

Sommaire

INTRODUCTION

**Partie I : GENERALITES SUR L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES
GISEMENTS PETROLIERS**

Chapitre I : GENÈSE DES GISEMENTS PETROLIERS

Chapitre II. EXPLORATION PETROLIERE

Chapitre III : DEVELOPPEMENT ET EXPLOITATION DES GISEMENTS PETROLIERS

Partie II : LES REGIMES PETROLIERS

Chapitre IV : GENERALITES

Chapitre V : LES CONTRATS PETROLIERS

Chapitre VI : LE REGIME PETROLIER EN AMONT A MADAGASCAR

**Partie III : ETUDE COMPAREE ET REFLEXION SUR LE CONTRAT PETROLIER
A MADAGASCAR**

Chapitre VII ETUDE COMPAREE

CHAPITRE VIII : POLITIQUE NATIONALE PETROLIERE DU SECTEUR AMONT A
MADAGASCAR

Chapitre IX: REFLEXION SUR LE CPP

CONCLUSION

Liste des abréviations

%	pour cent
CGI	code général des impôts
2D	deux dimensions
3 G	géologie, géophysique et ingénierie de gisement
3D	trois dimensions
art	article
CPP	contrat de partage de production
CSS	Cyclic Steam Stimulation »
EIE	Etude d'impact environnementale
EITI	Extractive Industries Transparency Initiative
EOR	Enhanced oil recovery
HC	hydrocarbure
IBS	impôts sur les bénéfices
IDH.	Impôt directs pour les Hydrocarbures
IRCM	impôts sur les revenus des capitaux mobiliers
IRS	Internal Revenue Service
JV	joint-venture
MECIE	Mise en Compatibilité des Investissements à l'Environnement
NSAI	Netherland, Sewell & Associates Incorporation
OMNIS	l'Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques
ONE	Office National de l'Environnement
PVT	pression, volume, température
SAGD	Steam Assisted Gravity Drainage
SF	Steam Flooding
TFT	taxes forfaitaires sur les transferts

Liste des annexes

ANNEXE 1 : EITI Madagascar.....	III
ANNEXE 2 : OMNIS.....	III
ANNEXE 3 : Tableau des flux de paiements des quelques sociétés,.....	V
ANNEXE 4 : ILES EPARSEES.....	VII

Rapport-gratuit.com 
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

Liste des figures

Figure 1 : Génération d'hydrocarbure.	5
Figure 2 : Pièges structuraux (A, B) et Stratigraphiques (C, D). A : Pièges anticlinal. B : Pièges par faille. C : Pièges lenticulaires. D : récif.	6
Figure 3: Système pétrolier	7
Figure 4 : Bassins sédimentaires de Madagascar	10
Figure 5 : Bassin de Morondava	11
Figure 6: Bassin de Majunga.....	12
Figure 7 : Support mobiles de forage en mer	20
Figure 8 : Carotte.....	21
Figure 9: Profil diagraphiques.....	22
Figure 10: Exemple de gisement d'huile saturée (<i>source : TotalFinaElf</i>).....	27
Figure 11: Principe de récupération primaire.....	29
Figure 12: Maintien de pression par injection d'eau dans l'aquifère et de gaz dans le dôme de gaz.	31
Figure 13 : Comparaison des différents procédés de récupération de l'huile en place.	32
Figure 14 : Le régime pétrolier	40
Figure 15 : Différentes options pour une législation pétrolière, Pays A : approche contractuelle, Pays B : approche réglementaire.	41
Figure 16 : Disponibilité de la production d'un CPP	55
Figure 17: Les procédures d'octroi de contrats pétroliers.....	70
Figure 18: Organisation du secteur pétrolier et procédures de délivrance de permis	72
Figure 19 : Canal du Mozambique : « Estimation des quatre (4) provinces géologiques que logent la côte Orientale d'Afrique ».....	85
Figure 20 : Bloc Pétrolier de Madagascar	86

Liste des tableaux

Tableau 1: Répartition des principaux pays producteurs d'hydrocarbures selon les types de régimes pétroliers (liste non exhaustive).....	58
Tableau 2 : Répartition des régimes pétroliers en Amérique	59
Tableau 3 : Répartition des régimes pétroliers en Europe de l'Ouest	59
Tableau 4 : Répartition des régimes pétroliers en Asie.....	60
Tableau 5 : Répartition des régimes pétroliers en Asie.....	61
Tableau 6 : Durée Contrat d'exploration et d'exploitation, (Madagascar, Sénégal, Centrafrique)	75
Tableau 7 : La production partagée entre l'Etat du Sénégal et Total E&P en fonction de la production journalière.	77
Tableau 8 CONTRAT TYPE DE PARTAGE DE PRODUCTION PÉTROLIÈRE	78
Tableau 9 : CONTRAT-TYPE DE PARTAGE DE PRODUCTION DE GAZ	78
Tableau 10 : Partage de production de pétrole Brut entre l'Etat centrafricain et le la société DIG OIL	80
Tableau 11 : Partage de production du pétrole Brute entre l'Etat centrafricain et le la société DIG OIL en eau profonde	80
Tableau 12: Compagnies concessionnaires dans l'exploration pétrolière et gazière à Madagascar.....	87
Tableau 13: REDEVANCES: PÉTROLE BRUT	96
Tableau 14: REDEVANCES: GAZ NATUREL	96

INTRODUCTION

INTRODUCTION

Les lois régissant les contrats et les relations commerciales au niveau international supposent généralement la présence de deux entités qui négocient l'une avec l'autre, cherchant chacune à maximiser ses profits et à rendre des comptes à ses actionnaires. Cette position ne se comprend que si la partie signataire est une entreprise, puisqu'un gouvernement est quant à lui tenu de rendre des comptes à ses citoyens. Même lorsqu'ils négocient des contrats d'affaires, les gouvernements ont des devoirs, des obligations et des intérêts qui vont bien au-delà de la simple recherche du profit. Les gouvernements doivent rendre compte de tous les contrats qu'ils concluent. Quand les contrats portent sur des ressources non renouvelables comme le pétrole, il est d'autant plus important de pouvoir procéder à leur examen minutieux.

Les contrats pétroliers amont, ont connu des changements importants depuis la Seconde Guerre mondiale. Trois périodes peuvent être identifiées [1].

La première période, qui va de l'après-guerre aux années 1960, est dominée par les régimes de concessions. Quatre-vingt-cinq (85%) de la production mondiale est alors détenue par un groupe de sept compagnies pétrolières (« Seven Sisters »). Au cours de cette période, les pays hôtes se limitent à négocier les termes de la concession, sans participer activement au développement de leur secteur pétrolier.

La seconde période, qui va des années 1960 aux années 1990, est marquée par les nationalisations totales ou partielles selon les pays du secteur pétrolier. Les résultats sont toutefois mitigés du fait d'un manque de technologies, d'expertise ou de capital ou de contraintes institutionnelles ou politiques.

La troisième période, des années 1990 à aujourd'hui, est marquée par l'ouverture du secteur pétrolier aux investissements des entreprises privées à travers différents types d'accords. Ces accords ont permis aux gouvernements de réduire leur exposition par le partage des risques avec les compagnies pétrolières, mais également de bénéficier d'investissements en termes financiers et d'expertise indispensables pour maintenir ou accroître leurs capacités de production.

A Madagascar, l'exploration pétrolière commence depuis le 19^{ème} siècle. Plusieurs compagnies pétrolières s'installaient ici pour faire de travaux de recherche et d'exploitation pétrolière.

Tous ces travaux d'exploration ont toujours été accompagnés par des accords entre l'Etat Malagasy et les compagnies pétrolières. Mais l'insuffisance législative et contractuelle à la recherche et exploitation pétrolière a provoqué des différends entre les compagnies et l'Etat.

En effet, ce mémoire, intitulé « ETUDE COMPAREE ET REFLEXION SUR LE CONTRAT PETROLIER: CAS DE MADAGASCAR », apporte une vue générale sur le régime pétrolier à Madagascar, en particulierisant le contrat de partage de production dans le secteur pétrolier amont.

L'objectif de l'étude est de rendre le contrat pétrolier à Madagascar attractif et pour le bénéfice de l'Etat Malagasy et aussi le contractant.

Pour cela, On aborde à la genèse des gisements pétroliers, puis le contexte général sur ces régimes, et l'étude comparé entre quelques Etats pétrolier et réflexion sur le contrat de partage de production pour le cas de Madagascar.

PARTIE I :
GENERALITES SUR L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION
DES GISEMENTS PETROLIERS

Chapitre I : GENÈSE DES GISEMENTS PETROLIERS

I.1 LES BASSINS SEDIMENTAIRES

Le bassin sédimentaire est formé par une dépression de la croûte terrestre située sur un continent émergé, un plateau continental, ou encore dans un océan, formée par subsidence thermique ou tectonique et qui recueille des quantités relativement importantes de matériaux sédimentaires qui, par des phénomènes de diagenèse, se transforment ensuite petit à petit en couches stratifiées de roches sédimentaires. Parmi ces matériaux on peut en particulier trouver des accumulations d'origine organique comme du charbon.

Les couches de roches les plus profondes sont généralement les plus anciennes, sauf lorsque la tectonique, par exemple via des chevauchements, a déplacé les couches ou dans le cas de la tectonique dite salifère liée au diapirisme de strates évaporitiques. Selon la profondeur d'eau au-dessus du bassin, le type de roche formé est différent. Sur les bords du bassin, les couches de roche peuvent parfois être inclinées à la suite, par exemple, de la subsidence ou de mouvements tectoniques et peuvent former, après érosion, un relief en cuestas. En revanche, au centre du bassin, les couches restent plus souvent horizontales et peuvent donner, après l'arrêt du fonctionnement du bassin et action de l'érosion, un relief de plateaux plus ou moins entaillés par les vallées fluviales.

Les bassins sédimentaires sont classés en différentes catégories : bassins intracratoniques, bassins de type rift / graben, bassins de type marge passive, grands bassins océaniques, bassins de type marge active, bassins compressifs, bassins transtensifs ("Pull-Apart"), bassins transportés ("Piggy-Back"), etc.

Les bassins sont régis par des facteurs internes et externes : la subsidence, la tectonique, l'eustatisme (les variations du niveau marin), le degré d'isolation, la circulation atmosphérique et la circulation océanique qui conduisent, entre autres, à la formation d'anticlinaux (plis), de synclinaux, de failles (fractures) si les couches sont cassantes, potentiellement à l'origine des pièges pétroliers.

I.2 GEOLOGIE PETROLIERE

I.2.1 Généralité

Composés de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène, la plupart des déchets organiques, issus d'animaux et de végétaux morts, sont détruits par les bactéries. Cependant

certaines se sont déposés dans des milieux aquatiques pauvres en oxygène, au fond de mers fermées, de lagunes, de lacs ou de deltas et ont ainsi été protégés de l'action des bactéries aérobies. Ces déchets se sont mêlés aux sédiments (sable, argile, sel, etc.), puis se sont accumulés, ont été enfouis et ont subi une première modification due à l'action de micro-organismes anaérobies. Ce premier stade de décomposition de la matière organique donne naissance à un peu de méthane (biochimique) et surtout au kérogène, molécules organiques solides, prisonnières au sein d'une roche qu'on désigne sous le nom de roche mère.

En raison de l'enfouissement sous des sédiments plus récents, ces roches mères peuvent être entraînées à de grandes profondeurs, où elles vont être soumises à l'action de hautes températures et pressions. Le kérogène sera alors transformé en hydrocarbures par craquage thermique : les longues chaînes moléculaires se cassent, l'oxygène et l'azote sont éliminés pour ne laisser que des molécules formées de carbone et d'hydrogène. À partir d'un seuil de soixante degré Celsius (60 °C) environ, le kérogène se transforme en pétrole encore appelé huile. A partir de quatre-vingt-dix 90°C, l'huile est à son tour craquée, et donne du gaz dit humide, puis du gaz sec, comme représenté sur la figure 1.

Plus la température aura été élevée et appliquée longuement, plus les molécules résultantes seront courtes, donc les hydrocarbures légers, pour aboutir parfois à une dégradation totale et à la formation de la fraction la plus légère, le méthane.

Durant leur migration primaire, essentiellement sous l'effet de la pression, le pétrole et le gaz générés à partir des kérogènes sont expulsés hors de la roche mère à grain fin où ils se sont formés. Plus légers que l'eau, ils ont tendance à remonter vers la surface de la terre et se dirigent vers les points hauts en circulant dans des drains perméables ou des fractures, lors de la migration secondaire. Si rien ne les arrête, ils s'échappent et suintent à la surface ou bien se solidifient en bitumes en perdant leurs constituants volatils. S'ils rencontrent sur leur trajet une couche imperméable, que l'on nomme couverture, leurs mouvements sont alors stoppés. Il faut encore que ces hydrocarbures soient piégés sous cette couverture, dans les pores et les fissures d'une roche-réservoir où ils pourront s'accumuler pour former un gisement (piège pétrolier).

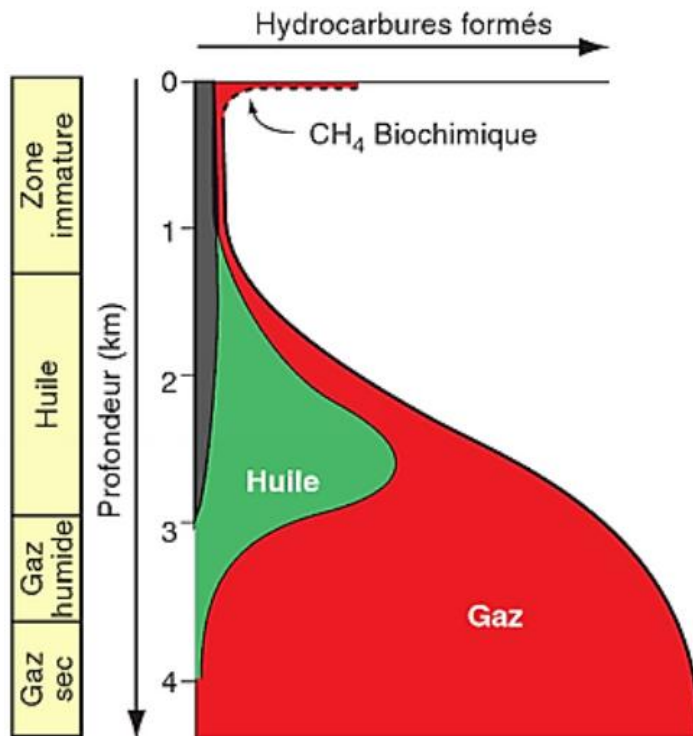


Figure 1 : Génération d'hydrocarbure.

Il existe deux grands types de pièges : les pièges structuraux et les pièges stratigraphiques (figure 2). Les pièges structuraux sont créés par les déformations et les fracturations que subit l'écorce terrestre. Les plus courants sont les anticlinaux, qui renferment les deux tiers des réserves produites dans le monde, ainsi que les pièges par faille, qui retiennent les accumulations en juxtaposant la couche-réservoir à une roche imperméable. D'autre part, les pièges sont dits stratigraphiques quand une, au moins, de leurs fermetures latérales est constituée par un changement de faciès, c'est-à-dire, une variation significative de porosité ou de perméabilité à l'intérieur de la couche.

C'est la porosité de la roche-réservoir, définie par le rapport du volume des pores d'un échantillon de roche à son volume total, qui détermine sa capacité à contenir des hydrocarbures. Un réservoir de qualité moyenne a une porosité comprise entre 10 à 20 %. Il doit, de surcroît, être perméable, c'est-à-dire que les pores doivent être connectés de façon que les fluides en place puissent circuler afin d'être produits. Les roches réservoirs sont essentiellement constituées de grès ou de carbonates. Les réservoirs gréseux représentent plus de 80 % des réservoirs et 60 % des réserves d'huile. Au sein des réservoirs, les fluides se disposent en couches, du plus léger au plus lourd : le gaz au-dessus de l'huile, elle-même au-dessus de l'eau. [2]

Un gisement est constitué d'un ou plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement. Certains gisements contiennent plusieurs dizaines ou centaines de niveaux de réservoirs : ils sont alors appelés multicouches.

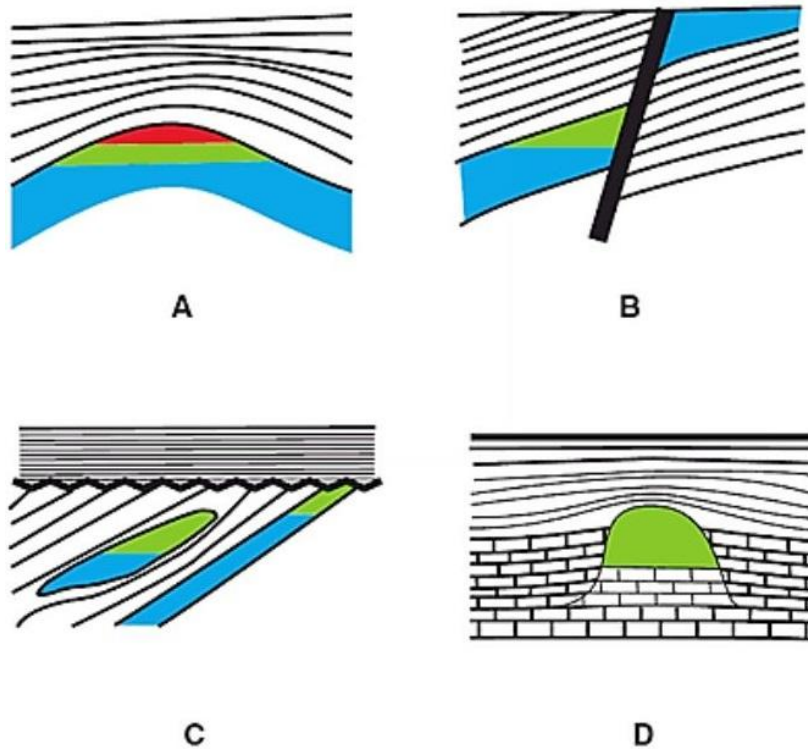


Figure 2 : Pièges structuraux (A, B) et Stratigraphiques (C, D). A : Pièges anticlinal. B : Pièges par faille. C : Pièges lenticulaires. D : récif.

I.2.2 Système pétrolier

Un système pétrolier est une zone vérifiant des conditions géologiques d'existence de gisements de pétrole et de gaz naturel (figure 3).

Pour que des réserves de pétrole ou de gaz naturel puissent se trouver dans une zone donnée, un ensemble de conditions doit être réuni :

- Existence d'une roche mère suffisamment riche en matière organique,
- Existence au-dessus de cette roche mère d'une couche poreuse, pouvant servir de réservoir,
- Présence au-dessus du réservoir d'une couche imperméable, empêchant le pétrole de s'échapper,
- Présence de structures pouvant piéger le pétrole : anticlinal, piège sur faille, déformation par un dôme de sel,

- Maturation suffisante de la roche-source, permettant la génération et l'expulsion des hydrocarbures.

Un piège doit sceller le tout, afin de permettre des accumulations. Enfin, la succession au cours du temps des événements géologiques, que l'on appelle le *timing*, doit avoir été favorable, et en particulier, il est indispensable que le piège se soit formé avant que les hydrocarbures n'aient migré.

Lorsqu'une compagnie pétrolière lance l'exploration d'une nouvelle région, elle cherche d'abord à démontrer que tous ces éléments sont réunis, autrement dit qu'un système pétrolier fonctionnel existe. À titre d'exemple, le système pétrolier qui contient le plus grand gisement du monde, celui de Ghawar en Arabie Saoudite, est l'un des plus étudiés. Il comprend des roches-source jurassiques. Quatre couches de calcaire entrecoupées de strates riches en anhydrites jouent les rôles de réservoir et de scellement respectivement. Enfin, un énorme anticlinal a créé le piège [14]

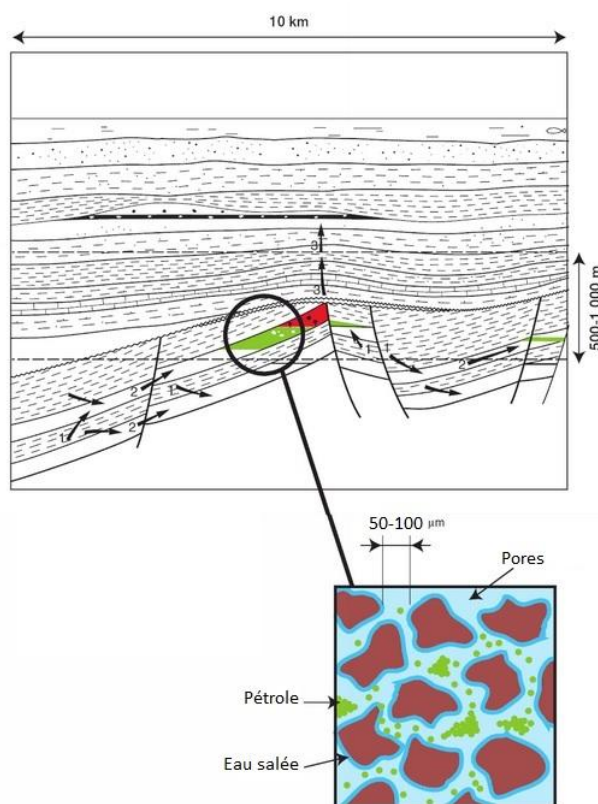


Figure 3: Système pétrolier

I.3 LES BASSINS SEDIMENTAIRES DE MADAGASCAR

Madagascar comprend cinq bassins avec une superficie de 636 185 km² au total ; qui s'étend du bord du socle jusqu'à la zone économique exclusive dans offshore (en mer). Sur la partie occidentale, nous avons le bassin de Morondava, le bassin de Majunga et le bassin d'Ambilobe ; les deux restants sont tous deux offshore : le bassin Cap st Marie et le bassin de la Côte Est (figure 4). [20]

Dans notre chapitre, on se focalise aux bassins sédimentaires de Morondava et de Majunga.

Les bassins sédimentaires principaux à Madagascar sont au nombre de deux : bassin de Morondava, bassin de Majunga. Ces deux bassins viennent en contact en correspondance au niveau du Cap st André. Le bassin de Majunga situé au Nord-Ouest, mesure environ 50 000 km² ; celui de Morondava, localisé à l'Ouest et au Sud-Ouest, a une superficie de l'ordre de 170 000 km². Dans ces formations sédimentaires, on distingue :

- Les formations Gondwaniennes : le système Karroo
- Les formations récentes : le système Post-Karroo
- Enfin, des formations volcaniques et subvolcaniques allant du Crétacé supérieur au Quaternaire, se présentent sur le socle et sur la couverture sédimentaire

I.3.1 Bassin de Morondava

➤ Stratigraphie

Les divisions du bassin de Morondava comprennent de bas en haut : la Sakoa (Permo-Carbonifère), la Sakamena (Permo-Trias), l'Isalo (Trias-Jurassique), le Crétacé, le Tertiaire et le Quaternaire.

Les formations sédimentaires dans le bassin définissent ainsi deux séries fondamentalement distinctes, aussi bien par leur mode de sédimentation que par leurs faciès : le Karroo et le post- Karroo.

- *Le Karroo*

Le Karroo, essentiellement continental, va du Carbonifère Supérieur au Lias. Il a été défini dans le Sud du bassin de Morondava, où il est extrêmement développé et évalué entre 6 000 et 7 000 m d'épaisseur. Il est subdivisé en trois groupes caractéristiques :

- l'Isalo (Trias Supérieur/Lias), au sommet ;
- la Sakamena (Permien Supérieur/Trias Inférieur), au milieu ;
- la Sakoa (Carbonifère Supérieur/Permien Inférieur), à la base.

Malgré le type de sédimentation propre à chaque groupe, ceux-ci présentent en commun le caractère gréseux et continental.

- *Le post-Karroo*

Il débute au Jurassique Moyen et se différencie de la série précédente par son caractère marin franc et ses faciès beaucoup plus diversifiés. Le Crétacé Supérieur se caractérise par un épanchement de coulées basaltiques. Le Miocène présente peu d'affleurements et se caractérise par des calcarénites. Le Plio- Quaternaire montre des séries gréso-argileuses qui forment les plateaux de la zone côtière. On évalue l'épaisseur de la série post-Karroo à plus de 5 000 m vers la côte.

➤ ***Tectonique***

L'analyse du schéma structural des bassins sédimentaires de l'Ouest malgache montre l'importance de la tectonique cassante. Les principaux accidents ont une direction subméridienne et s'ordonnent préférentiellement selon la direction des deux failles principales qui affectent le socle malgache :

- la faille "côte est" orientée NNE-SSO ;
- la faille "Bongolava-Ranotsara" orientée NNO-SSE.

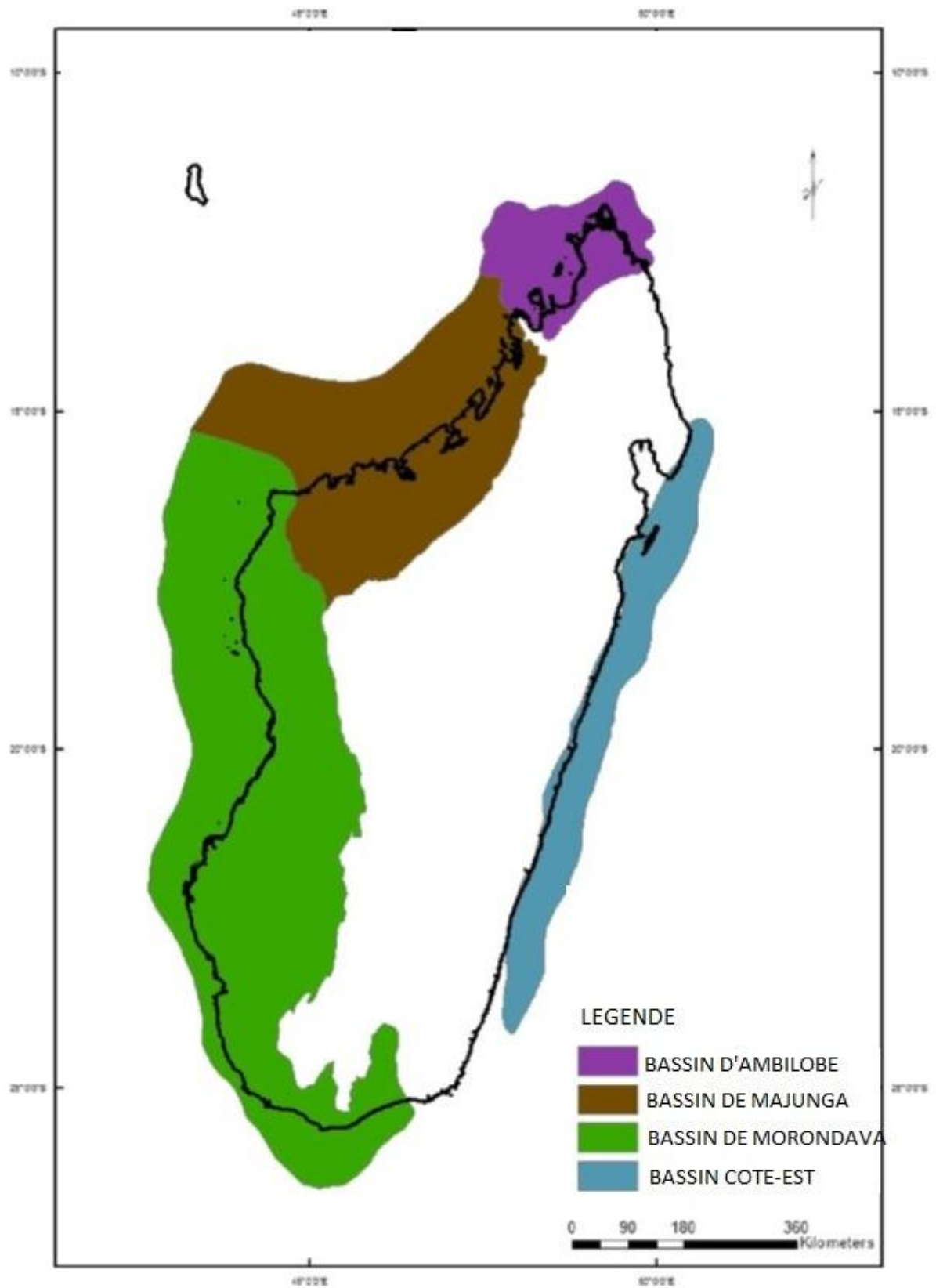


Figure 4 : Bassins sédimentaires de Madagascar

Dans le bassin de Morondava les failles se situent soit au contact du socle cristallin, soit dans le bassin. Ce sont principalement :

- la faille orientale qui, dans la partie sud du bassin, met en contact les formations inférieures du Karroo (à savoir la Sakoa et la Sakamena) avec le socle cristallin ; son équivalent dans le Nord du bassin étant la faille de Bongolava ;
- la faille de l'Ilovo qui limite à l'Ouest les affleurements de l'Isalo continental ;
- la faille de la Sikily qui coïncide avec la bordure ouest de l'affleurement du faciès mixte de l'Isalo d'âge Aalénien ; son équivalent dans le Nord du bassin est la faille de Bemaraha ;
- la flexure de Befandriana et la faille de Tuléar, apparaissant plus à l'ouest affectent surtout les dépôts mésozoïques et cénozoïques. Ces accidents sont des failles normales à regard ouest et ont souvent des rejets importants allant parfois jusqu'à 600 ou 1000 m.

