

SOMMAIRE

TENYFISAORANA

LISTE DES ABREVIATIONS

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES FIGURES

SOMMAIRE

TENY FISAORANA

LISTE DES ABREVIATIONS

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

INTRODUCTION

**CHAPITRE I : HISTOIRE DU PETROLE ET CONTEXTE
GEOLOGIQUE DE MADAGASCAR**

CHAPITRE II : NIVEAUX D'INVESTIGATION DE PETROLE

CHAPITRE III : METHODE D'EXPLORATION PETROLIERE

**CHAPITRE IV : PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE ET
TRAVAUX ANTERIEURS**

CHAPITRE V : INTERPRETATIONS DES DONNEES SISMIQUES

CHAPITRE VI : CARACTÉRISATION DE RESERVOIR PETROLIER

CHAPITRE VII : RESULTATS ET SYNTHÈSE DES DONNÉES

CONCLUSION

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

TENY FISAORANA

Voalohany indrindra dia isaorana ilay Nahary ny olombelona sy izao tontolo izao. Manarak'izany Isaorana manokana ireto olona voalaza manaraka ireto:

Andriamatoa, ANDRIANA HARISON Yvon, « Professeur Titulaire » Talen'ny Sekoly Ambony Politekinika Antananarivo;

Andriamatoa, ANDRIANA IVO Lala, « Professeur Titulaire » Filohan'ny sampam-pampianarana, Ingénierie Pétrolière, nanaiky nandray ny tenako ho anisan'ny mpianatra aomin'ny sokaizy izay tantanany ary filohan'ny fitsarana ity asa ity ihany koa;

Andriamatoa, RAZAFINDRAKOTO Boni Gauthier, Mpampianatra Mpikaroka ao amin'ny sekoly ambony politekinika, nanaiky nanitsy, nampianatra ary nanampy be tamin'ny fanontanany boky;

Andriamatoa, RANDRIAMIARANTSOA Tolojanahary, Tompon'andraikitryny « Gestion de Banque des Données », aoamin'ny « OMNIS », nanaiky handray ny tenako ho anisan'ny mpianatra asa tao amin'ny sehatra iandraiketany, nanoro hevitra, nampianatra ary nanampy teo amin'ny fanotana ny boky;

Andriamatoa RAHARIJAONA Tovo Robin sy Andriamatoa RAKOTO Heritiana, Mpampianatra mpikaroka, nanaiky handinika sy hitsara ity asa ity.

Ny Mpampianatra sy ny mpandraharaha rehetra aoamin'ny Sekoly Ambony Politekinika Antananarivo;

Ny namana rehetra niara-niasa tao amin'ny OMNIS ;

Ny fianakavina, mpiara-mianatra.

LISTE DES ABREVIATIONS

2D : Deux dimensions

3D: Trois dimensions

AMOCO: American Oil Company

ESRI: Environmental Systems Research Institute

ft: feet

OMNIS : Office des Mines National et des Industries Stratégiques

Onde P : Onde primaire

Onde S : Ondes secondaire

PMC : Point Miroir Commun

SERP : Service des Mines et du Syndicat des Etudes et Recherches Pétrolières

SPM : Société des Pétroles de Madagascar

STB: Stock Tank Barrel

STOIP: Stock Tank Oil Initially In Place

TOC : Total Organic Carbon (quantité de matière organique)

TWT: Two Way Time

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Ensemble de Gondwana	11
Figure 2 : Rifting Afro-malagasy et Indo-malagasy	13
Figure 3 : Localisation des bassins sédimentaires de Madagascar.....	14
Figure 4 : Subdivision des bassins sédimentaires Malagasy.....	16
Figure 5 : Niveau d'investigation de pétrole.....	17
Figure 6 : Elément du système pétrolier.....	18
Figure 7 : Piège anticlinal.....	20
Figure 8 : Piège par faille	20
Figure 9 : Dôme de sel	21
Figure 10 : Piège stratigraphique	22
Figure 11 : Etape de la formation du pétrole.....	23
Figure 12 : Migration d'hydrocarbure	24
Figure 13 : Migration primaire et secondaire.....	25
Figure 14 : Dismigration	25
Figure 15 : Phase d'exploration pétrolière	28
Figure 16 : Principe de base de la prospection sismique.....	31
Figure 17 : les ondes de volume.....	32
Figure 18 : Exemple du forage.....	34
Figure 19 : Relation géométrique à la base	35
Figure 20 : Relation géométrique au toit.....	35
Figure 21 : Interface d'ArcMap	37
Figure 22 : Interface du logiciel Kingdom	38
Figure 23 : Localisation de la zone d'étude	39
Figure 24 : Géologie de la zone	44
Figure 25 : Emplacement des lignes sismiques.....	45
Figure 26 : Localisation du puits.....	46
Figure 27 : Profil sismique simplifié numéro 1.....	49
Figure 28 : Réflecteur de la sakamena	50
Figure 29 : Réflecteur de l'Isalo.....	50
Figure 30 : Réflecteur d'Andafia	50
Figure 31 : Réflecteur de Bemaraha.....	51
Figure 32 : Réflecteur de Beboka.....	51
Figure 33 : Réflecteur de la cretacé.....	52
Figure 34 : Profil sismique simplifié numéro 2.....	52
Figure 35 : Vue de surface du réservoir	54
Figure 36 : Représentation des failles présentes dans le réservoir.....	55
Figure 37 : Vue de surface de roche couverture.....	56
Figure 38 : Présentation du système pétrolier	57
Figure 39 : Modèle 3D de la stratigraphie.....	57
Figure 40 : Présentation du prospect	59

LISTE DES PHOTOS

Photos 1: Pionnières de la découverte de pétrole	2
Photos 2: Représentation des feux de Grégeois	5
Photos 3: Gaz en combustion à partir d'un chenal fluvial	6

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Température moyenne mensuelle Station Morondava, période 1961-1990	40
Tableau 2 : Travaux sismique antérieur dans la zone	44
Tableau 3 : Stratigraphie de la zone	47
Tableau 4 : Porosité de roche réservoir	60
Tableau 5 : Saturation en eau de roches réservoir.....	61
Tableau 6 : Tableau Valeur de la surface de chaque prospect	62
Tableau 7 : Tableau Temps de réflexion des ondes sismiques	63
Tableau 8 : Vitesse de pénétration d'onde sismique dans le sous-sol	63
Tableau 9 : Conversion de l'épaisseur en temps double en épaisseur métrique	64
Tableau 10 : Volume de réserve récupérable	65
Tableau 11 : Quantification pessimistique	66
Tableau 12 : Quantification optimistique.....	67
Tableau 13 : Quantification moyenne	67
Tableau 14 : Résultat de l'évaluation des réservoirs	69

INTRODUCTION

Madagascar, une des plus grandes îles du globe mesurant environ 592.000km², se situe au Sud de l'équateur, dans la partie occidentale de l'Océan Indien. Elle est séparée de l'Afrique par le Canal de Mozambique dont la largeur minimum, entre le Nord Ouest de l'île et le Mozambique, est de 400km. Sur son flanc ouest, Madagascar présente deux grands bassins sédimentaires : celui de Mahajanga, situé au Nord Ouest, mesurant environ 50.000km² et celui de Morondava, localisé à l'Ouest et au Sud Ouest, dont la superficie atteint environ 170.000km². Le bassin de Morondava a été classifié comme le premier bassin sédimentaire plus large de Madagascar.

Plusieurs compagnies se sont intéressées sur cette zone à cause de sa potentialité en formation et accumulation d'hydrocarbure. L'exploration de la partie Nord du bassin de Morondava a déjà fait l'objet d'étude de plusieurs compagnies qui ont abouti à des résultats différents, positifs ou négatifs. Avant de valoriser les résultats de ces études, il est nécessaire de connaître les caractéristiques du réservoir en place, et c'est grâce à l'exploitation des données sismiques disponibles, afin d'avancer des modèles sur les réservoirs pétroliers. Cette approche joue un rôle prépondérant dans la prise de décision des compagnies pétrolières. Ces modèles sont utilisés pour planifier les études complémentaires à effectuer, pour optimiser l'implantation de nouveaux puits de reconnaissance, mais aussi et surtout, pour estimer les réserves d'hydrocarbures en place et pour simuler l'exploitation du prospect réel.

C'est ainsi que dans cet objectif qu'on a choisi le thème : «Evaluation des prospect pétroliers par la méthode sismique dans la zone Ankamotra ».

Ce mémoire est divisé en trois parties :

La première partie consiste à décrire aux généralités sur le pétrole dans lesquelles, on va voir leur partie historique, les modes de formation du pétrole et les différentes activités d'exploration;

La deuxième partie sera consacrée sur la présentation de la zone d'étude, son concept géologique et les synthèses des travaux d'exploration antérieure ;

La troisième et dernière partie est axée sur la présentation et interprétations des données afin d'avancer quelques modèles des réservoirs, dans le but de caractériser et d'évaluer la potentialité du réservoir dans la zone Ankamotra.

CHAPITRE I : HISTOIRE DU PETROLE ET CONTEXTE GEOLOGIQUE DE MADAGASCAR

Ce premier chapitre se consacre essentiellement sur l'histoire de la découverte mondiale du pétrole, rappelle sur l'histoire de l'exploration pétrolière à Madagascar, et enfin le contexte géologique de Madagascar.

I.1 HISTORIQUE DU PETROLE [1]

Ce paragraphe se consacre essentiellement sur l'histoire de la découverte mondiale du pétrole ainsi que sur l'histoire de l'exploration pétrolière à Madagascar.

I.1.1 La première découverte du pétrole

Le 27 août 1859, du pétrole a jaillit pour la première fois du sous-sol des États-Unis. Cette découverte survient à un moment où les besoins d'éclairage n'arrivent plus à être satisfaits avec l'huile de baleine traditionnelle et le kérosène, un combustible extrait du charbon.



Source <http://slicethelife.com/2012/08/27/colonel-edwin-drake-strikes-oil-near-titusville-pennsylvania-this-day-1859/>

Photos 1: Pionnières de la découverte de pétrole

Ce miracle s'est produit au Nord-Est du pays, en Pennsylvanie, au lieu-dit Old Creek («la mare d'huile»), près de Titusville. Son auteur est un bourlingueur du nom d'Edwin Drake qui avait 39 ans à l'époque, surnommé «colonel Drake». Le 30 Août 1859 le Colonel Edwin Drake forait le premier puits producteur de pétrole. Ayant pratiqué tous les métiers y compris celui de conducteur de train, il s'établit dans cette ville avec sa famille.

Ils ont creusé un puits grâce à un trépan suspendu à un câble et mis en mouvement par une machine à vapeur. Le précieux liquide a apparu lorsque le trépan a atteint 23 mètres de profondeur seulement. Dès le premier jour, avec une production de l'ordre de huit à dix barils. Il s'ensuit une première ruée vers l'or noir. C'est aux États-Unis que naquit réellement l'industrie pétrolière moderne, déjà conduite par des financiers et industriels recherchant le profit rapide. Dès janvier 1870, John Rockefeller fonde la Standard Oil et s'assure 95 % du marché mondial du pétrole. La production alors concentrée aux États-Unis essaime vers d'autres pays grâce à l'action des compagnies pétrolières américaines.

I.1.2 L'utilisation du pétrole avant la révolution industrielle

I.1.2.1 Au cours de la Préhistoire

Les différentes formes de matières combustibles fossiles (charbons, bitumes, huiles, gaz) sont connues et employées par l'homme depuis des dizaines de milliers d'années. Il faut citer tout d'abord les utilisations artisanales des bitumes durant le Paléolithique, en Syrie, plus de 40000 ans avant notre ère, où l'on retrouve des haches en silex enduites de bitumes.

Du Néolithique, on retiendra principalement:

- 5000 ans avant notre ère, l'usage des bitumes de Mésopotamie pour le calfatage des embarcations (mise en œuvre par exemple par la tribu des Ubaid à l'origine de la civilisation sumérienne, mentionné dans la Bible avec l'Arche de Noé ou le berceau de Moïse);
- La réalisation de torches au moyen de roseaux trempés dans des bitumes, les jointures de murettes ;
- Les pavages des rues.

I.1.2.2 Pendant l'Antiquité et le Moyen Âge et jusqu'au XVIII^e siècle

Les dénominations *naft*, en arabe ou persan, *neft*, en hébreu, *nafta*, en slave, dans le nom de certains villages, sont associées à la présence de ces indices pétroliers de surface. Une autre utilisation des hydrocarbures semi-solides dans l'Égypte antique était d'en enduire les corps des défunts lors de leur momification, tel que cela est décrit dans le *Livre des morts*, pour préparer le défunt à sa nouvelle vie. Le terme arabe *mumiya* (qui a donné par extension *momie*) s'applique aujourd'hui pour dénommer les bitumes. Ces produits étaient à cette époque importés de la mer Morte en Palestine ainsi que de Judée.

En Chine, des exploitations et extractions étaient pratiquées à l'aide de tiges constituées de bambous, comme on en trouve aujourd'hui encore au Bangladesh et en Birmanie, en association avec de sommaires et très dangereux systèmes artisanaux d'extraction et de distillation.

Au Japon, il est fait mention un peu plus tard, au XI^e siècle, « huile de terre » (*petroleum* au sens littéral) dont l'usage courant est ailleurs développé sous forme de pétrole lampant après distillation (comme c'est aussi le cas à Byzance).

Les asphaltes étaient aussi employés lors de batailles terrestres ou navales pour constituer des projectiles enflammés et explosifs connus sous le nom de *feuxgrégeois* (ou *feux grecs*). Ils ont été utilisés par les Croisés, puis surtout par les Byzantins ainsi que par les Vénitiens.



Source : Biblioteca Nacional de Madrid

Photos 2: Représentation des feux de Grégeois

Les produits gazeux sont eux aussi connus dès la Préhistoire, notamment en Iran ou en Azerbaïdjan. Leur manifestation en combustion spontanée au sol avait conduit des adorateurs persans de ces feux à fonder le mazdéisme, religion dite de Zoroastre (alias Zarathoustra) environ 1 000 ans avant Jésus-Christ.

Ces phénomènes naturels de combustion des gaz sont également visibles encore actuellement au voisinage de l'agglomération de Bakou, sous forme soit de combustions de gaz sec émanant d'affleurements devenus des attractions touristiques, soit même d'huiles et de gaz à condensats (fumée bien plus noirâtre) à partir de volcans de boue.



Source : J.-J. Biteau, 2008

Photos 3: Gaz en combustion à partir d'un chenal fluvial

Les exploitations étaient connues dans cette région aux confins de l'Empire russe dès le XIII^e siècle comme a pu en témoigner le grand explorateur vénitien Marco Polo lors de son passage dans la ville de Bakou au bord de la mer Caspienne.

Des émanations permanentes de gaz naturel enflammé seraient aussi à l'origine de Chimère une créature fantastique malfaisante de la mythologie grecque.

I.1.3 Révolution pétrolière de la seconde moitié du XIX^e siècle

I.1.3.1 La lampe à pétrole

Le procédé de distillat connu et amélioré pour un passage au stade industriel permet effectivement de substituer le pétrole lampant aux graisses végétales ou animales (huile de baleine en particulier). Il est fort probable que d'une certaine façon ceci a protégé de nombreuses familles de cétacés qui auraient sinon été condamnées par la chasse excessive en vigueur à l'époque. Les kérosènes obtenus à partir de distillats de charbons ou de charbons de bois vont vite devenir obsolètes pour l'utilisation en éclairage. En effet, le bien surnommé James Young confirme la méthode mise au point entre 1830 et 1834 en Grande Bretagne sur

des charbons de bois, en utilisant en 1847 de l'huile récupérée d'une mine de charbon à Riddings. C'est d'ailleurs aux alentours de cette bourgade qu'à la fin de la Première Guerre mondiale sera découvert le premier champ d'huile de Grande-Bretagne métropolitaine, Hardstoft, à proximité d'un indice pétrolier de surface. James Young présente ses produits raffinés (pétrole lampant, lubrifiants, et cires pour les bougies) à la reine Victoria lors de l'exposition à Londres en 1851 et emploie comme pour le charbon de bois le terme de *paraffines* et non de *kérosènes*, nom qui resté jusqu'à aujourd'hui dans le langage courant au Royaume-Uni.

I.1.3.2 Forage rotary

Dans le domaine du forage pétrolier se développe la méthode appelée *rotary* inventée et développée par Howard Hughes en 1909. Elle consiste à faire tourner un trépan disposé à l'extrémité de tiges mises bout à bout et prend le relais (en améliorant grandement les performances) de la technique de forage au câble ou dite *de battage*.

Grâce à technique *rotary*, des profondeurs de plus en plus importantes peuvent être atteintes. Les durées de sondage et donc les coûts associés sont ainsi singulièrement réduits pour extraire et exploiter les pétroles et le gaz.

I.1.4 Dates remarquables de l'histoire du pétrole

Le pétrole devenait alors un produit-clé et une grande puissance dans l'économie moderne mondiale. Le pétrole avait depuis largement contribué au développement technologique du XX^e siècle et les problématiques qui s'annonçaient. Voici la chronologie des événements ayant spécialement marqués l'histoire du pétrole :

- 1859 : Premières découvertes de pétrole en Pennsylvanie par Edwin Drake et George Bissell ;
- 1870 : John D. Rockefeller fonde la Standard Oil (Cleveland, Ohio), société de raffinage de pétrole, dont l'activité principale est la production du kérosène comme source d'éclairage. Elle détient rapidement 80 % du raffinage et 90 % du transport pétrolier américain ;
- 1873: la famille NOBEL entreprend des recherches de pétrole dans la région de Bakou ;
- 1882 : T.EDISON invente l'ampoule électrique qui met en danger le développement du marché du pétrole ;
- 1885 : ROTHSCHILD développent le marché du pétrole en Russie ;

- 1892 : Marcus Samuel crée la compagnie Shell dont le but est le transport du pétrole par le canal de Suez ;
- 1901 : Première concession anglaise au Moyen-Orient. Extraction pétrolière sur le territoire perse (Iran) ;
- 1907 : Fusion des compagnies pétrolières Shell et Royal Dutch ;
- 1911 : Démantèlement de la Standard Oil et création de sept entreprises : Standard Oil of New Jersey (50 % du capital) qui deviendra Exxon, Standard Oil of New York, plus tard Mobil, Standard Oil of California qui deviendra Chevron, Standard Oil of Ohio qui deviendra Sohio, Standard Oil of Indiana qui deviendra Amoco, Continental Oil qui deviendra Conoco, Atlantic qui deviendra Arco ;
- 1954-1920 : Accords de San Remo sur le partage de l'exploitation des ressources de l'Irak.
- 1922 : Le Vénézuéla devient un grand pays pétrolier.
- 1924 : Création de la Compagnie Française des Pétroles, future Total.
- 1927 : Boom de la production pétrolière en Irak.
- 1933 : La Standard Oil de Californie investit fortement dans le forage de pétrole en Arabie saoudite.
- 1937 : Nationalisation de l'industrie pétrolière mexicaine.
- 1938 : Boom de la production pétrolière au Koweït et en Arabie saoudite.
- 1943 : Loi pétrolière de l'État vénézuélien qui récupère une partie des concessions et perçoit la moitié des recettes des sociétés. C'est le premier partage 50/50 entre un État producteur et les grandes compagnies.
- 1945 : Rencontre entre le président américain Roosevelt et le roi d'Arabie saoudite Ibn Seoud à bord du Quincy au large de l'Égypte : les États-Unis échangent leur soutien au régime saoudien contre l'exploitation des richesses pétrolières.
- 1950 : Accord entre l'Arabie saoudite et la compagnie pétrolière Aramco généralisant le principe du partage des revenus pétroliers à 50/50 entre grandes compagnies et pays producteurs.
- 1951 : En Iran, nationalisation de l'industrie pétrolière par le Premier ministre Muhammad Mossadegh et création de la National Iran Oil Company.
- 1956 : Nationalisation des actifs de la Compagnie du canal de Suez par le président égyptien, Gamal Abdel Nasser.
- 1959 : Découverte de gisements pétroliers en Libye 14 septembre

- 1960 : Création de l'OPEP par l'Arabie saoudite, l'Irak, l'Iran, le Koweït et le Venezuela.
- 1969 : Début de la production de pétrole en Chine.
- 15 février 1971 : Accords de Téhéran. Fin du principe 50/50.
- Juin 1972 : Nationalisation de l'Irak Petroleum Company.
- Octobre 1973 : Guerre du Kippour. Les États arabes décident une série de hausses des prix du baril en représailles au soutien américain à Israël. (*Premier choc pétrolier*)
- 1974 : L'OPEP lève l'embargo pétrolier contre les États-Unis, le Danemark et les Pays-Bas.
- 7 janvier 1975 : Les pays de l'OPEP décident une augmentation de 10 % du prix du pétrole.
- 1976 : Nationalisation de l'Aramco par l'Arabie saoudite.
- Février 1979 : La révolution iranienne provoque une vaste perturbation des approvisionnements occidentaux de pétrole en provenance du golfe de Perse. (*Deuxième choc pétrolier*)
- 22 septembre 1980 : L'Irak attaque l'Iran. La première guerre du Golfe durera huit ans.

