburants (DEC) du ministère chargé des Hydrocarbures. Elle mérite donc bien l'appellation « d'autorité » que lui donne la loi.

Les attributions de l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) sont plutôt d'ordre économique, confirmant là aussi ce que semble vouloir indiquer son intitulé. Mais elle a également des attributions de type réglementaire, toutefois plus larges et plus nettes que celles dont on créditait la SONATRACH.

En effet, ALNAFT doit promouvoir les investissements dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures ; ce n'était pas là le moindre des rôles de la SONATRACH. L'Agence reçoit dès lors les instruments qui pourraient lui permettre d'accomplir ce rôle, notamment la gestion et la mise à jour de banques de données dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures. La SONATRACH est tenue de lui transmettre, sur demande, toutes les données dont elle dispose avec possibilité de garder copies¹². Ce transfert permet à ALNAFT de disposer des connaissances relatives au terrain et au monde du pétrole, nécessaires pour préciser et mettre en œuvre des politiques de promotion des investissements.

ALNAFT joue un rôle encore plus important dans le choix des périmètres devant faire l'objet de travaux de recherche¹³ ; ces périmètres lui sont exclusivement attribués sous la forme d'un titre minier délivré par la voie réglementaire¹⁴. Elle prend donc ainsi le rôle exercé jusque-là à la fois par la DEC et par la SONATRACH. Mais à la différence de la DEC (Direction centrale du ministère de l'Énergie), elle n'est pas un petit appareil administratif chargé simplement de mettre en forme réglementaire des décisions prises en réalité par la SONATRACH.

À la différence de la SONATRACH, ALNAFT ne procède pas elle-même à la recherche et à l'exploitation bien qu'elle soit obligatoirement liée par un contrat avec toute personne qui obtient le droit d'exercer ces activités. Autrement dit, ALNAFT n'est pas destinée à devenir un opérateur pour exercer « le métier » de pétrolier. Ce rôle reste celui de la SONATRACH. Contrairement à ce que faisait la SONATRACH, ALNAFT ne choisit pas elle-même les contractants qui se livreront aux activités de recherche et d'exploitation. Ce choix, et c'est un des apports fondamentaux de la loi, est désormais effectué sur **la base d'un appel d'offre**. « Le contrat de recherche et/ou

¹² ARTICLE 100 DE LA LOI 05-07 du 28 AVRIL 2005

¹³ ARTICLE 15 DE LA LOI 05-07 du 28 AVRIL 2005

¹⁴ ARTICLE 23 DE LA LOI 05-07 du 28 AVRIL 2005

d'exploitation est conclu suite à un appel à la concurrence conformément aux procédures établies par voie réglementaire »¹⁵

La loi n° 05-07 dispose que : «Les substances et les ressources en hydrocarbures découvertes ou non découvertes situées dans le sol et le sous-sol du territoire national et des espaces maritimes relevant de la souveraineté nationale sont propriété de la collectivité nationale dont l'État est l'émanation.»

La signification de cette disposition ne souffre d'aucune ambiguïté : elle interdit à l'investisseur toute revendication éventuelle sur le gisement qu'il aurait découvert.

C'est précisément parce qu'il est propriétaire de ces ressources naturelles que l'État joue un rôle actif dans leur gestion. Il revient, en effet, au ministre chargé des Hydrocarbures de veiller à leur valorisation, de proposer une politique, et, après son adoption, de la mettre en œuvre

On peut observer aussi qu'au regard de la loi 05-07, la SONATRACH et les opérateurs pétroliers étrangers ou internationaux ont des rôles et des responsabilités différentes de ceux qu'ils avaient sous l'empire de la loi n° 86-14.

L'abandon du principe du contrôle national sur les hydrocarbures à travers la participation minoritaire obligatoire de SONATRACH dans l'exploitation des hydrocarbures, faisait passer SONATRACH de la position de monopole sur le domaine minier à celle de pétrolier et gazier concurrent sur son propre territoire ne va pas faire consensus.

Les instruments de la mise en œuvre de la loi seront d'abord gelés puis amendés, l'ordonnance **n°06-10 du 29 juillet qui amende la loi 05-07** va rendre à SONATRACH la majorité des parts dans toute exploitation pétrolière, de même que dans le raffinage et le transport.

L'ordonnance 06-10 a apporté, en conséquence, des modifications en portant les participations de SONATRACH dans les contrats où elle n'est pas contractante d'un maximum de 30% à un minimum obligatoire de 51%. La loi amendée introduit

¹⁵ ARTICLE 32 DE LA LOI 05-07 du 28 AVRIL 2005

également une « taxe sur les profits exceptionnels, de 5 à 50% lorsque le prix du baril de pétrole est supérieur à 30 dollars ».

La loi 05-07 désigne le zonage pour les besoins de la recherche et de l'exploitation, zones A, B, C, D. Cette subdivision est fixée par voie réglementaire. Aucun changement de délimitation ne peut être rétroactif. Le nombre de parcelles composant chaque périmètre et la géométrie de ce périmètre sont établis par voie réglementaire. Les tailles maxima des périmètres de chaque zone et les programmes minima de travaux sont aussi établis par voie réglementaire¹⁶.

L'autorisation de prospection peut être accordée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) à toute personne demandant à exécuter des travaux de prospection d'hydrocarbures sur un ou plusieurs périmètres, pour une durée maximale de deux (02) années¹⁷.

Concernant l'acquittement de la redevance les quantités d'hydrocarbures consommées ou perdues exclues du calcul de la redevance doivent être limitées à des seuils techniquement admissibles et faire l'objet de justification¹⁸

Le droit de transfert consiste à « tout transfert est soumis au paiement au Trésor public, par la ou les personnes cédantes, d'un droit non déductible, dont le montant est égal à un pour cent (1%) de la valeur de la transaction. Le mode de calcul et de liquidation de ce droit est précisé par voie réglementaire »¹⁹

Le prorogation de la période de recherche « Au terme de la période de recherche, il est automatiquement mis fin au contrat de recherche et de plein droit si le contractant n'a pas déclaré de gisement commercial ou s'il n'a pas sélectionné un périmètre, sujet à l'application de l'article 42 de la présente loi. »²⁰

Extension exceptionnelle : « Le contractant peut prétendre à une extension exceptionnelle de la période de recherche d'une durée maximale de 6 mois, pour lui

¹⁶ ARTICLE 19 de la loi 05-07 du 28 AVRIL 2005

¹⁷ ARTICLE 20 de la loi 05-07 du 28 AVRIL 2005

¹⁸ ARTICLE 26 DE LA LOI 05-07 DU 28 AVRIL 2005

¹⁹ ARTICLE 31/3 DE LA LOI 05-07 DU 28 AVRIL 2005

²⁰ ARTICLE 37/1 DE LA LOI 05-07 DU 28 AVRIL 2005

permettre d'achever le forage et/ou l'évaluation d'un puits de recherche qui aura été initié au cours des 3 derniers mois avant l'expiration de la période de recherche. »²¹

Rendus et restitution des surfaces : Le périmètre contractuel, est réduit de 30% à la fin de la 1ère et de la 2ème phase de la période de recherche²²

Le programme minimum de travaux est spécifié dans le contrat de recherche et d'exploitation pour chacune des phases de la période de recherche²³.

Garantie bancaire : le contrat de recherche et d'exploitation doit spécifier le montant de la garantie bancaire couvrant le montant des travaux minimum à réaliser par le contractant durant chaque phase de recherche²⁴.

La loi 05-07 désigne la Production anticipée « Le contractant ayant découvert un gisement peut bénéficier d'une autorisation de production anticipée à partir d'un ou plusieurs puits pour une durée ne dépassant pas (12) douze mois à partir de la date d'attribution de cette autorisation par ALNAFT ». Cette production anticipée est soumise au régime fiscal prévu par la présente loi »²⁵

Torchage du gaz, pour des durées limitées qui ne peuvent excéder 90 jours, ALNAFT peut accorder une autorisation de torchage, L'opérateur doit s'acquitter d'une taxe spécifique payable au trésor public, non déductible de (8000 DA par millier Nm³)²⁶ de gaz torché²⁷

Taxe sur l'eau, Cette taxe spécifique, payable conformément aux dispositions arrêtées par voie réglementaire, est fixée à (80) DA par mètre cube utilisé. Ladite taxe est soumise à l'indexation selon des formules spécifiques à l'activité. ALNAFT se charge du contrôle des quantités utilisées et s'assure du paiement par l'opérateur de cette taxe²⁸

²¹ ARTICLE 37/2 DE LA LOI 05-07 DU 28 AVRIL 2005

²² ARTICLE 38 DE LA LOI 05-07 DU 28 AVRIL 2005

²³ ARTICLE 43/1 DE LA LOI 05-07 DU 28 AVRIL 2005

²⁴ ARTICLE 43/2 DE LA LOI 05-07 DU 28 AVRIL 2005

²⁵ ARTICLE 46 DE LA LOI 05-07 DU 28 AVRIL 2005

²⁶ Normaux mètres cubes

²⁷ ARTICLE 52 DE LA LOI 05-07

²⁸ ARTICLE 53 DE LA LOI 05-07

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

2.2.1 La taxe superficiaire :

La taxe superficiaire est nouvelle dans la mesure où elle n'existait ni aux termes de la loi du 19 août 1986, ni aux termes des textes législatifs antérieurs. La taxe superficiaire est calculée sur la base de la superficie du domaine à la date de l'échéance annuelle. Elle est versée au Trésor. Un tableau des montants en dinars algériens (DA) par zones et par périodes de recherche et d'exploitation, est établi par la loi pour déterminer les montants de la taxe²⁹.