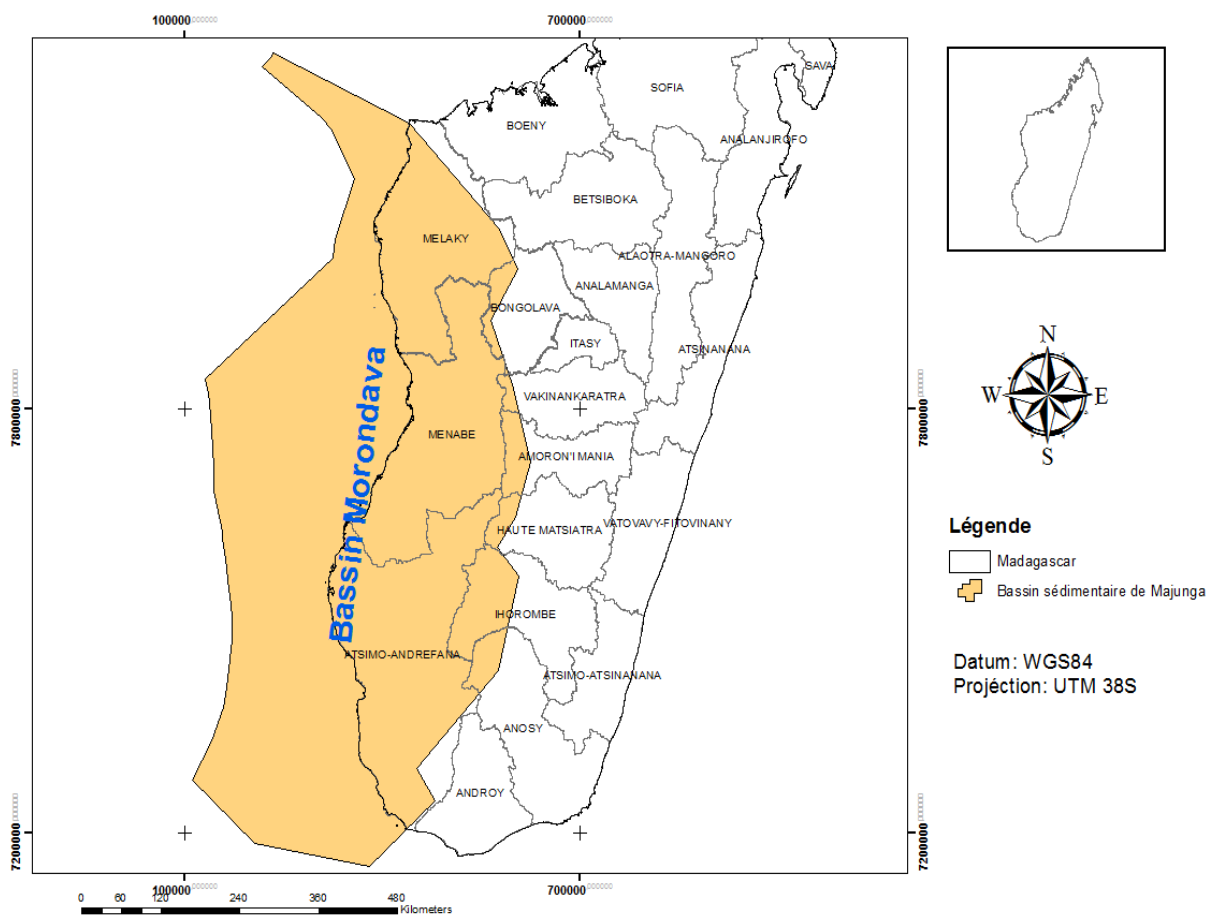


Figure 5 : Bassin de Morondava

I.3.2 Bassin de Majunga

Dans le bassin de Majunga, qui s'étend, entre la presqu'île d'Ampasindava au Nord et le Cap St André au Sud (figure 6), les divers étages se présentent en auréoles successives de concavité décroissante vers l'extérieur du bassin; les éléments directeurs de la tectonique sont :

- une longue flexure interne localisée sur la limite orientale des affleurements du Jurassique Supérieur et bien matérialisée en surface par la faille d'Ambondromamy. La flexure passe en profondeur à une faille qui limite une zone occidentale de subsidence avec des fosses originelles sakaméniennes ;

- sur la côte, une flexure externe qui entraîne un autre approfondissement du bassin en ramenant le socle à plus de 5 000 m de profondeur.

- au milieu du bassin, une zone haute du socle part du dôme de Bekodoka et s'étend vers le Nord Est en passant par le sondage de l'Ihopy où le socle n'est qu'à 700 m de profondeur.

La terminaison nord du dôme de Bekodoka avec l'éperon de Befatika marque un axe haut encadré par les bassins de Namoroka et de Mitsinjo.

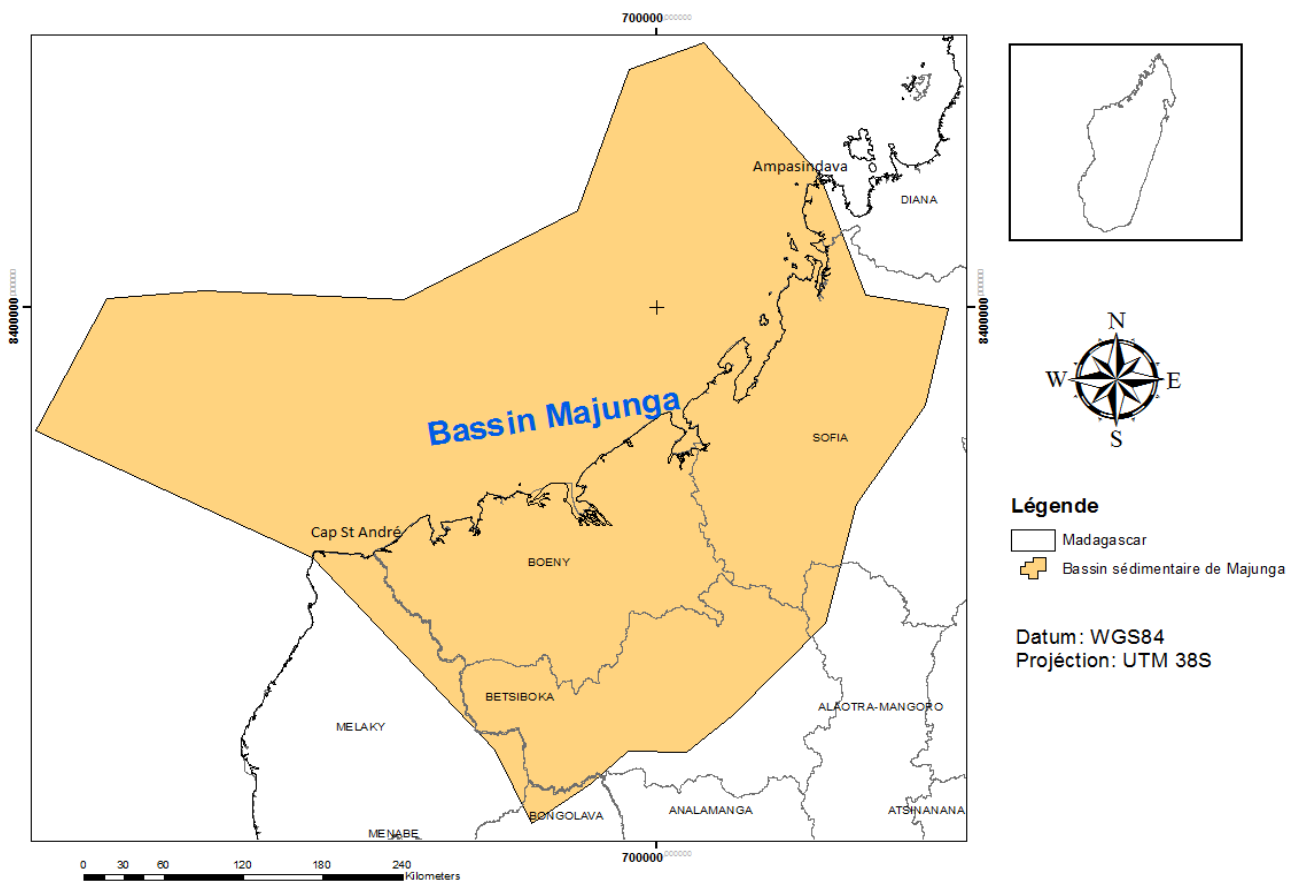


Figure 6: Bassin de Majunga

Chapitre II. EXPLORATION PETROLIERE

La première étape du processus d'exploration-production consiste, bien entendu, à rechercher les gisements d'hydrocarbures qui seront ensuite exploités, si les conditions technico-économiques le permettent.

II.1 PROSPECTION

L'exploration constitue une phase particulière où règne un contexte d'incertitude plus ou moins grand selon les régions. En effet, elle a l'ambition de découvrir des accumulations d'hydrocarbures situées à plusieurs milliers de mètres sous terre, donc parfaitement invisibles et intangibles. De surcroît, ces accumulations résultent elles-mêmes de conjonctions géologiques très précises et restrictives. Aussi, la mise en œuvre d'une campagne d'exploration nécessite-telle d'émettre un certain nombre d'hypothèses qui seront plus ou moins rapidement confirmées, ou devront être rejetées au vu d'indices souvent ténus. La chance y intervient toujours pour une part non négligeable, même si, depuis les débuts de l'exploration pétrolière il y a 150 ans, la prospection s'est rationalisée de façon spectaculaire. Autrefois, la méthode la plus efficace pour trouver du pétrole consistait à forer à proximité d'indices de surface. Aujourd'hui, en revanche, les gisements d'hydrocarbures sont de plus en plus difficiles à découvrir car situés à des profondeurs allant jusqu'à 5 000 voire 6 000 mètres, de plus en plus souvent en mer, si bien que des outils sophistiqués sont devenus indispensables à leur mise en évidence. [3]

Pourtant, aujourd'hui encore, le forage reste la seule méthode exploratoire qui permette de conclure à la présence ou à l'absence d'hydrocarbures dans les couches atteintes. De surcroît, elle offre une mesure de pression de gisement et permet de ramener au jour des échantillons de roche que l'on peut analyser. Toutefois, son coût est tel qu'il s'avère indispensable d'un point de vue économique de procéder à de nombreuses études géologiques, géochimiques et géophysiques préalables, avant de lancer une campagne de forage ciblée.

Dans un premier temps, les géologues ont pour tâche d'étudier la géologie de grandes zones afin d'y définir les endroits susceptibles de receler des accumulations d'hydrocarbures. Ils s'associent aux géophysiciens qui étudient les propriétés physiques du sous-sol, notamment grâce à la sismique réflexion. En mer, les reconnaissances de terrain n'étant pas praticables, on utilise, dès le départ, les méthodes sismiques.

A ce niveau de connaissance, la présence d'un gisement reste incertaine et l'on parle alors de prospect. Grâce aux données collectées, on peut juger de l'intérêt du prospect et prendre, éventuellement, la décision de forer un puits d'exploration. Que le forage soit positif ou non, il procure au géologue d'importantes informations sous forme de carottes, de déblais et d'enregistrements électriques au fond du puits (diagraphies). L'examen, la mise en corrélation et interprétation de ces renseignements permettent aux explorateurs de localiser précisément les structures du sous-sol susceptibles de contenir des hydrocarbures en quantités économiquement intéressantes. Au fur et à mesure que des résultats sont atteints, de nouvelles recherches plus précises sont mises en œuvre et les données s'enrichissent de manière itérative.

Si les résultats du forage d'exploration se révèlent positifs, il s'agit ensuite de délimiter le gisement découvert et d'en apprécier l'intérêt en forant des puits supplémentaires et en effectuant de nouvelles mesures. On peut alors estimer le volume d'hydrocarbures en place, puis les volumes d'hydrocarbures récupérables.

II.2 GEOLOGIE

Les domaines d'études géologiques s'articulent essentiellement autour de quatre disciplines :

- La sédimentologie ou étude des roches sédimentaires ;
- La stratigraphie ou organisation temps/espace des roches sédimentaires ;
- La géologie structurale ou étude des déformations, fracturations ;
- La géochimie organique ou étude du potentiel des roches à produire des hydrocarbures,

Selon le degré de connaissance du bassin sédimentaire, les études prospectives sont plus ou moins poussées. Dans une région vierge, la première étape consiste à réduire la taille du territoire de façon à définir une zone adaptée à des études plus précises la recherche pétrolière. Pour ce faire, lorsque la zone d'étude se situe à terre (onshore), on a recours à des images satellites, des photographies aériennes et à l'imagerie radar, afin de discerner les traits caractéristiques importants du bassin sédimentaire étudié. Ensuite, les explorateurs procèdent à des études géographiques de surface afin de vérifier que le triplet roche mère, roche réservoir, couverture imperméable soit bien présent. Si c'est le cas, ils tenteront ensuite de déceler les pièges éventuels.

Des traces d'hydrocarbures à la surface ou dans le sous-sol peuvent constituer de bonnes indications sur la proximité d'une accumulation. Les géologues pratiquent de petits

forages qui leur permettent d'extraire des carottes dont l'étude chimique en laboratoire fournit des renseignements utiles sur la présence éventuelle de traces d'hydrocarbures. Dans une région mature, bien connue, on fait appel aux sources d'informations existantes provenant de bibliothèques pour affiner la connaissance de la porosité et de la perméabilité des réservoirs potentiels. La plupart des grands pièges structuraux ayant déjà été trouvés, il reste souvent à découvrir les pièges plus subtils.

Les géologues synthétisent les informations acquises sous forme de cartes du sous-sol à différentes échelles, du bassin entier au simple champ. Parmi celles-ci, les plus usuelles sont les suivantes :

- Isopaques (cartes d'iso épaisseurs) ;
- Isobathes (cartes d'iso profondeurs) ;
- Lithofaciès (nature des sédiments).

A chaque nouveau puits foré, des informations supplémentaires sont obtenues et reportées sur les cartes du sous-sol. Ces enrichissements successifs nécessitent un travail de corrélation stratigraphique qui consiste à faire correspondre les roches d'âge équivalent, en comparant les fossiles et les analyses électriques d'un puits de forage ou d'un affleurement avec les informations d'un autre puits ou d'un autre affleurement au regard des résultats de la sismique. Ce travail d'intégration de données s'effectue maintenant à l'aide de logiciels de modélisation numérique de bassin.

II.3 GEOPHYSIQUE

La connaissance des caractéristiques du terrain en surface n'est pas suffisante pour permettre d'extrapoler les propriétés du sous-sol. De plus, dans les zones immergées, rien n'est visible. C'est pourquoi on a recours aux méthodes géophysiques d'exploration. Celles-ci consistent à effectuer des mesures de grandeurs physiques fondamentales en profondeur : champ gravitationnel, champ magnétique, résistance électrique, et à en interpréter les résultats en termes géologiques.

Ces méthodes géophysiques se déclinent suivant trois approches principales :

- La *magnétométrie*, consiste à mesurer, le plus souvent depuis un avion, les variations du champ magnétique terrestre. On obtient ainsi une idée de la répartition en profondeur des terrains cristallins qui n'ont aucune chance de contenir du pétrole et des terrains sédimentaires plus prometteurs.

- La *gravimétrie*, mesure les variations de la pesanteur en fonction des différentes densités des roches près de la surface du sol, et donne des indications concernant la nature et la profondeur des couches.
- La *sismique*, permet de réaliser une véritable échographie du sous-sol en y étudiant la propagation d'ondes et fournit aux explorateurs des informations sur les structures et la stratigraphie du sous-sol.

La sismique représente la majorité des opérations en géophysique ; les méthodes gravimétriques et magnétométriques ne sont utilisées que marginalement et en complément de la méthode sismique.

La *sismique réflexion* consiste à envoyer dans le sous-sol des ondes élastiques qui se propagent à travers les masses rocheuses, se réfractent et se réfléchissent sur certaines discontinuités géologiques telles que les limites de couches sédimentaires. Telles des échos, les ondes réfléchies remontent ensuite à la surface où elles sont enregistrées par des capteurs qui convertissent les vibrations du sol en tensions électriques. Il existe deux types de géométrie d'acquisition : la sismique à deux dimensions (2D) et à trois dimensions (3D).

La *sismique 3D* est la méthode d'imagerie la plus utilisée. Elle fournit un modèle 3D du sous-sol sous forme d'un bloc composé de cellules de taille décimétrique.

La *sismique 2D* fournit des coupes verticales du sous-sol. En sismique terrestre, elle est employée dans des zones difficiles accès.

A terre, les ondes sismiques sont des ébranlements de la surface du sol, générés artificiellement par des charges d'explosifs enterrées ou des camions vibrateurs. Les capteurs ou géophones sont disposés en surface selon différents schémas possibles : le long d'une ligne, sur plusieurs lignes parallèles, en étoile, en rectangle ou selon toute autre configuration géométrique. Ils sont connectés à un camion enregistreur qui collecte les données en retour.

L'exploration en mer repose quasi exclusivement sur les mesures sismiques réalisées à bord d'un bateau doté d'un double équipage, l'un chargé des opérations marines. L'autre des travaux de sismique. Par des canons à air comprimé ou de courant, le bateau génère des ondes et remorque de derrière lui un tube appelé streamer qui contient des hydrophones. L'acquisition des données sismiques en mer est ainsi plus aisée qu'à terre, en raison de la facilité de déplacement du bateau dans toutes les directions. Le géophysicien peut ainsi obtenir plus d'informations que sur terre, et produire, après le traitement informatique, une image en trois dimensions plus précise et à moindre coût.

Les signaux reçus par chaque capteur en surface sont alors reportés graphiquement en fonction des durées de retour des ondes. Il est alors possible de tracer les courbes isochrones

du terrain qui relie les points de même temps de retour. Afin d'obtenir une coupe sismique qui représente une vue en coupe transversale du sous-sol, les durées doivent encore être converties en profondeurs, ceci grâce aux vitesses issues par des résultats de forage.

Les enregistrements sismiques recueillis par le géophysicien sont ensuite traités par de puissants ordinateurs qui visent à augmenter le rapport signal sur bruit. Les progrès informatiques réalisés depuis plusieurs années rendent possible la découverte de nouvelles structures pétrolifères sur de vieilles données grâce à une imagerie plus performante.

Une fois les données sismiques acquises et traitées, il s'agit de les transformer en informations exploitables sous forme de cartes isobathes ou isopaques et de coupes géologiques interprétées avec les failles dessinées et les principaux ensembles de couches indiqués. Pour fournir la description la plus exacte possible des structures souterraines, la vitesse de propagation des ondes doit être connue partout afin que les résultats en termes de durées puissent être convertis en profondeurs. Ceci reste hasardeux aussi longtemps qu'un forage n'a pas été réalisé. Le calage des miroirs sismiques sur des mesures réalisées dans des puits est donc une étape primordiale.

Les résultats de la sismique fournissent une bonne idée d'informations structurales souterraines. L'inclinaison des couches, leur continuité, les plissements, aptes à mettre en valeur d'éventuels pièges qui constituent des cibles de forage. Ils permettent également, dans certains cas, de localiser des réservoirs de gaz ou d'identifier des contacts gaz-huile ou gaz-eau.

II.4 FORAGE D'EXPLORATION

II.4.1 Objectifs du forage d'exploration

Le forage est l'étape ultime et l'arbitre suprême du processus d'exploration. En effet, la connaissance du sous-sol, acquise grâce aux études géologiques et géophysiques, permet d'évaluer globalement l'intérêt d'un prospect, mais ne donne pas la possibilité d'affirmer que le gisement pressenti existe bien. Seul l'accès direct au sous-sol, grâce au forage, en apporte la certitude. D'autre part, le forage fournit aux explorateurs diverses informations précieuses sur la lithologie et les fluides.

Un forage d'exploration dure quelques mois (de 2 à 6), mais les durées sont difficiles à prévoir du fait des incertitudes géologiques à ce degré de connaissance. En effet, il subsiste des doutes importants sur les profondeurs, la dureté des roches et les pressions interstitielles de formation, que seul le forage viendra justement balayer. En moyenne, un forage sur cinq

seulement débouche sur la découverte d'un gisement économiquement exploitable ou un sur dix dans des zones mal connues.

II.4.2 Principe du forage

Le forage a pour objectif de créer une liaison entre la surface et la formation cible, en perforant les couches géologiques sur des profondeurs pouvant atteindre une dizaine de milliers de mètres. La technique la plus communément répandue consiste à attaquer la roche à l'aide d'un outil de forage, ou trépan, en rotation. Trois facteurs interviennent alors : le poids exercé par l'outil sur la roche, la rotation de l'outil et l'évacuation des déblais par la circulation d'un fluide (boue de forage).

L'outil est vissé à un train de tiges constitué, au fur et à mesure de l'avancement du puits, par visages d'éléments tubulaires : tiges pesantes ou masses tiges au plus près de l'outil. La garniture de forage est suspendue et manipulée depuis un mât de forage ou derrick. Selon le profil du puits, la rotation est générée :

- Soit la rotation de la surface, par le biais d'une table de rotation et d'une tige d'entraînement appelée *kelly* (forage rotary), ou bien par une tête d'injection motorisée ou *power swivel* directement reliée à la dernière tige ;
- Soit uniquement au fond du puits par l'intermédiaire d'une turbine de forage ou d'un moteur de fond (turboforage).

Outre, ses fonctions de nettoyage du fond de puits, la boue de forage sert à la fois à refroidir et lubrifier l'outil de forage, à consolider les parois du trou ainsi qu'à exercer une pression dans l'orifice, afin de contenir tout éventuel jaillissement de pétrole, de gaz ou d'eau provenant d'une couche traversée.

Le forage commence avec un gros outil, par exemple de 26 pouces (66 cm) de diamètre, vissé à une masse-tige et une tige. Au bout d'une certaine épaisseur forée, la garniture est rallongée par une nouvelle tige. L'opération se répète à chaque longueur de tige supplémentaire forée, jusqu'à atteindre une certaine profondeur, à laquelle le trou est tubé. Un cuvelage en acier, de diamètre correspondant à celui du trou, est descendu par ajout unitaire et cimenté sur place, de façon à protéger les nappes d'eau et à permettre le contrôle des fluides venant du puits. Il est alors nécessaire de monter divers équipements de suspension et d'étanchéité à l'extrémité supérieure du tubage. Sont également installés en tête de puits des dispositifs de sécurité appelés blocs d'obturation de puits, équipés de conduites haute pression qui permettent une obturation rapide du puits à l'aide de vannes télécommandés en cas d'éruption soudaine.

Une série de tests en pression du cuvelage et des différents équipements est effectuée, et si tout est conforme aux exigences de sécurité, la phase de forage suivant peut commencer. Un nouvel outil de diamètre inférieur au précédent est descendu dans le trou, à l'intérieur du cuvelage de surface, et les opérations se poursuivent selon le même processus qu'auparavant. Au bout d'une certaine profondeur forée, le trou est à nouveau tubé à l'aide de cuvelages plus petits, adaptés au diamètre du nouveau trou. Un troisième outil encore plus petit est alors utilisé et ainsi de suite. Au fur et à mesure de l'approfondissement et de la mise en place de cuvelages dans le trou, on utilise des outils de diamètres plus petits et le diamètre du trou tubé se réduit.

Le forage avance au rythme de quelques mètres par heure, et de plus en plus lentement avec la profondeur, ponctué de difficultés et de remplacements réguliers du trépan qui nécessitent la remontée de tout le train de tiges. Durant l'avancement, le foreur consigne les informations relatives à la profondeur forée, à la nature des roches, aux fluides rencontrés.

II.4.3 Choix des appareils de forage

A terre, le choix des appareils de forage, ou *rigs*, dépend de la profondeur de la cible, de la facilité d'accès au site et de la disponibilité du derrick. En mer, s'ajoute la contrainte liée à la profondeur d'eau, aux conditions climatiques et à l'éloignement de la base logistique.

La principale différence entre le forage à terre et le forage en mer tient au support sur lequel le rig doit être installé en mer. Les opérations de forage en mer, ou offshore, sont menées sur des supports flottants ou posées sur le fond, capables de reproduire toutes les fonctions normalement présentes sur un chantier de forage à terre, ainsi que certaines prestations spécifiques comme des plongeurs, ou un service de mesures météo. Selon le cas, les supports de forage sont des plates-formes reposant sur le fond marin, des structures flottantes ou semi-submersibles. Les plates-formes autoélévatrices ou *jack up* ainsi que les barges sont généralement utilisées pour les faibles profondeurs d'eau. Les bateaux et les semi-submersibles à positionnement dynamique sont plutôt réservés au forage dans des eaux plus profondes. Ces engins mobiles ne restent à la même place que pendant le forage, qui peut s'effectuer sur une durée allant de quelques semaines à plusieurs mois (figure 7).

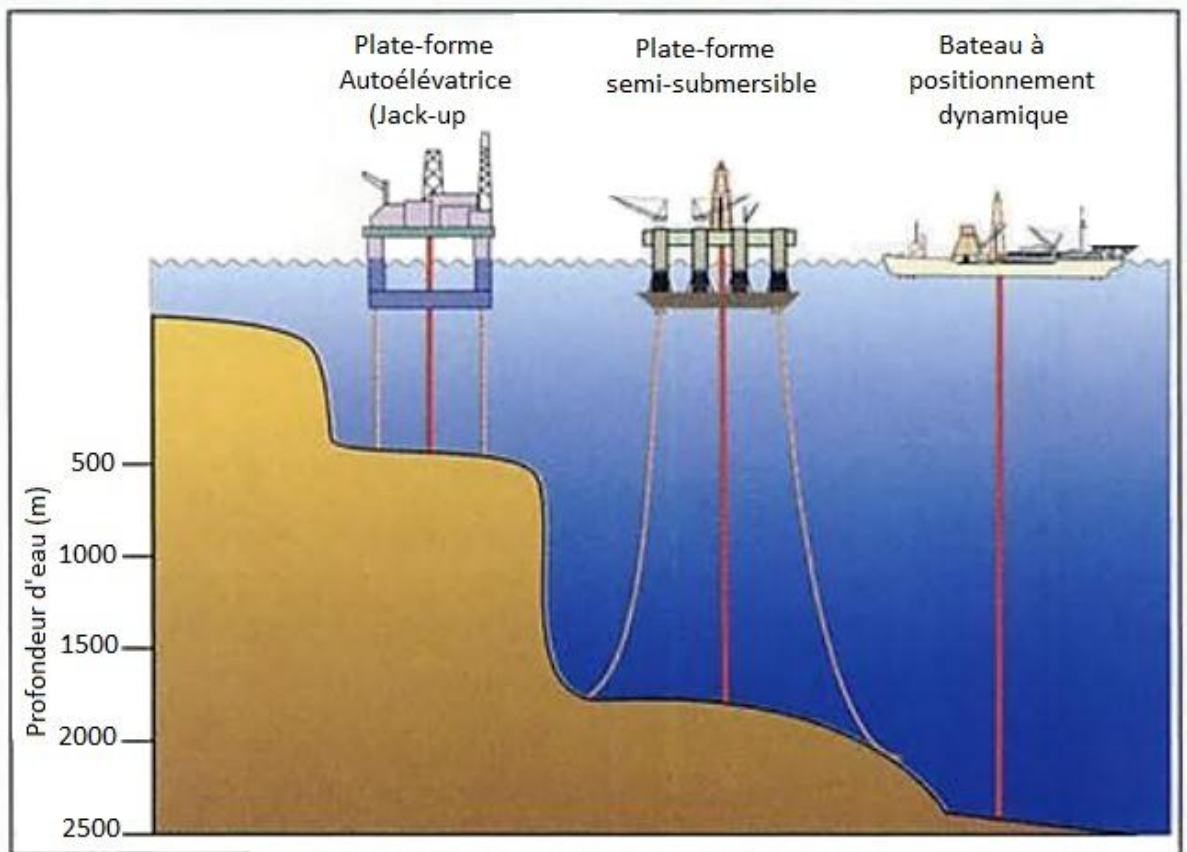


Figure 7 : Support mobiles de forage en mer

II.5 DIAGRAPHIES ET GEOLOGIE D'OPERATIONS

Au cours du forage, les explorateurs effectuent des enregistrements de paramètres physiques liés aux roches ou aux fluides traversés, appelés diagraphies, qu'ils représentent graphiquement en fonction de la profondeur ou du temps.

Les diagraphies instantanées (mud-loggings) sont des mesures diverses, fournies par le biais du circuit de boue. Il s'agit de la vitesse d'avancement, des caractéristiques de la boue de forage et de l'examen des déblais et des carottes. L'étude des déblais (*cuttings*), ramenés à la surface à mesure que le puits s'approfondit, et surtout des carottes (*cores*), obtenues en remplaçant l'outil de forage par un outil creux spécial appelé carottier, procure des informations sur les principales caractéristiques des formations rencontrées (figure 8). Ces éléments portent sur la lithologie, les fossiles présents dans chaque couche (donc leur datation), la porosité, la perméabilité et la saturation en fluides.

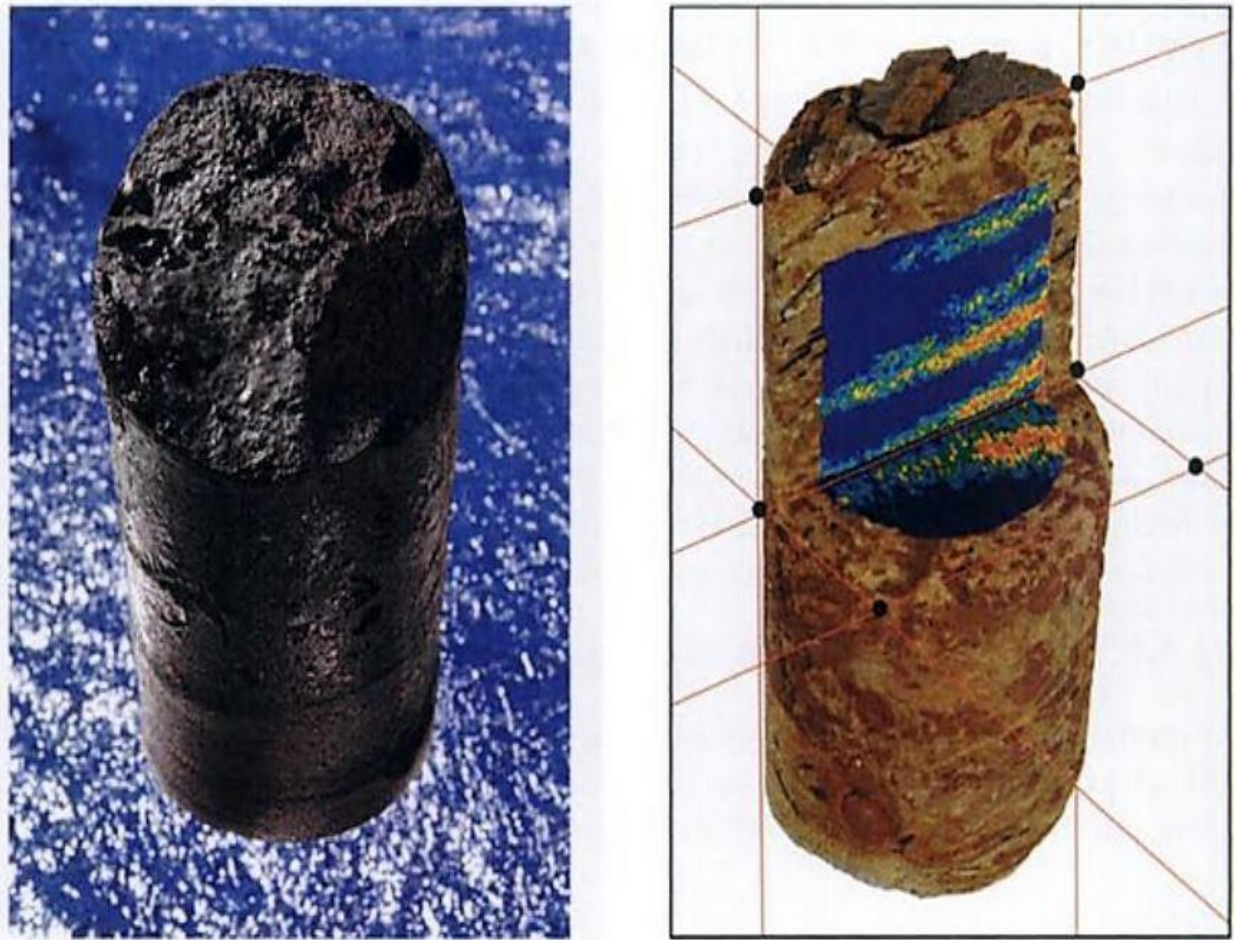


Figure 8 : Carotte

Les diagraphies différées (wire line logging), communément appelées logs électriques, sont enregistrées lors des interruptions de forage au moyen de sondes descendues dans le trou au bout d'un câble électrique. A l'inverse, les diagraphies effectuées pendant le forage (logging while drilling) sont des enregistrements réalisés grâce à des capteurs inclus dans la garniture de forage (figure 9).