I.1.5 HISTOIRE DE L'EXPLORATION PETROLIERE A MADAGASCAR [2]

L'histoire de l'exploration pétrolière est divisée en trois périodes principales:

- Avant 1960, principalement conduite par le SPM, une filiale d'ELF Aquitaine (la société pétrolière nationale française),
- De 1960 à 1975: première entrée des compagnies internationales autres que les compagnies françaises dans l'exploration du pétrole (Chevron - Agip – Conoco - Teneco),

Depuis 1976, année de création de l'OMNIS: partenariat avec les compagnies pétrolières majeures d'envergure internationale (Mobil - Oxy - Amoco - Agip - Shell - Maxus - BHP-Hunt Oil - Triton - Gulfstream - Vanco - Norks Hydro - Sterling Energy – VunaEnergy – Exxon Mobil - ...). [7]

Etudes Géophysiques

Les études d'explorations pétrolières qui sont axées principalement aux explorations géophysiques et géologiques effectuées à Madagascar sont :

- 71.000 km de profil sismique 2D
- 3.600 km² de sismique 3D
- 195.000 km d'aéromagnétique
- 11.000 km de micromagnétique
- 33.000 km de profil magnétique
- 87.000 km de profil gravimétrique

I.1.6 Puits d'exploration

Après les études géophysiques, plusieurs forages d'exploration ont été également effectués à Madagascar, même s'ils restent encore insuffisants.

On compte parmi ces puits d'exploration :

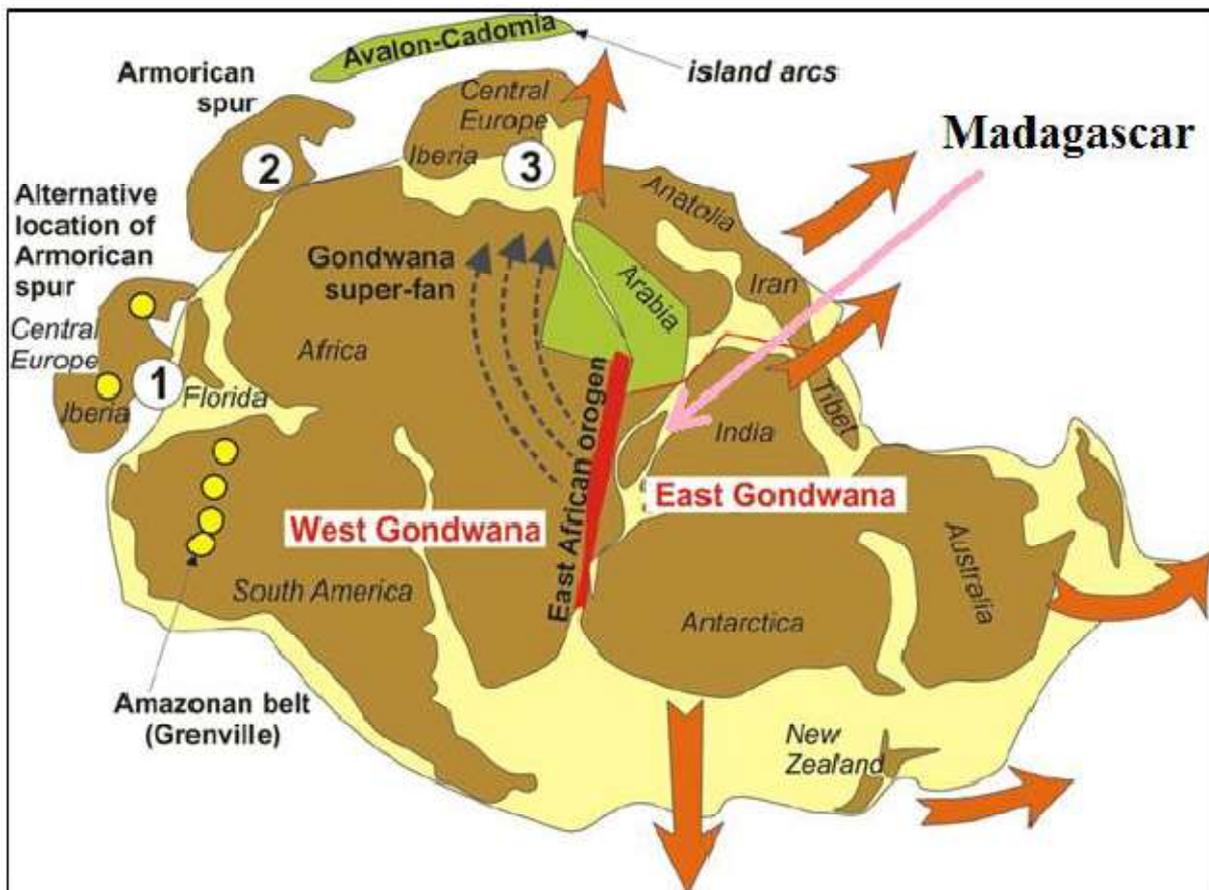
- 1 sur terre dans le Bassin d'Ambilobe
- 8 dans le Bassin de Majunga
- 65 dans le Bassin de Morondava
- 1 au large de la Côte Est

I.2 CONTEXTE GEOLOGIQUE DE MADAGASCAR [3], [4]

C'est à partir de la géologie de Madagascar que toutes les études sur l'exploration pétrolière se basent. Ce chapitre est alors dédié à la géologie de Madagascar depuis sa séparation avec le super continent Gondwana jusqu'à nos jours.

I.2.1 Généralités sur l'historique tectonique du bassin de Madagascar

Madagascar est une vaste île située au cœur de l'Océan Indien qui occupait une position largement tributaire au centre du paléo-continent Gondwana avant son démembrement entre 170 et 60 Ma. Le Gondwana est le supercontinent qui comprenait l'Amérique du Sud, l'Afrique, l'Antarctique, l'Inde et l'Australie. D'après plusieurs travaux, on arrive à conclure que Madagascar appartenait à ce continent. La figure 1 représente l'ensemble de Gondwana incluant Madagascar. [3], [4]



Source: Microsoft Wikipédia

Figure 1 : Ensemble de Gondwana

De ce fait, avant la situation géographique respective actuelle des continents et celui de Madagascar, le Gondwana a connu un démantèlement durant des millions d'années.

La mise en place de séries sédimentaires correspond à une phase de rifting, le « Rifting Karoo », phase initiale de la dislocation du Gondwana, et la phase de rupture et de dérive (ou drifting). A la suite de la rupture, trois bassins sédimentaires se sont formés dans l'Ouest de Madagascar et les séries de Karoo se déposent dans ces trois bassins, le Bassin de Diego au Nord, le Bassin de Mahajanga et le Bassin de Morondava au Sud-Ouest. Au Jurassique Moyen, l'ouverture océanique se confirme avec des séries sédimentaires franchement marines et l'individualisation des bassins océaniques de Somalie et du Mozambique

1.2.1.1 Rifting Afro-malagasy

Madagascar a dérivé du Nord-Ouest vers le Sud-Est le long d'une structure en coulissement : la ride de Davie. Cette dérive a entraîné la formation du bassin océanique de la Somalie au Nord et du Canal de Mozambique à l'Ouest. Des données géophysiques ont montrées cette double ouverture (Raillard, 1990). Ces ouvertures ont été précédées par une période de

dislocation du Gondwana, relativement longue pendant le Carbonifère supérieur-Permien au Jurassique inférieur.

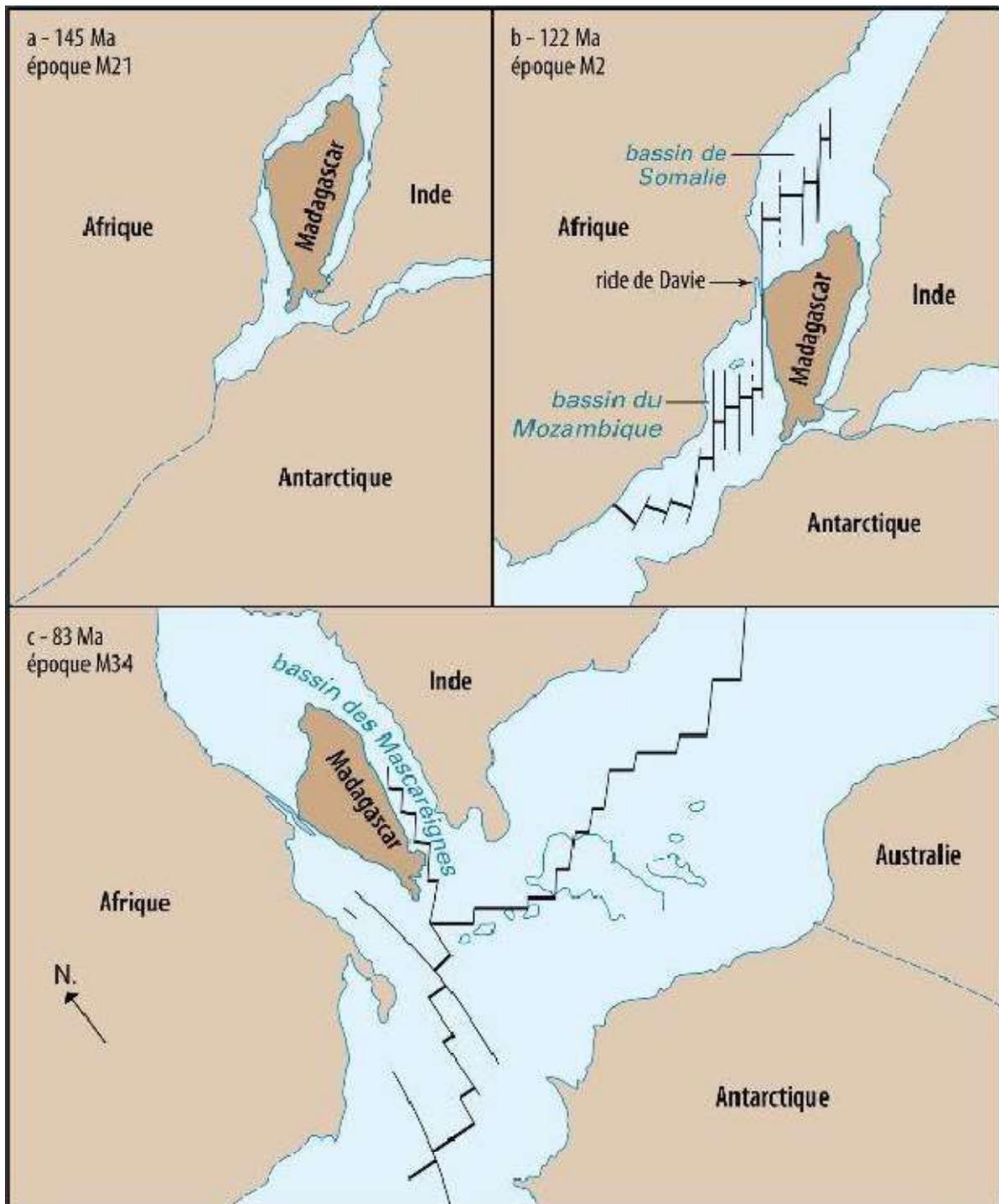
Pendant le Jurassique moyen, l'ouverture de la croûte terrestre et la formation d'une croûte océanique divisent le supercontinent du Gondwana en deux blocs : un bloc occidental constitué de l'Afrique et de l'Amérique du Sud, et un bloc oriental composé par Madagascar, l'Antarctique, l'Australie et l'Inde, qui se déplace vers le Sud-Sud-Est par rapport à l'Afrique. Les bassins océaniques somalien et mozambicain qui s'individualisent ainsi sont attachés par une zone faillée transformant.

Le coulisement vers le sud le long de la zone de fracture de Davie cesse au moment où le rift indo-malagasy commence (Crétacé). Dans le canal de Mozambique, les structures subméridiennes rejouent en failles normales avec formation de horsts et grabens (Raillard, 1990).

1.2.1.2 Rifting Indo-malagasy

Une deuxième cassure continentale fait son apparition à l'Est de la structure précédente entraînant la séparation de l'Inde et de Madagascar sur la figure 2.

Le passage de Madagascar au-dessus d'un panache chaud (monté de magma au crétacé supérieur que l'on nomme point chaud de Marion) a entraîné la mise en place des basaltes et une fragilisation de la lithosphère qui provoque ainsi des forces de tension. La figure 2 décrit le rifting Indo-malagasy.



Source : Microsoft Encarta

Figure 2 : Rifting Afro-malagasy et Indo-malagasy

Ces forces sont à l'origine de l'extension Est-Ouest à l'ENE-OSO qui ont donné naissance aux dykes de la côte Est. Au même moment, le mouvement sur la zone de fracture de Davie est remplacé par une extension pure. Les anomalies magnétiques dans le bassin des

Mascareignes montrent que l'Inde dérive vers le Nord Est. Cette direction est la même pour les dykes du Sud-ouest Malagasy.

Au Néogène, l'ensemble de l'île a subi un basculement généralisé vers l'Est, avec l'activation d'anciennes failles subméridiennes en faille normale conduisant à l'individualisation de petits bassins d'effondrements (Lac Alaotra) isolés à sédimentations terrigène à lacustre dans la masse insulaire.

La séparation des continents entraîne des formations des bassins sédimentaires comme le bassin sédimentaire du Mozambique pour l'Afrique et Bassin sédimentaire des Mascareignes pour l'Inde. Non seulement les grands continent et pays que eu lieu ces formations, mais pour Madagascar aussi. La figure 3 suivante illustre la localisation des bassins sédimentaires de Madagascar après la phase de rupture dans le Gondwana.



Figure 3 : Localisation des bassins sédimentaires de Madagascar

I.2.2 Géologie de Madagascar [5]

Les formations géologiques de Madagascar se font de bas en haut par:

- Le socle précambrien ;
- Les roches volcaniques ;
- Les séries sédimentaires.

I.2.2.1 Socle Précambrien

Le socle cristallin d'âge Précambrien de Madagascar occupe essentiellement les deux tiers (2/3) orientaux de l'île soit environ 400 000 km² et constitue le substratum.

I.2.2.2 Roches Volcaniques

Les Roches Volcaniques ne représentent qu'une fraction mineure de la superficie de Madagascar dont la distribution est contrôlée par des centres d'émission, de la montagne d'Ambre, Ankaratra et quelques autres, recoupant les 2 ensembles précédents. Elles sont d'affinité alcaline ou intermédiaire alcaline à tholéiitique. La mise en place de ces édifices volcaniques est récente, débutant à l'Oligocène et jusqu'au Pléistocène.

Les phénomènes volcaniques malagasy se sont produits à deux époques :

- Le volcanisme du Crétacé
- Le volcanisme du Tertiaire à Actuel

I.2.2.3 Séries Sédimentaires

Les terrains sédimentaires malagasy couvrent le tiers de la superficie de l'île.

Les couches sont monoclinales à faible pendage vers l'Ouest, et elles sont hachées par des failles. Pour les trois bassins, les roches sont classées en 2 systèmes : Le Karoo et Le Post-Karoo.

a Karoo

Le système Karoo est du Carbonifère supérieur au Jurassique moyen, de dominance continentale, avec quelques intercalations marines. Le système Karoo comprend 3 divisions et il est composé de base en haut par les groupes Sakoa, Sakamena et Isalo.

b Post-karoo

Le post-Karoo (Jurassique ; Crétacé ; Tertiaire et Quaternaire) est du Jurassique supérieur à l'Actuel, de dominance marine. Il commence au Jurassique moyen par une discordance majeure et généralisée d'âge Bajocien.

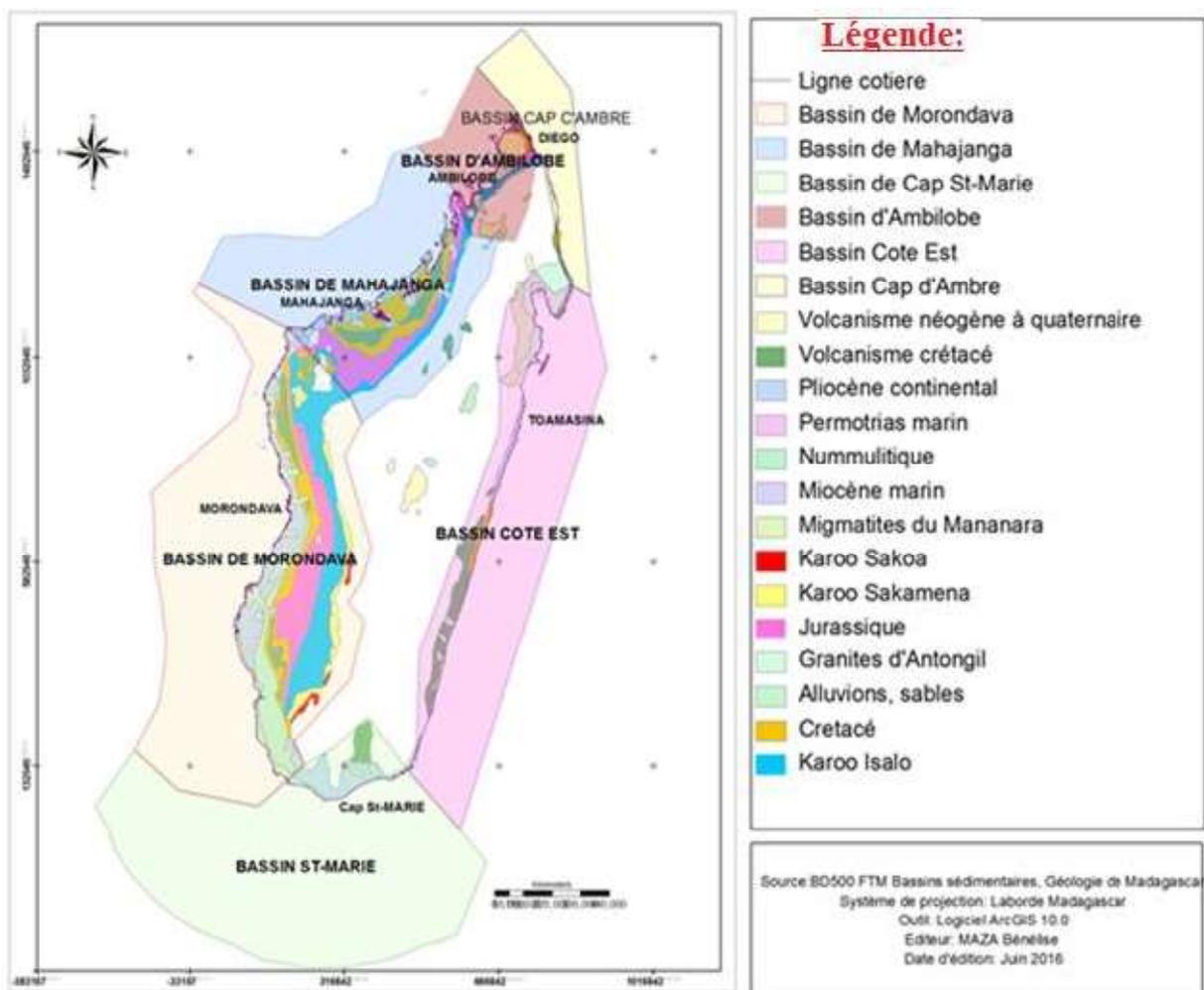
I.2.3 Division des bassins sédimentaires Malagasy

Une étude pétrolière se passe essentiellement dans les terrains sédimentaires, d'où la connaissance de ces derniers serait un atout pour bien assimiler le vif du sujet.

Les terrains sédimentaires malagasy occupent quatre bassins posés au massif cristallin central. Participant à la même histoire géologique, ces bassins présentent néanmoins des caractéristiques distinctes.

- Le Bassin d'Ambilobe occupe la côte Nord-Ouest de l'extrémité de Madagascar. Il est limité à l'Ouest par la presqu'île d'Ampasindava qui le sépare de Mahajanga et à l'Est par l'Océan Indien;
- Le bassin de Mahajanga situé à la côte Nord-Ouest de l'île s'étend entre la Presqu'île d'Ampasindava et à l'anticlinal cristallin du Cap St André;
- Le bassin de Morondava situé à l'Ouest s'allonge sur 1000 km² entre le Cap St André et le Cap Ste Marie au Sud;
- Le bassin de Cap St-Marie qui occupe la côte bas-Sud de Madagascar, au-dessous du Bassin de Morondava;
- Le bassin de la côte Est qui se trouve sur la côte Est de Madagascar ;
- Le bassin de Cap d'Ambre situé sur la côte Nord-Est, de l'extrémité de l'île, entre le bassin d'Ambilobe et le Bassin Cote-Est.