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

Tableau 1 : le tarif applicable à la superficie du périmètre (LOI 2005)

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 84 de la loi des hydrocarbures 05-07

Le montant de la taxe superficiaire est en DA par Km²

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

²⁹ Voir article 84 de la loi des hydrocarbures 05-07

2.2.2 La redevance :

L'article 41 de la loi du 19 août 1986 fixe à 20 % le taux de la redevance applicable à la valeur de la production déterminée par voie réglementaire sur la base des prix du marché international. La loi 05-07 élargit le spectre des taux variables retenus selon, non seulement les zones qui sont désormais A, B, C, D et non plus A et B, mais également selon les niveaux de production par jour. Les taux de la redevance varient ainsi de 5,5 à 23 %³⁰. 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 mesure³¹ 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;

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

³⁰ Voir article 85 de la loi des hydrocarbures 05-07

³¹ **Point de mesure** : localisation prévue dans le plan de développement approuvé où s'effectue la détermination des quantités et des qualités d'hydrocarbures extraites, dans le périmètre d'exploitation ou à l'extérieur de celui-ci si tout ou partie de la production est traitée dans des installations situées à l'extérieur dudit périmètre d'exploitation

- Taux de la redevance pour une quantité d'hydrocarbures extraits n'excédant pas 100.000 bep/jour.

Tableau 2 : 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%
20001 à 50000 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 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 3 : 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 85 de la loi 05-07

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 :

Redevance = ((production en bep x prix de base) - (tarif de transport)) x taux appliqué selon le volume de production et la zone

2.2.3 taxe sur le revenu pétrolier (TRP) :

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

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 établies³². Les encouragements en faveur des investisseurs, dans les zones réputées plus difficiles, sont donc plus marqués par rapport à la loi de 1986, confirmant ainsi la tendance libérale de la loi d'avril 2005.

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 :

Revenu pétrolier : valeur de la production annuelle – déductions autorisées.

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

³² L'article 87 de la loi des hydrocarbures 05-07 fixe les tableaux et les modes de calcul de la TRP sur la base des principes énoncés.

▪ Déductions autorisées³³ :

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

Taux d'imposition

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

Tableau 4 : le pourcentage de TRP applicable selon les seuils:

PV exprimé en 10⁹ 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 87 de la loi 05-07 sur les hydrocarbures

³³ Voir l'article 86 de la loi sur les hydrocarbures 05-07

Taux de l'Uplift :

Tableau 5 : 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 uplift 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) ».

2.2.4 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.

2.2.5 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.

2.2.6 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)

2.2.7 Taxe spécifique sur l'utilisation de l'eau :

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

2.2.8 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.

2.2.9 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.

2.3 La loi 13-01 :

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 conventionnel³⁴
- 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.

2.3.1 La Taxe superficielle selon la loi 13 - 01 :

Le montant en DA de la taxe superficielle par (Km²) est fixé comme suivant³⁵ :

³⁴ Hydrocarbures non conventionnels désignent des carburants fossiles qui sont difficiles à exploiter par les Méthodes d'extraction conventionnelles, c'est-à-dire souvent par l'exécution d'un simple forage. Leur extraction nécessite l'usage de techniques complémentaires comme la fracturation hydraulique. Des techniques généralement plus coûteuses que le simple forage

³⁵ VOIR ARTICLE 84 DE LA LOI 13-01

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 6 : le tarif applicable à la superficie du périmètre contractuel selon la loi 13-01

			A	B	C	D
		durée	Taxe (DA / Km2)			
Période de recherche	Phase initiale	3 ans	4000	4800	6000	8000
	2eme phase	2 ans	6000	8000	10 000	12000
	3eme phase	2 ans	8000	12 000	14 000	16 000
Période de rétention + 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 ;³⁶

▪ **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 ;³⁷

▪ **Prorogation** : Prorogation maximale de 2ans, afin d'achever les travaux de délinéation

d'une découverte réalisée avant l'expiration de la période de recherche (*Déduction faite de la période exceptionnelle accordée*)³⁸

³⁶ VOIR ARTICLE 42 DE LA LOI 13-01

³⁷ VOIR ARTICLE 37 DE LA LOI 13-01

³⁸ VOIR ARTICLE 37 DE LA LOI 13-01

Chapitre 02 : Evolution de la réglementation relative aux hydrocarbures en Algérie

Les montants unitaires sont indexés au contractant par ALNAFT, l'indexation est effectuée sur la base Consumer Price Index (CPI).³⁹

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

2.3.2 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 2014.⁴⁰

La formule se présente comme suit⁴¹ :

[(Qtés en tep x prix de base) – tarif de transport] x taux

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

	A	B	C	D	NC+ 342	CAS
≤ 20 000	5.5%	8.0%	11.0%	12.5%		
≤ 50 000	10.5%	13.0%	16.0%	20.0%	5.0%	
≤ 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

³⁹ 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.

⁴⁰ VOIR ARTICLE 85 DE LA LOI 13-01

⁴¹ VOIR ARTICLE 90 DE LA LOI 13-01

⁴² 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)

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 3⁴³, le taux de redevance applicable à l'ensemble de la production est de 5% pour les hydrocarbures non conventionnels.

2.3.3 la taxe sur le revenu pétrolier :

La formule de calcul se présente comme suivant :

TRP = revenu pétrolier x taux (art 86, 87),

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.

⁴³ VOIR ARTICLE 87 DE LA LOI 13-01

Tableau 8 : pourcentages de déduction annuelle et taux d'Uplift en 2013.

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

Source : documents de la SONATRACH

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

Tableau 9 : taux de taxe sur le revenu pétrolier (TRP) :

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

Source : documents de la SONATRACH

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 bep⁴⁴

-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.

⁴⁴ **Bep** : baril 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

Chapitre 02 : Evolution de la réglementation relative aux hydrocarbures en Algérie

L'article 86 - 87 /13 - 01 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/ Décret exécutif n°14- 229 du 25 /08 /2014 fixant la liste et la nature des investissements de recherche et développement à prendre en considération pour la détermination des tranches annuelles déductibles pour le calcul de la base TRP et des paramètres (Ii) pour les besoins de calcul de la TRP/décret exécutif n° 7 - 130 du 07 / 05/2007 , modifié et complété , fixant les modalités de calcul des montants des règlements mensuels provisoires valant acomptes sur la TRP⁴⁵

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

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

Pbi = PV - coûts d'exploitation - REDV - TRP - 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.

Elle doit être budgétée dans le programme annuel de développement approuvé par ALNAFT.

Matériels ; services ; les coûts d'abandon ; taxe superficielle / taxe sur l'utilisation de l'eau/Les frais de formation» achat du gaz ; les frais du personnel ; les frais financiers.

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

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

⁴⁵ VOIR ARTICLE 87 DE LA LOI 13-01

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)

2.3.4 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.

2.3.5 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.

ICR = CA x taux ICR

CA = revenu pétrolier – 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 13-01		
Conventionnel	Cas1 et cas3	19%	R1 < 1
		80%	
	Cas2	30%	R2 ≥ 1

Source : documents de la SONATRACH

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

2.3.6 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 17- 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 17/ 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.

2.4 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 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 19 - 13 sur les hydrocarbures en fonction de chaque type de contrat.

2.4.1 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 août 1986.

a) Le Contrat de Participation :

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

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

b) Le Contrat de Partage de Production :

Pour rappel le contrat de partage production a été introduit initialement par la loi N°86-14 .

Dans la nouvelle loi, ce contrat appelé Production Sharing Contract (PSC) a été réintroduit par les articles 83, 84 et 85. Dans le PSC, le partenaire étranger supporte le risque minéral et financier pendant la phase d'exploration. Cependant, la Compagnie Nationale a la possibilité de participer au financement des opérations de 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 "cost oil"; 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.

c) Le Contrat de Services à Risques

Ce type de contrat est défini dans les articles 86, 87 et 88 de la nouvelle loi et il est principalement consacré aux activités d'exploitation. Comme le PSC, dans cette forme contractuelle, le partenaire étranger finance les opérations en amont et reçoit sa rémunération en espèces, en contrepartie d'une partie des dépenses engagées selon les dispositions contractuelles (cost oil et profit oil). 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.

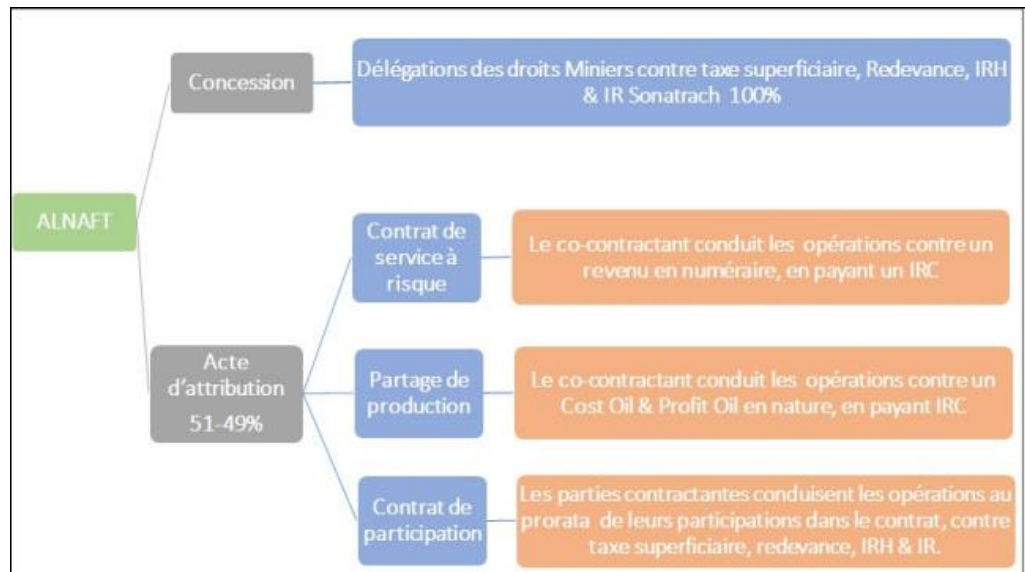


Figure 10 : formes possibles des contrats

d) 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.