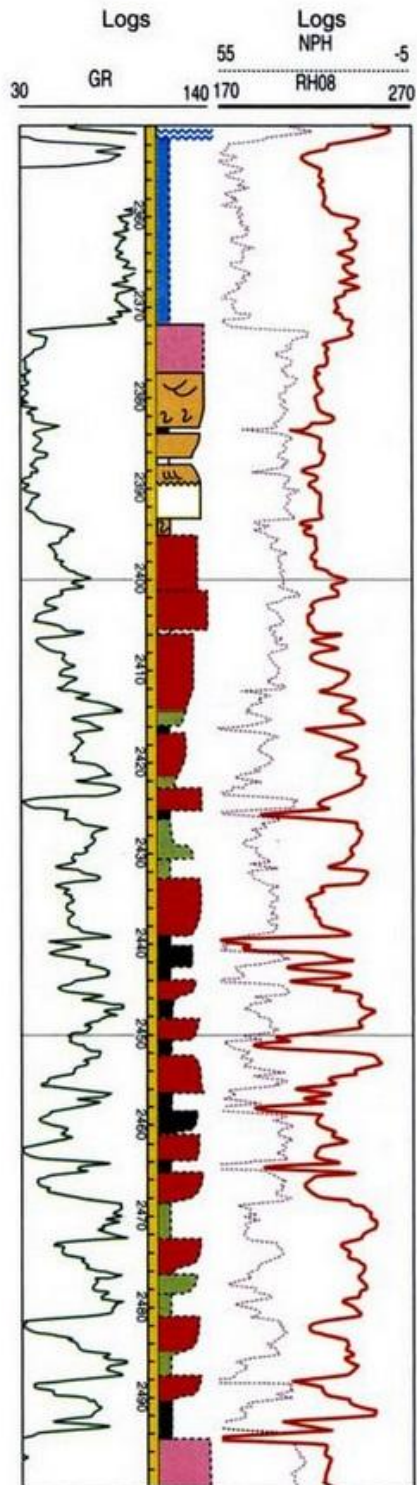


Figure 9: Profil diagraphiques

II.6 DELINEATION

Si les puits d'exploration donnent lieu à une découverte, il est nécessaire de prospecter plus en avant afin de délimiter le gisement et d'évaluer son potentiel. Cette étape de

délimitation ou d'appréciation nécessite essentiellement l'implémentation itérative des tâches suivantes:

-la « recartographie » (correction des cartes précédemment tracés en repositionnant les niveaux et en les délimitant plus justement) des niveaux réservoirs, à partir de la sismique et des informations apportées par les puits d'exploration;

-la modélisation du réservoir;

- le forage de puits additionnels, à quelques centaines ou milliers de mètres plus loin, afin d'obtenir des données supplémentaires.

A l'issue de ces forages, et sur la base des informations disponibles, il faudra alors envisager le développement et l'exploitation du gisement ou en décider l'abandon.

La délimitation constitue une période à haut risque économique. D'un côté, il faut poursuivre une prospection précise et mener des études ciblées afin de disposer de suffisamment d'informations pour prendre la bonne décision. Ce qui consomme du temps et exige des investissements. De l'autre, il faut également savoir stopper rapidement cette étape, soit pour décider de tout abandonner afin de limiter les dépenses inutiles, soit, dans le cas contraire, pour développer le gisement et commencer la production le plus rapidement possible afin de préserver la rentabilité du projet.

Une fois le gisement délimité, on dispose de renseignements sur :

- l'épaisseur de la couche et sa porosité au niveau des puits ;
- la saturation en huile et en gaz;
- la composition de l'effluent;
- la pression de réservoir.

Il convient alors de se poser les questions essentielles : le gisement est-il commercial? Faut-il le développer? Si oui, selon quel schéma? L'élaboration de réponses à ces interrogations constitue l'ensemble des métiers des « 3 G » : géologie, géophysique et ingénierie de gisement.

En effet, la quantité d'hydrocarbures récupérables dépend du processus de récupération choisi, c'est-à-dire, du rythme de production, des méthodes de drainage, du nombre et de l'emplacement des puits, etc. Tout cela est, bien sûr, relié au contexte économique général (prix, fiscalité, etc.)

C'est pourquoi, des équipes multidisciplinaires formées autour du projet, constituées de géologues, géophysiciens, architectes pétroliers, foreurs, producteurs et ingénieurs de gisement étudient les résultats issus de la prospection, des puits de délimitation et d'autres

sources. Leurs travaux prennent également en compte les hypothèses préconisées par les économistes et les financiers. Ces équipes vont bâtir une image détaillée de l'étendue du réservoir, de ses diverses caractéristiques et de ses accumulations en place. Ceci permettra de considérer différents scénarios de développement du réservoir et de les tester sur des modèles de simulation afin d'appréhender leur valeur économique.

Chapitre III : GESTION DE DEVELOPPEMENT ET EXPLOITATION DES GISEMENTS PETROLIERS

A l'issue de la phase de délimitation, si les caractéristiques du gisement découvert paraissent suffisantes pour en envisager l'exploitation, s'enclenche alors la phase de développement, qui consiste à forer les futurs puits producteurs, à installer tous les matériels connexes permettant la production.

III.1 CARACTERISTIQUES DU GISEMENT

Pour dimensionner les installations de production, il est nécessaire de disposer d'informations relatives :

- à la composition de l'effluent ;
- au débit et au volume de production prévue pour les puits ;
- au nombre de points de forage requis pour exploiter au mieux le réservoir ;
- à la fréquence d'intervention sur les puits.

Ces informations proviennent des données géologiques, de la caractérisation des roches réservoirs, des études de fluides ainsi que des essais de puits.

Les données géologiques, cartes et diagraphies, permettent d'établir une image du gisement, de son architecture interne et de la répartition des fluides en place.

Les études de pétro-physique, issues des diagraphies et des mesures sur carottes, fournissent des indications sur la capacité de stockage des roches réservoirs, c'est-à-dire leur porosité ainsi que sur la possibilité de circulation des fluides à l'intérieur de ces roches, ce que l'on appelle la perméabilité. En donnant des indications sur les saturations en hydrocarbures, calculées comme les pourcentages d'hydrocarbures présents dans les pores des roches par rapport aux volumes de fluides totaux, elles permettent également de jauger les quantités d'hydrocarbures en place.

Les études de fluides, appelés PVT (pression, volume, température), visent à caractériser la nature des effluents par leurs propriétés physiques et thermodynamiques afin de déterminer le mode d'exploitation adapté.

Enfin, les essais de puits consistent en des mesures de pression dans le puits au niveau du réservoir, avant et pendant la production. Ils fournissent des renseignements sur la nature des fluides, l'aire drainée par le puits et la perméabilité de la formation. Ils donnent aussi des indications sur la qualité de la zone productrice, sur le degré de modification des

caractéristiques de la zone proche du puits due au forage-complétion, appelée *skin*, ainsi que sur la productivité des puits. Les exploitants en déduisent le débit de production optimum de pétrole ou de gaz.

Les conditions thermodynamiques de fond ainsi que la composition des hydrocarbures en place permettent de catégoriser le gisement selon la manière dont les fluides se comporteront durant l'exploitation. En effet, le pétrole et le gaz retenus dans les réservoirs donneront en surface des fluides qui, en volume et en qualité, seront souvent assez différents.

Dans un gisement de pétrole, le gaz naturel peut être associé à l'huile sous forme de gaz en solution et/ou de gaz libre. On parle de gisement d'huile sous-saturée lorsque les hydrocarbures en place sont initialement liquides monophasiques : le gaz naturel en solution dans l'huile se libère en surface lorsque le pétrole est produit. En revanche, si le gisement renferme originellement une phase liquide et une phase gazeuse, l'huile est alors dite saturée et le gaz libre non dissous dans le pétrole s'installe dans une calotte de gaz ou gas cap (figure 10).

Dans le cas d'un gisement de gaz monophasiques, les gaz humides donneront en surface des condensats et des gaz secs, constitués essentiellement de fractions légères comme le méthane et l'éthane, ne produiront que du gaz. Les gisements de gaz à condensation rétrograde feront apparaître un dépôt de liquides dans le réservoir au cours de l'exploitation, avec une forte teneur en liquides en surface.

Dans le gisement, les hydrocarbures sont en outre associés à de l'eau. En effet, la plupart des réservoirs sont constitués de sédiments qui ont été déposés dans la mer ou à proximité.

Une partie de l'eau a été déplacée lorsque le pétrole a migré, mais il en reste toujours sous forme d'eau interstitielle adsorbée en film par la roche autour des pores. De plus, on trouve souvent de l'eau sous l'huile ou le gaz dans les réservoirs, formant un aquifère.

Géologues et géophysiciens de gisement commencent par évaluer le volume de roche imprégnée d'hydrocarbures, le pourcentage de ce volume effectivement occupé par les hydrocarbures et la répartition des hydrocarbures pour en estimer le tonnage. Ensuite, à l'ingénieur de gisement de donner une estimation des réserves récupérables. En effet, les forces capillaires à l'intérieur du réservoir rendent impossible la récupération de tous les hydrocarbures présents au fond. On estime qu'il est possible de récupérer ainsi 75 à 90 %, en moyenne, des accumulations de gaz pour seulement 30 à 40 % du pétrole.

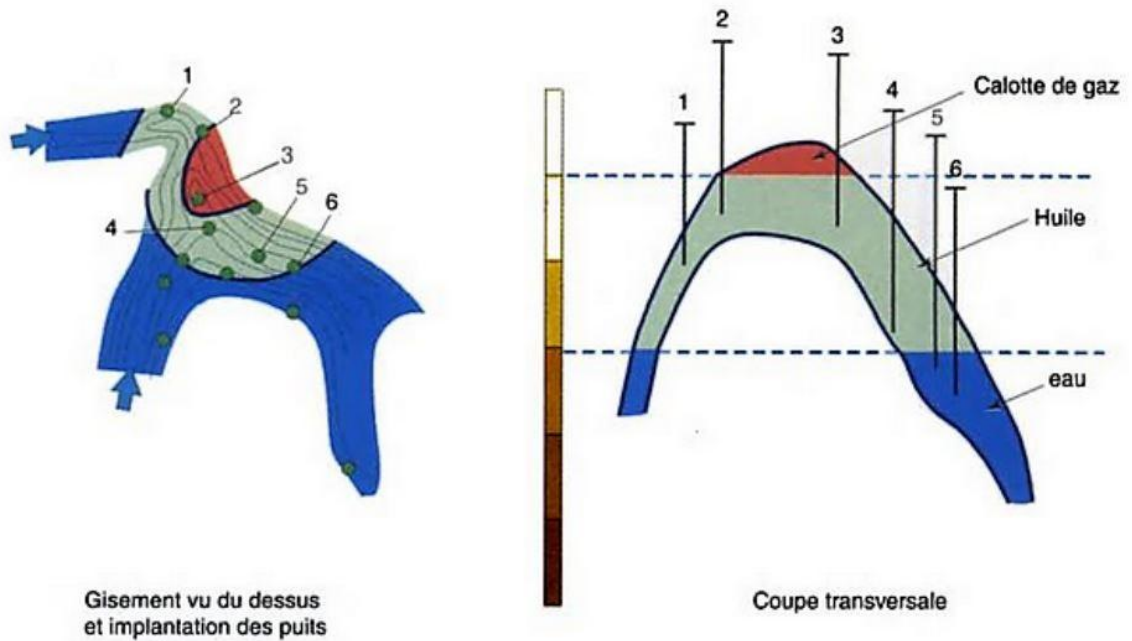


Figure 10: Exemple de gisement d'huile saturée (source : TotalFinaElf)

III.2 MECANISMES DE RECUPERATION

En fonction des caractéristiques du gisement et des effluents, l'ingénieur de réservoir étudie les niveaux de production possibles, les durées de production, le nombre et le type des puits pour déterminer un plan de développement en collaboration avec l'architecte pétrolier.

Les informations nécessaires à la dentition des sous-systèmes fonctionnels ne sont pas toujours connues au début du développement du champ avec suffisamment de précisions pour lever toutes les options ; en outre, elles vont varier au cours des années.

III.2.1 Méthode d'exploitation primaire

C'est l'exploitation du pétrole par toutes sortes de systèmes qui utilisent l'énergie naturelle soit en exclusivité, soit avec un supplément d'énergie. Dans cette méthode, on distingue trois systèmes : l'éruption naturelle, l'éruption artificielle et le pompage (figure 11).

» Eruption naturelle

C'est le système de production que l'on applique durant les premières périodes qui suivent la mise en exploitation d'un gisement de pétrole nouvellement découvert. Elle utilise uniquement l'énergie naturelle disponible dans le réservoir. Il n'y a pas lieu de suppléer l'énergie naturelle avec une autre artificielle, étant donné qu'elle suffit pour assurer la production durant cette période dite éruptive.

» Eruption artificielle

C'est le système de production que l'on applique à un gisement se trouvant en exploitation en éruption naturelle mais dont l'énergie s'est considérablement amoindrie, sans pourtant être complètement épuisée. A ce stade, l'éruption naturelle marche encore. Mais dès que le débit aurait diminué à une valeur qui ne satisfait plus le rythme de production désiré, on peut recommander que l'énergie naturelle soit suppléée, par l'injection de gaz hydrocarbures, au fond du puits.

L'objectif de cette injection de gaz est celui d'alléger le pétrole afflué au fond des puits, par son mélange avec le gaz injecté, de telle sorte que le mélange obtenu puisse être propulsé facilement dans les équipements de production, par la pression résiduelle disponible dans le réservoir.

» **Pompage**

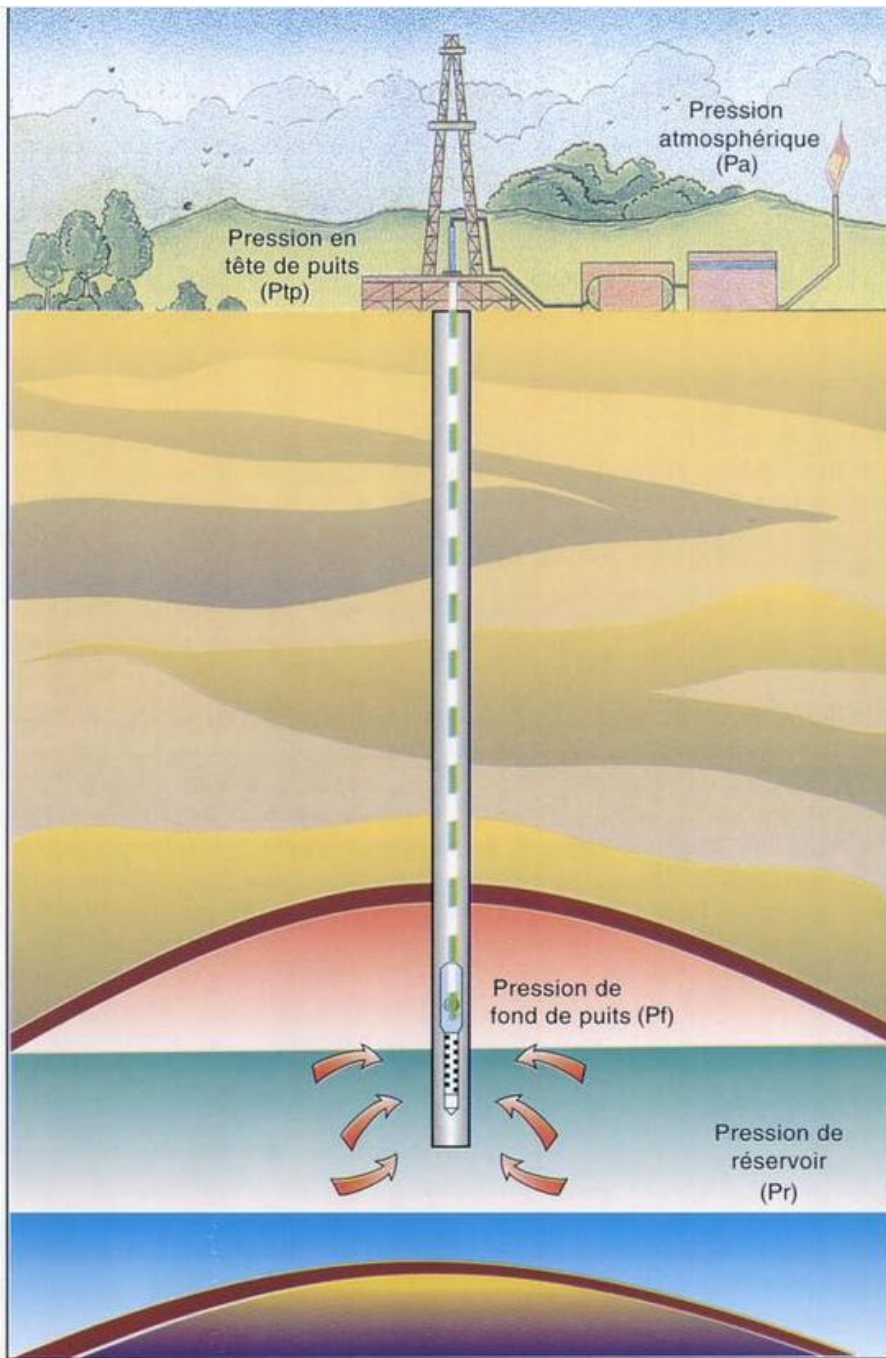
C'est le système de production que l'on applique vers la phase finale de l'exploitation primaire d'un gisement se trouvant dans l'une des situations suivantes.

❖ Eruption artificielle exigeant une consommation exagérée de gaz

Pour un puits exploitant en éruption artificielle, il arrive un moment où l'injection de gaz n'est plus rentable économiquement. La raison est que l'énergie résiduelle disponible dans le réservoir est devenue si faible que pour alléger le pétrole brut afflué dans le puits, il faut une trop grande quantité spécifique de gaz d'injection.

❖ Gisement ne disposant que d'une énergie de gravité

Dans le passé, on a cru que l'exploitation des gisements de pétrole peut être menée jusqu'à l'épuisement complet de l'énergie de pression de réservoir. A cette période, il ne reste plus dans le réservoir que l'énergie gravitationnelle comme énergie résiduelle. Dans cette situation, l'injection de gaz n'a plus aucun effet sur le pétrole amassé dans le puits. Ceci ne peut être évacué à la surface que par l'énergie mécanique de pompage.



Les hydrocarbures au fond sont récupérés en surface grâce au différentiel de pressions

Figure 11: Principe de récupération primaire

III.2.2 Récupération améliorée

L'exploitation secondaire est l'ensemble des systèmes de production dans lesquels l'énergie de gisement est remplacée par une énergie artificielle. L'objectif est celui de récupérer encore une certaine quantité de pétrole dans un gisement que l'on a déjà abandonné.

Elle comprend l'injection d'eau et l'injection de gaz. L'injection d'eau est la plus largement utilisée. Elle consiste à forer des puits injecteurs ou convertir des puits producteurs en injecteurs et à y introduire de l'eau sous pression. D'une part, l'eau contribue à maintenir la pression de gisement en remplaçant l'huile déjà produite dans les pores de la roche-réservoir, et d'autre part, elle balaye la formation productrice, ce qui déplace l'huile vers les puits producteurs. L'injection de gaz non miscible repose sur le même principe, le fluide injecté dans le réservoir étant, dans ce cas, du gaz naturel, de l'azote ou des gaz de combustion (*flue gas*) sous pression. Cette technique présente l'intérêt d'utiliser le gaz naturel associé produit avec le pétrole, lorsqu'il n'y a pas de marché sur place, dans les zones désertiques, lointaines ou en offshore, et que l'on n'a pas le droit de le brûler. L'injection de gaz nécessite de forer moins de puits que l'injection d'eau, mais elle requiert des équipements de compression lourds (figure 12).

L'injection d'eau ou de gaz non miscible dans un gisement d'huile conduit à des taux de récupération importants (de 40 à 60 %) mais limités, en raison du balayage incomplet de l'espace du réservoir (piégeage macroscopique) et du piégeage par capillarité d'huile résiduelle dans les zones balayées (piégeage microscopique).

Les procédés de récupération tertiaire dits EOR, comme les méthodes chimiques ou thermiques, visent à améliorer le balayage spatial et de réduire les forces capillaires par obtention de la miscibilité des fluides ou en améliorant la mobilité. Elles peuvent apporter une récupération additionnelle de 5 à 10 % de l'huile en place (figure 13).

Le comportement des fluides pendant la phase de production est soigneusement observé et analysé afin d'améliorer de manière séquentielle l'exploitation du champ.

Enfin, après une période de production souvent de l'ordre de 15 à 30 ans, on arrive généralement aux limites de la récupération économique des hydrocarbures et la structure de production est démantelée pour réhabiliter le terrain. [2]

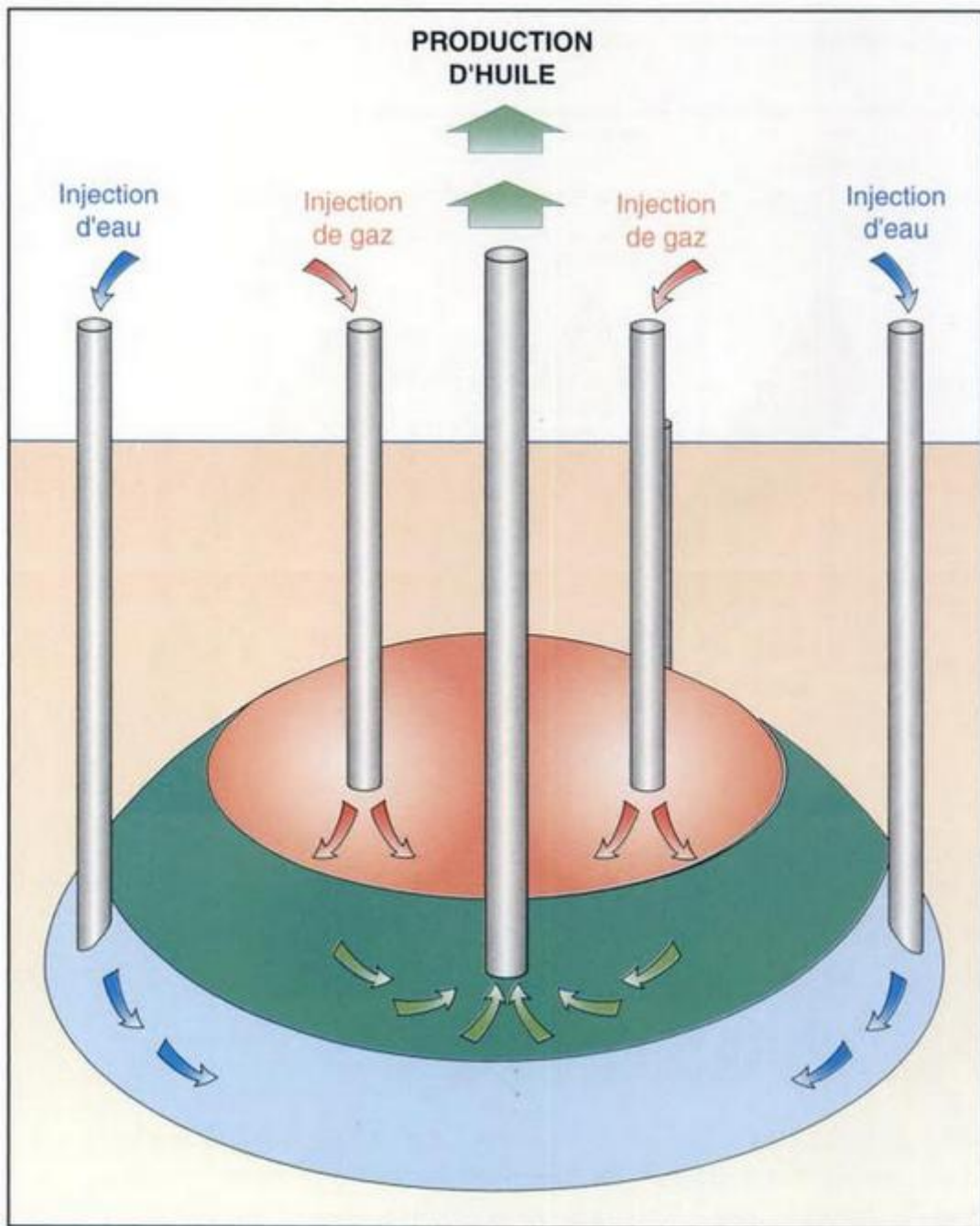


Figure 12: Maintien de pression par injection d'eau dans l'aquifère et de gaz dans le dôme de gaz.

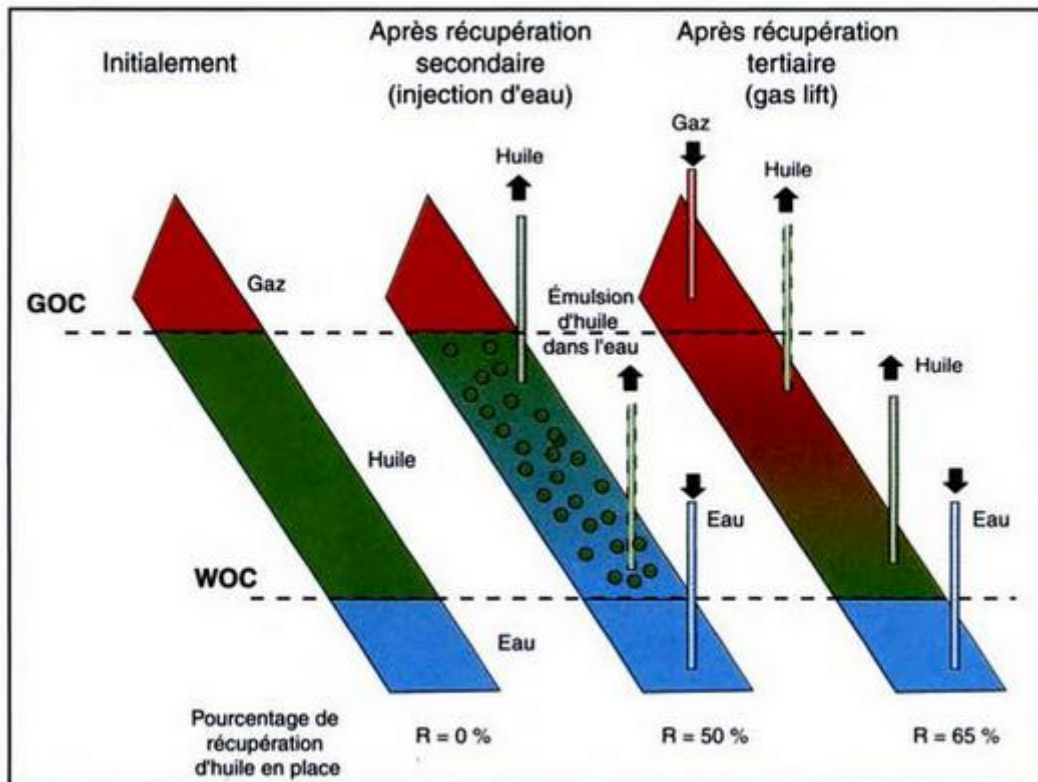


Figure 13 : Comparaison des différents procédés de récupération de l'huile en place.

• *Idées de base*

A l'heure actuelle, la découverte de nouveaux gisements est de plus en plus difficile du fait que la plupart des domaines géologiques susceptibles de contenir des gisements sont presque explorés. Or, face aux besoins continuellement croissants de pétrole, les gisements en cours d'exploitation n'arrivent plus à satisfaire la demande. C'est d'ailleurs l'une des raisons pour lesquelles le prix du baril ne cesse pas d'augmenter de jour en jour. Ainsi, depuis plusieurs décennies, les spécialistes se trouvent dans l'obligation de reconsidérer les anciens gisements abandonnés depuis plus ou moins longtemps.

En fait, certains de ces gisements renfermaient encore au moment de leur abandon, une importante saturation résiduelle d'huile, du fait que les systèmes appliqués pour leur exploitation n'avaient permis de récupérer qu'une partie infime de la réserve en place. Depuis ces temps, les techniques d'extraction ont évolué et on pense pouvoir soutirer encore davantage une quantité non négligeable de ce qui reste dans les pièges.

• *Cas des pétroles non conventionnels*

Un autre champ d'application des systèmes de récupération secondaire est celui des pétroles non conventionnels. En effet, à quelque chose près, les gisements de pétroles non conventionnels présentent une certaine similitude avec ceux de pétroles conventionnels

épuisés, en particulier du point de vue des fluides de formation et des conditions de pression de gisement.

- La plupart des gisements de pétroles non conventionnels sont des formes dégradées d'anciens gisements d'huile légère dans lesquels, par déperdition des fractions légères, l'huile est devenue très visqueuse (voire plus ou moins solidifiée). On dit que l'huile est vieillie.
- La principale cause de la déperdition des fractions légères de l'huile originelle est la détérioration de la couverture de protection (par fissuration, par fracturation, par érosion, etc.), à laquelle s'est également associée la perte de l'énergie initiale de gisement (épuisement de la pression de réservoir).

Les gisements de pétrole épuisés, quant à eux, ne possèdent qu'une énergie résiduelle très réduite, la grande partie de l'énergie initiale ayant été épuisée pendant l'exploitation primaire. En plus, l'exploitation primaire du gisement a favorisé l'écoulement préférentiel des fractions gazeuses et liquides légères du système initial, si bien que, au fur et à mesure de l'exploitation l'huile s'appauvrit de plus en plus, tendant vers une huile noire.