La figure ci-dessous nous montre la subdivision des bassins sédimentaires malagasy :



Source: BD500 FTM

Figure 4 : Subdivision des bassins sédimentaires Malagasy

CHAPITRE II : NIVEAUX D'INVESTIGATION DE PETROLE [6]

Les quatre niveaux d'investigation de pétrole sont :

- Bassin sédimentaire ;
- Systèmes pétroliers ;
- Play d'exploration et
- Prospect.

Cette figure montre les niveaux d'investigation de pétrole

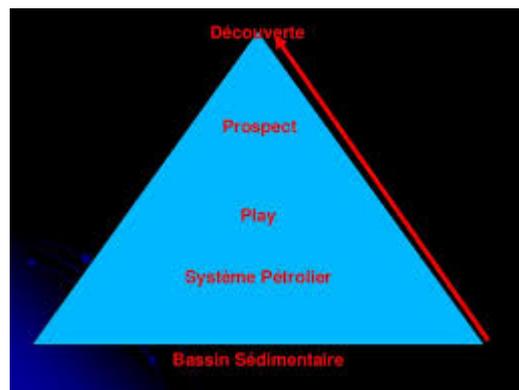


Figure 5 : Niveau d'investigation de pétrole

II.1 BASSIN SEDIMENTAIRE

Un bassin sédimentaire est une zone où s'accumulent les sédiments pendant des épisodes géologiques plus ou moins longs. Les sédiments se déposent en couches successives dont la composition, la taille des particules, la couleur varient dans le temps selon la nature des sédiments apportés. [6]

Les dépôts sédimentaires peuvent avoir de différentes origines :

- Provenant de l'érosion des roches exposées dans les parties émergées de la croûte terrestre ; les roches en place sont altérées sous l'effet des pluies, du soleil, du vent ou de l'érosion fluviale et les fragments résultants sont ensuite transportés par les rivières et les courants marins jusque dans les bassins sédimentaires où ils se déposent;
- Résultant des débris d'organismes d'animaux ou végétaux (plancton, corail, coquille) ayant vécu sur place ou été transporté

II.2 SYSTEME PETROLIER [7], [8]

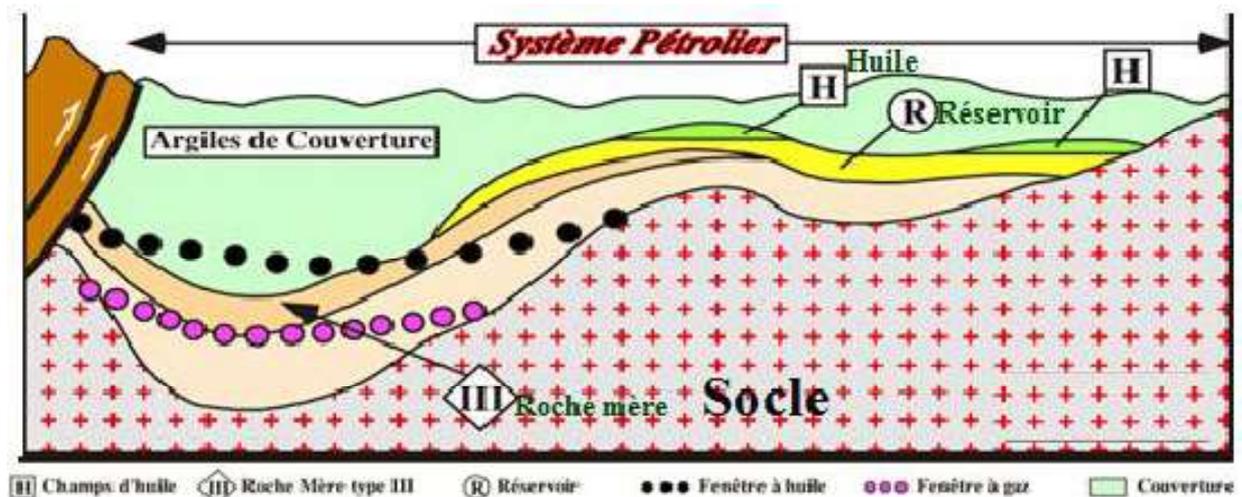
Le système pétrolier est l'ensemble des éléments et processus conduisant à la formation et à l'accumulation d'hydrocarbures dans un bassin sédimentaire.

II.2.1 Eléments du système pétrolier

II.2.1.1 Roche mère

Les roches mères sont des roches riches en matière organique dans lesquelles ces dernières ont pu se conserver et se transformer sans être détruite par des actions oxydantes. La roche mère se trouve toujours dans un bassin sédimentaire. Elle a, en général, alimenté des roches sédimentaires plus poreuses. Quelques roches ignées ou métamorphiques suffisamment poreuses et proches ont pu recueillir du pétrole. Elle peut être, selon les séries pétrolifères, des argiles, des marnes, des calcaires fins ou des dolomites de teinte sombre. La présence de la roche mère est la première condition à l'existence d'hydrocarbures. [7]

La figure 6 montre les éléments du système pétrolier et bilan de synthèse de la formation et de la migration du pétrole.



Source : Institut Français du Pétrole

Figure 6 : Elément du système pétrolier

II.2.1.2 Roche réservoir

La fluidité et la mobilité des hydrocarbures rendent la nécessité de la présence d'une roche poreuse et perméable dite roche magasin ou roche réservoir dans lesquelles ils pourront venir se loger. C'est une condition nécessaire à son accumulation en gisement, mais cette condition n'est pas suffisante pour autant à une formation de gisement. La qualité d'un réservoir dépend essentiellement de sa porosité qui régit la quantité totale d'huile et de gaz en place dans la

roche, de sa granulométrie où découle la quantité d'huile pouvant être extraite du gisement compte tenue de la viscosité de l'huile et du mécanisme de drainage, ainsi que sa perméabilité qui régit le rythme de production du gisement. [8]

II.2.1.3 Roche couverture

La roche couverture est une roche imperméable, plastique et suffisamment épaisse superposée sur la roche réservoir et qui empêche le pétrole et le gaz de poursuivre leur remontée vers la surface du sol. Ce sont les horizons argileux ou schisteux qui fournissent les meilleures couvertures dans la plupart des séries pétrolifères. [7]

II.2.1.4 Pièges

Le réservoir a la capacité d'accumuler de grandes quantités d'hydrocarbures. La couverture stoppe leur remontée vers la surface. Mais c'est insuffisant pour que s'accumulent des hydrocarbures et que se forme un gisement de pétrole ou de gaz. En fait, dès leur arrivée sous la couverture, ces hydrocarbures se déplacent dans les espaces où ils peuvent continuer leur remontée. Il faut donc une zone fermée afin que s'accumulent des hydrocarbures en quantité suffisante pour qu'ils soient exploitables économiquement.

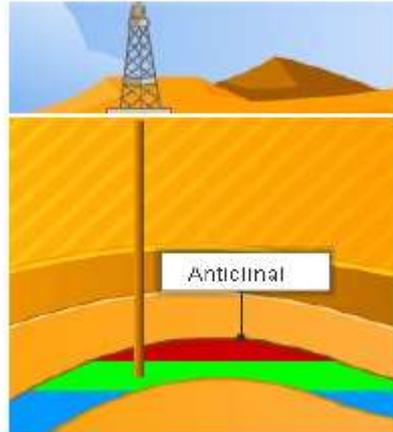
Cette zone fermée s'appelle « piège ». Il est obtenu par des déformations des couches rocheuses. Un piège rempli d'hydrocarbures peut, selon les cas, retenir du pétrole seulement, du gaz seulement ou les deux à la fois. S'il y a les deux en même temps, les gaz sont plus légers et s'accumulent au sommet du piège et le pétrole en dessous. [7]

On peut classer les pièges selon les deux catégories suivantes :

a Pièges structuraux

➤ Piège anticlinale

A un certain moment et à un certain endroit, les formations sédimentaires ne sont plus parallèles. Elles l'étaient lors de leur dépôt au départ, mais elles ont été courbées par les forces impliquées dans les mouvements tectoniques. Cette déformation est appelée plissement. Un anticlinal est un type de plis présentant en forme d'arche. Si les couches d'un anticlinal contiennent une roche mère enfermée par une roche de couverture, on a alors une grande chance d'avoir la formation d'une réserve pétrolière. Les hydrocarbures remontent depuis la roche mère, introduit dans la roche réservoir et remontent jusqu'au sommet de l'anticlinal, où ils sont piégés par la roche couverture. La figure 7 décrit le piège anticlinal.

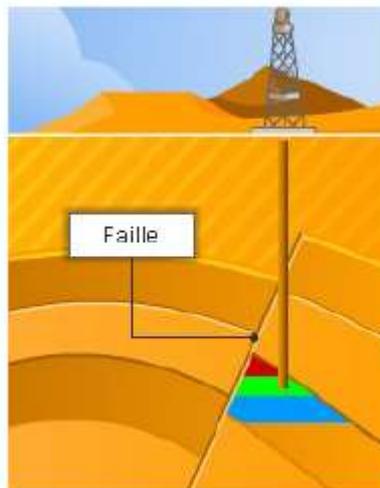


Source: Microsoft Wikipédia

Figure 7 : Piège anticlinal

➤ Piège par faille

Une faille est une fracture au niveau de laquelle il y a eu un glissement, et crée ainsi une couche imperméable le long de la fracture, les hydrocarbures peuvent alors déplacer vers le haut le long de la stratification de la roche réservoir, jusqu'à ce qu'ils s'arrêtent au niveau du plan de la faille. Un piège par faille peut aussi se développer si le glissement au niveau de la faille conduit à la mise en position côte à côte d'une roche imperméable et d'une roche réservoir. La figure suivante montre un piège par faille

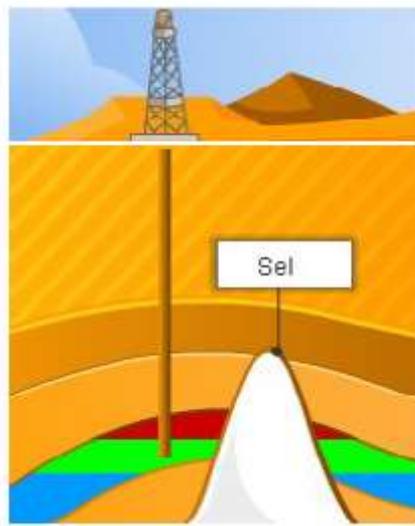


Source: Microsoft Wikipédia

Figure 8 : Piège par faille

➤ Piège causé par un dôme de sel

Cette forme de piège est causée par la montée de sel qui est déjà emprisonné en dessous des formations par l'entrée de l'eau de mer qui couvrait le bassin au départ. Les couches de sel sont plus légères que les autres formations de roche qui se trouvent au-dessus, ce qui la pousse à remonter lentement à travers les couches sus-jacentes. Lors de sa remonté, le sel forme ainsi un dôme et déforme les couches de roches sédimentaires adjacentes vers le haut. Les hydrocarbures qui se trouvant dans la couche réservoir se déplacent vers le haut, jusqu'à ce qu'ils soient piégés par la limite du dôme de sel, puisque le sel n'est pas perméable.

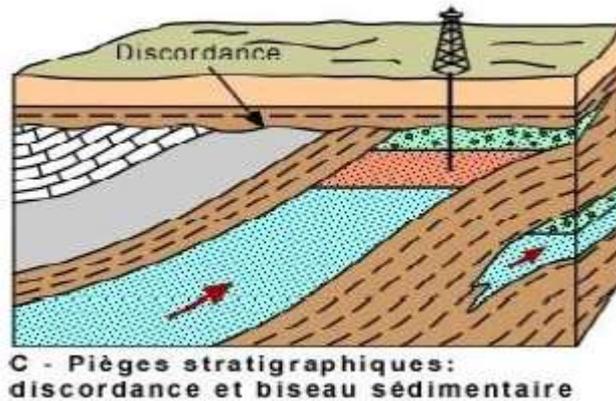


Source: Microsoft Wikipédia

Figure 9 : Dôme de sel

b Piège stratigraphique

Dans un piège stratigraphique, une couche de roche réservoir se termine en biseaux ou subisse un changement latéral de faciès (c'est-à-dire que la lithologie subit une variation latéral. Exemple une couche de grès se termine et une couche d'argile commence) ou par discordance. Les hydrocarbures migrent vers le haut le long de la couche et s'accumulent au niveau de la terminaison. La figure 10 décrit le piège par discordance.



Source: Microsoft Wikipédia

Figure 10 : Piège stratigraphique

II.2.2 Processus de formation des hydrocarbures

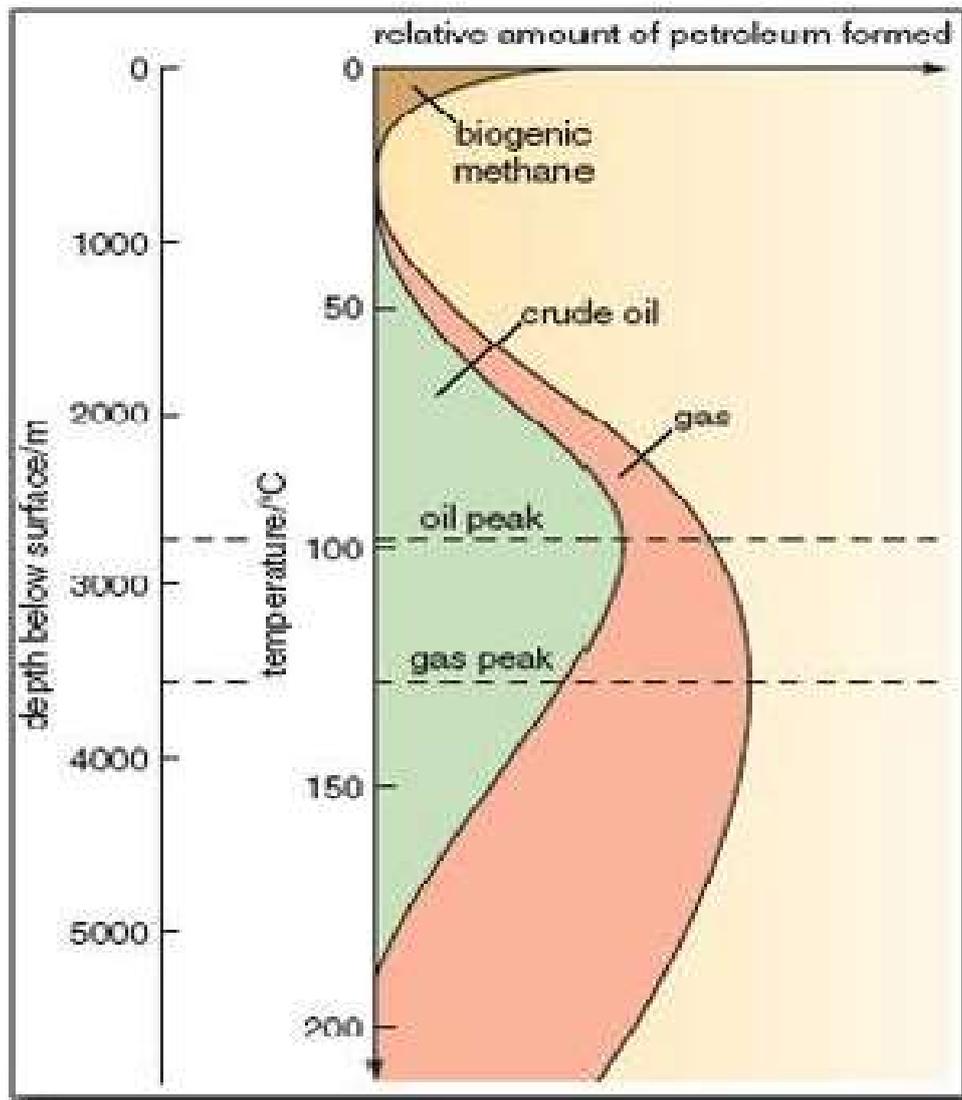
II.2.2.1 Génération

Le pétrole est issu de la décomposition de matières organiques végétales et animales.

Avec un milieu de dépôt bien confiné comme les lacs, lagunes et deltas. Le milieu d'accumulation des sédiments conservant ainsi que les matières organiques sont confiné ou bien euxinique : lac, lagunes, deltas ou lagons. Ce milieu étant donc peu oxygéné, des réactions réductrices transforment les matières organiques en « kérogène ». Au fur et à mesure du recouvrement de cet ensemble « boue-kérogène », la transformation en hydrocarbures commence. Elle débute vers 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1500 à 2000 mètres. La vitesse de transformation augmente jusqu'à 100°C (3000 m) puis, au-delà de cette limite, diminue lorsque la température augmente. Si l'enfouissement est supérieur à 4000m (soit plus de 150°C), il ne se forme plus que du méthane.

En tout état de cause, ces transformations sont très lentes et nécessitent de plusieurs longues années voire 20 à 350 million d'années.

Cette figure illustre les étapes de la formation du pétrole.



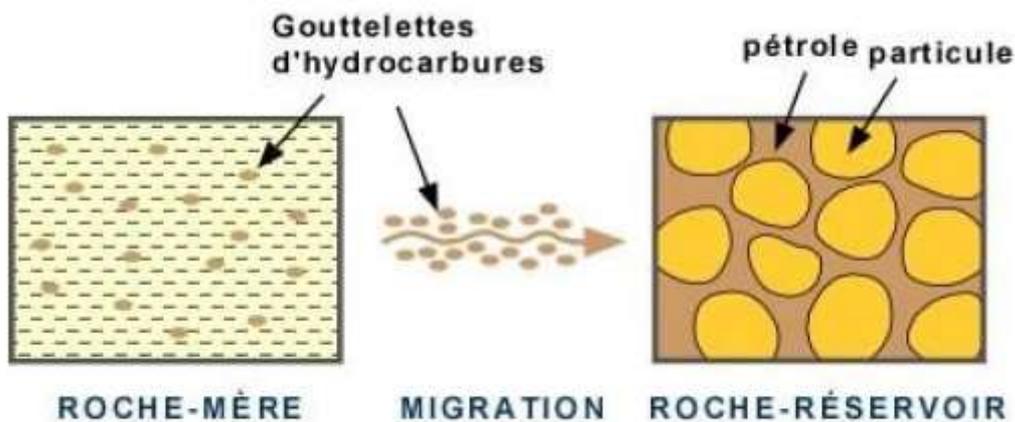
Source : Microsoft Encarta

Figure 11 : Etape de la formation du pétrole

Les hydrocarbures se forment donc par dégradation thermique des matières organiques pendant l'enfouissement des sédiments au cours des temps, plus précisément des millions d'années.

II.2.2.2 Migration

Le passage du fluide à travers ces catégories de roches peut se présenter en plusieurs étapes indépendantes les unes des autres.



Source : <http://lepetrolentpe.e-monsite.com/pages/i-le-petrole-qui-nous-entoure/1>

Figure 12 : Migration d'hydrocarbure

a Migration primaire

On parle de migration primaire lorsqu'elle s'effectue dans la roche-mère elle-même. Le pétrole s'accumule en formant des lentilles d'hydrocarbures dans cette même formation.

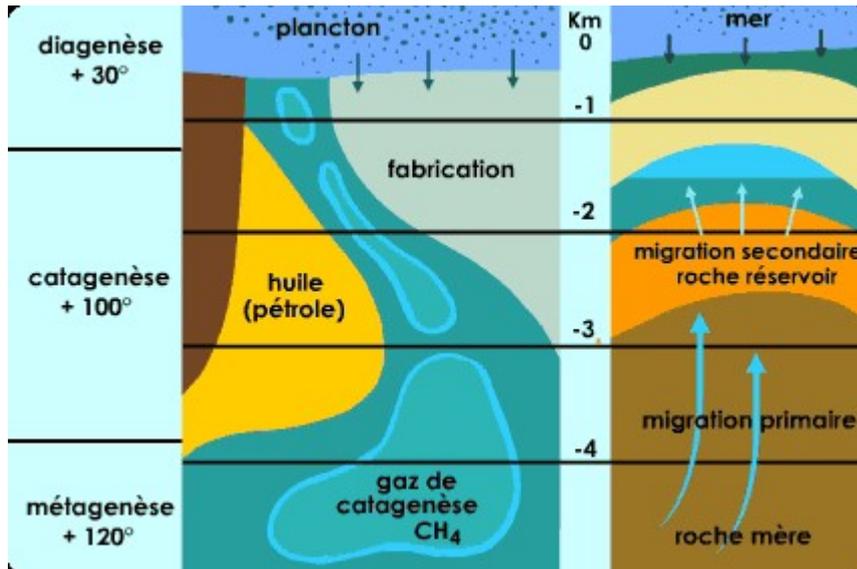
L'expulsion du pétrole de la roche-mère est due le plus souvent à la compaction. C'est à dire au tassement des sédiments au cours des temps. Le facteur essentiel de la compaction est le poids du terrain qui le surmonte.