2.4.2 L'autorisation de prospection :

L'autorisation de prospection⁴⁶ 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

⁴⁶ Voir article 47 de la loi sur les hydrocarbures 19-13

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. L'Autorisation de prospection⁴⁷ 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

2.4.3 La durée des contrats d'hydrocarbures :

La concession ou le contrat de recherche et exploitation⁴⁸ 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 accordée 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 maximale 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 accordée.

⁴⁷ Voir article 46 de la loi sur les hydrocarbures 19-13

⁴⁸ Article 56 de la nouvelle loi sur les hydrocarbures « 19-13 »

- **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.

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.

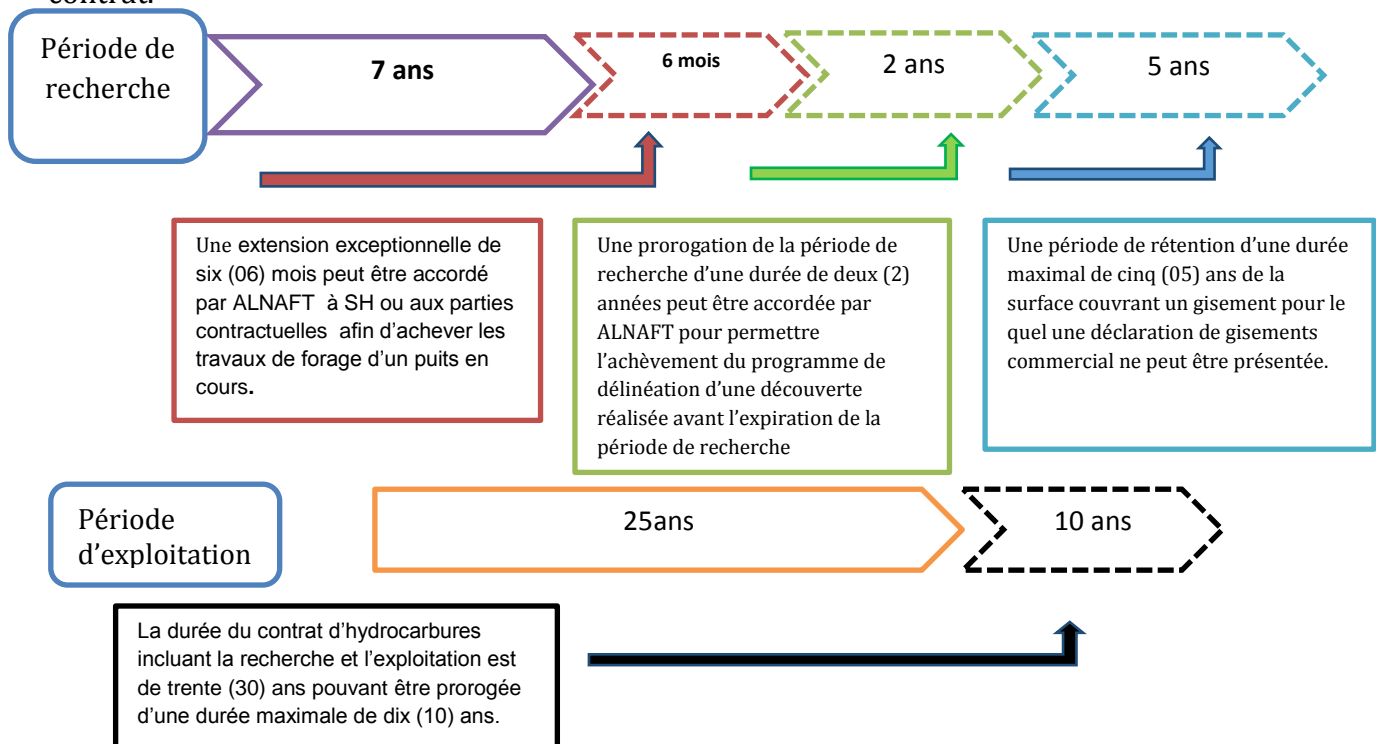


Figure 11 : schéma global d'un contrat de recherche et d'exploitation

2.4.4 Les dispositions fiscales de la nouvelle loi 19-13 :

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).

a) La taxe superficiaire :

Le calcul de cette taxe, comme mentionné dans les articles 165 et 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 19-13)

Période	Période de recherche		Période d'extension exceptionnelle / Période de prorogation / Période de rétention	Période d'exploitation
	De la 1ere année à la 4eme année incluse	De la 5eme année à la 7eme année incluse		
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.

a) la redevance :

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

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

Cette nouvelle loi octroie également plusieurs déductions liées aux coûts de transfert des pipelines 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%⁴⁹. Le niveau de cette production anticipée est quant à lui défini par les articles 110 et 111 de la loi. La redevance est déclarée et payée mensuellement par la société nationale dans le cas d'une concession amont, d'un contrat de partage de production ou d'un contrat de service à risque et par les parties contractantes dans le cas d'un contrat de participation.

Cette redevance sur la production anticipée sera régularisée par la compagnie nationale ou par les parties contractantes au plus tard le 1er mars de l'année suivant l'année concernée⁵⁰.

⁴⁹ Voir Articles 198 à 201 loi « 19-13 » relative aux hydrocarbures

⁵⁰ Voir Articles 165 et 166 loi « 19-13 » relative aux hydrocarbures

b) 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 :⁵¹

Revenu des HB = PV - déductions autorisées

Les déductions annuelles suivantes :

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

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

R= la somme des revenus cumulés / la somme des dépenses cumulées

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)

⁵¹ Voir Article 173 loi « 19-13 »

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

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.

⁵²Selon les dispositions de la nouvelle loi, les tranches ne sont plus calculées progressivement.

La formule de calcul de ce segment, qui est actuellement basée sur la rentabilité des investissements a été remplacée par une formule basée sur le gain du dollar investi qui,

contrairement à la formule de la loi « 05 -07 », ne prend pas en compte la valeur temps de l'argent. En outre, les taux applicable à cette taxe sont réduits et varient entre 10% et 50% au lieu de 20% à 70% pour la loi « 05 - 07 ».

⁵² Voir Articles 177 à 187 loi « 19-13 »

c) L'impôt sur le résultat :

En accord avec les articles 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.

d) 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.

e) Autres dispositions fiscales :

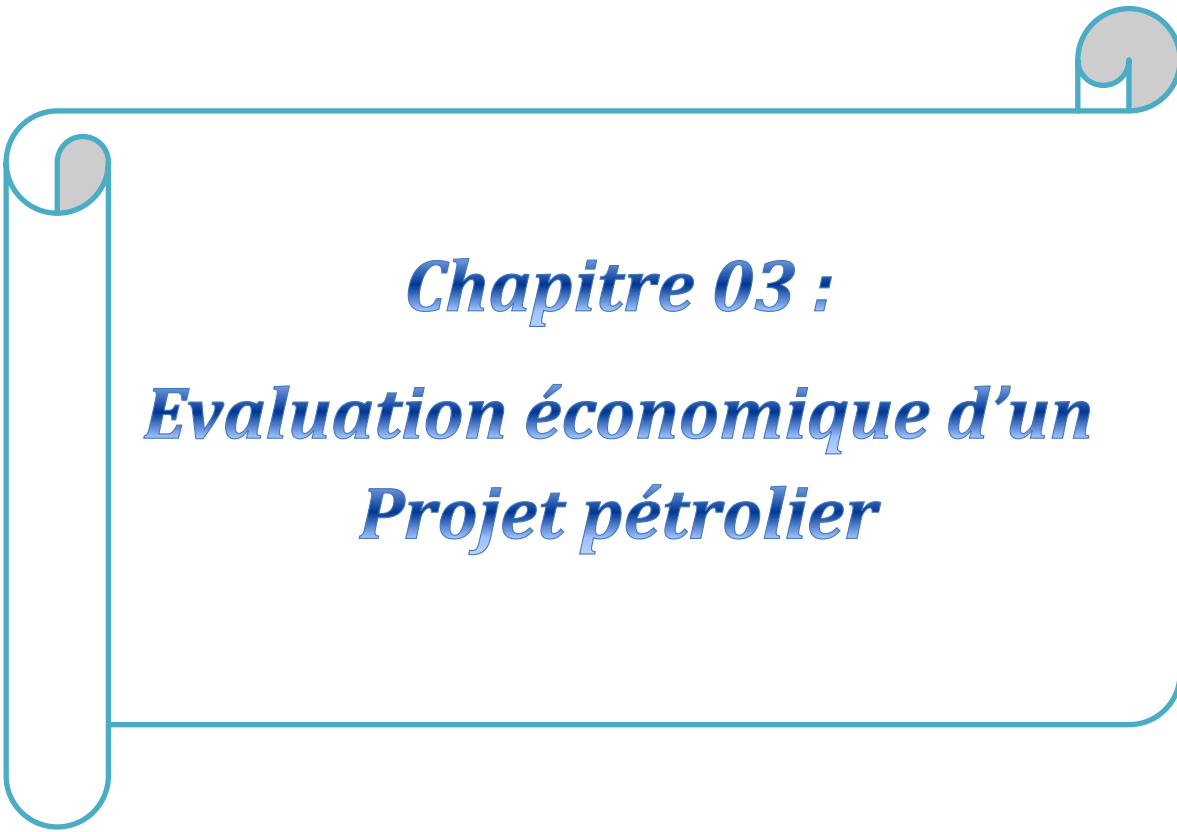
▪ **taxe applicable sur le transfert des droits et obligations :**

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.