Partie II :
LES REGIMES PETROLIERS

Chapitre IV : GENERALITES SUR LES REGIMES PETROLIERS

IV.1 PROPRIETE DU SOUS-SOL ET SOUVERAINETE DE L'ETAT

La question de la propriété des hydrocarbures se pose à deux niveaux. En premier lieu, quelle est la propriété des gisements et des réservoirs d'hydrocarbures dans le sous-sol, avant ou après leur extraction du sous-sol, et à quel moment et en quel lieu s'effectue un éventuel transfert de propriété, si l'exploitant est différent du propriétaire des réserves ? En général (sauf aux Etats Unis pour les gisements à terre), l'Etat est le propriétaire des ressources naturelles du sous-sol, y compris les hydrocarbures. Il contrôle les activités pétrolières et intervient en tant que garant de l'intérêt général, notamment quand il autorise des personnes physiques ou morales à rechercher et exploiter les hydrocarbures.

IV.1.1 Régimes de propriété des hydrocarbures

Selon les situations, quatre (4) régimes principaux peuvent être observés. Dans, tous les cas, on observe une intervention étendue de l'Etat en tant que pouvoir public. [4]

➤ L'accession

Sous ce régime, la propriété du sol emporte la propriété du dessus, et les hydrocarbures appartiennent au propriétaire du sol par droit d'accession. C'est le système en vigueur aux Etats Unis sur les terres privées, à l'exclusion des terres fédérales qui appartiennent aux Etats. Le propriétaire peut octroyer des concessions à des personnes de son choix, et reçoit une redevance (royalty) en contrepartie. Toutefois, même sous ce régime, le droit du propriétaire est limité par les pouvoirs que l'état exerce dans l'intérêt général, en vue d'assurer la sécurité et la conservation des gisements.

➤ L'occupation

Sous ce régime, les droits miniers appartiennent au premier occupant du terrain ou au premier demandeur du titre d'occupation. Ce système était en vigueur dans des pays neufs, mais il ne reçoit plus d'application aujourd'hui pour les hydrocarbures.

➤ Le droit régalien.

Dans ce système, les ressources d'hydrocarbures n'ont pas de propriétaire jusqu'à leur découverte, mais l'Etat détermine, en vertu du droit régalien dont il dispose, les conditions de la recherche et de l'exploitation des gisements d'hydrocarbures qui constituent des richesses

nationales. C'est l'Etat qui attribue le droit de mines (concession) à des entreprises de son choix, par pouvoir discrétionnaire, avec attribution par adjudication ou non. Les entreprises choisies sont tenues d'observer les conditions prévues par la loi, égales pour tous, sans discrimination. L'Etat définit également la propriété des hydrocarbures et les règles de son transfert éventuel. C'est le système en vigueur dans la majorité des pays industrialisés.

➤ *Le droit domanial*

Sous cette approche, héritée de la féodalité, les gisements d'hydrocarbures sont la propriété de l'Etat (du souverain) et font partie de son domaine, (domaine public « spécial »). La recherche et l'exploitation de ces gisements font l'objet de conventions ou contrats passés entre l'Etat et l'entreprise qu'il a choisie. C'était par exemple, le système en vigueur au Moyen-Orient, en Amérique latine, en application de la règle concernant le « domaine inaliénable et imprescriptible de l'Etat ».

Ce système domanial justifie le monopole de l'Etat, les sociétés intervenant comme de simples entrepreneurs destinés à mettre en valeur le domaine de l'Etat. On trouve cet exemple pour les contrats de services en Amérique latine, Mexique, Brésil et Argentine, jusqu'en 1989.

➤ *Régime mixte*

A L'heure actuelle, dans la majorité des pays, les régimes institués par les législations pétrolières résultent en fait de l'application des principes du droit régalien et du droit domanial, l'Etat exerçant sa souveraineté sur les ressources naturelles.

IV.1.2 Souveraineté permanente sur les ressources naturelles

L'affirmation de la “souveraineté permanente sur les ressources naturelles” était une dimension tout à fait centrale dans la revendication d'un nouvel ordre économique international. Et la volonté des pays exportateurs de pétrole de modifier les modalités de l'insertion de leurs ressources dans l'économie mondiale — donc la nature des relations contractuelles qui les liaient aux compagnies, en même temps que des relations politiques avec les pays industrialisés. Les contrats pétroliers se sont donc trouvés directement exposés à la tempête politico-juridique qui a soufflé sur la régulation des contrats d'Etat, dans les décennies soixante et soixante-dix [5].

L'ordre “ancien” était caractérisé par un très haut degré de sécurité des droits obtenus par les sociétés transnationales auprès des États dans lesquels elles opéraient. La doctrine, le droit positif et la jurisprudence consacraient le principe dit des droits acquis, “selon lequel le droit international garantissait les droits et les biens légalement acquis par les étrangers de

toute atteinte de la part de l'État souverain sur le territoire duquel ils se trouvaient." Plus généralement, les États occidentaux exigeaient pour leurs ressortissants investissant à l'étranger un traitement ne dérogeant pas à la "norme internationale minimale de civilisation", c'est-à-dire un degré de protection de l'investissement au moins égal à ce qui prévalait dans les pays développés. Dans le cadre de cette norme, le droit de nationaliser était strictement encadré par la doctrine Hull selon laquelle la nationalisation devait être motivée par un intérêt public, non discriminatoire, et donner lieu à compensation "rapide, adéquate et effective". Les relations entre l'État et l'investisseur devaient respecter le "due process of law", excluant tout arbitraire. Enfin, le règlement des différends relevait certes des tribunaux locaux, mais avec possibilité d'appel direct auprès d'une juridiction internationale. Cette garantie conférait au régime des investissements étrangers un caractère constitutionnel, au sens où nous l'avons évoqué. Mais il convient de noter que, dans le cas des concessions pétrolières, cette protection par le droit international se doublait d'une sécurisation de facto dans le cadre du rapport de puissance extrêmement asymétrique entre l'État dont était originaire la compagnie et l'entité politique dans laquelle elle opérait : la pratique du "recours diplomatique" était systématique, tant dans le cadre des procédures judiciaires qu'en dehors d'elles. Avant la seconde guerre mondiale, les nationalisations soviétiques et surtout mexicaines (1938), constituèrent les premières remises en question de cet ordre juridique. Mais c'est après 1945, dans le contexte de décolonisation et d'émergence des "jeunes nations", que pris forme un véritable mouvement de contestation radicale des fondements juridiques d'un ordre économique perçu comme structurellement inégalitaire. La souveraineté politique, à laquelle beaucoup étaient en train d'accéder et que symbolisait leur adhésion à l'Organisation des Nations Unies — symbole de "l'égalité souveraine" des États — ne pouvait être que tronquée, ou formelle, tant que les peuples n'auraient pas accédé à la maîtrise de leur destin matériel par une pleine "souveraineté économique". Au cœur de cette revendication figurait le droit de disposer souverainement des ressources naturelles renfermées par le sous-sol national, et de les mettre au service du développement économique de la nation. Se pose alors la question du traitement des droits acquis par les compagnies concessionnaires : l'affirmation de la pleine souveraineté de l'État sur les ressources naturelles est-elle compatible avec le respect du droit de propriété des étrangers ? Dans le cas contraire, comment accéder à cette souveraineté alors que le régime juridique en place consacre les droits acquis ? De fait, c'est sur l'exercice du droit de nationalisation, sur le droit applicable aux contrats d'État et sur le règlement des différends qu'allèrent se concentrer les offensives des pays du Tiers-monde sur le terrain juridique.

IV.2 FORMES POSSIBLE D'INTERVENTION EN EXPLORATION-PRODUCTION

Compte tenu des concepts de propriété des ressources naturelles du sous-sol, il existe deux types d'intervention possible : l'intervention directe et indirecte. [2]

IV.2.1 Intervention directe

Le titulaire des droits miniers recherche et exploite directement les gisements d'hydrocarbures :

- En tant que propriétaire du sol (Etats-Unis), soit privé, soit Etat fédéral, soit Etat particulier ;
- En tant qu'Etat, par l'intermédiaire d'organismes publics (ex-URSS et pays de l'Est jusqu'en 1990) ou de sociétés nationales exerçant ou non un monopole (Amérique latine, Moyen-Orient), et pouvant éventuellement faire appel à des entreprises de services, dans le cadre de contrats d'assistance.

IV.2.2 Intervention indirecte

Le titulaire des droits miniers, en tant qu'Etat et en vertu de son pouvoir régalien ou domanial, désigne qui exécutera la recherche et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures dans le cadre de la législation en vigueur et le régime contractuel applicable.

Les deux principaux régimes sont communément appelé « concession » et « partage de production ».

Dans le régime de concession, le concessionnaire devient titulaire d'un titre minier d'hydrocarbures octroyé par l'Etat, qui lui accorde un permis de recherche, puis, un permis d'exploitation (souvent appelé concession) en cas de découverte commerciale d'hydrocarbures. Le concessionnaire exerce le droit exclusif de recherche et d'exploitation des gisements d'hydrocarbures.

Le concessionnaire exerce le droit exclusif de recherche et d'exploitation des gisements d'hydrocarbures, sur une certaine surface et pendant une certaine durée. En outre, il dispose librement des produits extraits, sous réserve d'exécuter certaines obligations à l'égard de l'autorité concédant. L'Etat perçoit des revenus fiscaux.

Dans le régime de partage de production, le contractant n'est plus lui-même titulaire d'un titre minier, car le contrat conclu avec l'Etat n'entraîne pas la création d'un tel titre. C'est souvent une société nationale qui en est titulaire et le contrat est alors conclu avec cette société

nationale, en tant que représentant de l'Etat. Le contractant est, à titre exclusif, un simple prestataire de service pour l'Etat, et supporte les risques techniques et financiers de l'exploration. En cas de découverte, il dispose du droit exclusif de développer et d'exploiter celle-ci, et reçoit une rémunération correspondant à une fraction de la production (d'où le nom). L'Etat reçoit également une part de la production.

Dans les deux cas, certains pays prévoient, en outre, que l'Etat peut participer directement aux opérations en tant que partenaire du concessionnaire ou du contractant, assumant les mêmes droits et obligations, à hauteur de sa quote-part de participation. Cette clause de participation s'exerce, en général, par le biais d'une société nationale et peut comporter des avantages spécifiques bénéficiant à l'Etat. Elle était applicable dans de nombreux pays jusqu'à la fin des années 1980, avec des taux de participation pouvant atteindre ou dépasser 50 % mais elle tend, aujourd'hui, à être réduite, voire supprimée.

Cependant, depuis le milieu des années 2000, certains pays producteurs ont réintroduit des taux de participation supérieurs à 50 % (Algérie, Venezuela)

IV.3 OBJECTIFS RESPECTIFS DES ETATS ET DES SOCIETES PETROLIERES

Les principaux objectifs des Etats et des sociétés pétrolières peuvent se résumer de la façon suivante :

IV.3.1 Pour les Etats :

- Promouvoir les activités pétrolières à tous les niveaux :
 - Exploration des bassins pétroliers du pays,
 - Développement et exploitation des ressources découvertes
 - Réhabilitation des gisements anciens ou des découvertes non encore développés pour des raisons techniques ou économiques ;
- Maximiser les revenus de l'Etat, tout en garantissant, si possible, un niveau de rentabilité suffisant aux investisseurs, en tenant compte du risque encouru lors de l'exploration ;
- Etablir un régime fiscal et contractuel attractif, équitable et stable, capable de s'adapter à l'évolution des conditions sur une longue période, afin de maintenir un niveau d'activité satisfaisant ;

- Assurer la supervision et le contrôle des opérations en consultation avec les sociétés, tout en veillant à ce les opérations ne soient pas freinées par des lenteurs administratives ;
- Acquérir de l'expertise, par transfert de technologie et de compétence.

IV.3.2 Pour les sociétés pétrolières :

- Obtenir une rentabilité répondant aux objectifs de la société ;
- Obtenir une récupération rapide des investissements ;
- Assurer un accès aux réserves de pétrole et de gaz ;
- Assurer un renouvellement des réserves ;
- Limiter les risques par une diversification du domaine minier d'hydrocarbures ;

Les critères retenus et la priorité établie entre ces divers objectifs dépendent de nombreux facteurs, tant pour l'Etat que pour les sociétés pétrolières, et peuvent également évoluer dans le temps selon diverses circonstances. Celles-ci peuvent être fonction de la situation du marché international des hydrocarbures, du potentiel et de la position du pays (en tant que producteur ou non, exportateur ou non), de la place du pétrole dans l'économie nationale, de la stratégie interne des sociétés.

IV.4 LA LEGISLATION PETROLIERE

IV.4.1 Contexte général

Il ne suffit pas de lire une loi sur le pétrolier pour comprendre la relation entre le gouvernement et les entreprises.

La législation pétrolière fait partie d'un ensemble complexe composé d'autres lois et règlements qui les régissent, et de contrats qui en dépendent.

Cet ensemble de lois et de règlements relatifs au pétrole dans un pays donné s'appelle le «régime pétrolier». Le système est structuré hiérarchiquement, il débute à la constitution du pays concerné et se termine par le contrat pétrolier. (figure14).

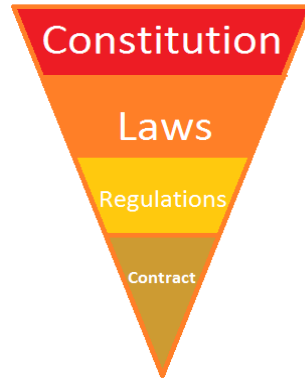


Figure 14 : Le régime pétrolier

a. La Constitution

La constitution établit l'autorité d'un gouvernement pour rédiger et appliquer des lois. Elle peut également porter sur la propriété des ressources naturelles du pays et, dans ce cas, précise généralement que les ressources sont la propriété des citoyens de la nation, ou détenues pour leur compte par le gouvernement.

b. Les lois et les règlements

La loi sur le pétrole contient des règles spécifiques concernant les droits et les responsabilités attribuées dans le contrat. D'autres lois constituent également une partie essentielle du « régime pétrolier » : les lois pour la protection de l'environnement, la sécurité, la santé, le travail et les lois sur la fiscalité.

Des règlements pétroliers peuvent également être mis en place, en conformité avec la loi sur le pétrole, en descendant dans la structure hiérarchique du système de la constitution, aux lois, aux règlements, et aux contrats pétroliers

c. Les contrats pétroliers

Le contrat pétrolier constitue donc une seule partie de l'ensemble du régime pétrolier qui régit les ressources pétrolières. Cependant, il définit les particularités et les droits essentiels pour toute entreprise qui souhaite explorer et extraire dans le pays.

Un contrat pétrolier peut être défini donc comme un contrat par lequel le gouvernement hôte s'engage à accorder le droit à un partenaire étranger d'explorer et de développer les ressources en hydrocarbures se trouvant dans une zone délimitée par ledit contrat se trouvant sur le territoire de cet État.

IV.4.2 Différentes options pour une législation pétrolière

La présentation précédente montre qu'il existe deux approches extrêmes pour établir le cadre juridique des activités d'exploration-production : l'approche réglementaire et l'approche contractuelle (figure 15).

- *Dans l'approche réglementaire*, la législation et la réglementation définissent, de manière détaillée et non discriminatoire, le cadre applicable comme en Europe, aux Etats-Unis, au Canada, en Australie et en Amérique latine.
- *Dans l'approche contractuelle*, les rapports entre l'Etat et les sociétés sont essentiellement d'ordre contractuel et souvent discrétionnaire, comme dans de nombreux pays en développement

Toutefois, il existe également des variantes mixtes qui combinent ces deux approches, notamment les régimes de concession avec conclusion d'un contrat détaillé. [6]

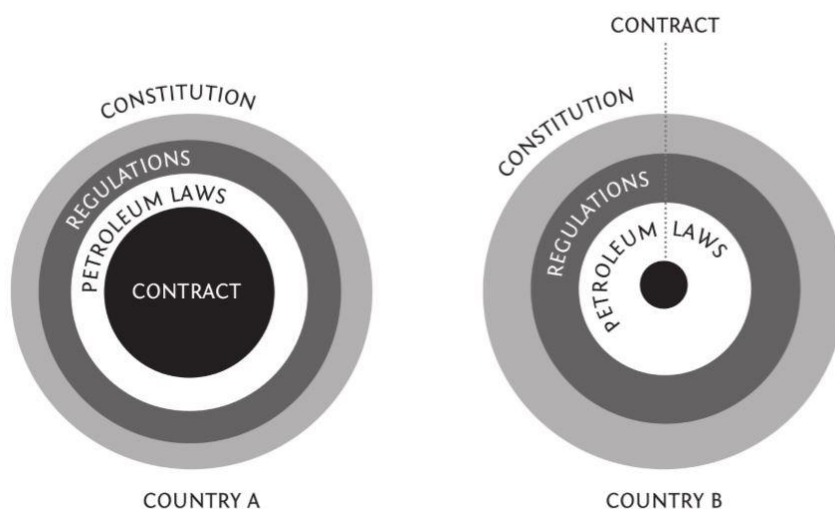


Figure 15 : Différentes options pour une législation pétrolière, Pays A : approche contractuelle, Pays B : approche réglementaire.

IV.4.3 Contenu d'une législation pétrolière

❖ *Objet*

L'objet d'une loi pétrolière en exploration-production est de définir principalement :
Le régime juridique applicable aux opérations de recherche, d'exploitation et de transport des hydrocarbures (pétrole, gaz naturel et produit annexes) à l'exclusion du raffinage et de la distribution, qui ont des caractéristiques industrielles différentes ;

a) Autorité compétente chargée des affaires pétrolières

La loi doit préciser l'autorité compétente chargée des affaires pétrolières au sein gouvernement, notamment en matière de négociation et signature des contrats. Par la suite, cette autorité directement ou par législation, supervise les opérations pétrolières et en contrôle la conformité avec la législation applicable.

Tout ou partie de ces compétences peut être délégué à une société nationale. Cela peut entraîner des conflits d'intérêt, car celle-ci assume alors deux rôles théoriquement séparés : représentant de l'Etat en tant que pouvoir public et partenaire associé à d'autres sociétés dans le but de réaliser conjointement des opérations pétrolières.

Afin d'éviter ce type de conflits, plusieurs pays ont créé des organismes séparés agissant en tant que régulateur indépendant (Indonésie en 2002, Brésil en 1997, Algérie en 2005, Colombie en 2003). Leurs missions principales sont l'octroi et la gestion administrative des permis et contrats pétroliers, ainsi que la supervision des opérations pétrolières conduites par les opérateurs.

b) Définition des droits et obligations des titulaires de contrats ou de titres miniers

Deux orientations sont possibles. Tout d'abord, la définition très détaillée et relativement rigide dans la loi et ses textes d'application. C'est le cas des pays industrialisés ou des anciens codes pétroliers d'inspiration française en Afrique. Ensuite, la définition de quelques principes, notamment d'ordre fiscal, en référence à un contrat type préparé par l'autorité compétente. Il s'agit d'une solution plus souple qui permet de fixer le régime applicable dans le contrat. En fonction de la nature des découvertes potentielles et du contexte pétrolier, le contrat type, qui n'est pas annexé à la loi, peut être adapté.

c) Textes d'application

La loi pétrolière est complétée par des textes d'application édictés sous forme de décrets et règlements. Ceux-ci couvrent les procédures administratives, les aspects techniques des opérations, l'environnement, la sécurité et l'hygiène ainsi que l'abandon des gisements et des installations en fin d'exploitation. Ils peuvent être très détaillés, dans les pays confrontés aux spécificités des opérations maritimes, comme au Canada, aux Etats-Unis, au Royaume Uni et en Norvège.

Chapitre V LES CONTRATS PETROLIERS

VI.1 PRINCIPALES CLAUSES D'UN CONTRAT PETROLIER D'EXPLORATION-PRODUCTION

VI.1.1 Structure générale d'un contrat

Un contrat pétrolier d'exploration-production se présente généralement sous forme d'un document d'un certain nombre de pages, comprenant plusieurs sections : le préambule, le texte principal, et des annexes jointes au contrat et qui en font partie intégrante.

➤ *Le préambule*

Comporte un certain nombre de considérations générales sous forme d'attendus. Il sert à remplacer l'objet et le contenu du contrat dans une perspective plus globale, tant en ce qui concerne ses bases juridiques (par exemple, référence à la législation existante qui autorise la signature de ce type de contrat) que dans ses bases politiques (par exemple, référence à l'intérêt de l'Etat, à la politique de développement des ressources naturelles).

Le texte principal se développe sous forme d'articles et sous-articles numérotés en séquence, souvent regroupés en chapitres. Il définit les parties au contrat, son objet, sa durée de validité ainsi que les droits et obligations respectifs des parties [2]. De manière schématique, les clauses usuelles peuvent être regroupées en quatre catégories principales :

- **Les clauses techniques**, opérationnelles et administratives couvrent les aspects pratiques de la conduite des opérations durant les différentes phases ;
- **Les clauses économiques, fiscales, financières et commerciales** couvrent le partage de la rente entre les parties, la comptabilisation des coûts pétroliers, la valorisation et l'enlèvement de la production ;
- **Les clauses juridiques** couvrent l'application et la modification des relations contractuelles entre les parties ;
- **Les annexes** comprennent généralement :
 - La description de la zone contractuelle par ses coordonnées, représentées sur un schéma et sa superficie ;
 - La procédure comptable, qui précise les méthodes et procédures applicables à la comptabilité des opérations pétrolières couvertes par le contrat ;
 - Le programme d'engagements de travaux ;
 - Une garantie de la société mère et/ou d'une banque

Les paragraphes suivants décrivent les clauses principales selon la typologie présentée ci-dessus. La plupart de ces clauses sont présentes dans tout contrat pétrolier, certaines étant toutefois spécifiques à tel type de contrat.

VI.1.2 Clauses techniques, opérationnelles et administratives

a) Durée et phases d'un contrat

Il convient de bien définir les différentes phases d'un contrat pour lesquelles pourront s'appliquer des clauses bien distinctes.

La première est la phase d'exploration (ou de recherche) durant laquelle le titulaire réalise des travaux de géologie, de géophysique, de forage visant à identifier des prospects à l'intérieur de la zone contractuelle, puis à forer le ou les prospects les plus intéressants, susceptibles de receler des hydrocarbures.

La seconde est la phase d'exploitation qui se déroule en cas de découverte d'hydrocarbures jugée commercialement exploitable et qui comprend une période de développement suivie d'une période de production. Sous réserve d'avoir rempli toutes ses obligations contractuelles, le titulaire peut se retirer à tout moment pendant la phase d'exploration ou son expiration, si aucune découverte jugée commerciale n'a été réalisée.

Il faut cependant noter la tendance récente de l'ouverture de pays autrefois fermés aux activités des opérateurs étrangers. De plus en plus de contrats couvrent des zones déjà explorées et qui incluent déjà des gisements. Il peut s'agir de gisements découverts mais non encore exploités, car nécessitant des moyens technologiques ou financiers qui dépassent largement les capacités des opérateurs locaux (typiquement des sociétés nationales). Ou bien, il s'agira de gisements déjà exploités, mais en déplétion avancée et exigeant des opérations de réhabilitation ou d'amélioration de la production qui n'avaient pas été effectuées pour les mêmes raisons. Dans ces deux cas, le contrat tient compte de cette situation spécifique en supprimant la phase d'exploration et en démarrant directement par la phase de développement. Le risque étant réduit par rapport au risque encouru sur les zones d'exploration, des contreparties financières particulières peuvent être requises par l'Etat.

b) Phase d'exploration

- Durée

La durée de la phase d'exploration doit permettre de satisfaire aux deux objectifs contradictoires suivants :

- Accorder au titulaire le temps nécessaire pour mener à bien tous les travaux utiles à l'évaluation du potentiel pétrolier ou gazier de la zone de recherche et à découvrir de gisements ;
- Eviter que le titulaire ne mène les travaux de recherche à un rythme trop lent, et ne conserve donc trop longtemps une surface importante susceptible d'intéresser d'autres sociétés.

La prise en compte de ces deux objectifs amène habituellement à accorder au titulaire une période totale d'exploration relativement longue (en général de 5 à 10 ans), mais cette période est subdivisée en plusieurs sous-périodes. Ainsi, le titulaire dispose d'une période d'exploration initiale, renouvelable pour une ou deux périodes à l'autre que s'il a satisfait à ses engagements pour la période en cours.

- **Evaluation d'une découverte**

Si le titulaire, au cours de ses travaux d'exploration découvre des hydrocarbures, il est tenu de la déclarer dès que possible à l'administration compétente. S'il estime que cette découverte mérite une évaluation, il prépare alors un programme d'évaluation (ou de délimitation) accompagné du budget correspondant. Dans certains pays, une zone d'évaluation spécifique est créée aux fins de réaliser ces travaux.

Après exécution de ce programme, le titulaire informe les autorités des résultats obtenus lors de l'évaluation, ainsi que des conclusions qu'il en retire, à savoir, s'il déclare que le gisement découvert est commercial et s'il s'engage à le développer.

Dans le cas où le titulaire conclut au marginal ou non commercial de la découverte, certains accords prévoient qu'il peut proposer à l'Etat la modification de certains termes contractuels afin que cette découverte fasse l'objet d'une exploitation conduite par le titulaire. Ces propositions sont accompagnées des études économiques réalisées par celui-ci et justifiant de l'influence de ces changements sur la rentabilité de la découverte. L'Etat est naturellement libre d'accepter ou de rejeter les modifications proposées. S'il les accepte, le titulaire est alors tenu de déclarer la découverte comme étant commerciale, de proposer un programme de développement et de le réaliser.

Quelques contrats prévoient également que le titulaire doit abandonner à l'Etat une découverte considérée comme non commerciale, si les autorités souhaitent l'exploiter avant l'expiration normale du contrat. Des clauses particulières peuvent s'appliquer aux découvertes de gaz.

c) Phases d'exploitation

- *Déclaration de commercialité et soumission d'un plan de développement et d'exploitation*

Il est essentiel de souligner que le caractère commercial d'un gisement est laissé à l'appréciation du titulaire : c'est l'investisseur qui assume le risque des opérations et qui est à même d'en évaluer la rentabilité future, ses hypothèses et sa stratégie. Toutefois, certains pays ont souhaité définir une notion de découverte commerciale à partir de laquelle le titulaire est tenu d'entreprendre un programme de développement. Pour cela, certains critères objectifs ont été retenus liés au volume des hydrocarbures rencontrés ou à une certaine productivité par puits, atteinte productivité par puits, atteinte pendant un certain délai. Cependant, cette approche n'a pas eu beaucoup d'échos.

Dans le cas où le titulaire déclare la découverte comme étant commerciale, il prépare alors un plan de développement et de production, et le soumet aux autorités pour approbation s'il y a lieu. Dès acceptation de ce plan, le titulaire doit débiter les travaux de développement dans les plus brefs délais. Le plan de développement est un document important qui aborde tous les aspects techniques et économiques : estimation des réserves et des futurs profils de production ; schéma de développement ; forages et installations de production ; stockage et évacuation ; calendrier de mise en production ; forage et installation de production ; stockage et évacuation ; calendrier de mise en production ; estimation des investissements et des coûts opératoires ; évaluation économique justifiant le caractère commercial de l'exploitation ; environnement et sécurité ; schéma d'abandon envisagé à la fin de l'exploitation.

- *Durée de la période d'exploitation*

Après l'adoption d'un plan de développement, le titulaire des droits d'exploration devient également bénéficiaire des droits exécutifs d'exploitation du gisement découvert. Les durées de la période d'exploitation sont variables suivant les accords. En général, l'exploitation est autorisée pendant une période initiale dont la durée est de l'ordre de 20 à 25 ans, éventuellement renouvelable pour 10 ans ou plus si la poursuite de l'exploitation se justifie commercialement.

L'octroi d'une autorisation d'exploitation entraîne, pour son titulaire, l'obligation de développer le gisement concerné selon le plan de développer le gisement concerné selon les règles de l'art usuellement admises dans l'industrie pétrolière internationale, en assurant notamment une récupération optimale des réserves du gisement.

- *Superficie des zones d'exploitation*

Lors de la déclaration par le titulaire du caractère commercial de la découverte, celui-ci doit soumettre aux autorités la délimitation précise du gisement telle qu'elle résulte de ses travaux de délimitation. La zone d'exploitation correspond à l'étendue du gisement exploitable. Ainsi, à l'intérieur d'un même périmètre d'exploration, il aura autant de zones d'exploitation que de découvertes exploitables.

La surface de la zone d'exploitation étant déterminée lors de la déclaration de découverte commerciale, il peut se produire qu'une meilleure connaissance du gisement après quelques années d'exploitation conduise à la nécessité d'agrandir la surface de la zone exploitable. Pour tenir compte de ce problème, une clause peut prévoir que la zone d'exploitation puisse être agrandie afin de correspondre à la nouvelle surface de la zone exploitable à condition, toutefois, que la surface supplémentaire ainsi introduite dans la zone d'exploitation soit comprise dans la zone d'exploration encore détenue par le titulaire.

- *Unitisation*

Dans le cas où un gisement commercialement exploitable s'étend sur plusieurs zones d'exploration attribuées à des titulaires différents, il est nécessaire que le contrat pétrolier stipule des mesures appropriées afin que les titulaires exploitent de façon cohérente ces réserves récupérables (par exemple, choix d'un opérateur unique, adoption d'un plan de développement et d'exploitation conjoint, etc...)

Une telle clause dite d'unitisation présente donc la particularité de devoir être commune à tous les accords signés entre l'Etat et les titulaires, car, dans le cas d'opérations communes réalisées par les titulaires, les règles doivent être identiques pour chacun.

Le cas particulier des gisements transfrontaliers est couvert par des accords internationaux adoptés, comme cela se présente en mer du Nord, entre le Royaume-Uni et la Norvège. Lorsqu'il s'agit de zones disputées entre plusieurs pays, le problème peut être résolu par la création de zones de développement conjoint, bénéficiant d'un statut juridique et fiscal, comme dans les cas célèbres de la Zone Neutre entre l'Arabie Saoudite et le Koweït, du Timor Gap entre l'Australie et l'Indonésie, et de la zone de développement Conjoint entre le Nigeria et Sao Tomé et Príncipe définie en 2004.