Par ailleurs, la genèse du gaz provoque une augmentation du volume de la roche-mère qui, de ce fait, en se craquelant favorise le départ des fluides. L'eau et le pétrole sont expulsés en phase séparée.

b Migration secondaire

Comme le pétrole est un fluide, il peut toujours donc se déplacer. Sous l'effet de pression, le pétrole continue de remonter vers la surface jusqu'à ce qu'il rencontre de roches imperméables, dites couvertures, superposées aux précédentes et empêchant la fuite des hydrocarbures vers la surface.

La figure 13 décrit les migrations primaires et secondaires.



Source: Geophysical Company ASA. All rights reserved.

Figure 13 : Migration primaire et secondaire

c Dismigration

On parle aussi de dysmigration dans le cas où le pétrole arrive jusqu'à la surface.

Ainsi, la vitesse de migration des hydrocarbures dépend la perméabilité de chaque roche qu'ils traversent, c'est-à-dire de sa capacité à laisser circuler les fluides. En outre, les molécules de gaz ont une ascension plus rapide que les molécules de pétrole parce qu'elles sont plus petites et plus mobiles. La dysmigration du pétrole est observée sur la figure 14.

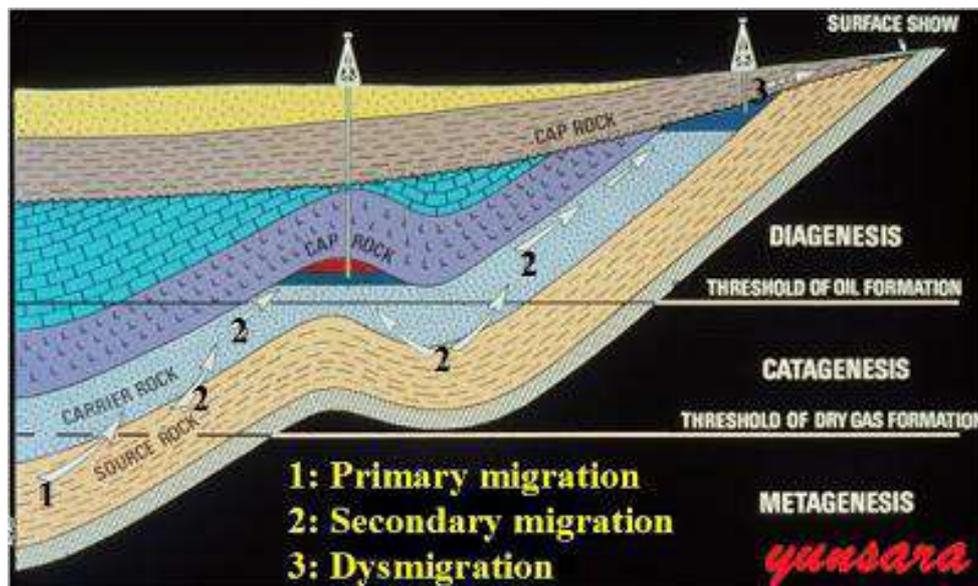


Figure 14 : Dismigration

II.2.2.3 Accumulation

L'accumulation est la fin de la migration, où les hydrocarbures atteignent un piège stocké dans le réservoir. Le Pétrole qui s'accumule est stratifié selon ses phases de fluides et les quantités d'eau de formation. Le gaz est plus léger et s'accumule au-dessus de l'huile qui recouvre au-dessus de l'eau. La qualité des gaz dissous dans l'huile dépend des caractéristiques des hydrocarbures, de pression, et de température.

Le pétrole s'accumule dans les parties où la perméabilité du réservoir est la plus élevée en raison de l'hydrodynamique. Voilà, la plus grande superficie d'un anticlinal est généralement le meilleur endroit pour forer un puits d'exploration. L'accumulation de pétrole nécessite probablement une longue période de temps pour former, en particulier dans les réservoirs de faible perméabilité. La mobilité des fluides dans un réservoir est renforcée par augmentation de la perméabilité.

II.2.2.4 Préservation

Des conditions favorables à la préservation de l'accumulation de pétrole au cours d'une longue période de temps géologique sont importantes. Cela signifie l'absence de destructif, tel que la fracturation des roches couvertures menant à la dissipation des accumulations de pétrole.

Pour cette raison, le terme « timing », défini comme la relation entre le moment de la formation de piège et le temps de la génération d'hydrocarbures et de la migration. Il est indispensable pour la réservation de pétrole.

II.3 PLAY PETROLIER

En géologie, un «play pétrolier», ou un « play », est un groupe d'accumulation ou prospects dans la même zone qui est contrôlé par la même condition géologique.

L'objectif de l'analyse de play est de trouver l'accumulation de pétrole inconnu. Par conséquent, ces analyses de play décrivent une série de pièges actuels, et le prospect exploitables avec la technologie. (Doust, 2009).

II.4 PROSPECT

Prospect est défini comme un lead qui a été entièrement évalué et est prêt à forer. Et le lead est une structure qui peut contenir des hydrocarbures. L'étude des prospects décrit le piège individuel actuel.

Quel que soit le type des pièges, l'exploitation pétrolière nécessite toujours une bonne exploration.

CHAPITRE III : METHODE D'EXPLORATION PETROLIERE

La méthode d'exploration est basée sur la reconnaissance géologique, la méthode géophysique et le forage. Ce chapitre est consacré à la présentation de phase et de ces méthodes d'exploration pétrolière.

III.1 PHASE D'EXPLORATION PETROLIERS [13], [14]

Les travaux et les études d'évaluations de pétrole, selon la complexité géologique d'un bassin donné peuvent s'étaler sur une période relativement longue de 8 à 12ans. Plusieurs étapes doivent être effectuées avant d'arriver à la décision de faire un forage de production. Généralement, les phases d'exploration de pétrole peuvent être divisées en cinq étapes:

- Exploration initiale
- Phase de délimitation du Prospect
- Opérations de forage d'exploration
- Évaluation de la découverte (sismique 3D détaillée)

III.1.1 Exploration initiale

La phase initiale des activités d'exploration pétrolière implique la reconnaissance régionale de la zone. En fait, il s'agit de l'identification d'une région prospective où l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que la création et le piégeage d'une ressource pétrolière existent. L'étude commence par les levés aéromagnétiques et géologiques. Ensuite, une enquête sismique 2D sera réalisée.

III.1.2 Phase de délimitation du prospect

Après la phase d'exploration initiale, le processus sera centré sur le détail de l'étape, avec une enquête sismique 2D détaillée et une autre étude géologique dans lesquelles le prospect et l'identification de la structure seront étudiées. Dans cette phase, les explorateurs analyseront les données existantes puis obtiendront des informations supplémentaires pour définir les cibles éventuelles. A part la sismique 2D, la délimitation du prospect a également besoin d'une autre méthode de prospection. Par conséquent, le sondage sismique 3D peut intervenir.

III.1.3 Opérations de forage d'exploration

Une fois qu'un explorateur a identifié une région susceptible d'héberger une accumulation de pétrole et défini toute cible prospective, il entre dans la phase de forage d'exploration pétrolière. Ce processus indique s'il y a découverte ou non. Dans le cas d'aucun résultat

pétrolier, l'exploration de forage est appelée «trou sec». Les différentes étapes de la phase d'exploration sont présentées par la figure ci-après.



Source : OMNIS

Figure 15 : Phase d'exploration pétrolière

III.1.4 Evaluation de la découverte (sismique 3D détaillée)

Si les opérations de forage d'exploration réussissent et croisent une accumulation d'hydrocarbures, l'exploitant évaluera toutes les données de découverte et de puits pour déterminer si une découverte est économiquement viable ou non. Les opérations d'évaluation impliquent généralement des quantités considérables d'analyses techniques post-puits du puits

de découverte. Dans certains cas, d'autres sismiques (souvent en 3D) seront jugées Etapes d'interprétation des sections sismiques images

III.2 RECONNAISSANCE GEOLOGIQUE

III.2.1 Principe

C'est une étude sur terrain, basée généralement sur l'affleurement du sous-sol. L'objectif est la détermination de l'architecture des couches et leurs différents faciès. Et à partir des cartes géologiques débordant largement la zone de prospection, les géologues imaginent ce que cette architecture devient en profondeur et ils doivent évaluer quelles variations lithologiques on peut rencontrer.

De plus, la présence des indices de pétrole ou de bitume en surface mérite un examen car ils témoignent l'existence d'une accumulation pétrolière en profondeur, mais aussi de fuites dans le réservoir. Dans quelques cas, ils sont aussi une manifestation de gisements épuisés naturellement par la dysmigration.

Les travaux géologiques sont le plus souvent précédés et accompagnés par une étude photographique, vues aériennes voire satellitaires, des régions prospectées. Mais dans le cas où la zone intéressante est masquée par des terrains de recouvrement récents, couverts de végétation ou non, l'étude s'appuie par des sondages de reconnaissance peu profonds.

Les caractéristiques géologiques des gisements pétroliers diffèrent en fonction de leur âge (de 5 à 400 millions d'années), de leur profondeur (de 1 à 10 km) et de leur thermique (la formation de l'huile se situant entre 60 et 150 °C). [9]

III.2.2 Indentification des régions pétrolifères

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

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

Les géologues dressent une carte du sous-sol à partir des informations obtenues en surface par examen des affleurements et dans les airs par photogéologie. Lorsqu'une zone favorable (prospect) est repérée par les géologues depuis la surface, c'est au tour des géophysiciens d'explorer le sous-sol. [9]

III.3 METHODES GEOPHYSIQUES

III.3.1 Généralités sur les méthodes géophysiques

Dans les travaux de prospection du pétrole et du gaz, les méthodes de prospection géophysique sur le terrain sont principalement utilisées pour l'étude du modèle tectonique des dépôts stratifiés et pour l'appréciation de la composition matérielle de ses litages (lithologiques). Ces méthodes se basent sur les études et l'analyse des caractéristiques pétro physiques des formations qui par leur différence reflètent les variétés de l'arrangement de l'écorce terrestre et des terrains qui la constitue.

Les quatre méthodes géophysiques d'exploration pétrolière sont : la méthode électrique, la méthode magnétique, la méthode gravimétrique et la méthode sismique. Les trois premières méthodes sont utilisées pour trouver et délimiter le bassin sédimentaire pétrolier. Par contre plus de 95% d'un budget de l'exploration pétrolière sont alloués à l'utilisation de la méthode sismique et en particulier la sismique réflexion.

III.3.2 Méthodes géophysiques mise en œuvre

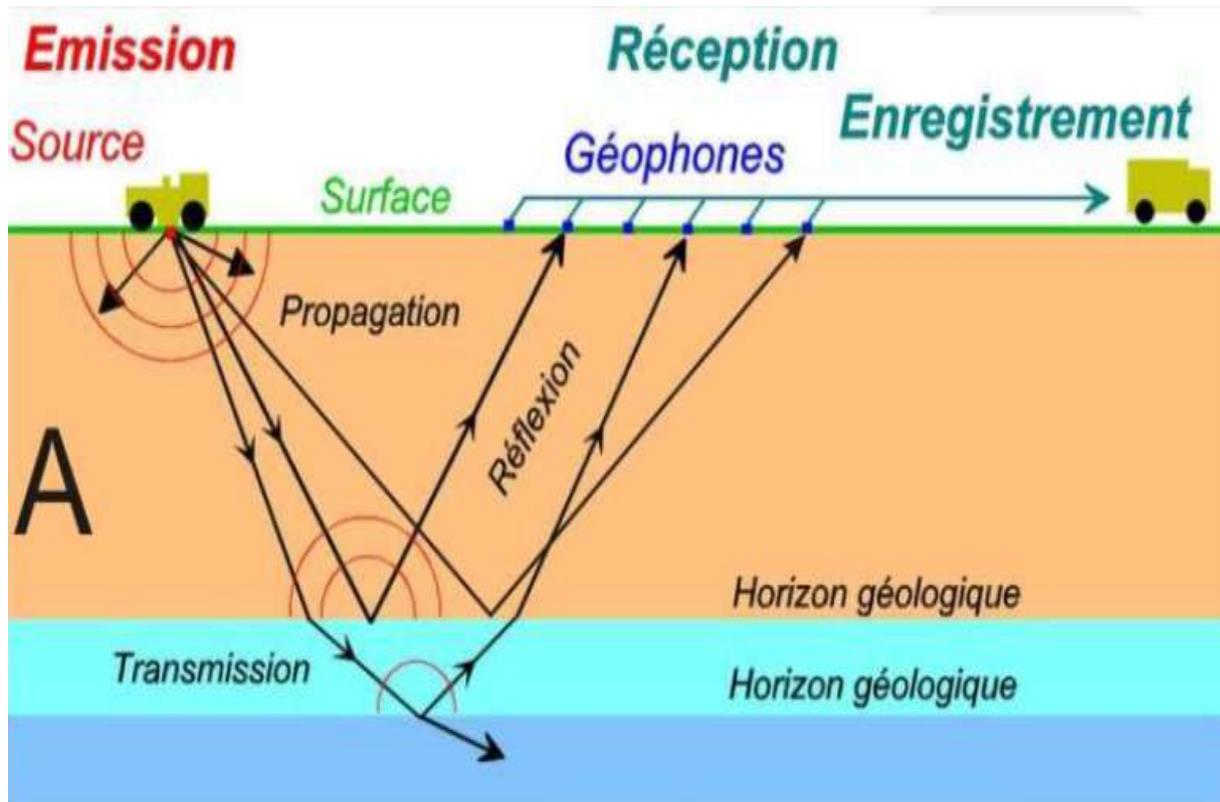
III.3.2.1 Historique

Depuis plus de 50 ans, l'exploration sismique, dans le domaine de la recherche des hydrocarbures a été la méthode la plus utilisée en raison des immenses probabilités qu'elle offre des bons résultats dans l'interprétation des données. De plus, des améliorations constantes sont apportées à cette méthode qui est de nos jours, parvenue à un très haut niveau de perfectionnement. Toutefois, jusqu'à ces dernières années, l'objectif essentiel des recherches consistait à déterminer l'existence des pièges structuraux tels que les anticlinaux, dôme de sel et les failles.

III.3.2.2 Principe de base

Pour déterminer les structures du sous-sol on peut faire appel à la méthode sismique. En sismique réflexion, la mise en œuvre très utilisée est le type couverture multiple. Elle permet de fournir une échographie de la structure de sous-sol en 2D ou 3D ; d'apporter quelques informations sur la structure géométrique et sur les propriétés physique du sous-sol. En effet, elle est basée sur l'enregistrement des ondes acoustiques générées par des sources artificielles, donc contrôlées. Ces sources sont diverses, à savoir chute d'une masse pesante (de 100 kg à 3 tonnes), explosifs (dynamites implantés dans un trou), camions vibrateurs etc. Ces sources créent des ondes sismiques qui propagent à travers le sous-sol et remonteront, ensuite, à la surface après réflexion ou réfraction à une interface géologique qui sépare deux couches

différentes ; et enfin, elles seront captées par des récepteurs appelés géophones et enregistré par un dispositif mis en place. Le signal sismique enregistré est traité en suivant les différents processus pour être interprété.



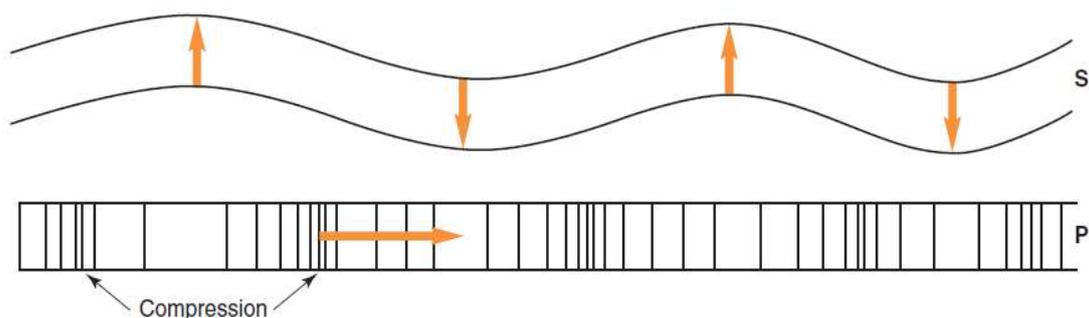
Source: Geophysical Company ASA. All rights reserved.

Figure 16 : Principe de base de la prospection sismique

Une onde sismique est une représentation, en fonction du temps, du mouvement du sol produit par un ébranlement provoqué ou non. Sur un signal on distingue deux ondes :

- ondes P ou ondes longitudinales dont la direction du mouvement des particules est parallèle à la direction de propagation des ondes, et les
- ondes S qui ont de direction perpendiculaire à celle des ondes P.

La figure 17 illustre les ondes de volume.



Source : Guide Technique-LCPC-AGAP2

Figure 17 : les ondes de volume

III.3.3 Acquisition et traitement des données

Le travail de prospection sismique consiste en trois phases : l'acquisition des données, le traitement des données et leurs interprétations.

L'interface entre l'acquisition et le traitement des données est le transfert de données sismiques par le géophone en format numérique qu'on peut traiter sur l'ordinateur, tandis que l'interface entre le traitement et l'interprétation est la section sismique.

En général, la compagnie pétrolière confie le travail d'acquisition et le traitement des données à un contractant(ou sous-traitant).

III.3.3.1 Acquisition des données

Consiste à manipuler l'appareil de mesure et d'apprendre les problèmes d'instrumentation et de l'électronique.

a Système d'émission

La source sismique est provoquée :

- A terre : par l'explosion d'une charge de dynamite, enterrée, posée sur la surface du sol ou dans l'air, par un vibreur, la chute d'un poids.
- En mer : par le tir d'un canon expulsant de l'air comprimé, de la vapeur d'eau, ou simplement de l'eau.

b Système de récepteur

On groupe des géophones étalés sur plusieurs mètres de manière à obtenir un signal d'amplitude acceptable. L'ensemble de ces géophones est appelé « trace terrain ». A chaque trace terrain est relié un canal du laboratoire qui enregistrera la trace sismique correspondant. Deux propriétés fondamentales sont enregistrées par les capteurs : l'amplitude de l'onde réfléchie et la durée du trajet de l'onde. Ainsi, à chaque position du récepteur est enregistré un signal qui représente l'amplitude de la réflexion en fonction du temps. Il constitue les colonnes d'une image sismique.

c Système d'enregistrement

La technique la plus utilisée est dite « couverture multiple ».Son principe est que l'enregistrement se fait en ligne, le point de tir et les traces étant disposés le long d'un profil sismique rectiligne. Le point de tir peut être situé au centre du dispositif d'enregistrement (cas du tir au centre) ou à son extrémité (cas du tir en bout).

Après chaque tir, le dispositif est déplacé et mis en place pour le tir suivant. Les tirs sont espacés de telle façon que chaque point de réflexion ou point miroir soit couvert plusieurs fois.

III.3.3.2 Le traitement des données

Consiste à faire un traitement de signal afin de voir les résultats sous forme de section. Une fois acquis sous forme analogique, le signal est filtré, numérisé puis enregistré sur un disque dur afin de pouvoir être traité puis analysé. Le traitement des données comprend les différentes étapes suivantes : filtrage, numérisation, déconvolution, réarrangement par point miroir et sommation des traces.

III.3.4 Paramètres géo-sismiques

III.3.4.1 Notion sur les vitesses sismiques

Les méthodes sismiques réflexion sont basées sur la mesure des temps d'arrivée des ondes élastiques engendrées par une source d'ébranlement adéquate et réfléchi sur les différents niveaux géologiques. Ces temps d'arrivées en provenance des différents horizons réflecteurs dépendent de la vitesse moyenne à laquelle se déplace l'onde sismique à travers les différentes formations géologiques. Il faut connaître la loi de vitesse qui régit la propagation des ondes sismiques dans le sous-sol pour déterminer la profondeur des principaux horizons (conversion du temps de propagation des ondes en profondeur). Cela conduira à spécifier la notion de niveaux d'énergie c'est-à-dire que les roches sédimentaires peuvent être classées en dépôts de forte et de faible énergie, ce qui permet d'associer les faciès sismiques aux faciès sédimentaires.