▪ **taxe de torchage :**

dans la section 1 du chapitre 3 de la nouvelle loi ,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 215 de cette nouvelle loi.



Chapitre 03 :
Evaluation économique d'un
Projet 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 coûts et investissements ainsi que les recettes prévisionnelles

C'est pour cette raison que nous avons décidé de consacrer ce chapitre pour définir les différents critères d'évaluation d'un projet d'investissement en général et de faire la projection sur un projet pétrolier

1 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.

1.1 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.

1.1.1 Estimation des Coûts d'Investissement

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

- a. **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.
- b. **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.

1.1.2 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).

1.2 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.

- a. 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.

- b. 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.

1.3 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 :

a. 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 : $V_f = R = L = 0$; $T_a = 100/T$. $A = V_0 \times T_a$

b. 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.

$$T_{ad} = T_a \times \text{Coefficient}$$

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)

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

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.

c. 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.

d. Amortissement Progressif

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

1.4 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).

2 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.

2.1 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.

2.1.1 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.

2.1.2 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.

2.2 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, dans une approche déterministe.

2.2.1 Valeur Actuelle Nette « VAN » :

On appelle revenu actualisé 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.

2.2.2 Taux de Rentabilité Interne

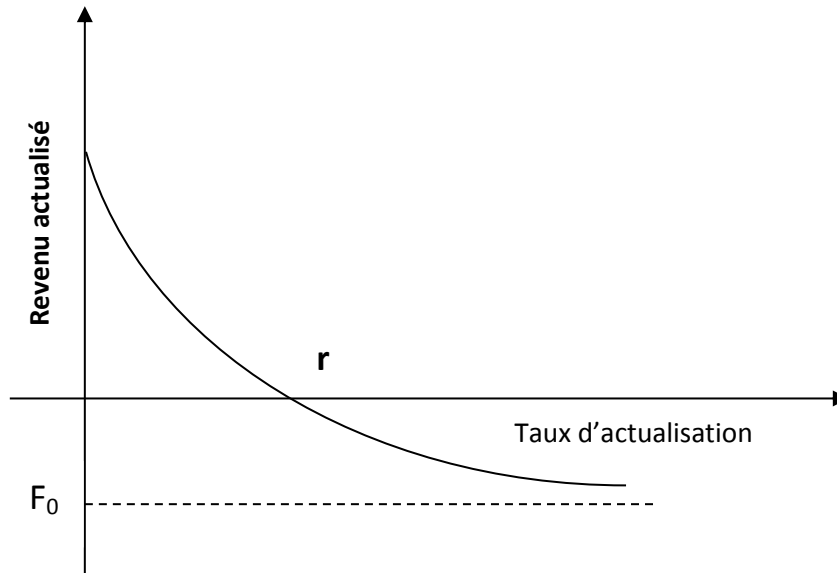
Nous considérons un projet d'investissement simple auquel est associé un échéancier de flux de trésorerie CF_t .

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

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.

Fig.12. Courbe de Rentabilité



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 calculée 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 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.

2.2.3 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.

2.2.4 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.

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

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.

2.2.5 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.

$$n = X_{ans} + \left[\frac{(\sum \bar{I} - \sum CF_{t-1})}{(\sum \bar{CF}_t - \sum CF_{t-1})} \right] \times 12$$

Tel que :

n : délai de récupération en année ;

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

\bar{CF}_{t-1} : le flux de trésorerie actualisé correspondant à la dernière valeur négative qui précède la récupération du capital ;

\bar{CF}_t : le flux de trésorerie actualisé correspondant à la première valeur positive ;

Lorsque l'on désire effectuer 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.

2.3 L'Approche probabiliste

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

2.3.1 La Valeur Monétaire Espérée (EMV) du projet :

La valeur monétaire espérée appelée aussi « Expected Monetary Value » (EMV), est un paramètre essentiel dans un contexte d'incertitude. Elle est définie comme étant l'espérance mathématique associée à deux possibilités, succès ou échec, autrement dit la valeur de la VAN en tenant compte de risque de perte sur le projet. La formule de calcul de l'EMV est définie comme suit :

$$EMV = P_s * VAN + (1 - P_s) * (-I)$$

Tel que :

P_s : La Probabilité de Succès

VAN : Valeur Actuelle Nette

I : L'Investissement.

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

3 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 :

3.1.1 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 ;

3.1.2 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 délinéation⁵³ (environ deux (02) puits pour chaque découverte réalisée), correspond à 30% des CAPEX développement;
- 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% ;

3.1.3 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).

3.1.4 Les profils de production :

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

⁵³ Appelé aussi forage d'appréciation, c'est un forage complémentaire, permettant de mieux connaître l'expansion géographique d'un gisement.

3.1.5 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

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 (Cost oil, Profit oil);
- Enfin calcul des cash-flows.



***Chapitre 04 : stratégie
d'Exploration dans le
Domaine Minier Nord
Algérien***

Ce chapitre est réparti en deux parties, dans la première partie nous allons décrire l'évolution des efforts d'exploration dans le domaine minier nord Algérien, les faits marquants, les thématiques et zones d'intérêt dans cette région ainsi que l'élaboration d'une stratégie d'exploration.

Dans la deuxième partie, nous allons effectuer une évaluation économique d'un projet situé dans une province émergente du DMNA, et faire un comparatif des résultats économiques obtenus sous l'égide des deux lois sur les hydrocarbures (la loi 13-01 et la loi 19-13)

Partie I : efforts d'exploration dans le Domaine Minier du Nord Algérien

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.

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 ou 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.

a- Bassin Offshore

Les bassins de l'Offshore, qui s'étalent d'Est en Ouest sur une longueur de 1 200 km et couvrent une superficie de 95 000 km² environ. Ce domaine est découpé en quatre vastes 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.

b- Bassin du Chelif

L'exploration dans le bassin du Chelif a débuté à la fin du XIX^{ème} siècle sur la base d'indices de surface. Elle a mis en évidence des petits gisements d'huile à Tliouanet (28° API), à Aïn Zeft (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.

c- 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.

d- 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 Etat du portefeuille en perimetres 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 :**
 - Off-shore zone EST
 - Off-shore zone OUEST

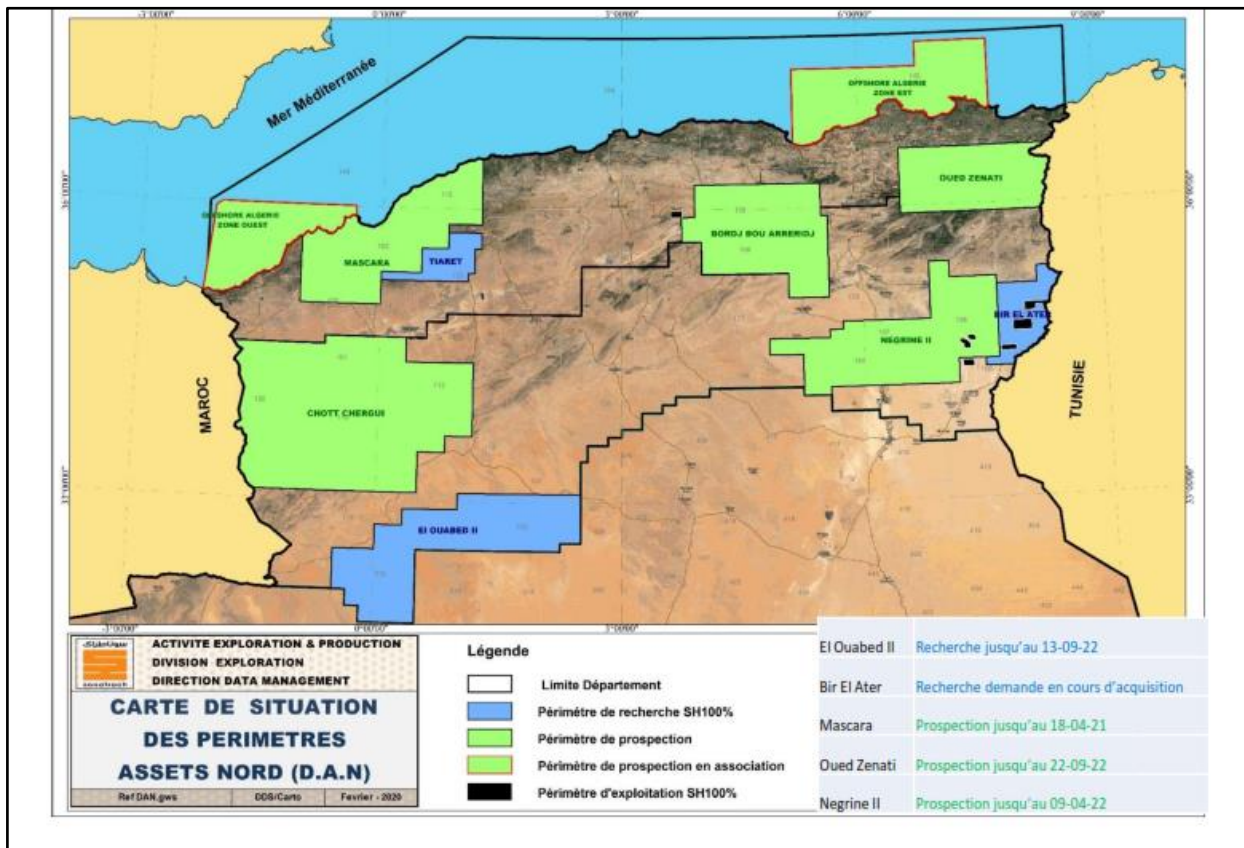


Figure N° 13 : Etat actuel du portefeuille en périmètres de la Direction Assets Nord