- *Obligations à l'occasion de l'abandon*

Lors de l'abandon de l'exploitation d'un gisement, les obligations du titulaire doivent être précisées : transfert sans frais des installations à l'Etat, ou abandon des puits et enlèvement des installations à la charge du titulaire. De plus en plus de contrats prévoient un « plan d'abandon » à soumettre préalablement aux autorités, assorti de dispositions fiscales

éventuelles, prévoyant la constitution de provisions ou de coûts récupérables par avance, dédiés au futur financement des opérations d'abandon. Ces opérations peuvent s'avérer onéreuses dans certaines zones maritimes soumises à une réglementation contraignante.

VI.2 LES DIFFERENTS TYPES DE CONTRATS PETROLIERS

VI.2 .1 Contrat de concession

➤ *Cadre général*

Dans le cadre du régime de la concession, l'Etat octroie au titulaire un titre minier exclusif d'exploration (permis de recherche). Puis, pour chaque découverte commerciale, il accorde un titre exclusif de développement et d'exploitation de découverte (concession).

Dans un contrat établi sous un régime de concession, on retrouvera les clauses précédemment exposées. Ce type de contrat peut être, soit un véritable accord pétrolier, soit simplement l'application des conditions générales et particulières de l'octroi d'un permis de recherche ou d'une concession, dans le cadre de la législation pétrolière de l'octroi d'un permis de recherche ou d'une concession, dans le cadre de la législation pétrolière en vigueur et accompagnée d'un cahier des charges spécifique au permis.

➤ *Bonus de signature*

Certains accords de concession prévoient le versement par le titulaire d'une somme payable à la date de signature du contrat d'octroi du permis de recherche. Ce type de bonus consiste en un ou plusieurs versements effectués au profit de l'Etat et dont le montant est variable suivant le contrat. Celui-ci peut atteindre plusieurs millions voire certaines de millions de dollars. Cela constitue un effort financier important de la part du titulaire, d'autant que ce bonus est versé antérieurement au démarrage de toute production, et aura donc un impact fondamental sur la rentabilité future. Pour le pays, il représente un revenu immédiat très attractif.

Certains pays n'imposent pas directement des bonus de signature, mais procèdent à l'attribution des permis de recherche par des enchères. Le paiement réalisé par le titulaire lors de cette attribution peut être assimilé à un bonus de signature, comme c'est le cas aux Etats-Unis pour les permis octroyés sur les zones fédérales.

De 1986 à la fin des années 1990, la tendance a été à la baisse, voire à la suppression des bonus de signature, sauf dans le cas de pays anciennement fermés aux activités directes des sociétés pétrolières internationales et qui se sont à nouveau ouverts. Des exemples représentatifs sont le Venezuela, où les bonus ont atteint des niveaux très élevés lors du premier appel d'offres pour des blocs d'exploration organisé en 1998, le Brésil de même en

1999-2000, la Zone de Développement Conjoint entre le Nigeria et Sao Tomé et Principe en 2004, la Libye dans les années 2000 [4].

➤ *Redevances superficielles d'exploration*

Le titulaire peut avoir l'obligation de verser chaque année à l'Etat, ou à une entité spécifiée, un loyer proportionnel à la surface de son permis de recherche. En général, le loyer, par unité de surface, reste fixe durant chaque période d'exploration, ce loyer est généralement accru de façon proportionnelle aux rendus obligatoires, Par exemple, si le premier renouvellement de la période initiale d'exploration s'accompagne d'un rendu obligatoire de 50 % minimum de la surface initiale, les loyers superficiels unitaires de la nouvelle période seront doublés. Il arrive parfois que les loyers soient indexés annuellement.

Le montant de ces loyers est en général assez faible (le plus souvent, de 1 à 10 USD/km² par an) et ne représente une réelle charge pour le titulaire que dans la mesure où la superficie de son permis est très importante.

➤ *Bonus de production*

Les bonus de production consistent en un plusieurs versements effectués au profit de l'Etat, en fonction de l'obtention de certains seuils de production à partir d'une découverte commerciale. Le contrat fixe les sommes à verser lorsque la production atteint, pour la première fois, certains rythmes (généralement exprimés en b/j), pendant une certaine période. Un bonus dit « de découverte » peut également être prévu.

Ces bonus de production atteignent des montants très variables suivant les zones et ils dépendent essentiellement du potentiel pétrolier du pays considéré. Comme les bonus de signature, ces bonus peuvent parfois représenter un effort financier de plusieurs millions (voire dizaine de millions) de dollars pour le titulaire.

VI.2 .2 Les contrats de partage production

➤ *Cadre général*

Le système juridique de partage de production a été introduit par l'Indonésie en 1966, lors d'un contrat conclu entre la société nationale Pertamina et un indépendant américain, et sous une forme voisine par le Pérou en 1971.

Depuis, ce concept a été choisi par de très nombreux pays. Beaucoup sont exportateurs de pétrole, tels que l'Indonésie ou l'Egypte, où plus de 100 contrats de ce type ont déjà été respectivement signés, mais également la Malaisie, la Syrie, Oman, l'Angola, le Gabon, la

Lybie, le Qatar, la Chine, l'Algérie ou la Tunisie. Certains d'entre eux ne sont pas, ou peu, producteur comme la Tanzanie, la Côte d'Ivoire, la Mauritanie, le Kenya, l'Ethiopie, la Jamaïque. En outre plusieurs pays d'Europe de l'Est et de l'ex-URSS ont adopté ce système.

Le succès de cette formule dans les pays en développement et les pays émergents réside dans plusieurs aspects originaux. A ce titre, on notera la nature juridique des liens contractuels (la compagnie pétrolière n'est pas directement titulaire des titre miniers) ainsi que le concept de « partage » de la production d'un gisement. On soulignera également le degré plus élevé de contrôle que peut théoriquement exercer l'Etat sur les opérations pétrolières effectuées par la compagnie pétrolière, laquelle n'agit qu'en tant que prestataire de service ou contractant.

Nous verrons toutefois que dans la pratique, le degré de contrôle exercé par l'Etat peut être comparable entre une concession modernisée et un CPP. Dans les deux formules, la compagnie pétrolière, qui seule supporte les risques financiers, est généralement responsable de la direction et de la conduite des opérations sous la supervision de l'Etat. Pour les compagnies, certaines concessions peuvent même être jugées plus contraignantes que des CPP, tant sur le plan de la conduite des opérations que sur le plan économique.

➤ *Les principales composantes*

Principes

Du point de vue juridique, le rôle de l'Etat dans un CPP est renforcé par l'application des deux principes suivants :

- L'Etat, soit directement, soit par l'intermédiaire de sa société nationale, reste l'unique titulaire des titres et droits miniers, et donc de la production. Ceci crée un monopole d'Etat sur la recherche et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures. Les compagnies pétrolières ne peuvent intervenir qu'en tant que prestataires de services (ou « contractants »), dans le cadre d'un contrat analogue à un contrat de prestations de services.
- L'Etat ou la société nationale, tout en faisant appel à la compétence technique et financière de la compagnie pétrolière (qui lui avance ou préfinance les investissements nécessaires), reste propriétaire d'une fraction importante de production. Le contractant ne reçoit, à titre de remboursement des dépenses qu'il a engagées et de rémunération pour ses services, qu'une part souvent minoritaire de la production. Il est à noter que c'est une du gisement et non sa totalité.

Ce système est donc fondé sur le principe d'un partage de la production entre l'Etat ou la société nationale, titulaire des droits miniers, et la compagnie pétrolière (ou le consortium). Celle-ci est l'opérateur responsable de la conduite et du financement des opérations, et ses services sont rémunérés en nature, seulement en cas de développement d'une découverte commerciale.

➤ *Modalités de recouvrement des coûts pétroliers (cost oil)*

Les modalités varient selon les pays, et même, pour un pays donné, selon les zones contractuelles et les dates de signature des contrats. Seuls les principes généraux seront ici présentés.

Dans un CPP, le contractant a le droit de se rembourser les coûts pétroliers qu'il a engagés, en disposant chaque année d'une fraction de la production qui ne peut dépasser un certain pourcentage de la production annuelle dans la zone contractuelle. Cette quantité est appelée *cost oil*. Le solde des coûts pétroliers non encore recouverts est alors recouvrable la ou les années suivantes selon le même principe. La fraction de la production correspondant au *cost oil* est valorisée en prenant comme référence le prix du marché du pétrole brut, afin de la comparer des coûts recouvrables.

La limite maximale de la production pouvant être consacrée au recouvrement des coûts pétroliers (*cost stop*) varie selon les pays ou les contrats (taux usuels de 30 à 60 %) mais peut parfois atteindre 100 %. Les conséquences économiques du niveau de ce seuil sont fondamentales : plus le taux est élevé, plus vite le contractant peut récupérer ses coûts et améliorer ainsi la rentabilité de ses investissements.

Toutefois, il est à noter que, progressivement, le système de recouvrement des coûts est devenu plus complexe, comme l'illustrent les dispositions particulières suivantes, qui ont été introduites dans certains contrats :

- Crédit d'investissement (17 % en Indonésie, 33,3 à 40 % en Angola) : le contractant peut recouvrer, dans le premier cas, 117 % au lieu de 100 % de son investissement, ceci compensant en partie l'érosion monétaire (le recouvrement se fait toujours en valeur nominale sans indexation).
- Etalement du recouvrement des investissements de développement dans le temps : équivalent d'un système d'amortissement linéaire sur une période de 4 ou 5 ans (Angola) ou selon un système d'amortissement dégressif accéléré (système DDB ou Double Declining Balance en vigueur en Indonésie)

- Définition plus précise des coûts pétroliers recouvrables :
 - Exclusion ou non des bonus et des intérêts et charges financières ;
 - Priorité de recouvrement entre les différents coûts (exploration, développement, exploitation, autres) ;
 - Recouvrement des coûts conjoints répartis entre les membres d'un consortium et des coûts individuels engagés séparément par chacun desdits membres ;
 - Modalités de répartition des coûts entre les zones de développement, si plusieurs découvertes successives sont développées.

En général, un CPP ne prévoit pas de paiement de redevance à la production, mais dans le cas où celle-ci existe, le cost oil est calculé sur la production restante après redevance.

➤ *Modalités de partage de la production*

Après déduction de la part de production correspondant au recouvrement des coûts, le reste de la production est appelé profit oil. Il est partagé entre l'état et le contractant, selon des modalités qui ont sensiblement évolué depuis 35 ans.

A l'origine, un taux unique de partage de la production était négocié pour un contrat, quelles que soient les caractéristiques des découvertes effectuées. Citons l'exemple de l'Indonésie, où le partage est de 65 % pour le gouvernement et de 35 % pour le contractant. Ces deux taux constituent des taux effectifs, après paiement de l'impôt sur les bénéfices.

Par la suite, des échelles progressives de partage en fonction de la production journalière ont été introduites. Par exemple, le partage 50-50 % concernant les faibles productions, augmentant par tranche jusqu'à 85-15 % pour les plus hautes tranches de production. L'Angola a introduit en 1979 une échelle progressive en fonction de la production cumulée d'un gisement. Ces échelles de production dépendent des caractéristiques de découvertes, en particulier de leur localisation (à terre, en mer peu profonde ou profonde).

Des mécanismes d'ajustement prenant en compte l'évolution du prix du pétrole ont été mis en place dans certains pays (système du prix plafond ou price cap). Pour la fraction du prix du pétrole supérieure à un prix de base indexé, la part du gouvernement augmente jusqu'à 100 % (exemple de l'Angola, de la Malaisie ou du Pérou et de l'Indonésie avant 1978). [4]

Enfin, un nouveau mécanisme de partage de la production, fondé non sur la production journalière ou cumulée, mais sur le taux de rentabilité (ou un autre ratio de rentabilité) obtenu

à une date donnée par le contractant, a été introduit depuis 1983 par quelques pays. Ces derniers sont la Guinée équatoriale, le Liberia (où le partage s'effectue selon le taux de rentabilité), l'Inde, la Libye, la Tunisie, la Côte d'Ivoire, l'Azerbaïdjan (partage selon le ratio R), formule qui semble mieux acceptée que la précédente.

Les variations des taux de partage selon les pays et les contrats signés sont relativement larges. Elles résultent à la fois des différences d'appréciation en termes de potentiel pétrolier et de coûts, ces derniers étant directement liés aux caractéristiques et à la localisation des découvertes.

La possibilité d'adaptation des termes d'un contrat de partage de production aux caractéristiques potentielles d'une découverte explique l'un des avantages, et par conséquent le succès du CCP, par rapport à la concession, où la marge de flexibilité au moment de la négociation est moins grande.

➤ *Incidence de l'impôt direct sur les bénéfices*

Pour comparer les CPP entre eux, il est important de vérifier l'incidence de l'impôt sur les bénéfices.

Dans les CPP signés jusqu'en 1976, les taux de partage étaient supposés être calculés après impôts, signifiant par-là que le contractant ne devait pas payer d'impôts sur les bénéfices. La part qu'il recevait était nette d'impôts, ceux-ci étant supposés inclus dans une fraction de la part de production revenant au gouvernement. Le contractant recevait néanmoins une quittance d'impôts correspondant à cette fraction. Il pouvait déduire ce montant d'impôts payés à l'étranger de ses obligations fiscales dans son pays d'origine, ce qui lui évitait ainsi une double imposition.

En 1976, l'Internal Revenue Service (IRS) [2], aux Etats-Unis, n'a plus admis en crédit d'impôt le montant supposé payer par l'Etat pour le compte du contractant. Cela a entraîné, à la demande des compagnies américaines, une modification du mécanisme simplifié originel du CPP. Ce fut l'introduction d'une procédure séparée de détermination de l'impôt sur les bénéfices, calculée selon les règles générales d'imposition des entreprises commerciales et industrielles dans le pays. Les compagnies européennes ne sont pas soumises aux mêmes contraintes.

En conséquence, pour les compagnies américaines, les taux de partage de profit oil négociés dans les contrats ont été transformés en taux avant paiement de l'impôt sur les

bénéfices. L'incidence de cette mesure est illustrée ci-après dans le cas d'un taux d'imposition de 50 %.

Dans un partage après impôts, un taux de partage du profit oil Etat-contractant de 70-30 % suppose que dans les 70 % reçus par l'Etat, 30 % correspondent au montant de l'impôt du contractant, puisque les 30 % reçus par celui-ci représente une rémunération exonérée de tous impôts.

Dans un partage avant impôts, le taux de partage Etat-contractant équivalent devient 40-60 %. Sur ces 60 %, le contractant doit payer 50 % en tant qu'impôt, soit 30 %, et sa rémunération nette est donc égale à 30 % du profit oil. L'Etat reçoit au total 40 % plus les 30 % d'impôt, soit 70 %. Ce calcul approché suppose que le mécanisme d'amortissement des investissements défini par les lois fiscales applicables est identique au mécanisme retenu pour le recouvrement des coûts pétroliers, ce qui n'est pas toujours le cas dans les contrats. Il résulte alors, entre les deux systèmes de partage, quelques différences dans le rythme de paiements des impôts dus à l'Etat.

Dans l'exemple précédent, avec un taux d'impôt égal à 50%, il est donc possible d'assimiler le partage avant impôts de 40 % pour l'Etat 60% pour le contractant à un partage respectif après impôts de 70-30 %.

L'IRS ayant assoupli sa position, les compagnies américaines peuvent s'adapter à l'un ou l'autre des systèmes de partage.

➤ *Disponibilité de la production*

A la différence de la concession, le contractant a seulement accès à une fraction de la production égale au cost oil plus sa part dans le profit oil. L'Etat peut, quant à lui, prendre en nature sa part dans le profit oil et la commercialiser. Ceci constitue un avantage lorsque l'Etat dispose d'une société nationale. (Figure 16)

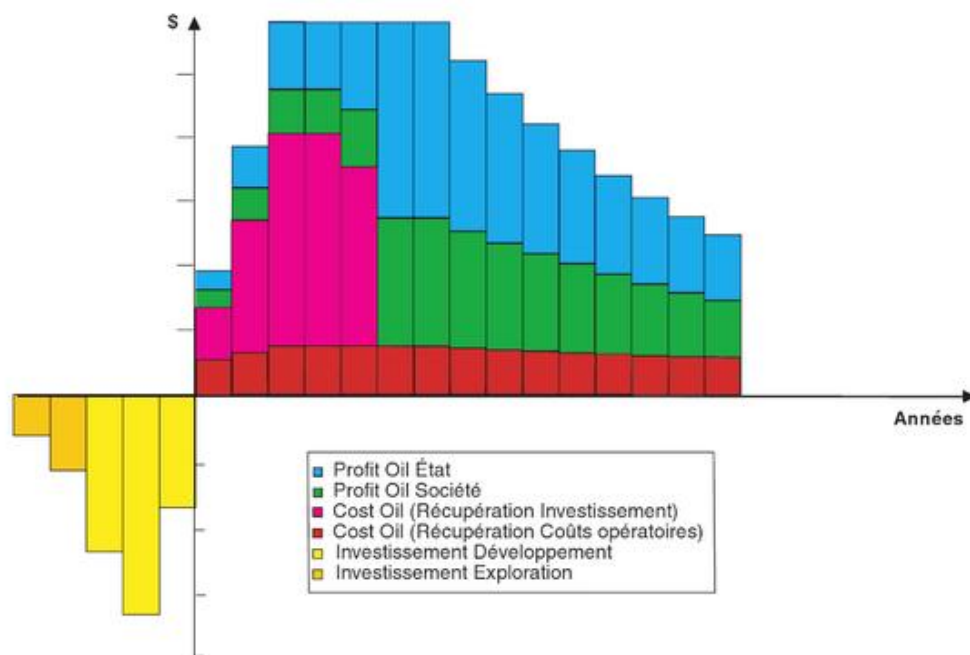


Figure 16 : Disponibilité de la production d'un CPP

VI.2 .2 Contrat de service

Ces contrats sont conclus par les sociétés nationales des pays déjà producteurs qui confient à des sociétés pétrolières le soin de procéder pour leur compte à des travaux de recherche, de développement et/ou d'exploitation.

Le contrat de services est un contrat par lequel un contractant doit procéder à la recherche de gisements, à ses propres risques et frais, et pour le compte d'une société nationale, contre un remboursement des dépenses encourues et une rémunération en espèces liée au succès des travaux de recherche. La production revient en totalité à la société nationale et le contractant peut parfois en acheter une fraction dans des conditions convenues.

Le contractant détient la direction des opérations, sous le contrôle de la société nationale, laquelle peut parfois devenir opérateur à compter du développement ou de la production. La société nationale est propriétaire des installations et la société étrangère dispose d'un droit d'usage de ces infrastructures. [2]

La différence fondamentale entre le contrat de services à risque et le contrat de partage de production réside dans le fait que la rémunération est payée en espèces au lieu d'être versée en nature. Le contractant n'a donc pas accès aux hydrocarbures extraits pour les commercialiser.

VI.2.2.1 Les contrats de services à risques

Les contrats constituent une forme assez ancienne des rapports entre pays producteurs et sociétés pétrolières dans le cadre de la recherche et de l'exploitation. Ils trouvent leur origine dans les pays où le pétrole a été nationalisé ou pour lesquels un monopole a été octroyé à la société nationale, tels que l'Argentine, le Brésil, l'Indonésie, l'Irak, l'Irak.

Cette forme de contrat pourrait à nouveau se développer avec les pays de l'OPEP du Golfe qui désirent accroître leur capacité de production, en ayant recours aux compagnies pétrolières pour leur capacité technique et pour leur capacité financière. C'est le cas de l'Irak qui a conclu fin 2009 plusieurs contrats de service avec des consortiums de sociétés major telles que ExxonMobil, Shell, Occidental, Gazprom, Lukoil.

Le contrat de services est un contrat par lequel un contractant doit procéder à la recherche de gisements, à ses propres risques et frais, et pour le compte d'une société nationale, contre un remboursement des dépenses encourues et une rémunération en espèces liée au succès des travaux de recherche. La production revient en totalité à la société nationale et le contractant peut parfois en acheter une fraction dans des conditions convenues.

Le contractant détient la direction des opérations, sous le contrôle de la société nationale, laquelle peut parfois devenir opérateur à compter du développement ou de la production. La société nationale est propriétaire des installations et la société étrangère dispose d'un droit d'usage de ces infrastructures.

La différence fondamentale entre le contrat de services à risques et le contrat de partage de production réside dans le fait que la rémunération est payée en espèces au lieu d'être versée en nature. Le contractant n'a donc pas accès aux hydrocarbures extraits pour les commercialiser.

Dans le cas récent de l'Irak, les contrats portent sur des gisements déjà découverts, exploités ou non, avec des réserves importantes et visent à augmenter de manière significative leur production. Les sociétés sont rémunérées sur la base d'un montant unitaire par baril de production additionnelle. Les montants publiés officiellement s'étalent entre 1,15 et 1,49 \$/bbl pour 4 contrats, entre 5 et 6 \$/bbl pour 3 autres. Ces niveaux apparaissent peu élevés mais ont été pleinement acceptés par les sociétés attributaires dont l'objectif est de participer au redéveloppement des réserves pétrolières existantes prouvées considérables. La mise en œuvre effective: et les résultats tant techniques qu'économique de ces contrats seront observés avec attention.

VI.2.2.2 Les contrats de buy-back

Ce type de contrats a été récemment introduit en Iran dans le contexte spécifique de ce pays.

La constitution Iranienne interdit l'octroi de droits pétroliers sous forme de concessions.

Cependant, une première ouverture a été instituée par la loi pétrolière de 1987 qui autorise la conclusion de contrats entre le ministère du Pétrole, les sociétés nationales et des sociétés ou des personnes physiques locales ou étrangères. C'est la société américaine Conoco qui a conclu le premier accord en mars 1995, concernant le développement des gisements de Sirri A et Sirri E. Après l'annulation de cet accord par le gouvernement américain, la société Total a repris le projet et conclu un accord en juillet 1995.

Ces contrats sont des contrats de services à risques selon lesquels l'investisseur finance la totalité des investissements, récupère les coûts encourus sur la production, et reçoit une rémunération fixe, négociée avant la conclusion de contrat et indépendante des fluctuations de prix.

La durée du contrat est limitée à deux phases successives courtes : une phase de développement, puis une phase de récupération des coûts et de rémunération. La durée totale de ce contrat est de 4 à 6 ans. Le calendrier, le programme ainsi que le montant des travaux sont fixés dans un plan général de développement annexé au contrat. Les opérations sont supervisées par un comité de gestion conjointe formé de trois représentants de chaque partie, et la société nationale pétrolière iranienne (la NIOC) devient opérateur après le démarrage des opérations. Une fraction déterminée des dépenses doit être allouée à des sociétés locales sous-traitantes.

Ces contrats présentent des contraintes spécifiques aux investisseurs : ce sont des contrats à court terme, peu flexibles pendant la phase de développement et dans lesquels le plan doit être respecté de manière stricte. La part dévolue au contractant est relativement faible et augmente peu ses actifs en réserves. De plus la fixation de la rémunération forfaitaire et du montant maximum des investissements au moment de la signature du contrat introduit un élément de risque à maîtriser.

Compte tenu de leur introduction assez récente, les termes de ce type de contrats sont susceptibles d'évoluer dans le futur en fonction des résultats effectifs de la mise en œuvre des contrats déjà conclus.

VI.3 REPARTITION DES DIFFERENTS TYPES DE CONTRATS PETROLIERS DANS LE MONDE

Les tableaux 1 et 2 illustrent la répartition des différents types de contrats pétroliers d'exploration-production : [2]

- ❖ Pour les principaux pays producteurs ;
- ❖ Par grande zone géographique.

Il convient de souligner que plusieurs régimes peuvent coexister dans certains pays. Par ailleurs, la majorité de la production d'hydrocarbures se réalise encore sous des régimes de concession. Ceci s'explique aisément par l'antériorité historique desdits régimes par rapport à ceux de partage de production introduits plus récemment, à la fin des années 1960.

Tableau 1: Répartition des principaux pays producteurs d'hydrocarbures selon les types de régimes pétroliers (liste non exhaustive)

Types de régimes	Principaux pays producteurs
Régime de concession (avec participation éventuelle de l'Etat ou de sociétés mixtes)	Majorité des pays de l'OCDE (Australie, Canada, Etats-Unis, Royaume-Uni, Norvège, ect.) Abou Dhabi, Angola, Argentine, Colombie, Brésil, Brunei, Gabon, Nigeria, Russie, etc.
Contrat de partage de production	Angola, Algérie, Azerbaïdjan, Chine, Congo, Egypte, Gabon, Indonésie, Kazakhstan, Libye, Malaisie, Nigeria, Pérou, Qatar, Turkménistan, Trinité et Tobago, etc
Contrat de services à risques	Algérie, Iran, Irak, Venezuela, Russie, etc
Production par une société nationale ou locale (dans les pays déjà ouverts aux investissements étrangers)	Algérie, Brésil, Iran, Irak, Venezuela, Russie, etc.
Monopole absolu d'une société nationale	Arabie Saoudite, Mexique

Répartition mondiale des différents types de régimes pétroliers.

Tableau 2 : Répartition des régimes pétroliers en Amérique

	Concession	Contrat de partage de production	Contrat de service	Monopole absolu
Pays exportateurs	Colombie Trinité et Tobago	Bolivie Pérou Guatemala Surinam	Equateur Venezuela	Mexique
Pays producteurs	Argentine Brésil Barbade Canada Etats-Unis	Chili Cuba Guatemala Surinam		
Pays non producteurs	Bahamas Belize Costa Rica Paraguay	Antigua Aruba Guyana Haïti Honduras Jamaïque Panama Porto Rico Salvador		

1. Europe de l'Ouest

Régime de la concession en vigueur dans tous les pays (Sauf contrats de partage de production en Grèce, à Malte, Chypre).

Tableau 3 : Répartition des régimes pétroliers en Europe de l'Ouest

	Concession et société mixtes	Contrat de partage de production	Contrat de service ou monopole absolu
Pays exportateurs	Russie	Russie, Azerbaïdjan, Kazakhstan, Ouzbékistan, Turkménistan	La majorité de production actuelle reste effectuée par des sociétés d'Etats locales.
Pays producteurs	Hongrie, Pologne, Slovaquie, République Tchèque	Albanie, Bulgarie, Croatie, Roumanie	
Pays non producteurs			

2. Afrique

Tableau 4 : Répartition des régimes pétroliers en Asie

	Concession	Contrat de partage de production	Contrat de service
Pays exportateurs	Algérie Angola Cameroun Congo Gabon Libye Nigeria Tchad Tunisie	Algérie Angola Egypte Congo Gabon Guinée équatoriale Libye Mauritanie Nigeria Soudan Tunisie	Nigeria
Pays producteurs		Benin Cote d'Ivoire Ghana RDC Tanzanie	
Pays non producteurs	Burkina Faso Niger Centrafricaine Guinée-Bissau Seychelles Madagascar Sierra Leone Mali Maroc Somalie	Ethiopie Mozambique Sénégal Guinée Kenya Liberia Togo Zambie Madagascar	

3. Asie

Tableau 5 : Répartition des régimes pétroliers en Asie

	Concession	CPP	Contrat de service	Monopole absolu (ou partiel)
Pays exportateurs	Abou Dhabi, Dubaï, Sharjah Brunei Oman Papouasie Nouvelle-Guinée Viêt-Nam	Bahreïn Oman Chine Qatar Indonésie Syrie Irak Yémen Malaisie Viêt-Nam	Iran Qatar Irak	Arabie Saoudite Irak Koweït
Pays producteurs	Australie Nouvelle-Zélande Thaïlande Turquie	Bangladesh Birmanie Inde Philippines Thaïlande		
Pays non producteurs	Fidji Corée	Cambodge Népal Laos Sri Lanka Mongolie		

Chapitre VI : LE REGIME PETROLIER AMONT A MADAGASCAR

VI.1 LE CADRE LEGAL ET INSTITUTIONNEL

Le secteur pétrolier amont est régi par différents textes, au premier rang desquels se trouve la loi n°96-018 du 04 septembre 1996 portant Code Pétrolier. La Charte de l'Environnement, les différentes Lois de Finance, le décret MECIE (Mise en Compatibilité des Investissements avec l'Environnement), ainsi que les décrets sur les titres miniers d'hydrocarbures lui sont également applicables.

Sur la base du principe selon lequel « les gisements d'hydrocarbures ne sont pas susceptibles d'appropriation privée », les entreprises souhaitant opérer dans le secteur pétrolier amont doivent conclure un contrat avec l'OMNIS, qui est l'Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques. Il peut s'agir d'un contrat de partage de production (CPP) ou d'un contrat de joint-venture. Le titre minier correspondant est délivré sur décret du Président de la République.

L'OMNIS assiste ainsi son cocontractant dans ses relations avec les autorités et les administrations locales, et fournit les données et informations disponibles concernant le périmètre contractuel

Le contrat pétrolier fixe les droits et obligations relatifs aux activités pétrolières en amont.

Types de contrat pétrolier prévu par le code [7]:

➤ **Le contrat de partage de production (CPP)**

L'Etat est propriétaire des ressources naturelles et des investissements. Le Partage de production de pétrole est déterminé entre les parties en fonction de la participation.

La société est remboursée de ses dépenses et investissements par le biais de la vente des parts de production.

➤ **Le contrat d'association en joint-venture (JV) :**

Le Joint-venture est un contrat entre deux ou plusieurs entreprises (compagnies) dans le cadre d'une coopération économique internationale. Cette technique financière est un moyen de coopération entre des sociétés qui possèdent des compétences complémentaires. Le régulateur dans ce contrat est l'OMNIS. Toutes les négociations jusqu' à l'obtention des différents titres après le choix du bloc sont relatées dans les textes régissant le secteur pétrolier en amont :

- La Loi n°96-018 du 09 septembre 1999 portant code pétrolier,

- Le Décret n°97-740 du 23 juin 1997 relatif aux titres miniers d'exploration, d'exploitation et de transport d'hydrocarbure.

VI.2 REGIME FISCAL DU SECTEUR PETROLIER AMONT

VI.2.1 Texte règlementaire

La loi n°96-018 portant code pétrolier stipule en son article 46 que toutes les sociétés se livrant à des activités « amont » dans le domaine minier malagasy sont assujetties, en raison de leurs types d'activités et des résultats de leurs activités :

- Au paiement d'une redevance par baril produit (cette redevance étant fréquemment appelée royalty)
- Au paiement d'un Impôts Directs sur les Hydrocarbures (IDH).
- Au régime fiscal de droit commun en ce qui concerne les autres impôts, droits et taxes tels qu'ils sont définis dans le code général des impôts (CGI).

A titre de précision, concernant surtout le paiement de ces différents impôts et taxes, reprenons les articles ci-après [LOI N° 96-018, 1996] :

- **Article 48** : l'impôt direct sur les hydrocarbures est représentatif et libératoire des impôts sur les bénéfices (IBS), des impôts sur les revenus des capitaux mobiliers (IRCM) et des taxes forfaitaires sur les transferts (TFT).