L'étude détaillée des vitesses de propagation des ondes sismiques, combinées à d'autres paramètres physiques permet de recueillir des informations de nature lithologique, de connaître les différentes propriétés physiques des roches telles que la densité, porosité, contenus en fluides et de voir les variations rapides de faciès et ainsi faciliter la découverte des pièges lithologiques et stratigraphiques comme les récifs, les biseaux, les lentilles sableuses.

III.3.4.2 Porosité

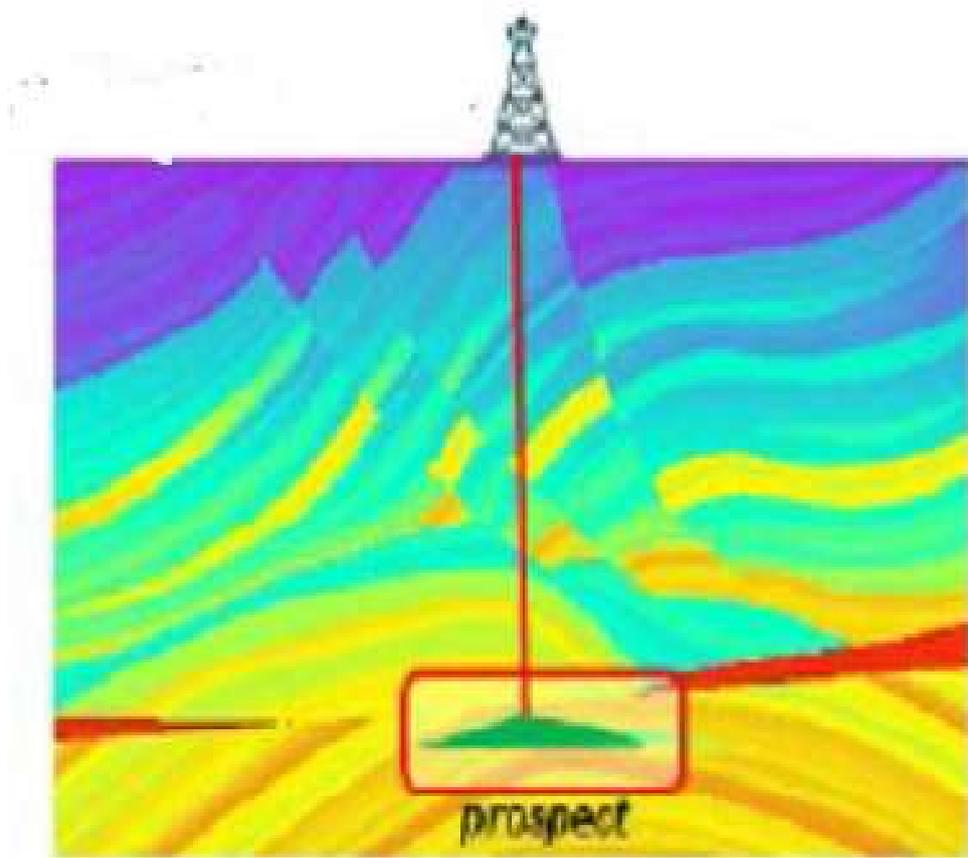
La vitesse sismique est essentiellement soumise à l'influence du facteur porosité. Toute augmentation de ce facteur varie la vitesse. La porosité dépend de la pression en fonction de la profondeur d'enfouissement des sédiments. Les valeurs élevées de porosité sont généralement associées à de faibles valeurs de vitesse, et inversement.

III.4 FORAGE D'EXPLORATION

Après avoir mené différentes études géologiques et géophysiques, les experts ont déterminé l'emplacement théorique d'un piège à pétrole, le prospect. Afin de confirmer les théories, il faut à présent forer, c'est-à-dire percer en profondeur, afin de confirmer la présence d'hydrocarbures. Dans cette partie, nous nous intéresserons uniquement au forage vertical terrestre, conscients que d'autres types de forages existent tel le forage horizontal sur terre, ainsi que diverses autres techniques d'extraction en mer.

Avant d'implanter les installations de forage très coûteuses, il faut d'abord déterminer l'endroit idéal où s'effectuera le forage. Pour ce faire, les installations sont implantées en fonction de la topographie du terrain et des précieuses informations recueillies lors de l'exploration. Dans le cas du forage vertical terrestre que nous étudierons, les installations se situent directement au-dessus du gisement, à la verticale de l'épaisseur maximale de la poche supposée contenir des hydrocarbures. [10]

La figure 18 présente l'emplacement du forage.



Source : IFP School

Figure 18 : Exemple du forage

Seul le forage d'exploration peut vérifier la présence ou non des hydrocarbures dans la zone d'intérêt. Le forage d'un puits est toujours accompagné par d'autres investigations qui se subdivisent en trois grandes catégories : investigation de routine, investigation spéciale et la diaggraphie.

En cas de succès, d'autres forages sont réalisés pour en confirmer le potentiel. Puis viennent les multiples études économiques pour en estimer la rentabilité avant une décision de mise en exploitation. [11]

III.5 ETAPES D'INTERPRETATIONS DES SECTIONS SISMIQUE IMAGES

Les sections sismiques images sont interprétées en suivant les réflecteurs correspondants au toit supérieur des sédiments et au toit du socle. Pour cela, une visualisation de la section préalable doit être faite. Le travail consiste ainsi, d'analyser :

III.5.1 Type de terminaisons de réflecteurs

Une séquence sismique est déterminée grâce à la géométrie des terminaisons des réflexions, interprétées comme les terminaisons latérales de strates. Ces terminaisons peuvent être de différentes natures et sont classées en concordances (conformity) et discordances (unconformity) aux limites d'une séquence. On distingue :

- Les limites de base de séquence qui peuvent être en biseaux d'aggradation (onlap), biseaux de progradation (downlap) ou des surfaces conformes et ;

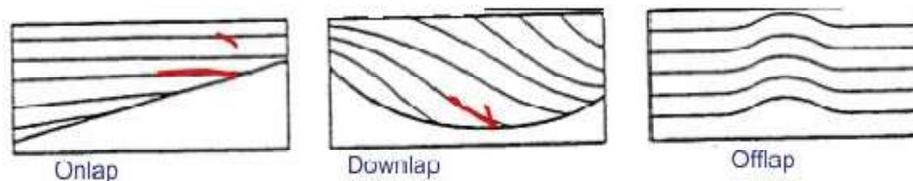


Figure 19 : Relation géométrique à la base

- les toits qui correspondent soit à des biseaux sommitaux (toplap), soit à une érosion (troncatures d'érosion) impliquant un hiatus sédimentaire, soit à une surface conforme.

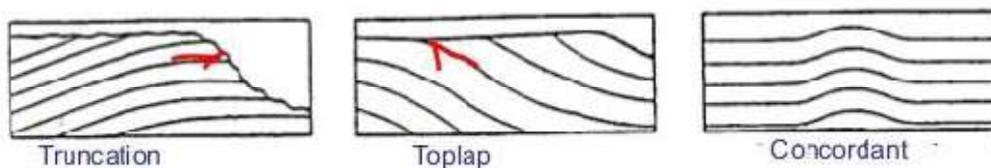


Figure 20 : Relation géométrique au toit

III.5.2 Le faciès définis par la configuration des réflexions et la forme externe des unités

Les unités de faciès sismique sont des unités sismiques tridimensionnelles composées de groupes de réflexions dont les paramètres diffèrent de ceux des unités adjacentes. Selon Walker, 1992, les paramètres descriptifs d'un enregistrement sismique sont :

L'amplitude, la fréquence et la configuration du signal sismique ;

- la continuité du signal sismique ;
- la forme externe d'un paquet sismique qui correspond à un corps sédimentaire et ;
- la distribution latérale des corps sédimentaire.

III.5.3 Délimitation des sections

La délimitation est une opération qui vise, généralement sur la section 2D, à pointer manuellement un objet d'intérêt à l'aide de la souris. L'objet sismique le plus simple à picker est le réflecteur.

Il correspond à des fragments d'une ou plusieurs interfaces sédimentaires. Il n'est pas possible d'établir une correspondance directe et automatique entre réflecteur et , mais cela dépend de la décision de l'interpréteur.

C'est donc une opération d'interprétation qui ne saurait se résumer à une simple lecture de l'image sismique mais qui nécessite au contraire un raisonnement basé sur l'image et sur une connaissance profonde de la géologie de la zone d'étude.

Donc, on ne pointe jamais l'ensemble des réflecteurs composant une image sismique mais simplement les réflecteurs, qui représentent des interfaces sédimentaires clefs, pour élaborer un modèle structural.

III.5.4 Analyse et interprétation des sections sismiques

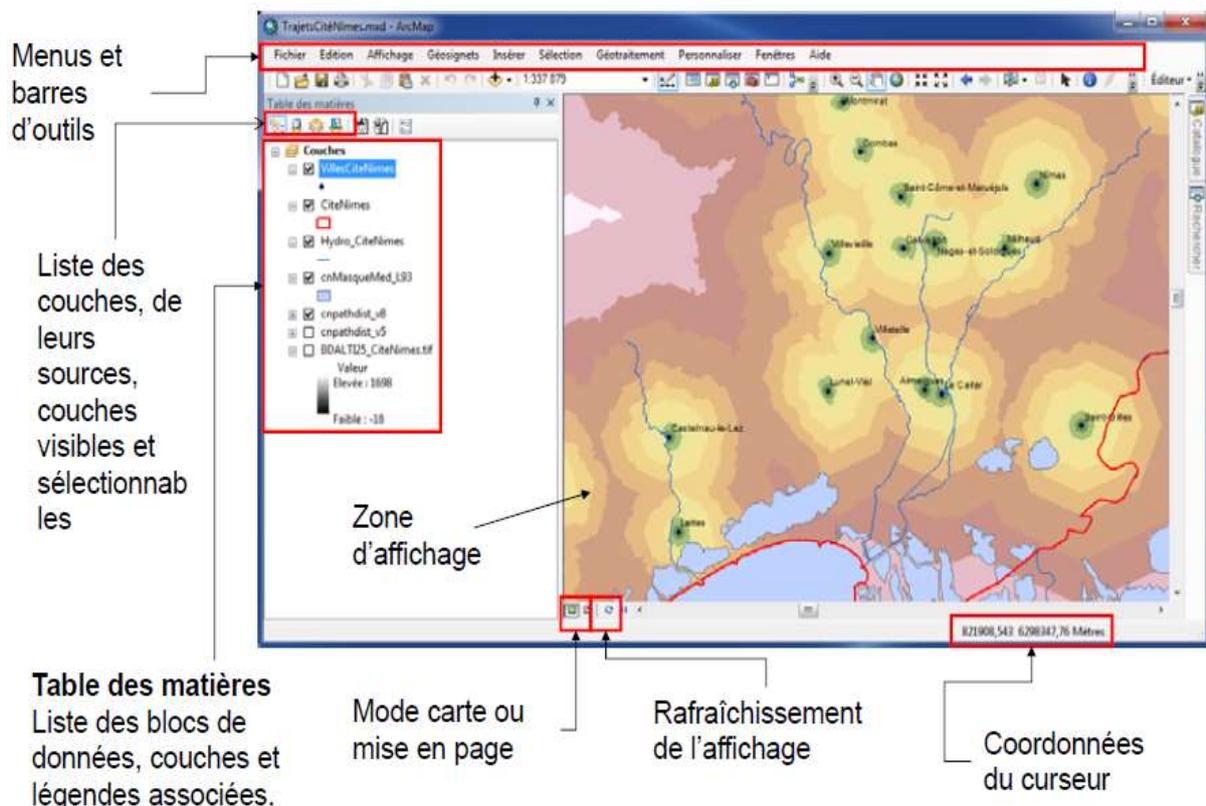
Comme on a avancé plus haut, l'analyse de faciès sismique est basée, d'une part, sur la détermination de la configuration des réflecteurs ou relations géométriques, elle est liée au contraste d'impédance acoustique (vitesse) à l'interface de différentes unités lithologiques, d'autre part, sur la détermination de la continuité des réflecteurs, leurs amplitudes et leur fréquence sont en fonction de la continuité des unités lithologiques qui est, le plus souvent, déterminée par les processus sédimentaires. Ceci implique une connaissance des processus sédimentaires dans les différents environnements de dépôt.

Ainsi, le log stratigraphique et les données de la géologie de surface disponible nous ont permis de faire le calage des données sismiques. Les renseignements fournis par le log stratigraphique nous ont autorisés de localiser les horizons ou les réflecteurs dans la section. La délimitation de ces horizons est validée par les données géologiques de surface grâce à son affleurement. On a quand même une légère difficulté sur l'identification des réflecteurs à cause de la qualité des sections sismiques moins bonne.(annexe1)

III.6 LOGICIELS D'INTERPRETATION

III.6.1 ARCGIS

Le logiciel ArcGis est un ensemble de logiciels d'information géographique (ou logiciel SIG), développé par la société Américaine ESRI (Environmental Systems Research Institute, inc.). Il permet ainsi de géo-référencer des données mises à disposition à partir de différents serveurs de données. Cela permet de mettre en place un réseau de serveurs cartographiques à partir desquels, des clients peuvent construire des cartes interactives à l'aide des composants, mises à disposition par le logiciel qui sont : Arccatalog, Arcmap et Arctoolbox.



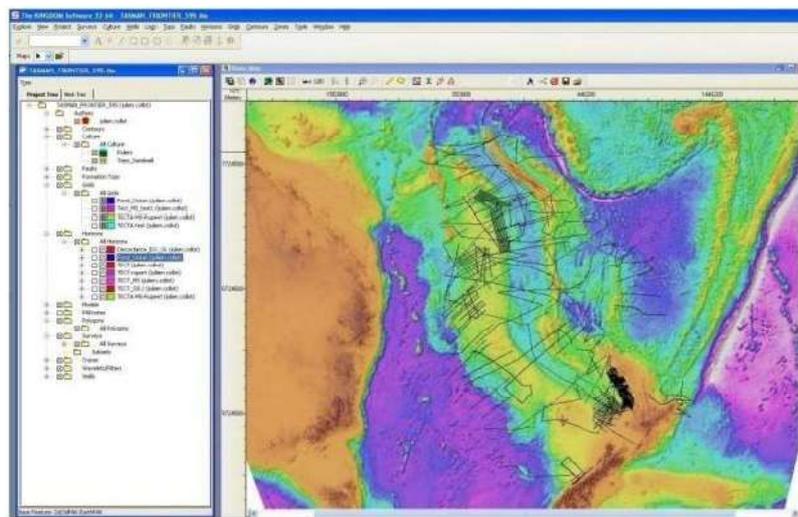
Source : ESRI

Figure 21 : Interface d'ArcMap

III.6.2 KINGDOM, IHS

Le logiciel Kingdom Suite développé par Seismic Micro Technology est un outil puissant d'interprétation sismique et pétrophysique (puits) généralement utilisé dans l'industrie pétrolière. Il peut gérer un important volume de données et permet leur interprétation numérique. Il devient alors possible de produire rapidement des cartes à l'aide de différents algorithmes d'interpolation.

Ce logiciel permet de représenter et d'organiser des géo-données et permet ainsi, d'importer des données sismiques afin de les interpréter.



Source : IHS

Figure 22 : Interface du logiciel Kingdom

III.7 MODELISATION 2D ET INTERPRETATION

III.7.1 Profil 1 (transversale)

L'interprétation sismique en 2D a été effectuée en utilisant le logiciel Kingdom. Comme la sismique existante a été faite lors de la première étape de l'exploration, le but de l'interprétation est concentrée en majorité sur la connaissance de l'âge des formations. Néanmoins, il peut donner quelques informations sur les caractéristiques des couches géologiques. Par conséquent, la stratigraphie, la structure et le résultat pétrolier seront définis par les sections sismiques.

CHAPITRE IV : PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE ET TRAVAUX ANTERIEURS

Dans ce chapitre nous allons aborder la localisation et contexte générale de l'étude, la géologie et la stratigraphie de la zone

IV.1 LOCALISATION DE LA ZONE D'ETUDE

Le puits existant dans la zone d'étude s'appelle Ankamotra-1, c'est pourquoi cette zone porte le nom de ce puits. Elle fait partie du bassin de Morondava, et délimitée par les coordonnées suivantes :

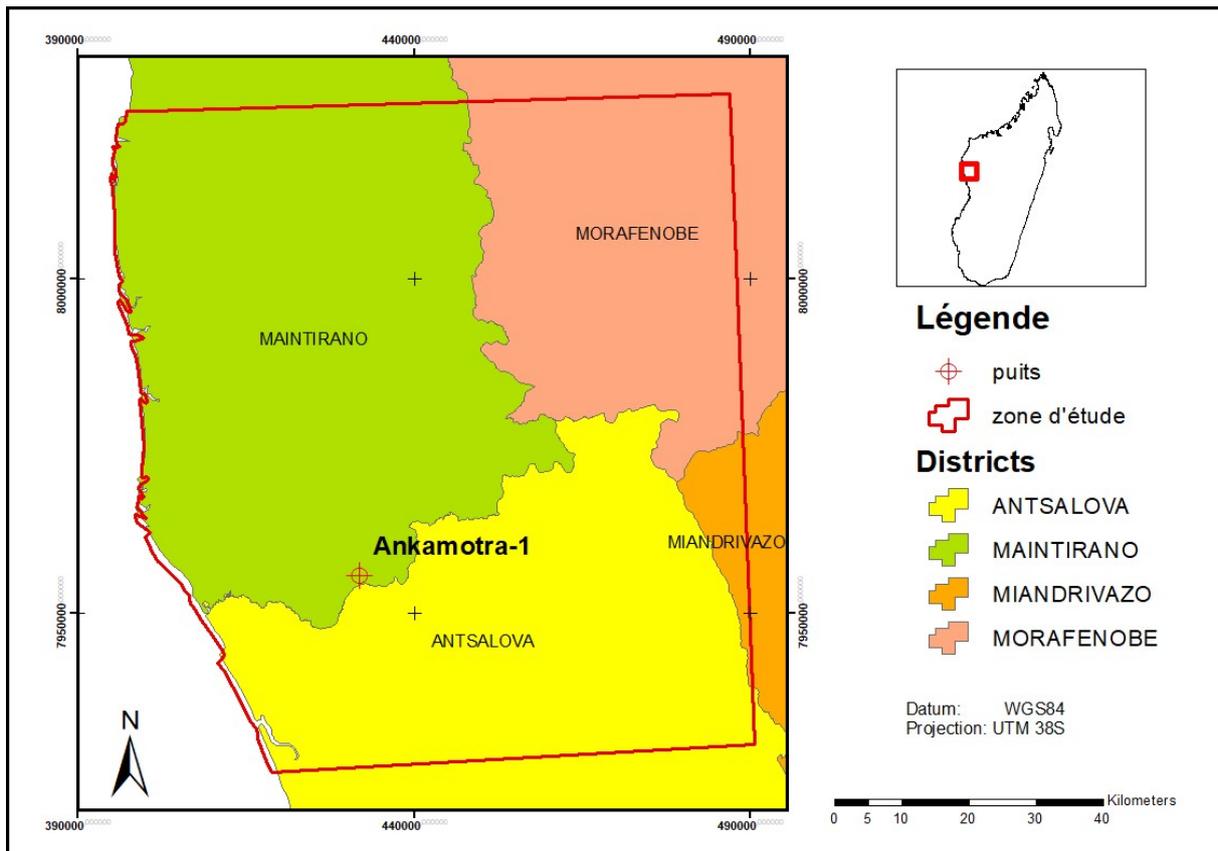
X1= 490 676 m

X2= 394792 m

Y1= 7 926 105 m

Y2= 8027703 m

Elle a une superficie environ 8550km². Administrativement elle se trouve dans la Région Melaky et fait partie des trois Districts de la région, à savoir Antsalova, Morafenobe, et Maintirano. La carte suivante nous aide à localiser notre zone d'étude.



Source : OMNIS

Figure 23 : Localisation de la zone d'étude

IV.2 CONTEXTE GENERALE DE LA ZONE D'ETUDE [12]

La région Melaky est située entre 19°32 et 16°18 de latitude Sud, et 43°93 et 45°96 de longitude Est et est administrativement limitée au Nord par les districts de Soalala et d'Ambato-Boeny (Province autonome de Majunga), au Sud par les Districts de Belo-sur-Tsiribina et Morondava (Province Autonome de Toliara), à l'Est par les Districts de Fenoarivobe et Ankazobe (Province Autonome d'Antananarivo) et à l'Ouest par les Canal de Mozambique.