La superficie occupée en recherche et prospection représente **16.5%** de la superficie de la Direction Asset Nord et **83.5%** reste non exploré

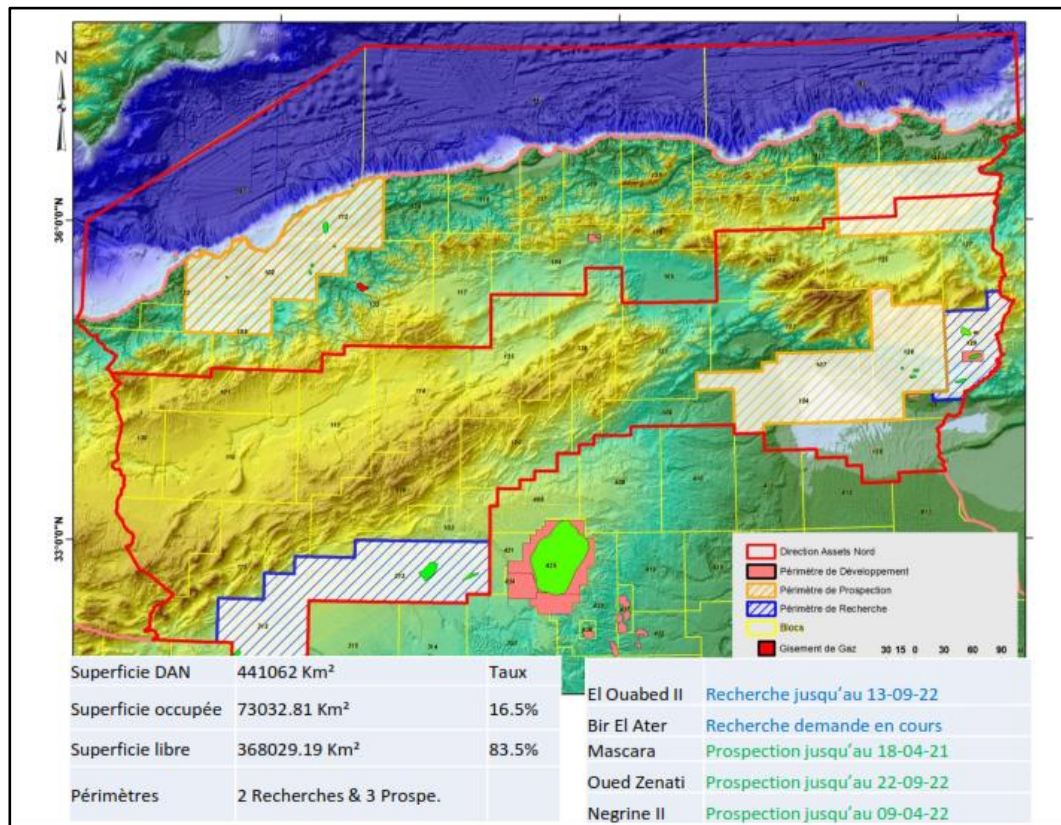


Figure N° 14 : Etat actuel du portefeuille en périmètres de la Direction Assets Nord par superficie

La direction Asset Nord présente plusieurs opportunités de production avec des réserves classés P50 (probables) en 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

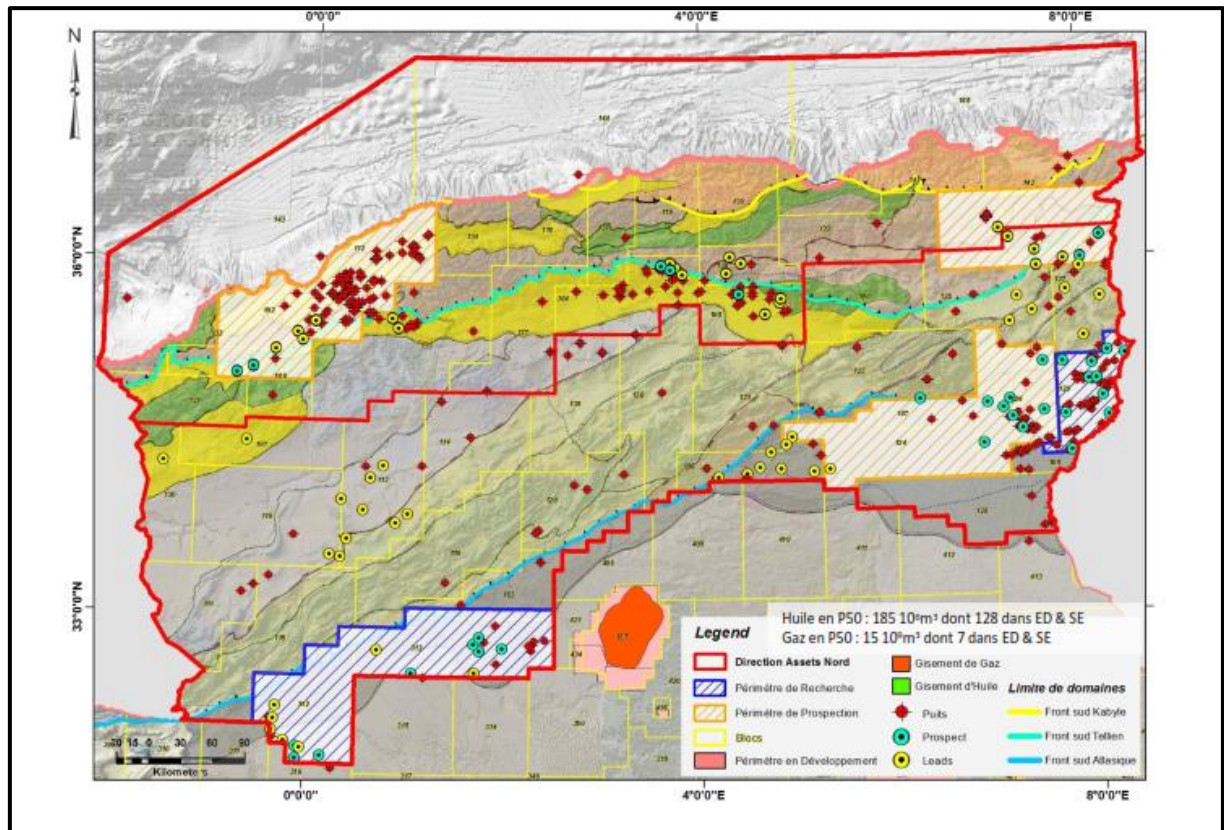


Figure N° 15 : Etat actuel du portefeuille en périmètres et en opportunités

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

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

3.1 Collecte de données sismique 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

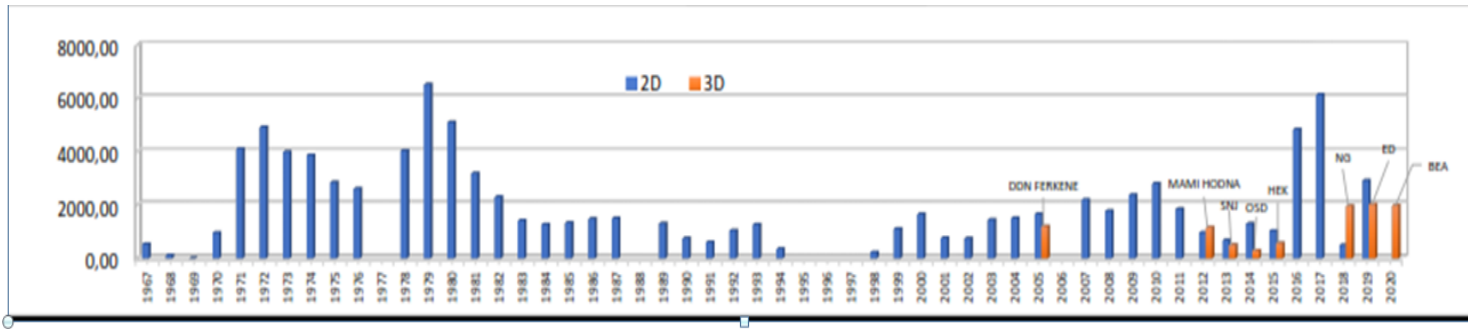


Figure N°16 : Évolution de l'effort d'exploration en sismique 2D et 3D

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 où 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 coûts et de probabilité de succès.

3.2 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 constatés dans cette région.