- **Article 49** : la redevance est assise sur le prix de référence fiscale qui sera égale au prix du marché international au point d'exportation diminué des coûts de transport entre le dit point d'exportation et le point de départ champ pétrolier

- **Article 50** : l'impôt direct sur les hydrocarbures est assis sur la base des résultats nets que les sociétés se livrant à des activités « amont » tirent de l'ensemble du ou des gisements d'hydrocarbures compris dans le périmètre minier initial d'exploration, ainsi que de transport des produits sur le territoire de la République de Madagascar.

- **Article 51** : sont exclus, pour le calcul de la redevance et de l'impôt direct sur les hydrocarbures, les quantités d'hydrocarbures qui sont, soit consommées pour les besoins directs de la production, soit réintroduites dans les gisements, soit perdues à la manipulation, soit inutilisables, ainsi que les substances connexes.

En général, on peut définir comme suit la structure des revenus issus du secteur pétrolier en amont.

VI.2.2 Structure des revenus pétroliers

Compte tenu du code pétrolier et de la loi des finances, sont des ressources financières issues du secteur pétrolier en amont les points suivants :

- Les droits administratifs que doivent payer les sociétés (exerçant des activités « amont ») durant la phase d'exploitation et de développement dans une surface ou un bloc limité (3 à 10 km² par an) ; ces droits s'élèvent à plus de 50 000 dollars par bloc, par an.
- Les royalties pour la production, au taux de 8 à 20%
- Les bonus de production
- L'impôt sur les revenus au taux de 25%
- La TVA sur les produits pétroliers locaux

VI.2.3 Répartition des revenus pétroliers

✓ Au niveau national

- Les royalties reviennent à l'Etat pour 50% et à l'OMNIS pour 50%.
- L'impôt direct sur les hydrocarbures revient à l'Etat pour 30% et les 70% restants seront utilisés pour assainir les mauvais impacts environnementaux.
- Les bonus de production reviennent 100% à l'Etat.
- La TVA sur les produits pétroliers locaux revient 100% à l'Etat.

✓ Au niveau des collectivités

- Suivant l'article 45 de la loi N° 96-018 du 04 septembre 1998, toute société contractante est tenue de verser à titre de participation une somme dont le montant représente 1/2500ème du montant global des engagements minimums de travaux d'exploration à répartir entre toutes les collectivités concernées par le titre minier d'exploration, valable pour toute la durée de l'exploration, payable au début des travaux d'exploration.
- Les droits administratifs payés par les sociétés pétrolières effectuant des activités en amont sont alloués à l'OMNIS. Outre ce régime fiscal, les sociétés du secteur pétrolier en amont sont soumises au régime douanier.

VI.3 REGIME CONTRACTUEL

VI.3.1 Généralités

Le contrat pétrolier est établi entre l'OMNIS, en sa qualité d'organisme technique chargé de la gestion nationale des ressources pétrolières qui agit au nom et pour le compte de la société nationale (art. 96 de la Loi 96-018 portant Code pétrolier), et l'Opérateur pétrolier. Le contrat est composé du Contrat de Partage de Production (CPP) et les annexes qui font partie intégrante du Contrat.

Le CPP dans lequel l'Etat malgache est le propriétaire exclusif des ressources naturelles dans le périmètre contractuel spécifie :

- les termes et conditions suivant lesquelles l'Opérateur, au nom des parties, entreprendra les opérations pétrolières ;
- les intérêts respectifs des contractants ;
- d'une part, qu'à la requête du Contractant, l'OMNIS obtienne les titres miniers relatifs aux Opérations d'Exploration et si nécessaire le titre minier conformément à ce que stipule le contrat, y compris celles des périodes d'extension et de renouvellement ; et que d'autre part, les droits et obligations relatifs à ce titre minier soient transférés à l'opérateur au nom des contractants conformément aux lois en vigueur au moment de la délivrance du titre minier à l'OMNIS ;
- que toutes les Opérations Pétrolières relatives à ce contrat soient menées diligemment suivant les Lois malagasy en vigueur et conformément aux pratiques en usage dans toute industrie pétrolière internationale ;
- que la planification et l'exécution des opérations pétrolières tiennent compte de la sécurité du personnel, de l'environnement et de la valeur économique que représentent les équipements et les vaisseaux ainsi que de la disponibilité de ces derniers ;
- que toutes les précautions raisonnables soient prises par l'opérateur et ses soustraitants afin de prévenir les dégâts sur la faune et les flores, les reliques, la propriété publique ou privée et aussi de prévenir la pollution et les dépôts d'ordures sur le territoire, son sous-sol, la mer et le fond des mers, et aussi l'atmosphère ;
- la « Protection de l'Environnement » comprenant une spécification particulière pour les « Zones de Réserves Naturelles », qui stipule la fourniture de tout effort de minimisation des impacts négatifs sur ces réserves naturelles, conformément aux pratiques environnementales généralement acceptées dans l'industrie pétrolière internationale.

Les annexes sont :

- Annexe A : La carte du Périmètre Contractuel
- Annexe B : Les procédures comptables et financières
- Annexe C : Le contrat d'associations des Contractants
- Annexe D : La garantie bancaire
- Annexe E : La garantie de la société mère de chaque Contractant
- Annexe F : Les données et rapports

En cas de contradictions entre les dispositions du CPP et ses annexes, seul le CPP prévaudra. La durée du Contrat comprend une Période d'Exploration et une Période d'Exploitation. L'Exploration est effectuée dans le Périmètre Contractuel, qui constitue le Périmètre initial du Contrat.

VI.3.2 Période d'exploration

- Le contrat signé entre les autorités et la société pétrolière contractante stipule que l'exploration s'étend sur une période de huit (08) Années consécutives, subdivisées en trois phases d'exploration :

- Une phase d'exploration initiale
- Une seconde phase d'exploration
- Une troisième phase d'exploration

A chaque phase d'exploration, l'opérateur est obligé de faire un travail minimal comme la réalisation de sismique 2D ou 3D et aussi de forage d'exploration.

- si les contractants décident de ne pas entrer dans la seconde ou troisième phase d'Exploration, l'opérateur notifiera l'OMNIS au moins trente (30) jours avant l'expiration de la phase en cours.

- Si le comité de direction a estimé que l'évaluation complète du périmètre contractuel n'est pas terminée dans le temps imparti stipulé dans la loi en vigueur, les contractants peuvent demander à l'OMNIS une extension de la période d'exploration pour compléter cette évaluation.

Cette extension ne pourra pas excéder une période de deux (02) Années.

VI.3.3 Période d'exploitation

- Si aucune découverte commerciale n'a été faite dans le périmètre contractuel ou que ladite découverte n'a été notifiée, le contrat sera résilié à la fin de la période d'exploration ou à l'extension y relative.
- Dans le cas où une découverte de pétrole à l'intérieur du périmètre contractuel est déclarée, la découverte commerciale, le périmètre d'exploitation fera l'objet du titre minier obtenu par l'OMNIS.
- La période d'exploitation et le titre minier correspondant sera de vingt-cinq (25) années à partir de la notification du Décret dudit Titre.
 - En cas d'une découverte commerciale de Gaz Naturel, la période d'exploitation et le titre minier correspondant sera de trente-cinq (35) Années.

La durée de l'extension de la période d'exploitation et du Titre Minier correspondant sera, si nécessaire de :

- cinq (05) Années pour le Pétrole liquide, et
- dix (10) Années pour le Gaz Naturel.

L'article 5 du code pétrolier stipule les rendus ; les contractants rendront soit une partie du périmètre contractuel, soit la totalité de ce périmètre durant la période d'exploration, en notifiant par écrit à l'OMNIS au plus tard trente (30) jours avant la date du rendu. Le contrat prendra fin en cas de rendu total du périmètre contractuel.

VI.3.4 Modalités de conclusion

VI.3.4.1 Des contrats pétroliers

Les sociétés pétrolières ne peuvent faire des travaux d'exploration, de recherche, d'extraction et d'acheminement d'hydrocarbures qu'après conclusion d'un contrat pétrolier avec la société nationale représentée actuellement par l'OMNIS. Le contrat pétrolier fixe les droits et obligations relatifs aux activités pétrolières en amont.

✓ Modalités de conclusion

Le code pétrolier ne prévoit pas les modalités de conclusion des contrats pétroliers mais contient seulement des dispositions sur les parties au contrat, les mentions obligatoires du contrat ainsi que l'approbation du contrat.

✓ Autorités compétentes :

- Pour la conclusion : l'OMNIS
- Pour l'approbation : le Président de la République par voie de décret

✓ Les parties au contrat

Le contrat est conclu entre les sociétés pétrolières et la société nationale représentée par l'OMNIS.

✓ *Conditions d'éligibilité des contractants*

Pour pouvoir conclure un contrat pétrolier, la société pétrolière doit justifier des capacités techniques et financières nécessaires pour mener à terme les engagements souscrits.

✓ *Mentions obligatoires pour la validité d'un contrat pétrolier*

- La structure d'association et le fonctionnement des organes de direction ;
- La conduite des opérations d'exploration et d'exploitation ;
- Les règles et la procédure de décision dans la conduite des activités ;
- Les modalités de recours au principe de sole risk et ses effets sur le contrat ;
- Le pourcentage d'intéressement des parties contractantes en cas d'un contrat d'association ;
- La répartition des charges ;
- Les risques, périls et contraintes liés à la sauvegarde de l'environnement et aux servitudes économiques et sociales supportés exclusivement par les sociétés ayant passé un contrat avec la société nationale pendant la phase d'exploration et dont la couverture par une police d'assurance est obligatoire ;
- Les modalités de remboursement ou de récupération des coûts et des dépenses engagés par les sociétés ayant passé un contrat avec la société nationale dans les activités pétrolières et ce, en cas d'exploitation ;
- Les modalités de financement des travaux ;
- Le principe de partage de la production. La part revenant au co-contractant à titre de rémunération étant déterminée en fonction du rapport entre les revenus cumulés et les coûts pétroliers cumulés ;
- La méthode de valorisation des hydrocarbures produits ;
- Le droit d'audit et les modalités de liquidation des comptes, en cas de résiliation du contrat ;
- Les modalités des appels de fonds pour les investissements ;
- La modalité de libération des garanties bancaires ;
- La sauvegarde et le développement rationnel des gisements ;
- La récupération optimale des réserves en hydrocarbures ;
- L'exploitation additionnelle des réserves entamées, notamment par l'utilisation des procédés de récupération artificielle.

VI.3.4.2 Du Titre pétrolier

✓ Demandeur

L'Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques (OMNIS)

✓ Autorité compétente pour l'octroi

Le Président de la République par voie d'arrêté, sur proposition de l'organisme technique qui est l'Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques (OMNIS).

✓ Conditions d'octroi

- Existence d'un contrat pétrolier ;
 - Information préalable auprès du Ministère des Mines sur la situation du périmètre demandé.
- Les modalités et conditions d'octroi, de retrait et d'annulation de tout titre minier, le régime particulier à chacun d'eux, les droits et obligations qui y sont attachés, leur durée de validité et les règles régissant leur renouvellement sont fixées par voie réglementaire en tenant compte en particulier des exigences de l'environnement.

Description simplifiée des procédures de conclusion d'un contrat pétrolier et d'octroi du Titre pétrolier (figure 17).

VI.3.5 Procédures de délivrance de permis pétrolier

➤ *Cadre juridique*

Le texte de base régissant le secteur pétrolier jusqu'à présent reste la loi n°96-018 du 04 septembre 1996 portant code pétrolier et le décret n°97-740 du juin 1997 relatif aux permis miniers d'exploration, d'exploitation et de transport d'hydrocarbures.

Le code pétrolier spécifie :

- les champs d'application du code : « la prospection, la recherche, l'exploration, l'exploitation, la transformation, et le transport des hydrocarbures liquides, solides ou gazeux, ainsi que le régime fiscal et douanier de ces activités » (article premier) ;
- les structures appelées à être mises en jeu dans le secteur : « état ; organisme technique ; société nationale » (art. 2 et 3) ;

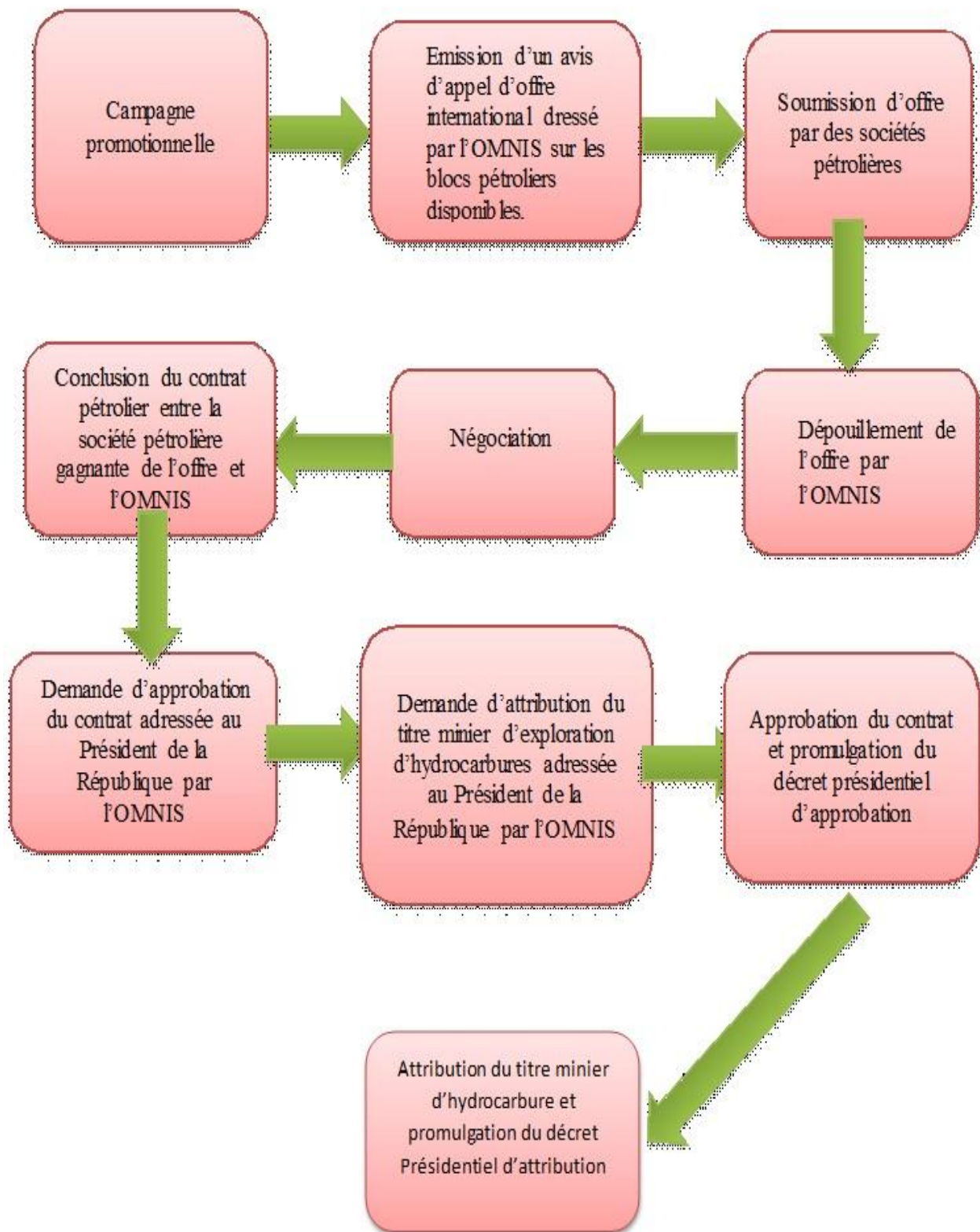


Figure 17: Les procédures d'octroi de contrats pétroliers

- les principes essentiels régissant le secteur sont :
 - « le régime juridique des gisements d'hydrocarbures solides, liquides ou gazeux sur le territoire national (art 5) ;
 - la délivrance d'un titre minier (art 9 et 11) ;
 - les contrats pétroliers (art 12 à 15) ;
 - la cession des droits et obligations (art 26) ;
 - et les dispositions environnementales du code minier (art. 10 ; 15, al 7 ; 28 et 34) »
 - « les gisements ne sont susceptibles d'aucune forme d'appropriation privée en dehors des formes prévues par le code pétrolier » (art 5).

Le décret MECIE complète ce cadre juridique de base du secteur, qui décrète que toutes les « activités amont » du secteur sont soumises obligatoirement à l'EIE.

➤ *Procédures*

Selon le code pétrolier :

- l'état désigne un organisme technique spécialisé dans le domaine pour le représenter. Cet organisme est le gestionnaire du domaine minier national d'hydrocarbures (art. 2 et 3) et est le détenteur du titre minier pour toutes les opérations « amont »;
- à son tour, l'organisme technique confie les activités« amont » des hydrocarbures a une société nationale toute seule ou en association avec d'autres sociétés pétrolières placées sous sa tutelle au travers des« contrats pétroliers » (art 3) ;
- aucune activité sur le domaine minier national, tel que définie par le code pétrolier, ne peut être exercée qu'en vertu d'un titre minier d'hydrocarbures (article premier) ;

La figure 18 montre les procédures relatives à la délivrance du titre minier et l'établissement des contrats

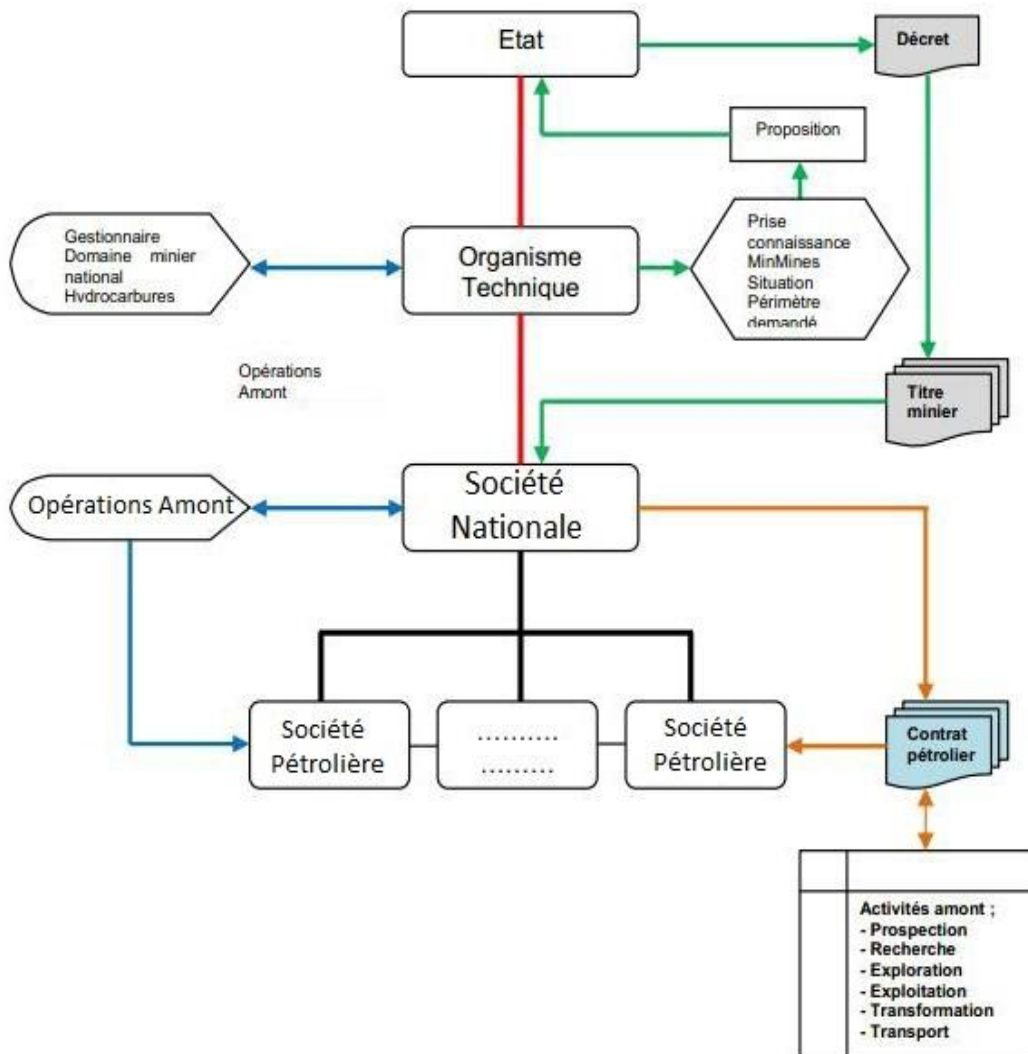


Figure 18: Organisation du secteur pétrolier et procédures de délivrance de permis

Source : Extractive Industries Transparency Initiative (EITI MADAGASCAR)

**PARTIE III :
ETUDE COMPARE ET REFLEXION SUR LE CONTRAT PETROLIER A
MADAGASCAR**

Chapitre VII : ETUDE COMPAREE.

Cette étude concerne le régime de l'exploration et celui de l'exploitation des ressources pétrolières. Elle analyse la législation de quelques États pétroliers en Afrique et à Madagascar. Elle présente les principales options retenues dans ces différents pays, dont la « maturité » variable du domaine pétrolier à une incidence sur l'état de la législation. Celle-ci est, en effet, fonction de préoccupations dont l'intensité varie selon les pays, telles que la volonté de protéger une ressource nationale ou le souhait d'encourager les recherches dans des zones peu ou mal explorées pour développer la production.

Cette étude examine plus spécifiquement, le contrat de partage de production tant en matière d'exploration et qu'exploitation pétrolière à Madagascar.

VII.1 DISPOSITION GENERALE

VII.1.1 Textes.

A Madagascar, [8]

Le CPP est régi par la loi malagasy entre l'OMNIS (Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques), une entité gouvernementale agissant au nom et pour le compte de la République de Madagascar, ayant son siège à Ambohitovo, 21, rue Razanakombana - Antananarivo et la compagnie pétrolière internationale, considérées comme CONTRACTANT et l'OMNIS considérés comme les PARTIES, contient 46 articles et six (06) annexes dont :

Annexe A : La carte du Périmètre Contractuel

Annexe B : La Procédure comptable et financière

Annexe C : Le contrat d'associations des Contractants

Annexe D : La garantie bancaire

Annexe E : La garantie de la société mère de chaque Contractant

Annexe F : Les données et rapports

Motifs :

- Loi N° 90-033 du 21 Novembre 1990 relative à la Charte de l'Environnement et les textes réglementaires y afférents ;
- Loi N° 96-018 du 04 Septembre 1996 portant Code Pétrolier et les textes réglementaires y afférents à la Date d'Entrée en Vigueur de ce Contrat ;
- Loi N° 2004-019 du 19 Août 2004 portant sur la mise en œuvre des conventions internationales relatives à la protection de l'environnement marin et terrestre contre la pollution par le déversement des hydrocarbures, le Décret N° 2004-167 modifiant certaines dispositions du Décret N° 99-954 du 15 Décembre 1999 relatif à la mise en compatibilité des investissements

avec l'environnement, l'arrêté interministériel N° 12032/2000 du 06 Novembre 2000 sur la réglementation du secteur minier concernant la protection de l'environnement ;

- Décret N° 96-1133 du 07 Novembre 1996 désignant OMNIS comme Organisme Technique chargé de la gestion nationale des ressources pétrolières ;
- Décret N° 97-740 du 23 Mars 1997 relatif au Titre Minier d'Exploitation, d'Exploration et de transport d'Hydrocarbures ;
- Considérant que les gisements d'hydrocarbures solides, liquides ou gazeux soumis aux lois et juridictions Malagasy ne sont susceptibles d'aucune forme d'appropriation privée ;
- Considérant qu'aucune entité légale ne peut entreprendre des activités pétrolières dans le domaine minier national, à moins qu'une association avec l'OMNIS en tant que détentrice d'un Titre Minier n'ait été conclue ;
- Considérant que toute activité concernant l'exploration, la production, la transformation et le transport d'Hydrocarbures dans le domaine minier national ne peut être entreprise qu'en vertu d'un contrat pétrolier avec l'OMNIS ;
- Considérant que, jusqu'à la mise en place de la "Société Nationale", OMNIS agira comme l'Organisme Technique" au nom de la Société Nationale ;

Au Sénégal, [9]

Le CONTRAT est régi entre la République du Sénégal, représentée aux présentes par, le Premier Ministre, le Ministre de l'Energie et du Développement des Energies Renouvelables, et les compagnies pétrolières.

- la Société des Pétroles du Sénégal, société de droit sénégalais, immatriculée à Dakar au Registre du Commerce sous le numéro RC SN-DKR-1981-B-82, ayant son siège social à Dakar, Route du Service Géographique, Hann BP 2076, ci-après désignée "PETROSEN",

Général, dûment habilité à cet effet, Ci-après collectivement désignées le "Contractant".

Ce contrat contient six (06) titres avec 40 articles dont leurs annexes déterminent la DELIMITATION DE LA ZONE CONTRACTUELLE, PROCEDURE COMPTABLE et MODELE DE GARANTIE BANCAIRE.

Motifs :

- Vu la loi n°98-05 du 08 Janvier 1998 portant Code Pétrolier fixant le régime juridique et fiscal de la recherche, de l'exploitation et du transport des hydrocarbures et son décret d'application 98-810 du 06 octobre 1998;
- Considérant l'intérêt économique que présentent pour le développement du pays la découverte et l'exploitation des Hydrocarbures dans le territoire de la République du Sénégal ;

- Considérant que le Contractant déclare posséder les capacités techniques et financières pour mener à bien les Opérations Pétrolières autorisées en vertu des présentes et désire entreprendre lesdites Opérations Pétrolières dans le cadre d'un Contrat de Recherche et de Partage de Production fixant ses droits et obligations;

VII.1.2 Durée du contrat

Tableau 6 : Durée Contrat d'exploration et d'exploitation, (Madagascar, Sénégal, Centrafrique)

		Madagascar	Sénégal	Centrafrique
Période d'exploration (années)	Phase initiale	8	3	4 ans maximum
	Phase de renouvellement		2	4 ans maximum
				4 ans maximum
Période d'Exploitation (années)		25	25	30
	Gaz Naturel	35		
Extension de la période d'exploitation	Pétrole liquide	5	10	10
	Gaz Naturel	10		

VII.1.3 Obligations de travaux de recherche

Au Sénégal, Le contractant devra acquérir et traiter sept mille (7 000) kilomètres carrés de sismique 3D, et réaliser le forage d'au moins un puits d'exploration durant la période initiale de recherche. Durant la seconde période de renouvellement, le contractant devra aussi réaliser au moins un puits d'exploration. Chacun des forages d'exploration devra être réalisé jusqu'à la profondeur minimale de trois mille cinq cent (3 500) mètres.

En Mauritanie, Le Contracteur s'engage à effectuer une étude technique de toutes les données sismiques et géologiques disponibles sur le Périmètre d'Exploration, et il devra réaliser ensuite, pendant la phase d'exploration, au moins un forage d'exploration à une profondeur minimale de deux mille (2.000) mètres (sous le niveau de la mer). [10]

En Centrafrique, à la première phase de renouvellement de la période d'Exploration (4ans) le contractant doit au moins entreprendre une étude sismique 2D de 800 Km ou une étude sismique 3D et de faire un forage de puits d'Exploration. Puis, durant la deuxième phase de renouvellement

de Période d'Exploration, le contractant devra au moins entreprendre une étude sismique 3D et réaliser deux puits d'exploration. [11]

Quant à Madagascar, [8] l'Opérateur, au nom des Parties, réalisera les obligations des travaux minima d'Exploration, des activités requises à être réalisées comme des travaux sismique, de forage de Puits d'Exploration jusqu'à une profondeur d'au moins cent (100) mètres au-dessous de l'objectif principal dûment défini, ou à dix (10) mètres dans le socle géologique, selon le premier cas qui se présentera.

A cette comparaison il faut faire une amélioration des travaux d'exploration à Madagascar, comme la profondeur de puits d'exploration, la surface pour l'opération sismique et aussi la durée.

VII.2 DISPOSITION ECONOMIQUES ET FISCALES

VII.2.1 Régime fiscal

A Madagascar, Compte tenu du code pétrolier et de la loi des finances, les droits administratifs que doivent payer les sociétés (exerçant des activités « amont ») durant la phase d'exploitation et de développement dans une surface.; ces droits s'élèvent à plus de 50 000 dollars par bloc, par an, les royalties pour la production, au taux de 8 à 20 % et l'impôt sur les revenus au taux de 25 %.

Au Sénégal et à la république centrafricaine les bénéfices nets que le contractant retire de l'ensemble de ses Opérations Pétrolières sur leur territoire sont passibles d'un impôt sur les sociétés de trente pour cent (30 %) calculé sur lesdits bénéfices nets.

En Mauritanie, Les bénéfices nets que le Contracteur retire de l'ensemble de ses Opérations Pétrolières sur le territoire de la République Islamique de Mauritanie, a l'exception des Opérations en Eau Profonde ou d'un gisement de gaz seulement, sont passibles d'un impôt direct de quarante pour cent (40 %) calcule sur lesdits bénéfices nets.

Au cas où les bénéfices nets sont retirés par le Contracteur des Opérations Pétrolières en Eau Profonde, un impôt direct de vingt-cinq pour cent (25 %) sera calculé sur lesdits bénéfices nets.

Au cas où les bénéfices nets sont retirés par le Contracteur des Opérations Pétrolières dans un gisement désigné de gaz seulement, un impôt direct de trente -cinq pour cent (35 %) sera calculé sur lesdits bénéfices nets.

L'Etat Sénégalais fixe l'impôt sur les sociétés à 30 %, cependant, en Mauritanie divise suivant la nature du pétrole ou la difficulté de lieu d'exploitation.

VII.2.2 Redevance à la production

En Centrafricain, Les taux de redevance applicables à la Société sur l'ensemble de ses productions de Pétrole Brut et de Gaz Naturel obtenues dans le cadre du Contrat sont 11,5 % pour le pétrole Brut et 5 % pour le gaz Naturel, payable, pour tout ou partie, soit en espèces, soit en nature.

A Madagascar, les Contractants payeront une redevance sur le Pétrole liquide et au Gaz Naturel extraits des réservoirs du Périmètre Contractuel, à l'exception du Pétrole réinjecté dans le même réservoir ou dans un autre réservoir du même Périmètre Contractuel à condition que de telle injection ait pour objet d'augmenter la production du Pétrole liquide. Néanmoins, le Pétrole utilisé autrement dans les Opérations Pétrolières sera soumis à la Redevance.