IV.2.1 Contexte climatique

Le climat de la zone d'étude est de type tropical chaud et sec, caractérisé par deux saisons distinctes :

- Une saison chaude et pluvieuse, de novembre à avril ;
- Une saison moins chaude et très sèche, de mai à octobre ;

La sécheresse s'accroît du Nord vers le Sud, mais elle est atténuée de l'Ouest vers l'Est en raison de l'altitude croissante.

IV.2.1.1 Vents

Le vent marin chargé d'humidité souffle vers l'intérieur de la terre, et arrêté par le massif de Bongolava, à l'Est de la région : ceci explique l'humidité optimale plus ou moins persistante de l'Ouest de la région alors que la région est reconnue semi-aride.

En octobre - septembre souffle un vent desséchant, qui tarit tous les fleuves et rivières, réduisant ainsi le niveau des nappes phréatiques.

Le vent dominant dans la région est le Varatraza qui souffle d'Est en Ouest, d'avril à septembre, avec une vitesse atteignant 30 à 35 km par heure.

En haute mer, l'on note l'existence de vent périodique qui, en saison de pluie, souffle du Nord vers le Sud, agitant ainsi la mer et rendant impossible le cabotage en boutre; le phénomène inverse se produit en saison sèche : la plupart du temps, la mer est calme et les activités marines (pêche de tous genres et voyage en boutres) peuvent avoir lieu.

IV.2.1.2 Température

Il s'agit d'une région chaude ; la température est en général élevée pour les deux régions. Les températures les plus élevées correspondent à la période pluvieuse la plus intense. C'est la période des cultures pluviales annuelles.

Tableau 1 : Température moyenne mensuelle Station Morondava, période 1961-1990

Mois	Nov	Dec	Jan	Fev	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Aout	Sep	Oct
Température (°c)	26,6	27,4	27,7	27,6	27,4	26,2	23,7	21,8	21,5	22,2	23,7	25,8

Source : PRDR Programme Régional de Développement Rural GTDR MELAKY, 2007

IV.2.1.3 Pluviométrie

Cette zone appartient au domaine tropical sub-semi-humide chaud de basse et moyenne altitude dont les précipitations annuelles varient entre 600 mm exclus et 1 200 mm inclus. La saison de pluie est concentrée sur environ 5 mois, de novembre à mars, dans les meilleures conditions.

IV.3 TRAVAUX ANTERIEURS DANS LA ZONE

Ce chapitre va se consacrer à la synthèse des différents travaux, tels que la prospection géologique, la prospection géophysique et le forage d'exploration, effectués dans la zone d'étude. Il est important de noter que la compagnie CONOCO, SPM et sont déjà effectuée des différents travaux de recherche pétrolière sur cette partie du bassin du nord Morondava.

IV.3.1 Géologie

IV.3.1.1 Stratigraphie

Une épaisse série du Crétacé et du Tertiaire se déposait dans le bassin qui aurait commencé son développement pendant le Jurassique Supérieur-Crétacé Inférieure.

Ces sédiments du Crétacé et du Tertiaire à pendage général de 3 à 4 degrés Ouest surmontent les séquences marines calcaires et agiles du Crétacé Moyen et Inférieure. Ces derniers auraient été déposés dans un environnement de plate forme et de fosse contrôlé par des événements tectoniques. Les positions de ces fosses et plate-formes semblent avoir été reliées au rajeunissement ou continuation des orogénies précoces (complexe cristallin ou Karoo).

Dans la région de l'Ankamotra, les dépôts continentaux du Karoo se termineraient pendant la Lias ou une majeure transgression marine apparaissait, recouvrant l'actuelle zone côtière Nord-Ouest de Madagascar.

Par la suite des séries du Dogger se déposaient en discordance sur une topographie complexe et perturbée du Karoo.

Les paléoreliefs du Karoo formaient des hauts fonds qui auraient probablement été conservés et auraient créé des pièges à hydrocarbures et où les conditions de roches-mères étaient favorables (tels, Tsimiroro, Maroamboaly et Bemolanga)

a Sakamena

La série sédimentaire débute à la base du Permien Supérieur avec la Sakamena transgressive sur le socle cristallin. Le groupe, à faciès schisteux prédominant montre une épaisseur croissante qui, de 200 à 250 mètres à Beravina, passe à plus de 700 mètres à Ankavandra. La partie inférieure renferme une flore à *Glossopteris*. La partie moyenne est riche en plaquettes d'argile et calcaires cône-in-cône avec des niveaux à *Esthéries* et *Mytilus*. La partie supérieure argilo-gréseuse renferme des miches calcaires et des niveaux à *Esthérie*. L'ensemble du groupe présente un faciès mixte, surtout continental mais avec des intercalations marines ou lagunaires parfois importantes.

b Isalo

Le groupe de l'Isalo, légèrement discordant sur la Sakamena, a une épaisseur totale d'environ 2 600 mètres. La partie inférieure est constituée de grès grossiers avec conglomérats. La partie moyenne débute par un horizon à Spongiaires suivi de grès et d'argiles à grands Bois silicifiés, dents de *Ceratoclus*, imprégnations de bitume. La partie supérieure, surtout gréseuse contient quelques restes de Phytosaurides. À l'exception du niveau à Spongiaires, le groupe est à faciès exclusivement continental.

c Jurassique Moyen

Le Jurassique moyen, essentiellement calcaire, a une épaisseur d'environ 600 mètres, constante du Nord au Sud. Il comporte à la base des calcaires dolomitiques puis un gros ensemble de calcaires variés avec calcaires oolithiques et pisolitiques à débris, formations récifales, sans Ammonites. La base, transgressive sur les grès de l'Isalo est rapportée au Bajocien mais n'a pas fourni de faune caractéristique. La partie supérieure montre des formes bathoniennes (*Brachiopodes* et *Echinides*).

d Jurassique Supérieur

Le Jurassique Supérieur ne présente que des affleurements localisés. Une mince bande callovienne s'allonge au contact des calcaires bathoniens à l'est d'Antsalova ; avec une épaisseur d'une cinquantaine de mètres, elle renferme des marno-calcaires et marnes à *Macrocephalites* puis des argiles à pyriteux. Une lacune correspond à l'Oxfordien et à

l'Argovien. La série reprend à Antsalova avec 100 mètres de grès, calcaires et argiles très glauconieux à faunes kimméridgiennes et tithoniques.

e Crétacé Inférieur

Le Crétacé Inférieur est complet dans la région d'Antsalova où il constitue la formation dite des marnes à Duvalia. Cette formation, épaisse de 200 mètres, débute au Berriasien et renferme successivement des faunes valanginiennes, hauteriviennes, barrémiennes et aptiennes. Au nord-est de Maintirano, les marnes à Duvalia apparaissent localement dans l'anticlinal d'Andrafiavelo au milieu des grès du Crétacé Moyen.

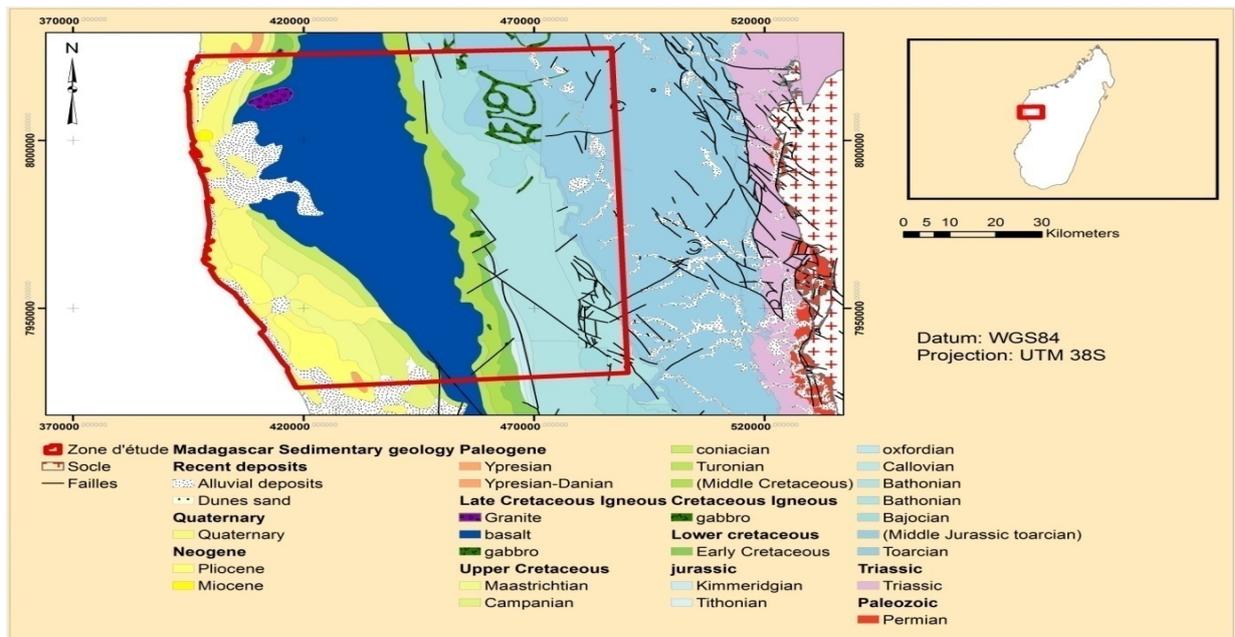
f Le Crétacé Moyen

Dans l'anticlinal d'Andrafiavelo, le Crétacé Moyen, toujours continental gréseux n'a que 20 à 40 mètres d'épaisseur. Après le Crétacé Moyen, des manifestations volcaniques et subvolcaniques importantes se sont produites donnant d'une part des intrusions microgranitiques (Andrafiavelo), des filons de dolérite et des épanchements basaltiques puis rhyolitiques, les basaltes étant très largement prédominants.

IV.3.1.2 STRUCTURE

L'essai d'Ankamotra-1 est situé sur la moitié nord du bassin du Morondava, sur le littoral. Le pendage structurel régional actuel est essentiellement de 2 à 3 degrés à l'ouest du canal du Mozambique. Une épaisse couche de sédiments crétacés et tertiaires s'est déposée dans ce bassin, ce qui est interprété comme ayant commencé son développement dans le Jurassique supérieur ou le Crétacé inférieur.

Les sédiments du Tertiaire et du Crétacé plongeant à l'ouest dépassent une séquence moyenne et inférieure composée principalement de calcaire et de schiste marins.



Source : OMNIS

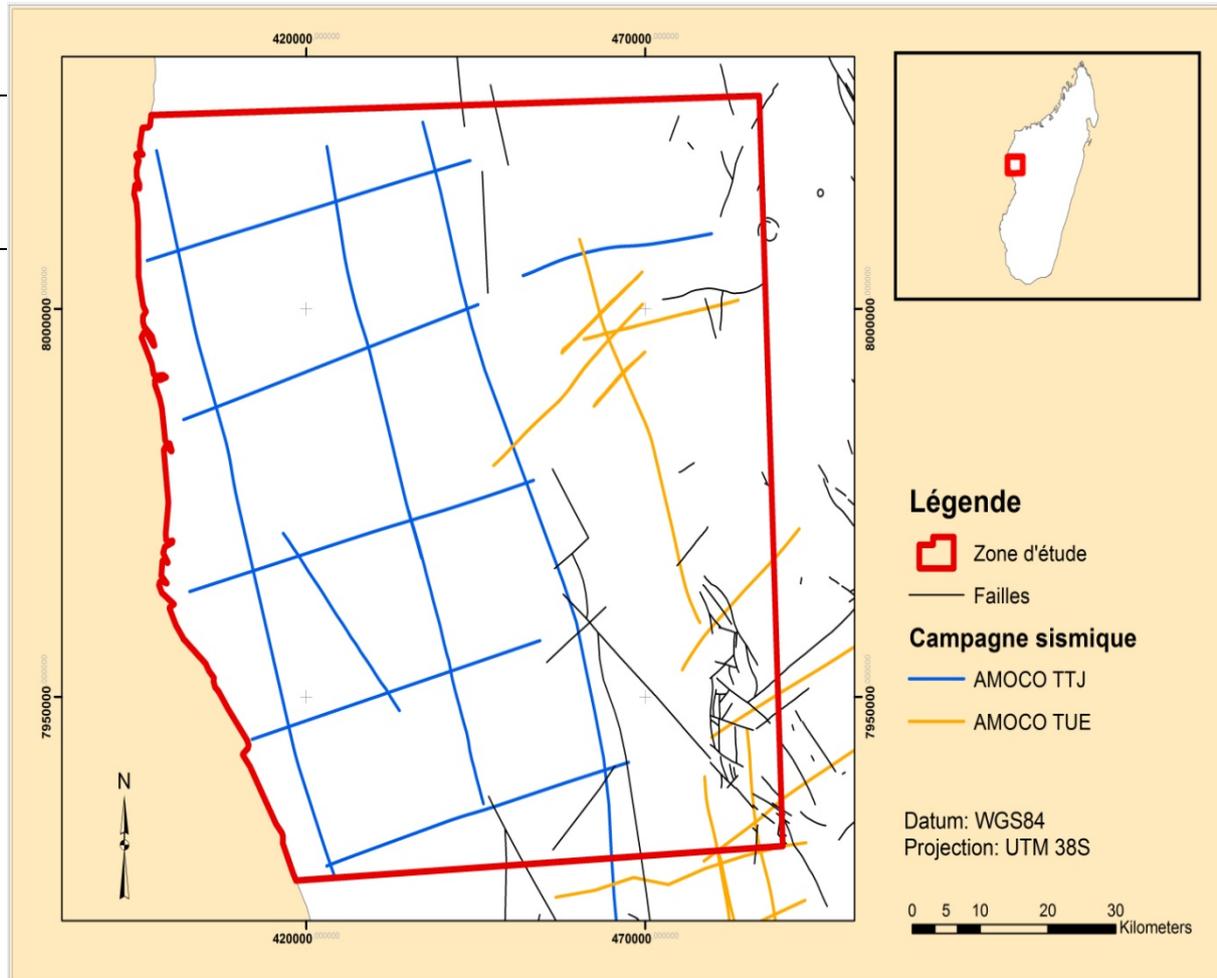
Figure 24 : Géologie de la zone

IV.3.2 TRAVAUX SISMIQUE

AMOCO fut trois campagnes sismiques dans notre zone d'étude telle que TTJ, TUE et TEQ. Ci-après dans le tableau suivant les travaux sismique antérieur dans la zone

Tableau 2 : Travaux sismique antérieur dans la zone

SURVEY	TTJ	TEQ	TUE
Date d'acquisition	1984-1985	1983-1986	1984-1985.
Compagnie	AMOCO	AMOCO	AMOCO
Nombres des lignes	35 lignes	172 lignes	
Nombre des lignes dans la zone	10 lignes		10 lignes
Longueur	1409 km	5009,82 km	
Objectifs	délimiter les structures souterraines et les caractéristiques favorables à l'accumulation d'hydrocarbures.		
Résultats	combinaison de failles et de types de roches qui est la plus susceptible de donner lieu à une accumulation d'hydrocarbures		des structures de Horst et de graben



Source : OMNIS

Figure 25 : Emplacement des lignes sismiques

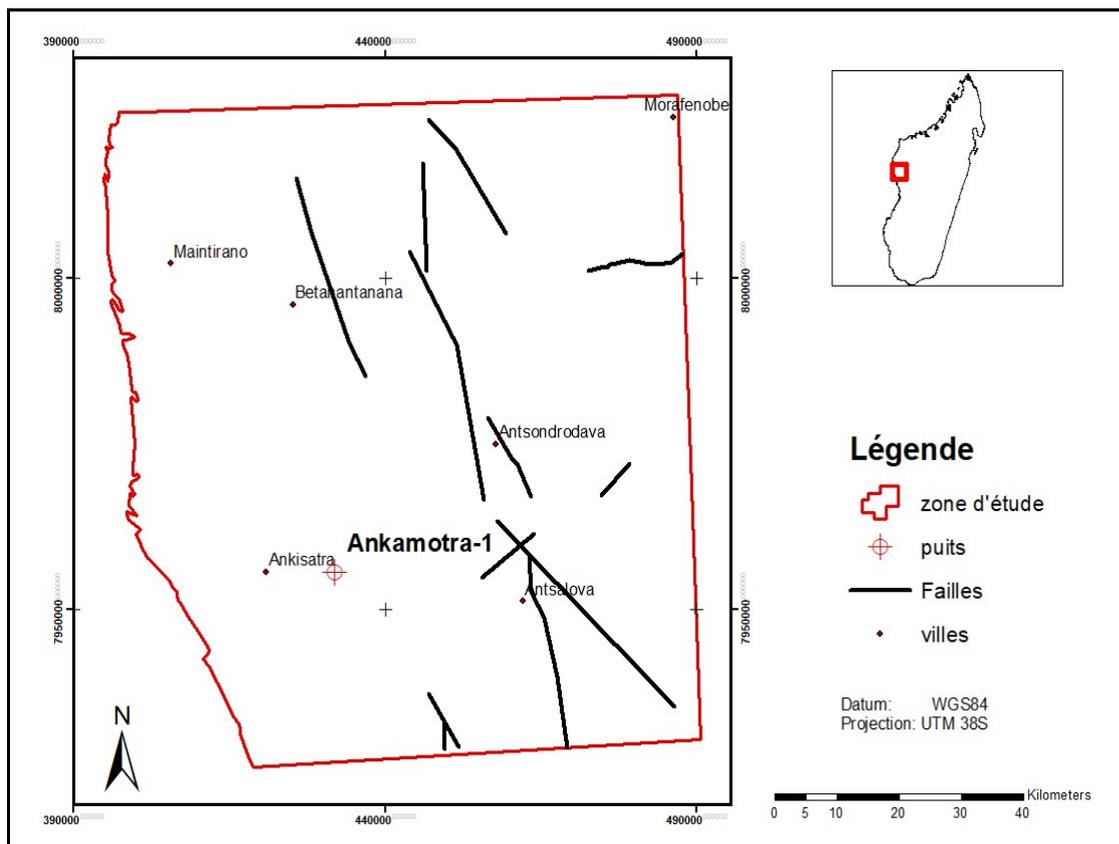
IV.3.3 Forage d'exploration

Le puits Ankamotra-1 a été foré par CONOCO pour évaluer une structure sismiquement définie localisées dans la zone côtière d'Antsalova dans le bassin de Morondava en 1970-1971.

Coordonnée : X= 432074 m

Y=7956085

Profondeur=3506 m



Source : OMNIS

Figure 26 : Localisation du puits

Le premier objectif était de tester l'équivalent en aval pendage des « grès bitumineux ». Isalo Karoo qui a été supposé ayant une fermeture structurale et probablement une fermeture stratigraphique de 2438 à 3352 m environ.

Le puits servait aussi d'indication stratigraphique sur une portion mal connue du bassin de Morondava.

Les données sismiques ont indiqué la structure Ankamotra-1 comme étant une large structure de blocs faillés formant un paléorelief immédiatement en dessous d'une majeure discordance angulaire.

La structure devait comprendre à la section Isalo-Karoo, approximativement à une profondeur de 2400 m.

En résumé, le forage a révélé une épaisse séquence du Crétacé de 1890 m, comprenant 739 m de basalte (Crétacé Moyen) et une section argileuse monotone de 780 m.

Les séries du Jurassiques sont représentées par 255 m d'argile du Malm, une section indifférenciée du calcaire du Bemaraha (284 m) et un intervalle argileux de 78 m d'âge indifférencié, Lias-Dogger.

Aucun indice d'huile ni de gaz n'a été décelé, cependant des traces d'hydrocarbures solidifiés ont été observés dans le puits.

Le puits a été abandonné à la profondeur finale de 3506,2 mètres (11.504pieds) le 11 mai 1971. Le tableau suivant résume les données du puits

Tableau 3 : Stratigraphie de la zone

Unité	Profondeur	Epaisseur
Crétacé Supérieur :		
- Maestrichtien-coniacien	5,2	159,2
Argile gréseuse		
Crétacé Moyen :		
- Turonien Supérieure (Argile)	165	3,0
- Basalte	168	739
Crétacé Inférieur :	907	208
- Aptien Inférieur-Barremien Argile et Grès	1115	60
- Barremien Inferieur-Argile	1175	405
- Hauterivien-Argile	1580	315
- Hauterivien-Valanginien Argile	1895	255
Malm-Argile	2150	336
Malm-Dogger-Argile	2486	284
Calcaire du Bemaraha	2770	78
Lias-Dogger-Argile (IsaloII)		
	-DISCORDANCE-	
Isalo-karoo et Pré-Isalo : Grès (Lias-Permien Inférieure)	2848	658,2
Profondeur finale	3506,2	

Source : OMNIS

CHAPITRE V : INTERPRETATIONS DES DONNEES SISMIQUES

Les données sismiques acquises dans la zone d'études seront alors interprétées dans ce chapitre afin de trouver les systèmes pétroliers existants dans la zone.