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

Chapitre 04 : stratégie d'Exploration dans le Domaine Minier Nord Algérien

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

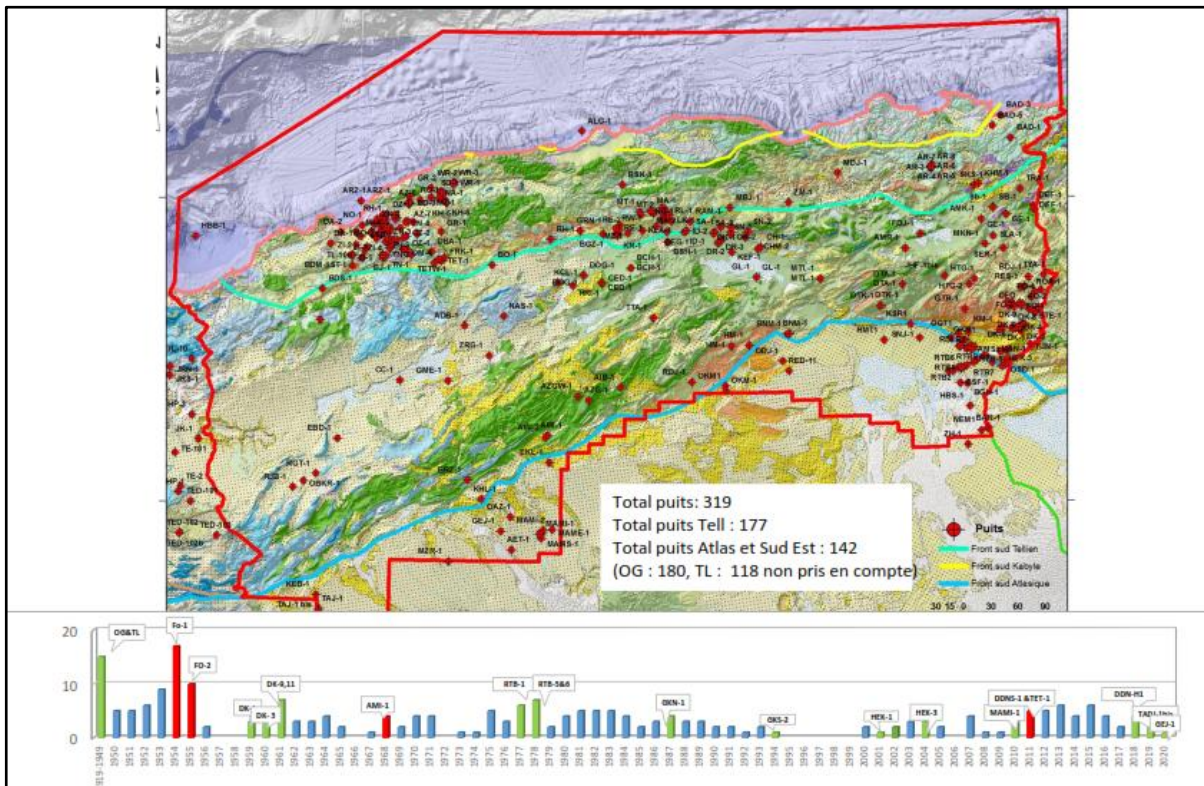


Figure N° 17 : L'évolution des forages d'exploration dans le Nord Algérien entre 1919 et 2020

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 de oued Guterini fut découvert au Sud de Sour El Ghozlane à 150 Km au Sud d'Alger et qui était un gisement modeste mais commerciale.

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

- ✓ En 1953 : découvert du gaz naturel dans le bassin d'Ahnet région de Jbel berga
- ✓ 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

4 Les faits marquants de l'exploration dans le Nord Algérien

4.1 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 chelif 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 km²
 - Couverture sismique faible : 0.33 km/km²
 - 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/km²
 - Terrain facile à difficile
 - Imagerie sismique des objectifs très incertains
- **Le bassin de Benoud :**
 - Sismique 2D : 15370 km
 - Sismique 3D : 2541 km²

- Sismique 2D entre 2000-2020 : 5453 km
- Sismique 3D entre 2000-2020 : 2541 km²
- Couverture sismique modérée : 0.5 km/km²
- Accès facile
- Imagerie sismique délicate
- **Le bassin du Sud Est Constantinois**
 - Sismique 2D : 27863 km
 - Sismique 3D : 6025 km²
 - Sismique 2D entre 2000-2020 : 8010 km
 - Couverture sismique modérée : 0.8 km/km²
 - Accès facile dans chott Melrhir et bonne qualité
 - Imagerie sismique délicate pour les pièges subtiles

4.2 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 :

a) 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 Chélif :**
 - 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 resultats 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

b) 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 resultat positif ; OAZ-1 (Reserves et 2P 16 MTEP)
 - 04 opérations en Frac, dont une réussite
 - 01 puit 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 : créacé
 - Puits : **100** dont deux Slim Holes, **07 découvertes**, dans le créacé, 5 transférés et 2 en production, GKN à l'arrêt depuis 2004 (50 MTEP)
 - **06 puits** complétés et abandonnées provisoirement
 - **13 puits** positifs et abandonnées 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

-

c) 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 réalisations et contraintes rencontrées :

• Réalisations :

- 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
- La non maîtrise de l'évaluation pétro physique des réservoirs carbonatés et des puits d'exploration
- Stratégie proposée pour les projets : slims holes 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

5 Thématiques et zones d'intérêt:

5.1 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 :

- 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)
- **le 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

5.2 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 de 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

5.3 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 bon 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 dismigration à partir de la profondeur et coupler ces objectifs avec ceux d l'Eocène et du Miocène

5.4 Bassin Nord Tellien (Annaba, Mitidja, Tafna, Nord Bibanique) :

Le **potentiel pétrolier** de cette région est liée 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'immaturité 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 défraichir le terrain avant l'acquisition de data hard

5.5 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 le périphérie sud du bassin Chélif constitue la priorité une.

La couverture sédimentaire assez épaisse, constituée principalement de mésoïque

- Les niveaux reservoirs peuvent être d'âge Trias, Jurassique, Crétacé et ou Néogène
- Les roches peuvent être d'âge PZ, Crétacé, Néogène mais surtout Toarcien.
- Des bioconstructions 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 High risk, 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

5.6 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

5.7 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

5.8 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 de méthodes et de techniques pour appréhender les qualités réservoirs carbonatés, leurs évaluations et production

Evaluation des ressources ultimes et développement de pole pétrolier

6 **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

La phase 01 :

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

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

La phase 03 :

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

- Evaluation des provinces pétrolières
- Génération de prospects
- Evaluation et du PP 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/risk anl.
- Projets de forage par zones

7 Analyse et 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 classifier le portefeuille minier relatif au domaine minier du Nord Algérien

Partie II : Evaluation économique d'un projet situé dans le Domaine Minier du Nord Algérien

La durée de vie de l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures est longue. De la découverte d'un gisement à sa mise en production, les opérations d'exploration puis de production s'étalent sur plusieurs dizaines d'années.

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 19-13 et 13-01 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 - SONTARACH

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(E&P) 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.

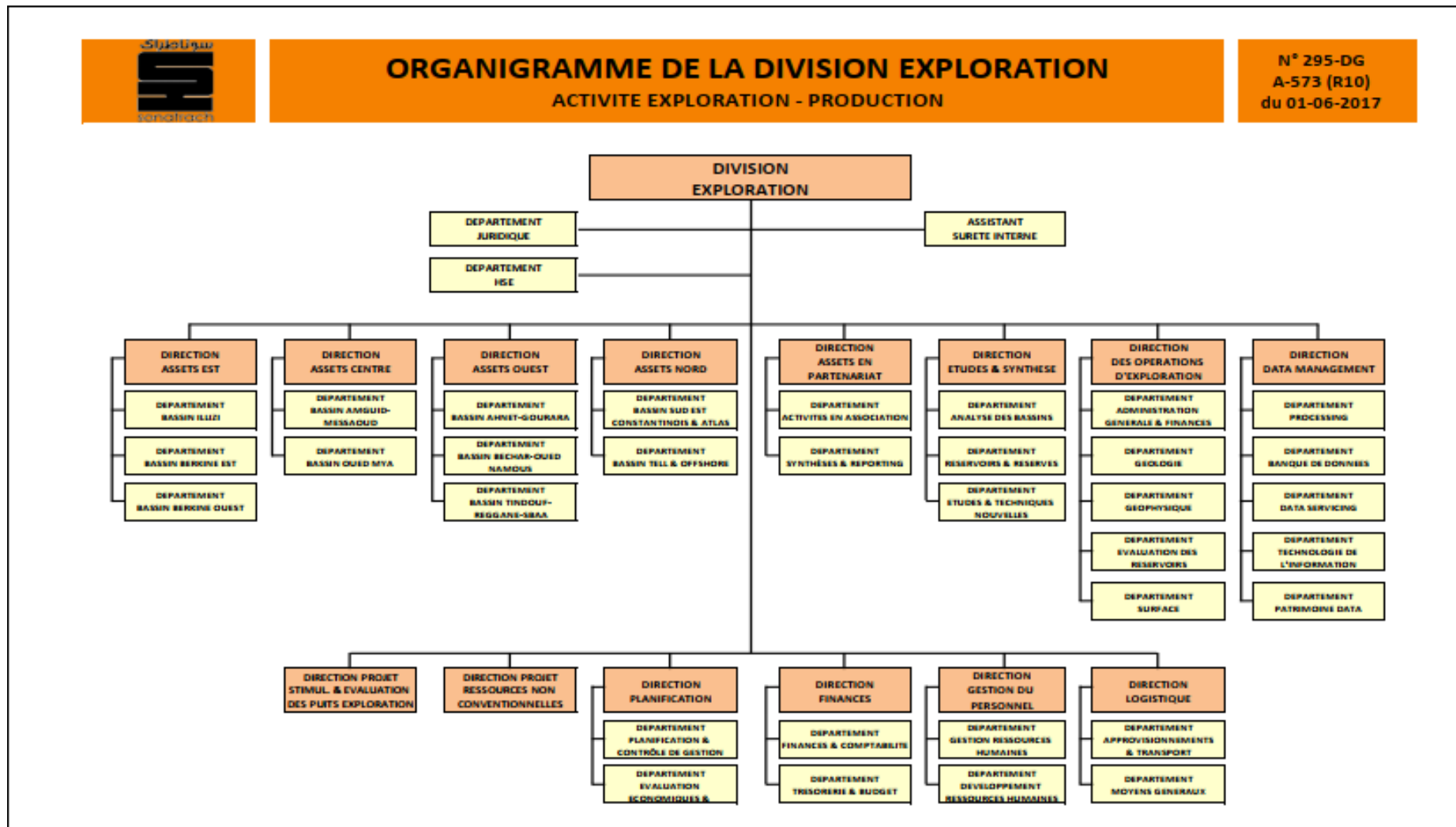


Figure 18 : Organigramme de la Division Exploration

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 relative aux hydrocarbures par rapport à l'ancienne loi 13-01, 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