Le calcul de la redevance sera basé sur le volume extrait des réservoirs dans le Périmètre d'Exploitation et valorisée au Prix du Marché International établi, au Point de Livraison.

La Redevance sera basée sur la production journalière moyenne du Pétrole liquide et du Gaz Naturel comprenant la quantité utilisée pour les Opérations Pétrolières, celle perdue brûlée ou inutilisable.

VII.2.3 Recouvrement des coûts pétroliers et partage de la production

Au Sénégal, le Contractant aura le droit de recevoir, chaque Année Civile, en vue du recouvrement de ses Coûts Pétroliers, une partie maximale de 70 % de la production totale Commerciale.

Tableau 7 : La production partagée entre l'Etat du Sénégal et Total E&P en fonction de la production journalière.

Production Totale Commerciale (Barils/jour)	Part de l'Etat (%)	Part de contractant (%)
0-50 000	26%	74%
50 001-100 000	31%	69%
100 001-150 000	36%	64%
150 000-200 000	41%	59%
Au-delà de 200 000	50%	50%

Les bénéfices nets que le Contractant retire de l'ensemble de ses opérations pétrolières sur le territoire de la république du Sénégal tel que défini dans le Code Général des Impôts sont passibles d'un impôt sur les sociétés de 30 % calculé sur lesdits nets.

A compter de la date d'effet du présent Contrat, PETROSEN possède dans la zone contractuelle une part d'intérêts indivis de dix pourcent (10 %) (« Part Initial ») qui lui confère, dans la proportion de sa participation, tous les droits et obligations du présent Contrat en tant que membre du Contractant.

PETROSEN aura l'option d'accroître sa participation aux résultats des opérations pétrolières d'Exploration, qu'à l'intérieur d'un Périmètre d'Exploration, la participation de PETROSEN pourra atteindre un maximum de vingt pour cent (20 %), soit un accroissement maximal de dix pourcent (10 %) (« Part Additionnelle »).

MADAGASCAR,

Tableau 8 CONTRAT TYPE DE PARTAGE DE PRODUCTION PÉTROLIÈRE

Production journalière moyenne (baril/jour: b/j)	État malagasy (OMNIS)	Société Contractante
Jusqu'à 25.000	10%	90%
Égal ou supérieur à 25.000 jusqu'à 50.000	15%	85%
Égal ou supérieur à 50.000 jusqu'à 75.000	25%	75%
Égal ou supérieur à 75.000 jusqu'à 100.000	30%	70%
Égal ou supérieur à 100.000 jusqu'à 125.000	35%	65%
Égal ou supérieur à 125.000 jusqu'à 150.000	45%	55%
Égal ou supérieur à 150.000	65%	35%

Source : projet taratra, 2015

Tableau 9 : CONTRAT-TYPE DE PARTAGE DE PRODUCTION DE GAZ

Production journalière moyenne (millions de m3 par jour (m3/j))	État malagasy (OMNIS)	Société Contractante
Jusqu'à 20	10%	90%
Égal ou supérieur à 20 jusqu'à 50	16%	84%
Égal ou supérieur à 50 jusqu'à 100	20%	80%
Égal ou supérieur à 100	25%	75%

Source : projet taratra, 2015

L'Opérateur peut utiliser le pétrole extrait des réservoirs du Périmètre Contractuel pour les Opérations Pétrolières. Le pétrole liquide disponible ou le Gaz Naturel disponible sera valorisé au Point de Livraison. Chaque Contractant aura le droit de recouvrer les Coûts Pétroliers lui revenant conformément aux pratiques en usage dans l'industrie pétrolière suivant un taux plus ou moins régulier pour chaque Année Calendaire.

Sous réserve des dispositions de la Procédure Comptable et Financière et du Contrat, les Contractants pourront recouvrer les Coûts Pétroliers encourus dans les soixante pour cent (60%) du Pétrole liquide disponible et du Gaz Naturel disponible proportionnels du Périmètre Contractuel. Les dépenses encourues par les Contractants pour le transport de la quantité de Pétrole au titre de Profit Pétrolier au Point de Livraison seront considérées comme des Coûts Pétroliers.

Au Centrafrique, avec la société DIG OIL, le contractant doit soustraire en faveur de l'Etat une portion équivalente au montant de la taxe sur la production pétrolière égale ou supérieure à 12,5 % (douze et demi pour cent) pour l'huile et 5 % (cinq pour cent) pour le gaz, de la production totale du Brut extraite de la zone de découverte, après déduction des pertes relatives aux Opérations Pétrolières.

Le reliquat de Brut disponible chaque année après déduction des Coûts pétroliers récupérables ci-après dénommé « Profit-Oil » est partagé entre l'Etat et le Contractant pour l'huile et le condensant comme suit :

- Part de l'Etat : 30 %
- Part du Contractant : 70 %

En Mauritanie, pour le recouvrement des Coûts Pétroliers, le Contracteur pourra retenir librement chaque Année Civile une portion de la production totale de Pétrole Brut et/ou de Gaz Naturel qui n'excède en aucun cas supérieure à cinquante pour cent (50 %) de la quantité globale de Pétrole Brut et/ou de Gaz Naturel qui n'est ni utilisée dans les Opérations Pétroliers, ni perdue, ou seulement tel pourcentage inférieur qui serait nécessaire et suffisant.

Lorsque la production de pétrole s'effectue en Eau Profonde, la portion recouvrable des Coûts Pétroliers sera augmentée jusqu'à soixante pourcent (60 %) de la production totale de pétrole et/ou de gaz.

Au cas où le Contracteur et le Gouvernement se seraient mis d'accord pour procéder au développement et à l'exploitation d'une accumulation de Gaz Naturel contenant moins de 10% de Pétrole Brut, le gisement sera désigné un périmètre d'exploitation de gaz seulement, et la portion

recouvrable de Coûts Pétroliers sera augmentée jusqu'à soixante pourcent (60%) de la production totale de gaz et/ou de Pétrole Brut.

Tableau 10 : Partage de production de pétrole Brut entre l'Etat centrafricain et le la société DIG
OIL

Tranche de production totale journalière de Pétrole Brut (en Barils par jour)	Part du Gouvernement	Part du Contracteur
Inférieure à 25 000	35 %	65 %
de 25 000 à 75 000	40 %	60 %
de 75 000 à 100 000	45 %	55 %
supérieure à 100 000	50 %	50 %

Lorsque la production de pétrole s'effectue en Eau Profonde ou d'un périmètre désigné d'exploitation de gaz seulement, la quantité de Pétrole Brut ou de valeur équivalente de gaz restant au cours de chaque Année Civile après que le Contracteur a prélevé sur la production totale de Pétrole Brut la portion nécessaire au recouvrement des Coûts Pétroliers, sera partagée entre le Gouvernement et le Contracteur de la façon suivante:

Tableau 11 : Partage de production du pétrole Brute entre l'Etat centrafricain et le la société DIG
OIL en eau profonde

Tranche de production totale journalière de Pétrole Brut (en Barils par jour)	Part du Gouvernement	Part du Contracteur
Inférieure à 25 000	30 %	70 %
de 25 000 à 75 000	35 %	65 %
de 75 000 à 100 000	40 %	60 %
supérieure à 100 000	50 %	50 %

Après le paiement des redevances et le remboursement des frais, le profit oil restant est divisé selon la production totale de pétrole brut restante. Lorsqu'un certain montant est atteint la part du profit-oil qui revient au gouvernement augmente.

En générale les CPP précisent le partage du profit-pétrole selon un taux variable, pour garantir un certain revenu aux entreprises ainsi que des redevances suffisantes au gouvernement hôte.

❖ *Loyer superficiaire*

Au Sénégal, le contractant versera, au plus tard le premier jour de chaque Année contractuelle, les loyers superficiaires suivants :

Cinq (5) dollars par kilomètre carré et par an durant la période initiale de recherche ;

Huit (8) dollars par kilomètre carré et par an durant la première période de renouvellement ;

Quinze (15) dollars par kilomètre carré et par an durant la deuxième période de renouvellement ;

En Centrafrique, la société versera des redevances superficiaires suivantes :

Trois (3) dollars par kilomètre carré et par an durant la période initiale du permis de recherche.

Cinq (5) dollars par kilomètre carré et par an durant la première période de renouvellement du permis de recherche.

Dix (10) dollars par kilomètre carré et par an durant la deuxième période de renouvellement du permis de recherche et durant toute prorogation.

Quinze (15) dollars par kilomètre carré et par an durant la période de concession.

A Madagascar, les droits administratifs que doivent payer les sociétés (exerçant des activités « amont ») durant la phase d'exploitation et de développement dans une surface; ces droits s'élèvent à plus de 50 000 dollars par bloc, par an.

En Mauritanie, Le Contracteur versera à la Direction des Mines et de la Géologie les redevances superficiaires suivantes:

- Un demi (0,50) Dollar par kilomètre carré et par an durant la période initiale de validité de l'autorisation exclusive d'exploration;
- Un (1,00) Dollar par kilomètre carré et par an durant la première période de renouvellement de l'autorisation exclusive d'exploration;
- Deux (2,00) Dollars par kilomètre carré et par an durant la deuxième période de renouvellement de l'autorisation exclusive d'exploration.
- cent soixante-dix (170,00) Dollars par kilomètre carré et par an durant la validité d'une autorisation exclusive d'exploitation.

VII.3 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Madagascar

Pendant la conduite des Opérations Pétrolières et conformément aux meilleures pratiques dans l'industrie pétrolière et aux lois malagasy en vigueur, l'Opérateur, au nom des Contractants, prendra les mesures nécessaires afin que son personnel, ses sous-traitants et représentants veillent à la protection de l'environnement, à la prévention de la pollution, la sûreté, la conservation de la propriété, les cultures, la pêche, la végétation et la navigation, la santé et la sécurité des employés qui peuvent survenir lors des Opérations Pétrolières.

Avant toute Opération Pétrolière, l'Opérateur entreprendra une ou plusieurs études d'impact environnemental, conformément aux lois malagasy en vigueur et obtiendra les informations sur les parcs nationaux, les réserves et autres aires protégées dans le Périmètre Contractuel, en partie ou en totalité là où l'Opérateur ne pourra pas réaliser ces opérations.

Zones de Réserves Naturelles

Au cas où une partie du Périmètre Contractuel est située dans une zone de réserves naturelles, l'Opérateur fournira tous ses efforts pour minimiser les impacts négatifs sur ces réserves naturelles, conformément aux pratiques environnementales généralement acceptées dans l'industrie pétrolière internationale.

Centrafrique

Le Contractant est responsable de tous les dommages et préjudices que ces opérations pourraient causer à des particuliers ou à l'Etat. Le Contractant est tenu de mettre l'Etat à couvert contre quelque dommage dont celui-ci pourrait être responsable par suite de ses activités entreprises en vertu du Contrat ou de toute opération ou activité en découlant. A cette fin, la responsabilité contre toute réclamation et obligation découlant du décès, accidents ou de dégâts provoqués par ses activités, est prise par le Contractant.

Mauritanie

Le Contracteur devra au cours des Opérations Pétrolières prendre toutes les mesures nécessaires à la protection de l'environnement et devra notamment prendre toutes les dispositions raisonnables pour s'assurer que l'ensemble des installations et équipements utilisés pour les besoins des Opérations Pétrolières sont en bon état et correctement maintenus et entretenus pendant la durée du présent Contrat, Eviter les pertes et rejets d'Hydrocarbures produits ainsi que les pertes et rejets de la boue ou de tout autre produit utilisés dans les Opérations Pétrolières, assurer la protection des nappes aquifères rencontrées au cours des Opérations Pétrolières et fournir au Directeur des Mines et de la Géologie tous les renseignements obtenus sur ces nappes, placer les Hydrocarbures produits

dans les stockages construits à cet effet; s'il y a lieu, restaurer les sites des Opérations Pétrolières a l'achèvement de chaque Opération Pétrolière.

CHAPITRE VIII : POLITIQUE NATIONALE PETROLIERE

SECTEUR AMONT A MADAGASCAR

VIII.1 MADAGASCAR : FRONTIERE TECHNOLOGIQUE, FRONTIERE GEOGRAPHIQUE

L'industrie pétrolière et les dirigeants politiques cherchant constamment à pousser les limites techniques et géographiques permettant de maintenir et d'accroître la production d'hydrocarbures, Madagascar se trouve aujourd'hui sur une double frontière :

- Une frontière technologique (et financière) puisque l'exploitation du pétrole « non conventionnel » de l'ouest de Madagascar pourrait, pour la première fois depuis leur mise à jour au début du siècle dernier, s'avérer rentable à plus ou moins brève échéance.
- Une frontière géographique (et politique) puisque les côtes occidentales malagasy bordent le canal du Mozambique, considéré par certains comme un nouvel eldorado énergétique depuis la récente découverte d'importants gisements gaziers au large de l'Afrique de l'Est, mais où diverses disputes géopolitiques existent concernant la possession de certains de ces gisements offshore. (figure 19)

VIII.2 LES ACTIVITES PETROLIERES A MADAGASCAR

En 2015, il existe vingt-six (26) compagnies pétrolières internationales à Madagascar dont sept (7) sont en consortiums et dix travaillent en solo. Elles ont conclu dix-neuf Contrats de Partage de Production pour l'exploration et exploitation des hydrocarbures. Ces compagnies pétrolières s'activent sur dix-sept périmètres contractuels onshore et six périmètres contractuels offshore. Deux cent vingt-huit blocs sont encore disponibles. (Figure 20)

Quelques-unes des activités d'entre elles en onshore et en offshore sont résumées dans les cas ci-dessous.

➤ *Madagascar Oil*

La Filiale Madagascar Oil Ltd est constituée par des investisseurs étrangers dont Touradji Capital Management, RAB Capital, Persistency Capital et Grafton Resources. Elle a signé en 2004 des Contrats de Partage de Production avec l'OMNIS.

Elle est principalement spécialisée dans les huiles lourdes mais active également dans le développement, l'exploration et la transformation de pétrole conventionnel. Elle a détenu deux

blocs non conventionnels (Tsimiroro et Bemolanga) et trois blocs conventionnels (Morondava, Manambolo et Manandaza), tous en onshore.

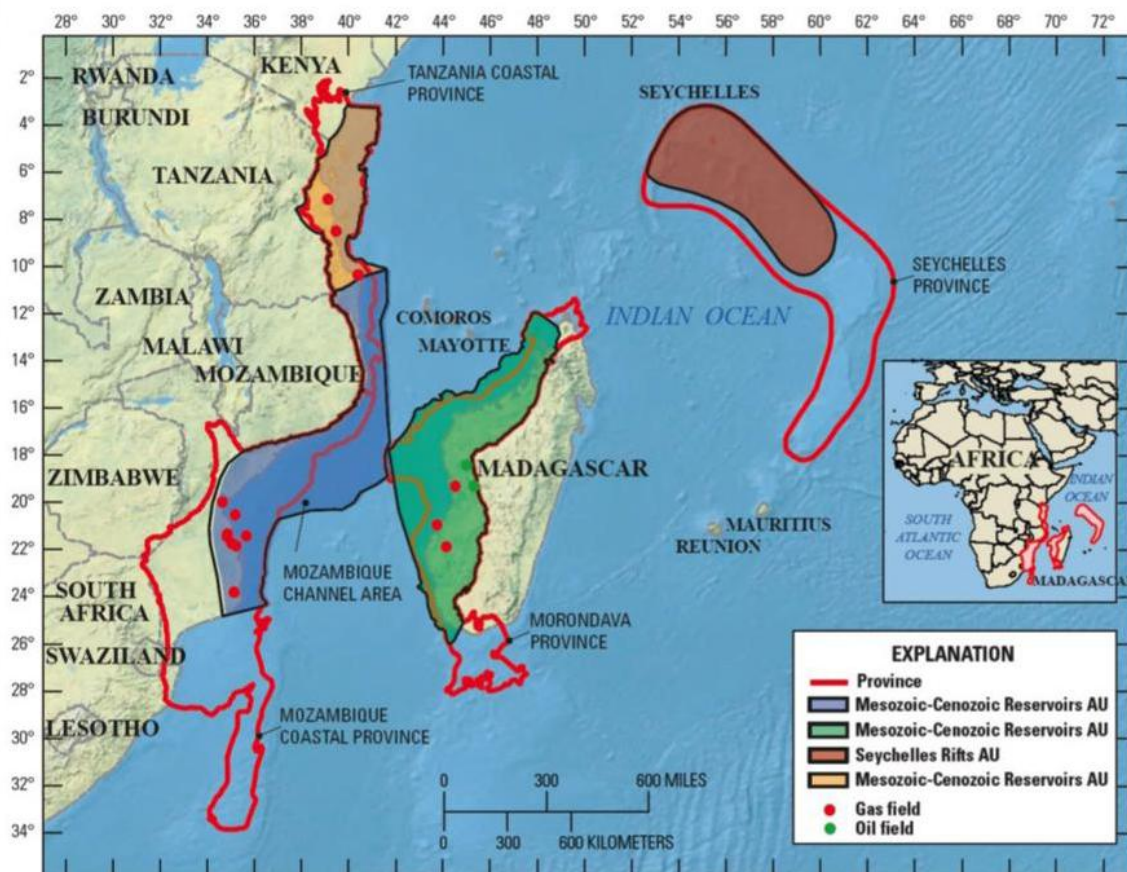


Figure 19 : Canal du Mozambique : « Estimation des quatre (4) provinces géologiques que logent la côte Orientale d’Afrique »

Source: Évaluation des ressources pétrolières et gazières non découvertes de quatre géologues d’Afrique de l’Est Provinces, USGS, Avril 2012

➤ *Total E&P Madagascar*

C’est une Société par Actions Simplifiée, de droit français, ayant son siège social au 2, Place Jean Miller La Défense, 92400, Courbevoie, France.

La succursale à Madagascar a été créée en 2002 avec le commencement des activités en 2008. La société s’occupe de la recherche et l’exploitation de gisements d’hydrocarbures sous toutes leurs formes.

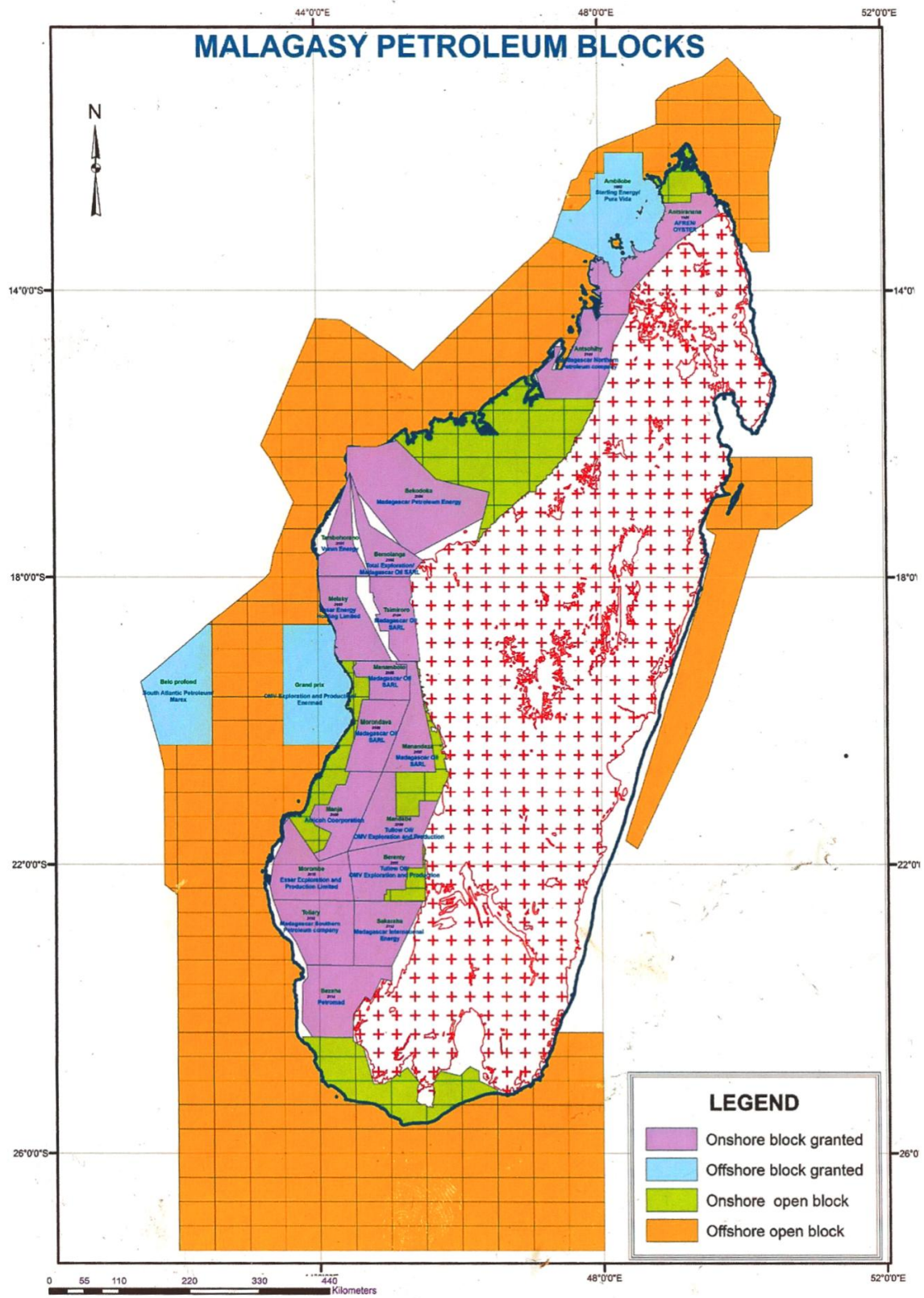


Figure 20 : Bloc Pétrolier de Madagascar

Source: OMNIS, Septembre 2015

Le Contrat de Partage de Production (CPP) signé en 2004 entre l'OMNIS et Madagascar Oil pour le bloc Bemolanga a connu un premier avenant prévoyant le « Farm-out agreement » et le « Joint Operating agreement » signés en 2008 entre Madagascar Oil et Total E&P.

Total E&P s'installait au lieu d'exploration dans la commune de Morafenobe, à Bemolanga. Il a réalisé une campagne de carottage en 2009-2010 pour arriver à la conclusion que l'exploitation du grès bitumineux n'est pas rentable économiquement.

Tableau 12: Compagnies concessionnaires dans l'exploration pétrolière et gazière à Madagascar

Blocs	Compagnies
1002 / Ambilobe	Sterling Energy (Royaume uni)
1101	Afren plc (Royaume uni), 90%, opérateur via sa filiale East
Antsiranana	African Exploration (EAX) / Candax (Canada), 10%
2001a / Mahajanga profond	ExxonMobil (Etats unis), 50% / BG Group (Royaume uni), 30 % / SKC, 10 % / PIDC 10%
2001c / Ampasindava Profond	ExxonMobil (Etats unis), 70%, opérateur / Sterling Energy (Grande Bretagne), 30%
2002 / Cap Saint André	ExxonMobil (Etats unis)
2101 / Antsohihy	Madagascar Northern Petroleum Company, groupe Yanchang Petroleum International Ltd (Hong Kong) ⁵
2102 / Marovoay	Ophir Energy (Royaume uni) 80% / Wilton Petroleum Ltd (Royaume uni), 20%
2104 / Bekodoka	Madagascar Petroleum International Ltd, groupe Yanchang Petroleum International (Hong Kong)
3101 / Tambohorano	Da Qing Oil Field Co, filiale de Petrochina (Chine), 51% / Varun Petroleum (Inde), 49%
3102 / Bemolanga	Total (France), 60% / Madagascar Oil (Bermudes), 40%
3103 / Melaky	Essar Energy (Inde)
3104 / Tsimiroro	Madagascar Oil (Bermudes)
3105 / Manambolo	Madagascar Oil (Bermudes)
3106 / Morondava	Madagascar Oil (Bermudes)
3107 / Manandaz	Madagascar Oil (Bermudes)
Belo Profond	South atlantic petroleum limited- SAPETRO (Nigeria), 90% /

	Marex Petroleum Corp (Etats unis), 10%
Grand Prix	Niko Resources Ltd (Canada), 75% / EnerMad Corp, 25%
3108 / Manja	Amicoh Resources Ltd, filiale de Crown Energy (Suède)
3109 / Mandabe	Tullow Oil (Royaume uni)
3110 / Morombe	Essar Energy (Inde)
3111 / Berenty	Tullow Oil (Royaume uni)
3112 / Toliara	Madagascar Southern Petroleum Company, groupe Yanchang Petroleum International Ltd (Hong Kong)
3113 / Sakaraha	Madagascar Southern Petroleum Company, groupe Yanchang Petroleum International Ltd (Hong Kong)
3114 / Bezaha	Petromad Mauritius Ltd (Maurice)

➤ ***Niko Resources Ltd. – EnerMad***

Niko Resources (Overseas VIII) Ltd. est une société pétrolière constituée en 2008 à Nicosie, Chypre en tant que branche du groupe canadien Niko Resources Ltd, dont les actions sont négociées sur la bourse de Toronto.

Elle a signé en 2007 un Contrat de Partage de Production (CPP) avec l'OMNIS pour les opérations de prospection, de recherche, d'exploration, d'exploitation, de transformation et de transport d'hydrocarbures dans le bloc offshore.

➤ ***Tullow***

Cette compagnie britannique de prospection et d'exploitation de gisements pétroliers et gaziers est basée à Londres, Grande-Bretagne et fondé en 1985. Elle s'est établie à Madagascar depuis 2006. Elle est titulaire de deux permis d'exploration à Mandabe et Berenty d'une superficie totale de 18 000 Km².

➤ ***Sterling Energy Madagascar Ltd***

Sterling Energy Ltd est une société pétrolière britannique amont. En 2004, cette société mère a signé des contrats de partage de production avec l'OMNIS pour les blocs Offshore Ambilobe (100 % sterling) et Ampasindava (30 % Sterling-70 % Exxon Mobil). Le contrat initial de 8 ans a bénéficié d'une extension de deux ans.

Opérateur du bloc d'Ambilobe, acquisition et interprétation de 5 500 Km de sismique 2D. A la 2ème phase de la période d'exploration, l'opérateur Exxon Mobil a entrepris une acquisition et interprétation de 3 000 km de sismique 2D dans le bloc d'Ampasindava.

➤ ***Wilton Petroleum***

C'est une compagnie d'exploration et de production d'hydrocarbures basée à Londres, ayant pour but de développer et de produire du gaz et du pétrole sur un plan international.

A Madagascar elle s'est concentrée sur l'exploration du bloc pétrolier Marovoay 2102. L'autorisation d'une durée de huit ans a été acquise en 2007 suite à l'approbation du Contrat de Partage de Production entre Wilton et l'OMNIS.

En 2010, Wilton cède 80 % de ses parts sur ce bloc à Ophir Madagascar Ltd qui en devient ainsi l'opérateur.

➤ ***Amicoh Resources Ltd***

Amicoh Madagascar est une succursale des sociétés d'exploration pétrolière Aminex Plc. (Opérateur technique) et de Moco Resources (société de négoce basée à Genève), constituée en 2005.

En 2005, elle a obtenu le Bloc Manja 3108 d'une superficie de 7 180 Km², localisé dans le bassin de Morondava. Depuis ce temps, elle a procédé à l'élaboration de la base de données du Bloc et aux études régionales et leurs interprétations, ainsi qu'à l'acquisition de nouvelles données sismique 2D sur 218 km. Ces données ont donné lieu à une nouvelle modélisation du bassin qui a mis en évidence la prospection de la couche géologique de l'Isalo.

En 2010, les actions d'Amicoh ont été rachetées par Crown Energy qui est maintenant l'opérateur du Bloc avec 100 % du capital.

➤ ***Sapetro – Roc Oil***

Sapetro (South Atlantica Petroleum) est une filiale de l'un des tout premiers groupes pétroliers et compagnies gazières indépendants nigériens, une entreprise privée avec un bilan de plus de USD 700 millions.

Elle détient des exploitations et des participations dans quatre pays d'Afrique subsaharienne (Nigéria, Bénin, Madagascar et Juan de Nova).

Ayant son siège social à Lagos, elle possède des expériences dans la gestion des opérations en eau profonde en Afrique subsaharienne, en particulier dans le Canal du Mozambique : exploitation d'un bloc adjacent à Belo Profond. Le portefeuille de pétrole et gaz de SAPETRO couvre environ 70 000 Km², dont près de 61 000 Km² sont exploités par Sapetro.

En juillet 2011, elle a acquis les intérêts de Roc Oil dans Juan de Nova adjacent au bloc Belo Profond, bloc où il a acquis plus de 8 000 km de sismique 2D. En 2011/2012, en plus des 3 000 km acquis à Belo Profond, SAPETRO est devenu l'opérateur de ces deux blocs adjacents.

➤ ***Groupe Exxon Mobil***

C'est un groupe pétrolier et gazier international américain. Il détenait trois blocs pétroliers totalisant plus de 80 000 km² dans le bassin offshore de Majunga, auquel il a renoncé en 2009, sans réalisé l'obligation de forage d'exploration.

VIII.3 LA GESTION DES RESSOURCES PETROLIERES

Pour entreprendre des activités pétrolières à Madagascar, les compagnies pétrolières intéressées doivent traiter avec le Gouvernement malgache à travers l'OMNIS et conclure un Contrat de Partage de Production. [13]

➤ *Les orientations stratégiques*

La Politique Pétrolière Nationale amont sera articulée autour des axes stratégiques suivants :

- La restructuration du cadre institutionnel pour assurer une bonne gouvernance et une gestion efficace du secteur;
- L'actualisation du cadre législatif et règlementaire ;
- L'exploitation des ressources pétrolières et gazières dans le cadre d'une politique de développement durable et en adéquation avec la protection de l'environnement;
- La gestion des revenus pétroliers et gaziers aux fins d'un développement socio-économique équilibré sur l'ensemble du territoire ;
- La contribution des activités pétrolières au développement socio-économique local dès la période d'exploration ;
- La promotion des industries et des sociétés de services intégrées au secteur ;
- Le renforcement des capacités et compétences nationales ;

➤ *Les principes directeurs*

- Les droits de propriété des ressources pétrolières et gazières relèvent de l'Etat
- La valorisation des ressources en pétrole et gaz requiert la participation active des compagnies pétrolières internationales disposant des capacités techniques et financières appropriées ;

- Les activités pétrolières et gazières devront être entreprises d'une manière soutenue et transparente.