V.1 PRESENTATION DES DONNEE SISMIQUES

Nous allons reprendre les données sismiques existantes dans la zone Ankamotra du bassin sédimentaire de Nord Morondava. Ils sont utilisés afin de délimiter les différentes architectures de sous-sol et de faire les modélisations 3D du système pétrolier de la zone.

Dans ce travail, nous avons deux sections sismiques à interpréter dont l'une est transversale (Profil 1) et l'autre longitudinale (Profil 2), comme indiqué sur la figure 25, afin de déterminer les potentiels du sous-sol dans notre zone d'étude.

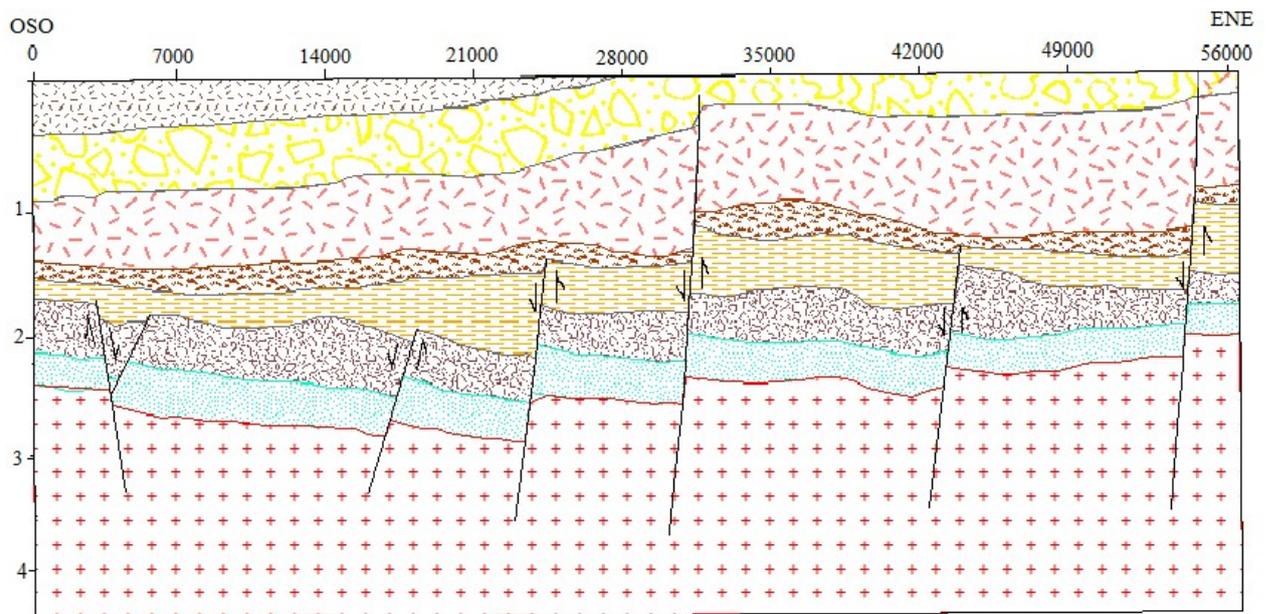
A l'aide de ces profils sismiques, on essaiera d'examiner quelques informations caractéristiques du sous-sol. L'interprétation des données sera axée sur la modélisation en 2D et en 3D.

V.2 MODELISATION 2D ET INTERPRETATION

V.2.1 Profil 1 (transversale)

L'interprétation sismique en 2D a été effectuée en utilisant le logiciel Kingdom. Comme la sismique existante a été faite lors de la première étape de l'exploration, le but de l'interprétation est concentrée en majorité sur la connaissance de l'âge des formations. Néanmoins, il peut donner quelques informations sur les caractéristiques des couches géologiques. Par conséquent, la stratigraphie, la structure et le résultat pétrolier seront définis par les sections sismiques.

La coupe simplifiée du profil sera représenté par la figure suivante :



Légende

-  Quaternaire
-  crétacé inférieur (Crétacé)
-  jurassique supérieur (Beboka)
-  jurassique moyenner (Bemaraha)
-  jurassique inférieur (Andafia)
-  Trias supérieur-jurassique inférieur (Isalo)
-  Permos-trias (Sakamena)
-  Socle

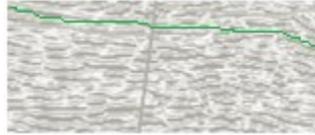
Figure 27 : Profil sismique simplifié numéro 1

V.2.2 Interprétation stratigraphique

Après la délimitation de chaque horizon trouvé dans le profil, six (6) méga-séquences, de bas en haut, ont été identifiées dont cinq (5) méga-séquences indiquent les formations géologiques qui se trouvent dans la zone d'étude et un (1) autre qui indique le réservoir possible trouvé dans le profil.

V.2.2.1 Première méga-séquence

Cette première méga-séquence, montrée par la figure ci-après, est délimitée par son toit de couleur vert. Elle a une configuration subparallèle discontinue avec une amplitude moyenne à faible et basse fréquence. Elle est identifiée comme le dépôt du Sakamena qui est une roche mère potentiel.

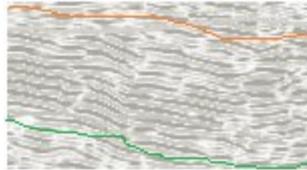


Source : OMNIS

Figure 28 : Réflecteur de la sakamena

V.2.2.2 Deuxième méga-séquence.

Cette deuxième méga-séquence, montrée par la figure ci-après, est limitée par les horizons vert et orange possède des réflecteurs de configuration parallèle avec une bonne continuité, une amplitude forte a moyenne et a haute fréquence. Il s'agit d'un important paquet de sédiments probablement groupe Isalo. La figure suivante montre un aperçu des réflecteurs dans cette formation.



Source : OMNIS

Figure 29 : Réflecteur de l'Isalo

V.2.2.3 Troisième méga-séquence

Cette troisième méga-séquence, montrée par la figure ci-après, est limitée par les horizons orange et jaune. Cette formation contient des réflecteurs subparallèles relativement continus à basse fréquence et à faible amplitude, elle est aussi interprétée comme roche couverture potentiel. Cette formation est donc la formation d'Andafia.

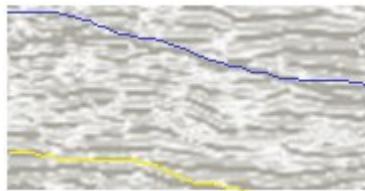


Source : OMNIS

Figure 30 : Réflecteur d'Andafia

V.2.2.4 Quatrième méga-séquence

La quatrième méga-séquence est limitée par les horizons jaunes et bleu. Cet horizon marque le sommet d'une unité relativement calcaire. Les réflecteurs qui présentent cet horizon sont de haute amplitude, continus à basse fréquence et une configuration subparallèle. La figure suivante montre un aperçu des réflecteurs dans cette formation. Cette formation est donc la formation de Bemaraha.

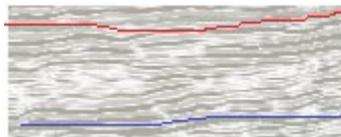


Source : OMNIS

Figure 31 : Réflecteur de Bemaraha

V.2.2.5 Cinquième méga-séquence

La quatrième méga-séquence est limitée par les horizons bleus et rouge. Elle est représentée par la figure ci-dessous. Cette séquence est caractérisée par une surface de réflecteur continue de moyen à faible amplitude et à haute fréquence. Elles ont une configuration subparallèle de l'Ouest à l'Est. On peut l'identifier comme la formation Beboka.

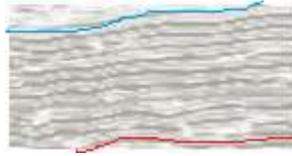


Source : OMNIS

Figure 32 : Réflecteur de Beboka

V.2.2.6 Sixième méga-séquence

La dernière méga-séquence est limitée par les horizons rouge et bleu. Elle a une configuration parallèle avec une amplitude moyenne et identifiée comme le dépôt de la crétacé inférieure qui s'affleurent en surface à l'Est, et qui sont recouverts de dépôts du quaternaire à l'Ouest. Elle est représentée par la figure ci-dessous.



Source : OMNIS

Figure 33 : Réflecteur de la cretacé

V.2.3 Interprétation structurale

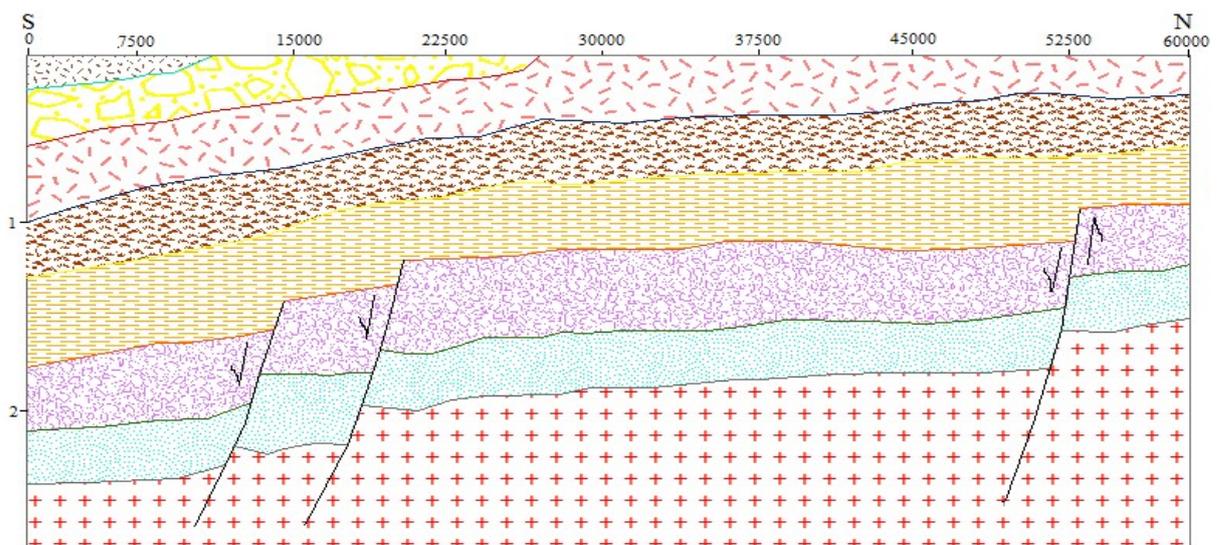
L'interprétation structurale accède aux diverses structures favorables à l'accumulation et au piégeage d'hydrocarbures. Dans cette première section sismique, on a compté sept failles normales et les directions des déplacements sont représentées par les flèches noires dans la figure.

V.3 PROFIL 2 (LONGITUDINALE)

Le Profil numéro 2 comporte les mêmes nombres d'horizons de bas en haut, mais se différencie du premier par la variation d'épaisseur. Ceci s'explique parce-que ce profil est obtenu après avoir réalisé le premier profil et que l'on a juste fait des relations à travers les horizons existants dans chaque profil.

Par conséquent, on aura donc les mêmes formes de réflecteurs, mais ici, on ne remarque que la présence d'une seule faille qui coupe ce profil longitudinal.

Ce profil n°2 est représenté schématiquement par la figure ci-dessous.



Légende

-  Quaternaire
-  cretacé inférieur (Crétacé)
-  jurassique superieur Beboka
-  jurassique moyenner (Bemaraha)
-  jurassique inferieur (Andafia)
-  Trias superieur-jurassique inferieur (Isalo)
-  Permos-trias (Sakamena)
-  Socle

Figure 34 : Profil sismique simplifié numéro 2

V.4 RESULTATS DE L'INTERPRETATION

Il y a une zone intéressante à la Deuxième méga-séquence c'est le groupe d'Isalo dans le système karoo. Ici, le grès de l'Isalo joue un rôle de réservoir. Cette méga-séquence présente des réflecteurs continus et au niveau de la configuration, on a des réflecteurs parallèles et concordants inclinés qui forment des anticlinaux : on constate des réflecteurs forts fermés par des failles listriques et qui forment une structure intéressante. En fait, la couche est formée par du grès à grains grossiers. Généralement, ce type de couche possède la gamme de porosité et de perméabilité d'un réservoir à hydrocarbure, c'est l'Isalo.

La couverture est assurée par l'argile de base de la formation d'Andafia qui est toute imperméable. Et elle a une caractéristique à basse fréquence et basse amplitude. Et la roche mère étant la formation du Sakamena Moyenne.

Une épaisse série du Crétacé et du Tertiaire se déposait dans le bassin qui aurait commencé son développement pendant le Jurassique Supérieur-Crétacé Inférieure.

Ces sédiments du Crétacé et du Tertiaire à pendage général de 3 à 4 degrés Ouest surmontent les séquences marines calcaires et agiles du Crétacé Moyen et Inférieur. Ces derniers auraient été déposés dans un environnement de plate-forme et de fosse contrôlé par des événements tectoniques. Les positions de ces fosses et plate-forme semblent avoir été reliées au rajeunissement ou continuation des orogénies précoces (complexe cristallin ou Karoo).

Dans la région de l'Ankamotra, les dépôts continentaux du Karoo se termineraient pendant le Lias ou une majeure transgression marine apparaissait, recouvrant l'actuelle zone côtière Nord-Ouest de Madagascar.

Par la suite des séries du Dogger se déposaient en discordance sur une topographie complexe et perturbée du Karoo.

Les paléoreliefs du Karoo formaient des hauts fonds qui auraient probablement été conservés et auraient créé des pièges à hydrocarbures et où les conditions de roches-mères étaient favorables (tels, Tsimiroro, Maroamboaly et Bemolanga).

V.5 MODELISATION 3D ET INTERPRETATION

Cette forme d'interprétation est nécessaire afin de bien déterminer les structures anticlinales ainsi que les failles qui puissent exister dans la zone d'étude. Comme on a identifié, dans l'interprétation en 2D, nous allons donc essayer d'interpréter le réservoir ainsi que les roches

couvertures possibles dans cette deuxième forme d'interprétation. Et la roche mère étant la formation du Sakamena Moyenne

Pour avoir la modélisation 3D, nous avons tenu compte de toutes les interprétations 2D des profils sismiques disponibles dans notre zone d'étude, Dans les modes de présentation des résultats 3D, on va voir successivement, vue de surface 3D et la superposition avec les failles remarquable.

V.5.1 Roche réservoir

V.5.1.1 Vue de surface

Le réservoir est constitué par la formation d'Isalo. Pour avoir une meilleure visualisation du toit de la roche réservoir, la figure ci-après montre une vue de surface de la roche réservoir.

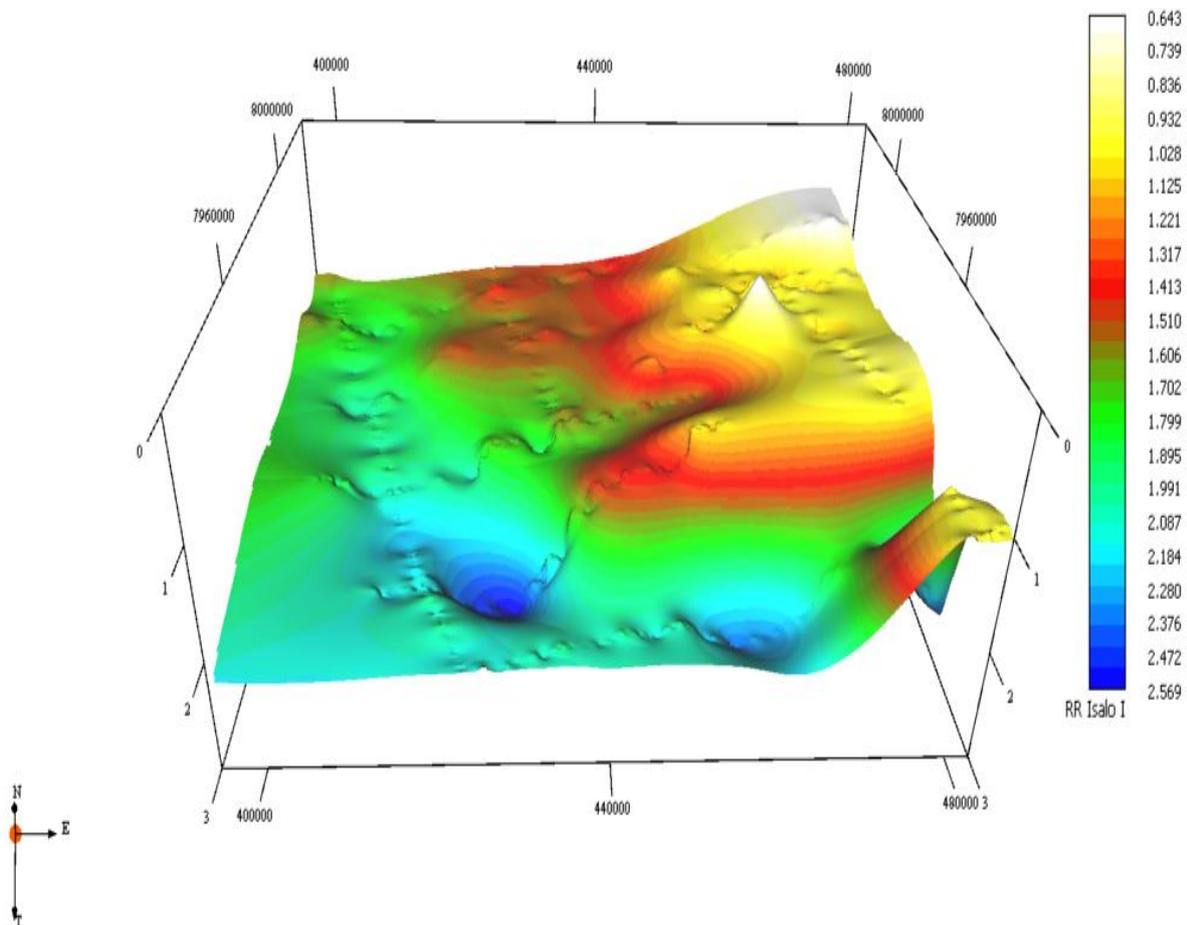


Figure 35 : Vue de surface du réservoir

La profondeur de cette roche réservoir est toujours comprise entre 0.643 s à 2.569 s. on trouve bien ici qu'elle est profonde dans la partie Sud-ouest de la zone et augmente en allant vers la partie Nord-Est du Bassin.

Ici on trouve une variation de morphologie brusque. Et on constate une formation anticlinale le long de la profondeur indiquée par la couleur rouge.

V.5.1.2 Représentation des failles

Après avoir déterminé les différents pièges structuraux, nous allons présenter en même temps, le modèle 3D et les différentes failles identifiées lors des interprétations des sections sismiques 2D

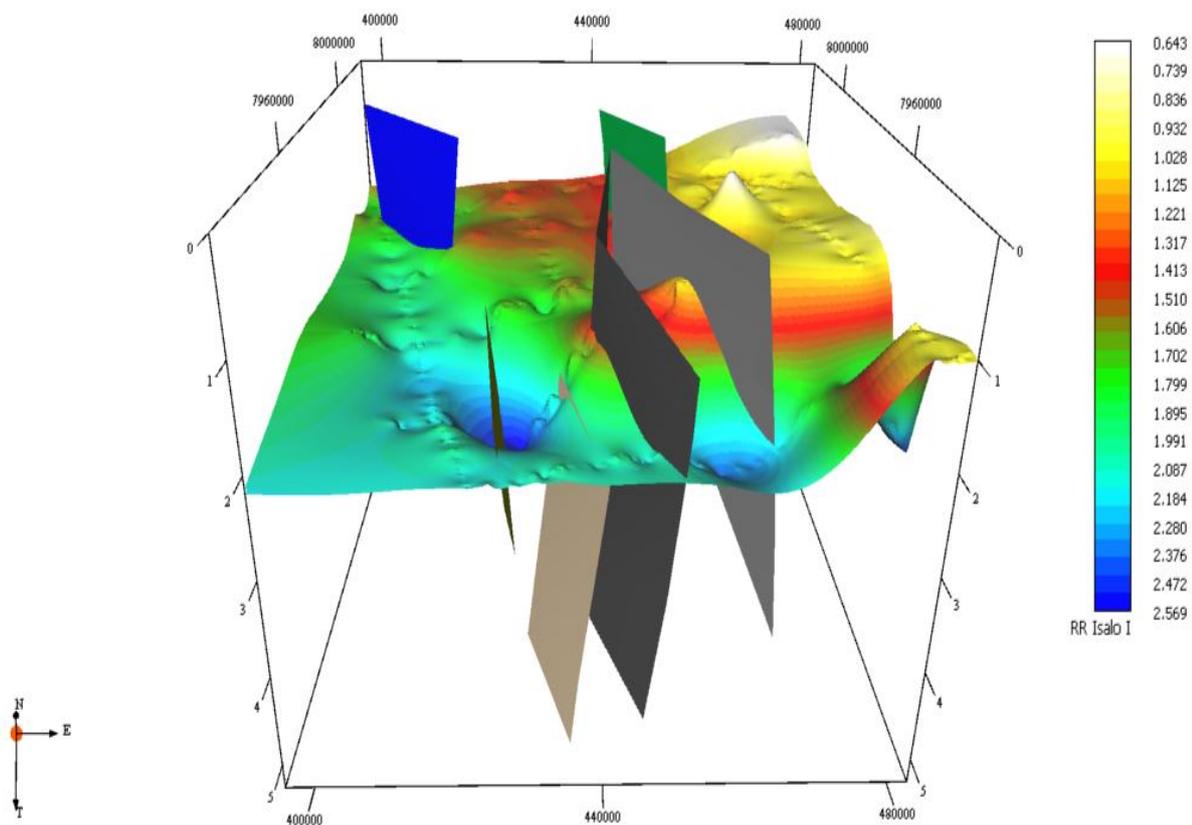


Figure 36 : Représentation des failles présentes dans le réservoir

On trouve bien que les anticlinales trouvées dans le réservoir n° sont bien intercalées par des failles. Cela confirme donc la présence des pièges et d'une éventuelle accumulation.