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 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 Plan de position du périmètre El Ouabed II :

- Le périmètre El Ouabed II est composé des Blocs 103, 312 et 313.
- Le contrat est constitué de 332 parcelles entières situés sur les zones A et B, soit une superficie totale de 23 980,62 Km².
- Le périmètre est en 3^{ème} phase de recherche (du 16-09-2020 au 15-09-2022 avec une superficie actuelle de 19 606,22 Km²

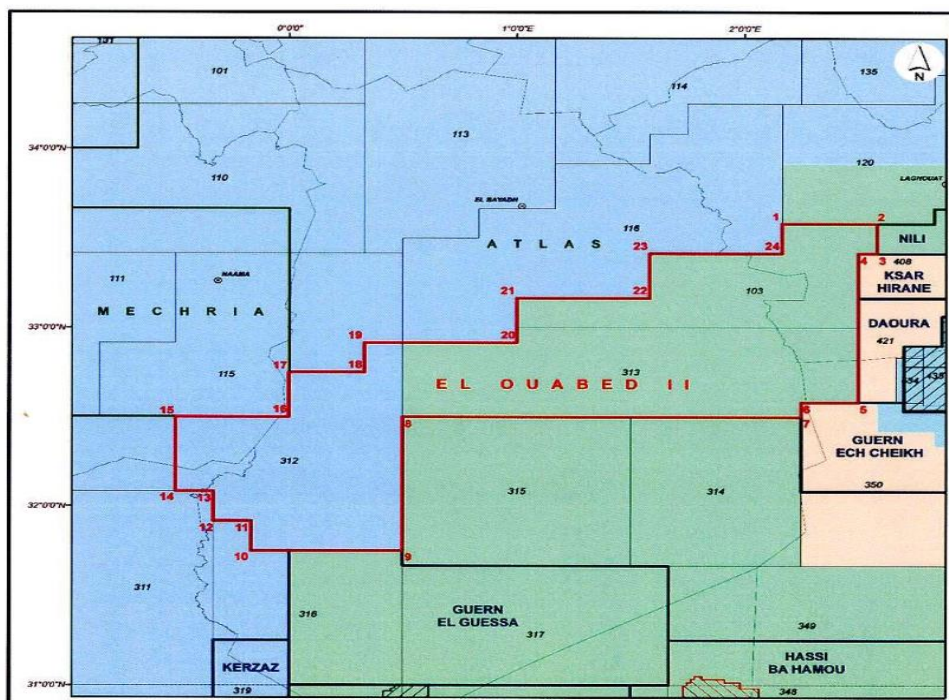


Figure 19 : Plan de position du périmètre EL OUABED II ‘

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

2.3 Découvertes réalisées du périmètre El Ouabed II

Les travaux d'exploration dans cette région ont permis de réaliser des découvertes qui sont existantes et non développées sur le périmètre EL OUABED II (MAMI, TAJ-1 Bis et GEJ-1), estimées à 14,32 Millions de M³ d'huile évaluées en 2P.

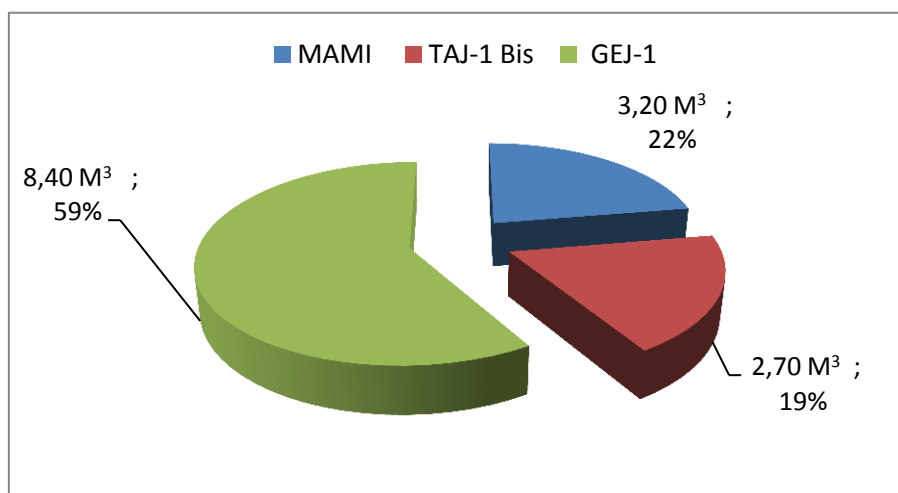


Figure 20 : Répartition des découvertes en place 2P dans le périmètre EL OUABED II

(Graphe élaboré selon les données de la SONATRACH- département évaluation économique et statistiques)

2.4 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 [2006-2014], affiché dans l'annexe G sont de l'ordre de 107,62 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 124,1 MMUS\$.
- Afin de couvrir la réalisation des quatre (04) prospects proposés, OSC-1, MKM-1, OEK-1 et MZRN-1 , un montant estimé à 46,1 Millions US\$ est prévu pour 2022.

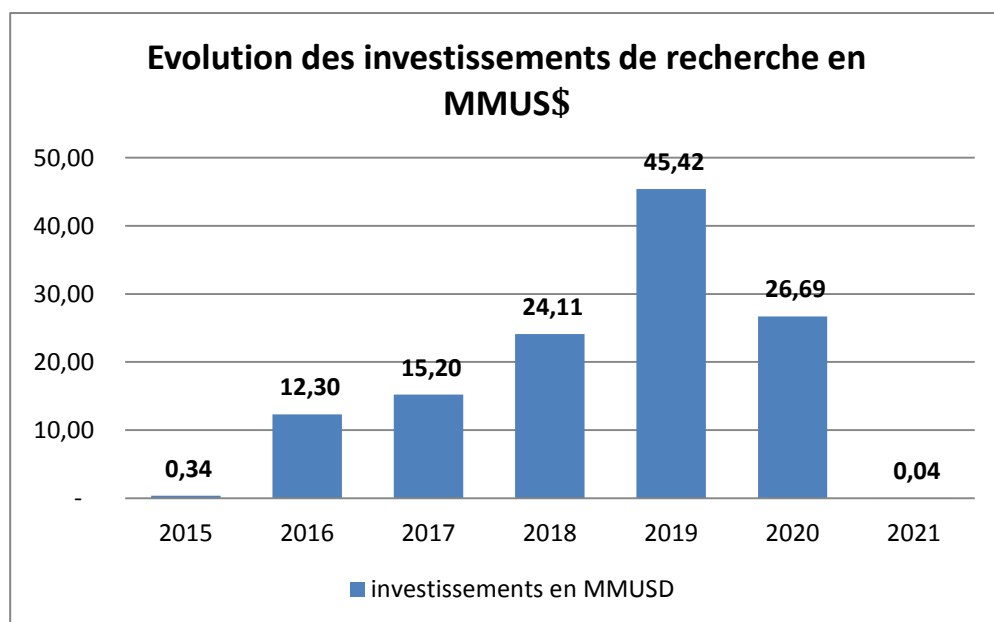


Figure 21 : Evolution des investissements de recherche en MMUS\$ dans le périmètre EL OUABED II

(Graphe élaboré selon les données de la SONATRACH- département évaluation économique et statistiques)

2.5 Schéma de développement - El Ouabed II« CAPEX développement - Réserves récupérables »

- Les prospects proposés sur le périmètre El Ouabed II sont situés loin des installations et infrastructures de développement.
- Le schéma de développement prévoit **la construction d'une nouvelle installation** et centre de traitement proche de la découverte MAMI ainsi qu'une **ligne d'expédition vers Hassi R'mel** sur une distance de plus de 130 Km.