➤ *Les objectifs*

Objectif 1 : Mettre en place un cadre institutionnel adapté à l'évolution des activités dans le secteur et prévenant tout conflit d'intérêts.

Actions :

- ✓ Elaborer les réglementations appropriées régissant les attributions respectives des institutions publiques intervenant dans le secteur pétrolier amont ;
- ✓ Consacrer le rôle de l'OMNIS en tant qu'institution de régulation des activités pétrolières et de gestion du domaine minier ;
- ✓ Créer une société nationale pétrolière distincte qui sera chargée des aspects commerciaux des activités pétrolières ;
- ✓ Mettre en place une plateforme d'échange et de rencontre entre les acteurs en vue de développer les partenariats publics-privés.

Objectif 2 Développer des structures légales et contractuelles garantissant autant les droits et la sécurité des investissements des compagnies pétrolières que les intérêts de l'Etat.

Actions :

- ✓ Actualiser le Code Pétrolier ;
- ✓ Actualiser le modèle de Contrat de Partage de Production ;
- ✓ Etudier d'autres modèles de contrats pétroliers utilisés dans l'industrie pétrolière ;
- ✓ Instaurer un environnement des affaires incitatif et compétitif comparé à ce qui se pratique ailleurs;
- ✓ Mener des campagnes d'information et de promotion nationales et Internationales.

Objectif 3 : Gérer efficacement les revenus qui résultent de l'exploitation des ressources en hydrocarbures.

Actions :

- ✓ Inventorier et documenter par catégorie les sources de revenus pétroliers et gaziers ;
- ✓ Mettre en place un cadre institutionnel pour collecter et gérer les revenus et pour évaluer leurs impacts socio-économiques ;

- ✓ Renforcer les compétences nationales en matière de fiscalité et de gestion des revenus pétroliers et gaziers ;
- ✓ Adhérer aux principes des Industries Extractives et à l'Initiative de la Transparence (EITI) ;
- ✓ Mettre en place un actif pérenne sous forme de fonds des hydrocarbures, dans le but d'épargner les revenus et de provisionner une source de richesse suivant le principe d'équité intergénérationnelle ;
- ✓ Prendre en considération les intérêts des collectivités locales et des parties prenantes pendant l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz et au cours des processus de partage des revenus.

Objectif 4 Améliorer la gestion de l'environnement dans les zones sensibles ou protégées, à travers un cadre réglementaire spécifique.

Actions :

- ✓ Réaliser une Evaluation Environnementale Stratégique préalablement à l'octroi des blocs ;
- ✓ Répertorier les zones sensibles et les aires protégées concernées par les activités pétrolières amont ;
- ✓ Déployer les moyens technologiques, matériels et personnels nécessaires pour mener l'évaluation des impacts environnementaux occasionnés par les activités pétrolières ;
- ✓ Requérir des compagnies pétrolières et de leurs sous-traitants, la mise en œuvre d'une réglementation interne et des meilleures pratiques visant à assurer la protection de l'environnement et la conservation de la biodiversité ;
- ✓ Mettre en place une structure de résolution des cas d'empiètements entre les blocs pétroliers ainsi que les zones sensibles et les aires protégées ;
- ✓ Exiger comme étant une obligation environnementale, la remise à l'état initial de tous sites sur lesquels les activités pétrolières et gazières sont réalisées.

Objectif 5 : Assurer que les projets pétroliers contribuent au développement communal et régional.

Actions :

- ✓ Identifier, en collaboration avec les responsables locaux, les projets d'intérêt public tels que les infrastructures sociales et planifier leur mise en œuvre ;

- ✓ Elaborer une structure réglementaire régissant la responsabilité sociétale des entreprises ;
- ✓ Définir le mode de collaboration des compagnies pétrolières et des collectivités territoriales décentralisées ;
- ✓ Etablir un système de communication efficace avec les communautés locales.

Objectif 6 : Renforcer les connaissances sur le potentiel des ressources pétrolières et gazières nationales en vue d'assurer une production optimale ainsi qu'une gestion efficiente dudit potentiel.

Actions :

- ✓ Actualiser régulièrement les connaissances sur le potentiel des ressources pétrolières et gazières ;
- ✓ Renforcer la banque de données nationales existantes en matière de ressources pétrolières et gazières ;
- ✓ Veiller à ce que les ressources pétrolières et gazières du pays soient produites avec un rendement optimal.

Objectif 7 : Développer les compétences nationales en matière de pétrole et de gaz.

Actions :

- ✓ Identifier les besoins en formation et planifier leur développement à travers les programmes scolaires et universitaires ainsi que les formations professionnelles ;
- ✓ Elaborer un plan de formation en fonction du développement des activités ;
- ✓ Mettre en place un système de financement du plan de formation ;
- ✓ Impliquer systématiquement la société nationale dans les activités pétrolières ;
- ✓ Promouvoir la participation des entreprises et entrepreneurs nationaux dans l'approvisionnement des marchandises et les prestations de services du secteur ;
- ✓ Exiger des compagnies pétrolières et des prestataires de services de contribuer à la formation du personnel national ;
- ✓ Former le personnel national pour le contrôle et suivi des activités pétrolières et gazières.

Chapitre IX REFLEXION SUR LE CPP

IX.1 LEGISLATION ET ADMINISTRATION

Le texte qui régit le secteur est la Loi n°96-018 du 04 septembre 1996 portant Code Pétrolier et le Décret n°97-740 du 23 juin 1997 relatif aux titres miniers d'exploration, d'exploitation et de transport d'hydrocarbure. En revanche, jusqu'à ce jour cette Loi n'a pas encore eu de Décret d'application.

Bien entendu il y a le Décret relatif aux titres miniers mais ne concerne qu'un Titre, (le Titre II) qui ne contient que trois (03) articles (art 9 ; 10 et 11).

Il n'y a pas encore un texte réglementaire portant application de la Loi qui aurait dû réglementer le secteur dans tous les détails. C'est le Décret précité (relatif aux Titres miniers) qui permet d'appliquer certaines dispositions de la Loi.

L'article premier du Décret est clair et sans équivoque.

En effet, il stipule que "aucune activité sur le domaine minier national, tel que défini par le code pétrolier, ne peut être exercé qu'en vertu d'un Titre minier d'hydrocarbures".

Ces activités sont précisées par l'article 4 du même décret à savoir : l'activité d'exploration l'activité d'exploitation, l'activité de transport (pétrole brut).

Contrairement à beaucoup d'autres Lois régissant des secteurs d'activités économiques, notre Loi n'a pas prévu des dispositions afférentes aux droits et obligations des opérateurs.

Si ces droits et obligations ne sont pas prévus par la Loi, ils sont renvoyés dans les contrats pétroliers (Titre III, article 13 de la Loi).

A cet effet, l'article 15 et suivant de la Loi stipule d'une manière obligatoire ce que doit contenir les dits contrats, seulement les termes qui seront convenus entre les parties dépendent des négociations.

Or, une négociation implique que les partenaires aient les mêmes capacités techniques.

Pour ce qui concerne Madagascar, il est permis de douter de la capacité à négocier avec les sociétés multinationales avec leurs connaissances techniques et leurs bagages d'expériences. Le nombre restreint des techniciens malagasy face à l'armada que possèdent les compagnies pétrolières conduit à une négociation avec des armes inégales.

Il aurait été plus judicieux que la Loi stipule des dispositions afférentes aux droits et obligations de chaque partie à l'instar de la Loi relative aux grands Investissements miniers,

L'analyse des dispositions de la Loi ne permet pas de déceler des indices susceptibles d'être considérés comme étant des éléments constitutifs de sécurisation des investissements.

Au contraire, celle-ci ne recèle que des contraintes et des interdictions pour les opérateurs. Pourtant, il serait souhaitable que ce soit la Loi elle-même qui protège les investisseurs.

Ce manque de dispositions légales concernant la sécurisation des investissements est palliée par les dispositions contractuelles établies entre les parties.

En effet, outre les points qu'on doit trouver obligatoirement dans les contrats, la Loi ne limite pas l'insertion d'autres dispositions. Dès lors, les dispositions sur les garanties seront déterminées dans le cadre des négociations au cours desquelles l'opérateur va bien ficeler toutes les dispositions qu'il jugera nécessaires pour sécuriser au maximum son investissement.

En bref, les avantages que pourraient engendrer les activités pétrolières dépendront surtout de la gestion des autorités politiques.

IX.2 REFLEXIONS ECONOMIQUES, FISCALES ET ENVIRONNEMENTALES

Tout opérateur étranger désirant investir dans un pays étudie de prime abord, et dans ses moindres détails, le cadre légal et réglementaire qui régit le secteur dans lequel il envisage d'exercer. La première chose que cet opérateur effectuera en premier lieu, sera d'analyser le régime fiscal et douanier qui régit le secteur.

Le régime fiscal et douanier est traité par le Titre VII de la Loi.

L'article 46 de la Loi dispose que " Toutes sociétés se livrant à des activités "amont" dans le domaine minier national, dans le cadre du présent code, sont soumises uniquement aux régimes fiscal et douanier définis au présent Titre » (VIII).

Les dispositions contenues dans ce Titre précisent que les sociétés opérant dans les secteurs sont assujetties, en raison du type d'activités et des résultats de ces activités:

Au paiement d'une redevance par baril produit ; au paiement d'un impôt direct sur les hydrocarbures ; au régime fiscal de droit commun en ce qui concerne les autres impôts, droits et taxes tels qu'ils sont définis par le Code général des impôts.

Toutefois l'acquittement de l'impôt Direct sur les Hydrocarbures (I D H) libère l'opérateur du paiement des impôts sur les Bénéfices de Société (IBS), des Impôts sur les Revenus des Capitaux Mobiliers (IRCM) et des Taxes Forfaitaires sur les Transferts (TFT).

De ce qui précède, la question est de savoir si la Loi a un caractère attractif ? La question réside peut-être dans le fait que ce n'est que maintenant que les compagnies pétrolières s'intéressent un peu plus sérieusement à Madagascar.

La réglementation fiscale applicable aux activités de recherche et d'exploitation pétrolières à Madagascar comprend non seulement la fiscalité pétrolière proprement dite mais en outre la fiscalité de droit commun. La fiscalité pétrolière est en effet constituée de redevances (superficiaire et proportionnelle) et de bonus. Les redevances sont exigibles des titulaires d'autorisations de prospection, de recherche, d'exploitation d'hydrocarbures et de contrats pétroliers. Les bonus sont des primes contractuelles que les sociétés pétrolières s'engagent à verser à l'Etat. On parle de bonus de signature lorsque le Contractant s'oblige à verser le bonus pour la conclusion de son contrat pétrolier, et de bonus de production lorsqu'il a l'obligation de le verser à l'Etat en fonction des volumes d'hydrocarbures produits. D'autre part, la fiscalité de droit commun porte sur les dispositions de codes des impôts et des investissements susceptibles de s'appliquer à toutes les personnes physiques et morales. Elle regroupe aussi bien les impôts directs qu'indirects. Face à ces deux régimes fiscaux qui s'appliquent simultanément aux entreprises pétrolières, il est évident que les charges fiscales rendent moins compétitifs les producteurs pétroliers à Madagascar.

La redevance pétrolière est établie en rapport aux zones faisant l'objet d'un titre d'exploitation pétrolière. Le calcul se fait à partir de la valorisation, c'est-à-dire le prix de référence fiscal : prix du marché international au point d'exportation diminué des coûts de transport entre le point d'exportation et le point de départ de champ. Pour l'huile lourde (cas de Tsimiroro) et le bitume (cas de Bemolanga), le taux de redevance pétrolière s'établit comme suit [12]:

Tableau 13: REDEVANCES: PÉTROLE BRUT

TAUX	PRODUCTION (barils par jour)
8 %	Inférieur à 25 000
10 %	25 000 à 50 000
12 %	50 000 à 75 000
15 %	75 000 à 100 000
17 %	100 000 à 130 000
20 %	Supérieur à 130 000

Tableau 14: REDEVANCES: GAZ NATUREL

TAUX	PRODUCTION (m^3 par jour)
5 %	Inférieur 12.000.000
7,5 %	12.000.000 à 24.000.000
10 %	24.000.000

❖ *Partage de production*

Le projet de révision du code pétrolier vise à doter Madagascar d'un « dispositif légal le plus incitatif possible ». L'Office des mines nationales et des industries stratégiques (OMNIS), a créé pour superviser l'ensemble des activités minières et pétrolières de l'île, reste gestionnaire du domaine national d'hydrocarbures mais les opérations de prospection, d'exploitation, de transformation et de transport sont assurées en association avec des compagnies pétrolières privées. Les entreprises doivent s'acquitter d'une redevance par baril produit, dont le taux est fonction de la quantité produite, et d'un impôt direct sur les hydrocarbures (IDH), assis sur les bénéfices, en lieu et place de l'impôt sur les bénéfices. Comme c'est généralement le cas dans le secteur pétrolier, le code instaure le principe d'un partage de production entre l'Etat et l'entreprise concessionnaire. La part revenant à chaque partenaire n'est cependant pas fixée par ce cadre légal, qui renvoie à la négociation du contrat au cas par cas.

Il reste confidentiel pour le partage de production entre l'Etat Malagasy représenté par l'OMNIS et la compagnie pétrolière; même l'EITI Madagascar, aucun document, ni dans son site, ni à l'exercice annuel.

❖ *Madagascar, accord entre les compagnies pétrolières : cas Madagascar Oil*

En 2004, la Compagnie Madagascar Oil a acquis 100% des droits d'exploration dans quatre (4) blocs pétroliers malagasy, y compris le gisement de Tsimiroro Bloc 3104. La Compagnie a démarré ses activités d'exploration.

Concernant la phase sismique, un permis environnemental et un cahier de charges environnementales lui ont déjà été remis le 20 octobre 2006, suite à une étude d'impact environnemental. En 2010, après un programme de travail complémentaire, ledit cahier de charges a fait l'objet d'un ajustement. Une autre EIE « complémentaire » a également été entreprise en 2013 en vue d'un second ajustage du même cahier.

L'article 37.5 de la CPP déclare qu'avant toute Opération Pétrolière, l'Opérateur entreprendra une ou plusieurs études d'impact environnemental. Mais, d'après l'hypothèse, La Compagnie a démarré ses activités d'exploration en 2004 par contre, deux ans plus tard, l'ONE a délivré le Permis Environnemental N°27/06/MINENVEF/ONE/DG/PE.

Le pourcentage de 30% de la surface rendu met le CPP de ne pas être attractif puisque ce pourcentage est trop gros pour une durée d'exploration de huit (8) années d'obliger de faire toutes les obligations de travaux de recherche.

CONCLUSION

CONCLUSION

Les craintes exprimées quant aux impacts des compagnies pétrolières sur les conflits et les droits humains semblent justifiées au regard des activités de compagnies pétrolières.

Les contrats de pétrole à Madagascar ne fournissent pas de normes de protection applicables concernant l'environnement et les droits des citoyens Malagasy

. Ces contrats comptent sur les compagnies pétrolières pour opérer de manière raisonnable et altruiste. Toutefois, malgré les promesses de Responsabilité sociale des entreprises, la responsabilité légale majeure des compagnies pétrolières est de maximiser les profits de leurs actionnaires, but pour lequel d'autres engagements peuvent être sacrifiés. La faillite des contrats à protéger intérêts de Madagascar est exacerbée par l'absence d'une réglementation efficace et les faiblesses sociales et politiques.

Les comparaisons avec des autres pays pétroliers d'Afrique déplaisent au gouvernement de la République de Madagascar et aux compagnies pétrolières qui contestent la focalisation sur ces pays où le pétrole a eu un effet économique et social néfaste.

La renégociation des contrats actuels, ainsi que l'amélioration du CPP modèle utilisé pendant les négociations avec les investisseurs et des futurs contrats pour de nouveaux blocs afin qu'ils protègent mieux les intérêts des communautés.

À l'heure actuelle, la majorité des compagnies sont en phase d'exploration, en particulier le Madagascar Oil S.A qui est à la phase de développement, d'où la question de savoir dans quelle mesure les activités pétrolières amonts puisse contribuer au développement durable de Madagascar. Autrement dit, comment inscrire le développement du secteur pétrolier dans une perspective de protection de l'environnement et de l'amélioration de l'économie et du bien-être la population malagasy.

Références bibliographiques

- [1] : Al-Attar A. et Alomair O. (2005), « Evaluation of upstream petroleum agreements and exploration and production costs », OPEC Review, Vol. 29, No. 4, p. 243-266.
- [2] Publication de l'institut française de pétrole, Recherche et production du pétrole et du gaz, Editions TECHNIP
- [3] Michel Chouteau, 2002, GEOPHYSIQUE APPLIQUEE
- [4] Samira Druilhe, LES CONTRATS PÉTROLIERS à la portée de tous, Publiez Ce Que Vous Payez (PCQPV), 2013
- [5] Dossou Rodrigue AKOHOU, 2008, Exploitation pétrolière en mer et droit international : aspects juridiques et environnementaux pour les états côtiers du golfe de guinée
- [6] Leenhardt B. (2004), « Production, Fiscalité, Transparence et Gestion des Revenus Pétroliers en Afrique Subsaharienne et en Zone Franc : la Chance des Africains ? », Rapport thématique Jumbo, Agence Française de Développement: Paris.
- [7] loi n°96-018 du 04 septembre 1996 portant Code Pétrolier
- [8] CPP, Madagascar
- [9] CPP, Sénégal
- [10] CPP, Mauritanie
- [11] CPP, Centrafrique
- [12] Projet Taratra, Etat et perspectives du secteur extractif à Madagascar, 2015
- [13] Ministère auprès de la Présidence chargé des Ressources Stratégiques, document cadre : la politique nationale minière, la politique nationale pétrolière (Madagascar), 2014

Références webographiques:

[14] https://fr.wikipedia.org/wiki/Système_pétrolier

[15] https://www.omnis.mg/index.php?option=com_content&view=article...fr

ANNEXE 1 : EITI Madagascar

Histoire

Le projet d'une « Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives » (ITIE) a été présenté pour la première fois en 2002 par le Premier ministre britannique de l'époque, Tony Blair, lors du Sommet mondial pour le développement durable de Johannesburg.

Ce projet est né à la suite de longues années de débats théoriques et à un travail de pression de la société civile et des entreprises sur la gestion des revenus publics issus des industries extractives. Le ministère du développement britannique a ensuite invité toutes les parties prenantes des entreprises, des gouvernements et de la société civile à concrétiser l'idée et à la transformer en principes de transparence pour l'industrie extractive.

Les douze principes ont été présentés et adoptés lors d'une conférence à Londres le 17 juin 2003, date qui marque la fondation officielle de l'ITIE. En 2004, la Banque mondiale met en place son Fonds fiduciaire multi-donateurs (MDTF) permettant de fournir une aide technique aux pays mettant en œuvre l'ITIE.

La norme ITIE

La norme ITIE est une évolution supplémentaire des règles de l'ITIE, introduisant de nouvelles exigences en termes de divulgations pour inclure par exemple les paiements infranationaux, les paiements de transit ainsi que les activités commerciales des entreprises étatiques. Les pays mettent en œuvre ces exigences en créant un groupe multipartite où sont représentées les entreprises, les hauts fonctionnaires du gouvernement ainsi que la société civile. Toute l'information sur le travail effectué par ces groupes multipartites nationaux est accessible au public.

Le secrétariat international de l'ITIE aide les pays à respecter ces exigences en leur fournissant un appui technique. Un conseil d'administration multipartite dirige l'organisation. Clare Short, ancienne ministre du développement au Royaume-Uni, est la présidente du conseil d'administration

ANNEXE 2 : OMNIS

Les sociétés pétrolières ne peuvent faire des travaux d'exploration, de recherche, d'extraction et d'acheminement d'hydrocarbures qu'après conclusion d'un contrat pétrolier avec la société nationale représentée actuellement par l'OMNIS.

L'Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques (OMNIS), organisme public créé en 1976 pour contrôler et réviser l'ensemble des activités minières et pétrolières de l'île, reste gestionnaire du domaine national d'hydrocarbures mais les opérations de prospection, d'exploitation, de transformation et de transport sont assurées en association avec des compagnies pétrolières privées.

ANNEXE 3 : Tableau des flux de paiements des quelques sociétés, avec montants versés.En MGA

Type de paiement	AMICOH	EXXON MOBIL	MADAGASCAR OIL	ROC OIL / SAPETRO	TOTAL EP	TULLOW
Impôts d'Etat	2 005 140	300 000	64 704 570	87 280 780	891 914 710	490 580
Impôts sur les revenus (IR)	100 000	300 000	133 330			320 000
Autres Impôts d'Etat (nature et montant indiqués en annexe) (Note c)					207 744 470	
Droits d'enregistrement bail	1 905 140		11 615 700			
Droits d'enregistrement des actes				807 840	4 000	2 000
TVA à l'importation et TVA sur les produits pétroliers (TVP)			35 135 280			91 950
TVA non récupérée				86 472 940	684 166,25	
Droits, Frais et Redevances sectoriels	303 415 000	219 469 930	2 000 976 170	236 206 370	708 690 640	607 388 900
Droits de douanes et Taxes sur les produits pétroliers (TPP)			17 820 250			76 630
Redevances de pompage d'eau			99 920			
Redevances de fréquence			1 129 500			
Frais d'administration	202 506 000	118 216 930	1 493 481 750	84 377 500	506 265 000	405 012 000
Frais de formation	100 909	101 253	506 265 000	151 828	202 425 640	202 376

	000	000		870		900
Autres paiements	762 500		3 108 040		7 659 170	200 000
Autres paiements communs (nature et montant indiqués en annexe) (Note c)					232 500	
Droit de visa			2 030 000		1 350 000	
Carte d'identité étrangère			1 078 040		6 076 670	
Pénalités	762 500					200 000
Retenues à la source	22 971 170	56 351 710	475 071 390	25 385 700	139 304 270	3 980 290
Impôts sur les revenus salariaux et assimilés (IRSA)	19 948 680	52 545 160	324 002 960	23 542 210	105 151 920	1 543 200
CNAPS	3 022 490	3 806 540	57 793 700	1 843 490	25 325 050	1 709 890
Reliquat Retenues à la source			93 274 720		8 827 300	727 200
Dons			154 675 930		3 238 249 530	
Numéraires			24 490 000		3 238 199 410	
Nature (Evaluation expert ou sur justificatifs)			130 185 930		50,11	

ANNEXE 4 : ILES EPARSEES

« Îles Éparses » est une terminologie posée par la France. Selon la convention des Nations unies, ces îles s'appellent îles malgaches. Elles sont composées de cinq îlots dont Juan de Nova (4,4 km²), Europa (28 km²), l'archipel des Glorieuses (5km²), Tromelin (0,8 km²) et Bassas de India (0,2km² à marée haute). Elles sont actuellement envahies par des scientifiques français et quelques éléments de l'armée française. Depuis 1950, la France y a installé des stations météo.

Les Îles Éparses engendrent 386.000 km² de Zone économique exclusive (ZEE). Elles regorgent un grand potentiel de gaz naturel et de pétrole. Un arrêté du gouvernement français du 23 mai 2005 autorise des prospections préalables d'hydrocarbures liquides ou gazeux portant sur le sous-sol marin (offshore). L'autorisation dite « APP de Juan de Nova maritime » porte sur une superficie de « 62.000 km² environ », au large de l'île Juan de Nova. Selon la loi internationale, ces îles éparses se localisent dans la zone limite égale à 200.000 mètres de Madagascar. Alors que la France qui se trouve à dix milles kilomètres de ces îles refuse de les rendre à Madagascar.

Il reste à déterminer les autorités à aller vers l'avant dans ces dossiers dans la relation internationale.

Table des matières

Chapitre I : GENÈSE DES GISEMENTS PETROLIERS	3
I.1 LES BASSINS SEDIMENTAIRES.....	3
I.2 GEOLOGIE PETROLIERE	3
I.2.1 Généralité.....	3
I.2.2 Système pétrolier	6
I.3 LES BASSINS SEDIMENTAIRES DE MADAGASCAR.....	8
I.3.1 Bassin de Morondava.....	8
I.3.2 Bassin de Majunga.....	12
Chapitre II. EXPLORATION PETROLIERE	13
II.1 PROSPECTION.....	13
II.2 GEOLOGIE.....	14
II.3 GEOPHYSIQUE.....	15
II.4 FORAGE D'EXPLORATION.....	17
II.4.1 Objectifs du forage d'exploration.....	17
II.4.2 Principe du forage.....	18
II.4.3 Choix des appareils de forage.....	19
II.5 DIAGRAPHIES ET GEOLOGIE D'OPERATIONS.....	20
II.6 DELINEATION	22
Chapitre III : GESTION DE DEVELOPPEMENT ET EXPLOITATION DES GISEMENTS PETROLIERS	25
III.1 CARACTERISTIQUES DU GISEMENT	25
III.2 MECANISMES DE RECUPERATION.....	27
III.2.1 Méthode d'exploitation primaire.....	27
III.2.2 Récupération améliorée.....	29
Chapitre IV : GENERALITES SUR LES REGIMES PETROLIERS.....	34
IV.1 PROPRIETE DU SOUS-SOL ET SOUVERAINETE DE L'ETAT.....	34
IV.1.1 Régimes de propriété des hydrocarbures	34
IV.1.2 Souveraineté permanente sur les ressources naturelles.....	35
IV.2 FORMES POSSIBLE D'INTERVENTION EN EXPLORATION-PRODUCTION	37
IV.2.1 Intervention directe	37

IV.2.2 Intervention indirecte	37
IV.3 OBJECTIFS RESPECTIFS DES ETATS ET DES SOCIETES PETROLIERES .	38
IV.3.1 Pour les Etats :	38
IV.3.2 Pour les sociétés pétrolières :	39
IV.4 LA LEGISLATION PETROLIERE.....	39
IV.4.1 Contexte général	39
IV.4.2 Différentes options pour une législation pétrolière	41
IV.4.3 Contenu d'une législation pétrolière	41
Chapitre V LES CONTRATS PETROLIERS	43
VI.1 PRINCIPALES CLAUSES D'UN CONTRAT PETROLIER D'EXPLORATION- PRODUCTION.....	43
VI.1.1 Structure générale d'un contrat	43
VI.1.2 Clauses techniques, opérationnelles et administratives	44
VI.2 LES DIFFERENTS TYPES DE CONTRATS PETROLIERS	48
VI.2 .1 Contrat de concession	48
VI.2 .2 Les contrats de partage production	49
VI.2 .2 Contrat de service.....	55
VI.3 REPARTITION DES DIFFERENTS TYPES DE CONTRATS PETROLIERS DANS LE MONDE	58
Chapitre VI : LE REGIME PETROLIER AMONT A MADAGASCAR.....	62
VI.1 LE CADRE LEGAL ET INSTITUTIONNEL.....	62
VI.2 REGIME FISCAL DU SECTEUR PETROLIER AMONT	63
VI.2.1 Texte règlementaire.....	63
VI.2.2 Structure des revenus pétroliers	64
VI.2.3 Répartition des revenus pétroliers	64
VI.3 REGIME CONTRACTUEL.....	65
VI.3.1 Généralités	65
VI.3.2 Période d'exploration	66
VI.3.3 Période d'exploitation	67
VI.3.4 Modalités de conclusion.....	67
VI.3.5 Procédures de délivrance de permis pétrolier	69
VII.1 DISPOSITION GENERALE	73
VII.1.1 Textes.....	73
VII.1.2 Durée du contrat	75
VII.1.3 Obligations de travaux de recherche.....	75
VII.2 DISPOSITION ECONOMIQUES ET FISCALES.....	76

VII.2.1 Régime fiscal	76
VII.2.2 Redevance à la production.....	77
VII.2.3 Recouvrement des couts pétroliers et partage de la production	77
VII.3 PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	82
CHAPITRE VIII : POLITIQUE NATIONALE PETROLIERE SECTEUR AMONT A MADAGASCAR.....	84
VIII.1 MADAGASCAR : FRONTIERE TECHNOLOGIQUE, FRONTIERE GEOGRAPHIQUE	84
VIII.2 LES ACTIVITES PETROLIERES A MADAGASCAR	84
VIII.3 LA GESTION DES RESSOURCES PETROLIERES.....	90
Chapitre IX REFLEXION SUR LE CPP	94
IX.1 LEGISLATION ET ADMINISTRATION.....	94
IX.2 REFLEXIONS ECONOMIQUES, FISCALES ET ENVIRONNEMENTALES....	95

Titre : Etude comparée et réflexion sur le contrat pétrolier : cas de Madagascar

Impétrant : NDIMBISON Oninjanahary Hobinarivo Joseph Arthur

Téléphone : +261 34 81 312 70/e-mail : daonyhoria@gmail.com

Nombre de pages : 98

Nombre de tableaux : 14

Nombre de figures : 20

Nombre d'annexes : 04



Famintinana

Ny tsy fisian'ny « Didim-panjakana » amin'ny lalàna mifehy ny fitrandrahana sy ny famokarana solika eto madagasikara dia isany mitarika tsy fahapiana lehibe amin'ny fifanarahana, ka mitarika amin'ny karazana kolokolo maro loko amin'io sehatra io. Ny fifanarahana eo amin'ny firenena maro amin'ny mpandraharaha ara-tsolitany dia ahitana karazana fepetra maro azo anitsiana ny tsy fahampiana sy tsy fetezana amin'ny CPP eto Madagasikara. Na dia eo aza ny OMNIS, dia vahaolana ny fananganana ny « Société Nationale » mba hisian'ny mangarahara sy ny fitsinjarana andraikitra.

Teny manandanja : lalàna, Didim-panjakana, fifanarahana fifanarahana famokarana, mangarahara

Résumé

L'absence de décret l'application des lois régissant l'exploration et l'exploitation pétrolière à Madagascar est un facteur majeur dans le traitement du contrat, ce qui a conduit à une différente corruption dans ce secteur. Les contrats multinationaux avec les compagnies pouvant aider à remédier aux pénuries et aux insuffisances du contrat de partage de production à Madagascar. Malgré l'OMNIS, la création de la Société Nationale est une solution de transparence et de distribution.

Mots clés : lois, Décret d'application, contrat de partage de production, transparence

Abstract

The lack of a decree enforcing the laws governing oil exploration and exploitation in Madagascar is a major factor in the treatment of the contract, which has led to a different corruption in this sector. Multinational contracts with companies can help address the shortages and shortcomings of the production sharing contract in Madagascar. Despite OMNIS, the creation of the National Society is a solution of transparency and distribution.

Keywords: laws, Decree of application, production sharing contract, transparency

Rapporteur : RAFARALAHY, Maître de conférences