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

Tableau 13 : Schéma de développement projet EL OUABED II

Option de développement	CAPEX de Développement (MM\$US)	Volume d'Hydrocarbures Récupérables				POS (%)
		huile(MMsm3)	Gaz (Gsm3)	MMBep	MMTep	
EL OUABED II	434,30	9,71	-	61,09	9,20	45,00%

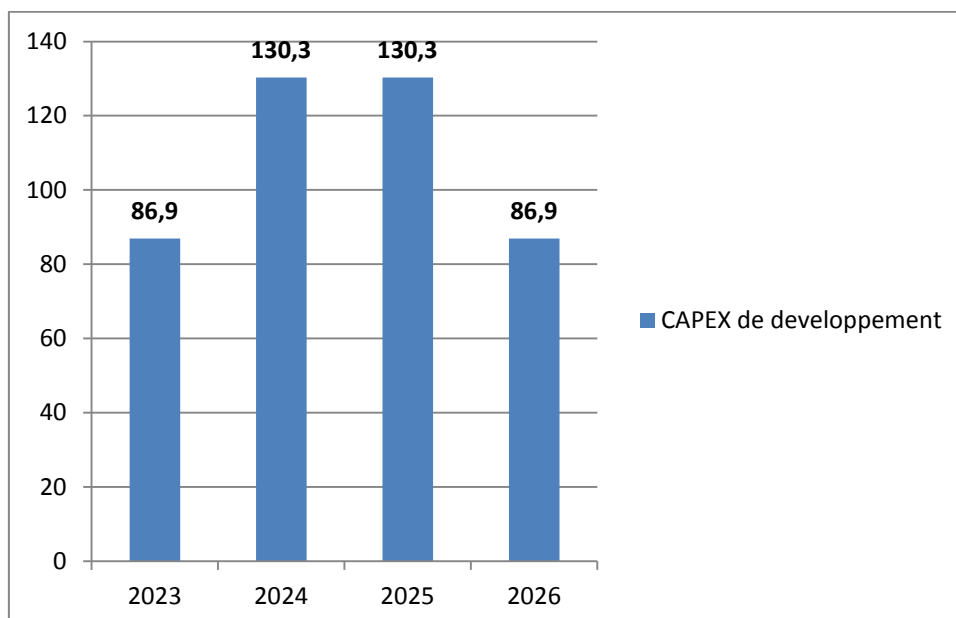


Figure 22 : Evolution des CAPEX de développement dans le périmètre EL OUABED II

(Graphe élaboré selon les données de la SONATRACH- département évaluation économique et statistiques)

Chapitre 04 : stratégie d'Exploration dans le Domaine Minier Nord Algérien

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

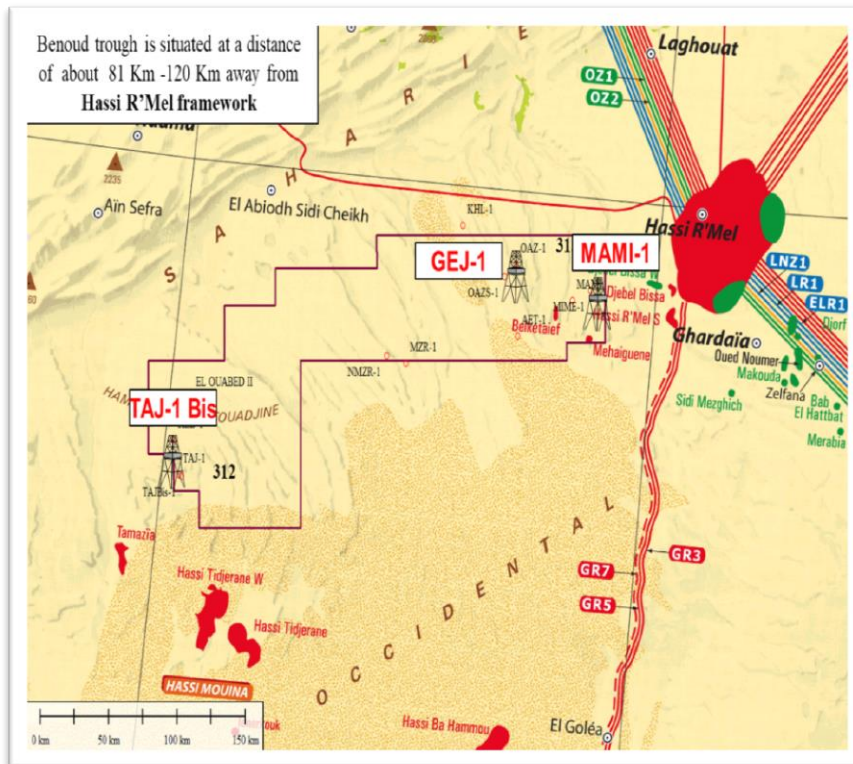


Figure 23 : Localisation des installations et lignes d'expédition EL OUABED II

Le schéma suivant montre le volume des hydrocarbures récupérable dans le périmètre EL OUABED II

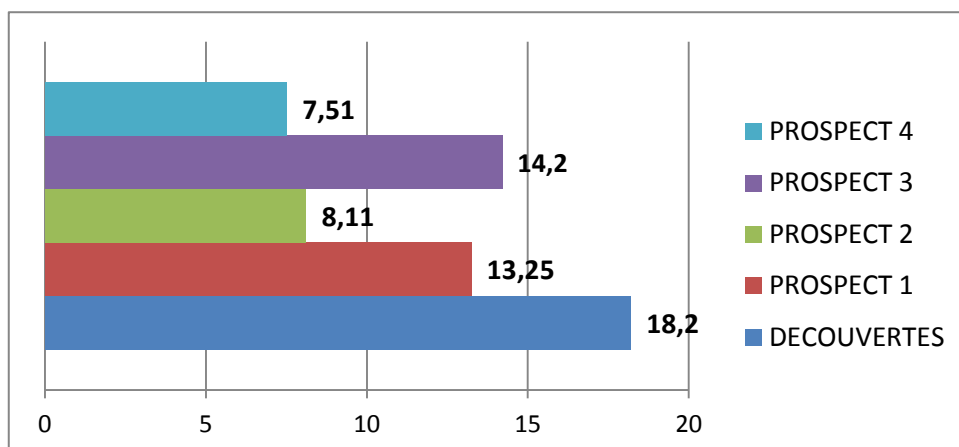


Figure 24 : Volumes d'hydrocarbures récupérables (MMBEP) El Ouabed II (Graphe élaboré selon les données de la SONATRACH- département évaluation économique et statistiques)

2.6 Résultats économiques

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

-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.

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

Option de développement		Cas déterministe		Cas probabiliste
		VAN @10% (MMUS\$)	TRI(%)	EMV (MMUS\$)
Avec la loi 13-01	<i>SONATRACH</i>	91	14%	13
	<i>ETAT</i>	245	-	-
Avec la nouvelle loi 19-13	<i>SONATRACH</i>	161	14%	50
	<i>ETAT</i>	406,5	-	-

3 Analyse des résultats obtenus:

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 augmenter 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.

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.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Les hydrocarbures occupent depuis des décennies une place très importante non seulement dans le développement économique des pays producteurs mais aussi dans 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 classées 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

Conclusion générale

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 pétrolier

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,

Conclusion générale

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 augmenter 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.
- 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.

Bibliography

▪ Les ouvrages

1. Jean-Jacques Biteau, François Baudin, Géologie du pétrole - Historique, genèse, exploration, ressources, édition DUNOD 2017
2. 1. BABUSIAUX (D), Décision D'investissement Et calcul Économique Dans L'entreprise, édition TECHNIP 1990.
3. Bélaïd, F. et Wolf, D, Analyse du risque et évaluation des projets d'investissement, (2010)
4. R. Brasseur, Législation et fiscalité internationales des hydrocarbures édition TECHNIP 1979.
5. 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).
6. CHARLES OMAN, Les nouvelles formes d'investissements dans les industries des pays en développement OCDE. 1989.
7. DIKOUME (A.L), La fiscalité pétrolière des États membres de la CEMAC, édition l'HARMATTAN, Paris.2006
8. PHILIPPE Copinschi, « le pétrole une ressource stratégique ».Ed, la documentation française 2012.
9. MURAT (M), L'intervention de l'État dans le secteur pétrolier en France, édition TECHNIP 1969.

▪ Thèses et Mémoires :

1. GHEMMIT Amina et KOUBI Nadjat, « 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
2. 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

3. BENDJILALI Zine El Abidine , « 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.
4. 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
5. 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

▪ **Publications et Revues :**

1. BP Statistical Review of World Energy 2020 | 69th edition
2. Panorama IFP 2019 « Investissements en exploration production »
3. Bilan Energétique National 2019

▪ **Lois et décrets exécutifs :**

1. Loi relatives aux hydrocarbures 86-14.
2. Loi relatives aux hydrocarbures 05-07.
3. Loi relatives aux hydrocarbures 13-01.
4. Loi relatives aux hydrocarbures 19 - 13
5. Loi n°04-037.
6. Loi de finances 1991.
7. Loi de finances 2016.
8. Le code pétrolier saharien de 1958.
9. L'ordonnance n°58-111
10. L'ordonnance n°71-24
11. L'ordonnance n°06-10
12. Décret exécutif n°07-183
13. Décret exécutif n°07-145

14. Décret exécutif n°07-130
15. Décret exécutif n°08-312
16. Décret exécutif n°13-400
17. Décret exécutif n°14-229
18. Décret exécutif n°14-138
19. Décret exécutif n°63-491

▪ **Articles et documents officiels :**

1. Abdelaziz AREZKI, Chaîne des hydrocarbures : de la recherche à la commercialisation
2. NIANGORAN Kouadio Charles, KOUAME Euloge, AKA EhuiBeh Jean Constantin and KOUADIO Koffi Thierry Stéphane, "Evaluation économique dans l'activité pétrolière", International Journal of Development Research, 2019
3. Amel HACHICHA maitre-assistant, « choix d'investissement et de financement », école nationale d'administration Tunis, 2013
4. 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
5. Documents du département évaluation économique et statistiques de la Division Exploration
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>

6. <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>
7. <https://pwc.algerie.pwc.fr/fr/files/pdf/2020/01/fr-algerie-pwc-loi-hydrocarbure-2020>

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.	20 %	12,5 %
-Up lift applicable	15%	20 %
-Les tranches annuelles d'investissent de récupération assistée	20 %	20 %
-Up lift applicable	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 ≤ 1	20%	15%	20%	10%
R1 > 1 et R2 ≤ 1	20%+50%*R2	30%+40%*R2	20%+50%*R2	10%+30%*R2
R2 ≥ 1	70%	70%	70%	40%

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 ≥ 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/Km ²	7.000	14.000	40.000	30.000

Annexe 11 : l'impôt sur le revenu pétrolier

Impôt sur le résultat des hydrocarbures	Hydrocarbures	
	R ≤ 1	10%
	1 < R < 3	(20%XR - 10%) %
	R ≥ 3	50%