V.5.2 Roche couverture

V.5.2.1 Vue de surface

Notre réservoir Isalo possède des roches couverture bien définie, qui est constituée par les schistes argileux de l'Isalo lui-même et l'argile d'Andafia. Pour le cas du réservoir Isalo, il joue en même temps le rôle de réservoir et de couverture. Donc, on ne va présenter que la méga-séquence de la formation d'Andafia.

La profondeur de cette méga séquence qui constitue la roche couverture Andafia, est estimée entre 0.0393 à 2.279. Cet horizon est moins profond dans la partie Nord-Est de la zone et sa profondeur augmente en allant vers le Sud-Ouest dans le bassin sédimentaire de Sud Morondava.

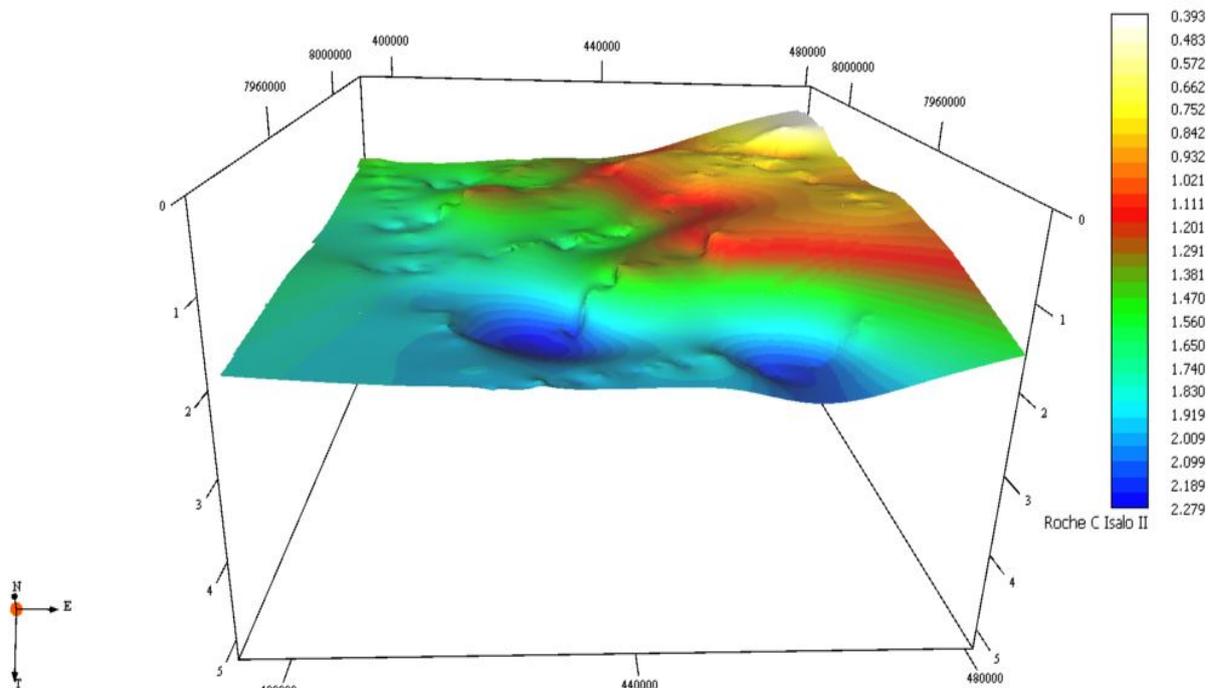


Figure 37 : Vue de surface de roche couverture

V.5.3 Représentation de surface du système pétrolier

Au terme de l'interprétation sismique de chaque méga-séquence identifiée dans le sous-sol de la zone d'étude, nous pouvons présenter une vue globale de chaque horizon sismique qui constitue le système pétrolier identifié dans notre zone. Ceci est fait en vue d'améliorer l'interprétation à partir de modèles à deux dimensions. Cette vue globale du système pétrolier est montrée dans la figure suivante :

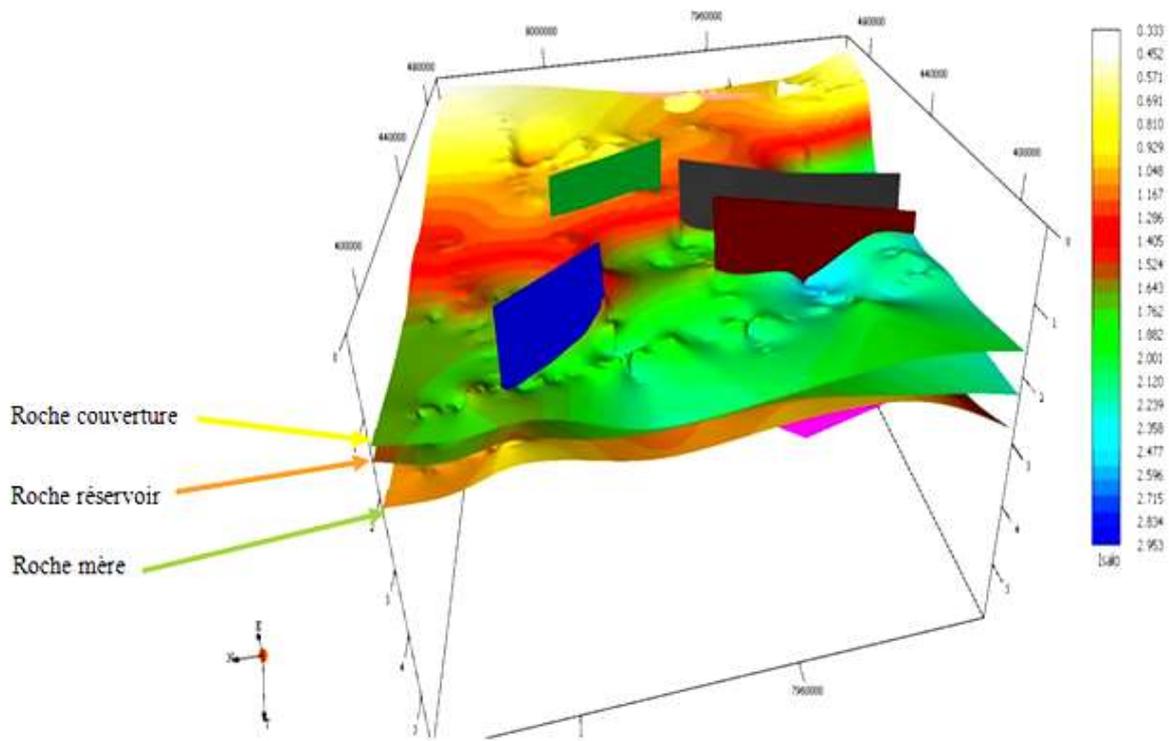


Figure 38 : Présentation du système pétrolier

V.5.4 Vue générale de la stratigraphie de la zone d'étude

Après avoir fait l'interprétation sismique de chaque marqueur qui peut observer dans le sous-sol de la zone d'étude, nous pouvons présenter une vue globale de chaque marqueur sismique identifié. C'est la superposition (en 3D) des différents marqueurs. Ceci est fait en vue d'améliorer l'interprétation à partir de modèles à deux dimensions.

Ce modèle est illustré dans la figure 39.

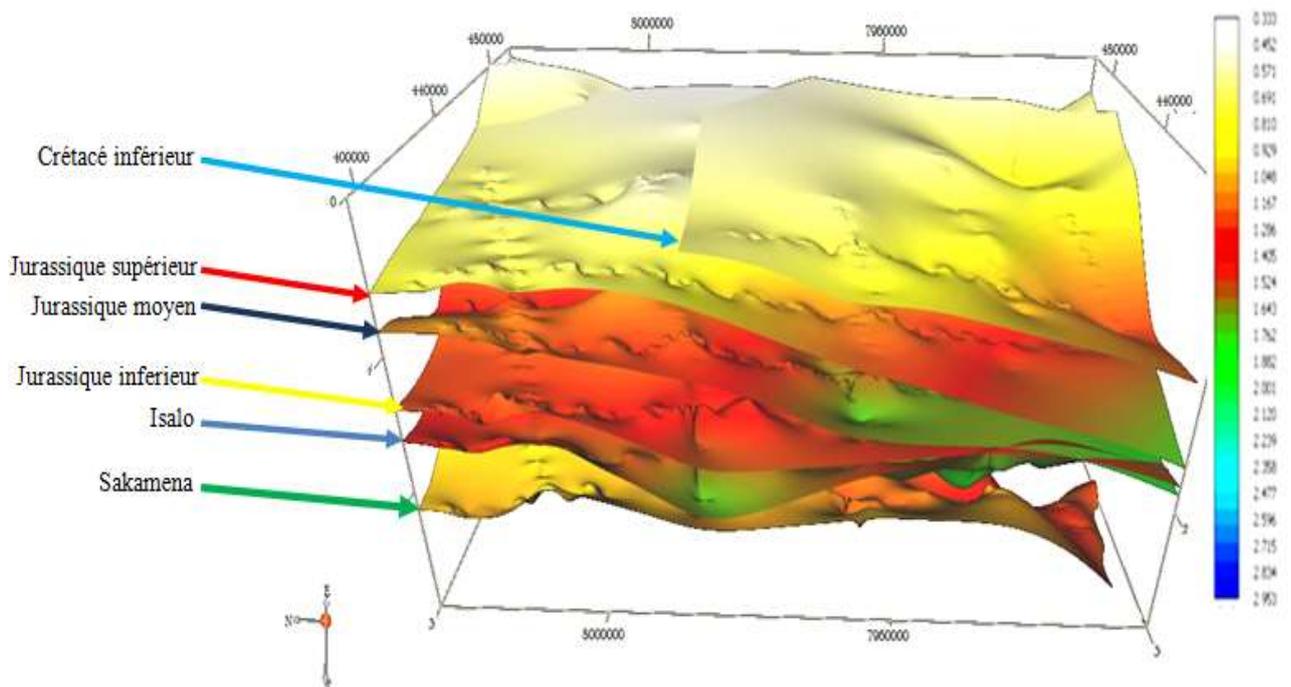


Figure 39 : Modèle 3D de la stratigraphie

CHAPITRE VI : CARACTÉRISATION DE RESERVOIR PETROLIER

Après avoir traité et interprété les données sismiques, dans ce chapitre, on va passer à la caractérisation de réservoir pétrolier, dans la zone Ankamotra. Un réservoir probable a été identifié dans notre zone d'étude. Les caractéristiques d'un réservoir pétrolier sont essentiellement : la porosité, la perméabilité, la structure des grains et l'évaluation des prospects pétroliers identifiés dans le réservoir.

VI.1 POROSITE ET PERMEABILITE

Le réservoir Isalo I, d'après les données du puits Ankamotra, le réservoir possède une porosité qui varie de 16,9% à 21,2%, et les valeurs de perméabilité vont de 1,6 mD à 127 mD.

VI.2 EVALUATION DU RESERVOIR

VI.2.1 Etapes d'identification des prospects pétroliers

On remarque que le Logiciel Kingdom, lui seul, est capable non seulement d'identifier les prospects pétroliers mais aussi de calculer leur surface respective. Ensuite il peut aussi bien calculer le volume des prospects mais, à défaut de données, il est nécessaire de suivre ces différentes étapes.

VI.2.1.1 Etape 1: Définition des différents horizons

En effet, dans cette première étape on a tracé les différents horizons afin de séparer et subdiviser les différents réservoirs. Après cela, d'après les travaux antérieurs plusieurs réservoirs ont été identifiés, mais une seule est intéressante dans les deux profils étudiés.

VI.2.1.2 Etape 2: Interprétation des lignes sismiques

La seconde étape consiste à définir tous les horizons qui existent dans toutes les lignes sismiques.

VI.2.1.3 Etape 3 : Inventaire des contours des prospects

La troisième étape consiste à tracer le contour des différents prospects. En effet, le traçage du contour des prospects dépend du temps de réflexion des différents horizons. On choisit alors les contours fermés grâce à l'aide des failles et qui présentent des bombements.

VI.2.1.4 Etape 4: digitalisation des contours

Cette étape est réalisée avec le logiciel ArcGis. En effet, on importe les images des contours réalisées auparavant dans ce logiciel. Ensuite, on digitalise ces images et les ramènées aux

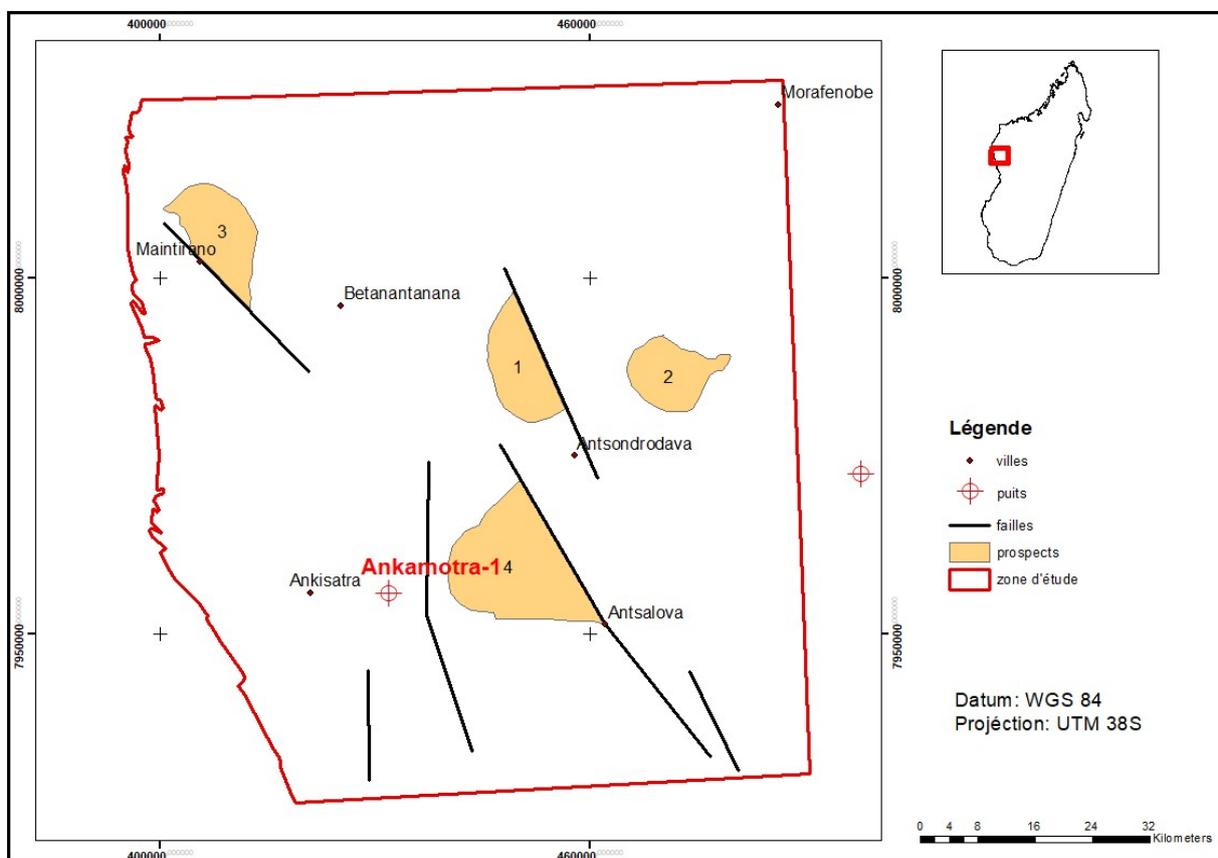
même coordonnées que le reste des cartes. Ici on utilise le système de coordonnées de projection UTM 38S.

VI.2.1.5 Etape 5: Calcul des surfaces des prospects

Après avoir digitalisé les prospects, on effectue alors le contour de chaque prospect ainsi que des failles afin de calculer la surface de ces derniers. C'est cette surface qui sera utilisée dans le calcul volumétrique du réservoir.

VI.2.1.6 Etape 6 : Réalisation de la carte des prospects pétroliers

Cette dernière étape consiste à représenter les différents prospects pétroliers dans une carte dont celle-ci est représentée par la figure suivante.



Source : OMNIS

Figure 40 : Présentation du prospect

VI.2.2 Calcul volumétrique du réservoir pétrolier

Quantifier une réserve c'est d'estimer une seule valeur de réserve basée sur les meilleures estimations simples de l'épaisseur brute, la porosité, la saturation en hydrocarbures et la formation du facteur de volume sur l'ensemble du volume du réservoir. Par conséquent, le but du calcul est de donner l'interprétation quantitative de l'accumulation d'hydrocarbures.

VI.2.2.1 Principe de calcul

Le principe de calcul pour l'estimation volumétrique des réservoirs pétroliers est défini comme suit:

- En premier lieu, une estimation du volume total de la formation composant le réservoir est nécessaire.
- Ensuite, il faut estimer la roche et les propriétés des fluides nécessaires au calcul de la réserve en place dans le réservoir
- Enfin, la quantité d'hydrocarbure en place récupérable sera déterminée.

VI.2.2.2 Paramètres nécessaires dans la quantification des réserves

Les paramètres qui entrent dans la quantification des réserves sont:

- Porosité,
- Saturation d'eau,
- Formation du facteur de volume ;
- Vitesse de propagation.
- Volume du prospect

a Porosité

La porosité est le pourcentage de vides par unité de volume dans un sédiment ou une roche. Elle s'exprime en %. La valeur de la porosité sera tirée de celle du puits Ankamotra-1.

Les valeurs de la porosité sont représentées dans le tableau suivant.

Tableau 4 : Porosité de roche réservoir

Réservoir	Porosité min (%)	Porosité max (%)	Porosité moyenne (%)
Isalo I	16,9	21,2	19,05

Source : OMNIS

b Saturation en eau

La saturation en eau est définie comme la proportion relative d'eau et d'hydrocarbure à une côte donnée dans le réservoir.

Les valeurs de la saturation en eau sont aussi tirées de la valeur de celle du puits Ankamotra. Elles sont représentées dans le tableau suivant.

Tableau 5 : Saturation en eau de roches réservoir

Réservoir	Saturation min (%)	Saturation max (%)	Saturation moyenne (%)
Isalo I	50	65	57,5

Source : OMNIS

c Formation du facteur volume

Symbole:

Bo : formation du facteur de volume d'huile ;

Bg : formation du facteur de volume de gaz et

Bw : formation du facteur de volume d'eau.

Formule :

$$B = \frac{V_{res}}{V_{surf}}$$

$$Bo = \frac{V_{res}}{V_{surf}}$$

$$Bg = \frac{V_{res}}{V_{surf}}$$

$$EtBw = \frac{V_{res}}{V_{surf}}$$

Où :

Vres: Volume de fluide dans les conditions de réservoir

Vsurf: Volume de la surface ou conditions standard.

Les conditions standard sont 14,7 psi de pression et de température 60F.

Ordre de type de valeur:

➤ Huile

1 –2 res bbl/STB, huile noire

2 –4 res bbl/STB, Volatile oil

➤ Gaz

0.5 res bbl/Mscf, dans 9000 psi ;

5 res bbl/Mscf, dans 680 psi ;

30 res bbl/Mscf, dans 115 psi.

➤ Eau

1- 1.1 res bbl/STB.

Unité : res bbl/STB

Pour notre cas, le facteur volume étant celui de l'huile noire, elle est alors égale à:

Bo= 1 –2 res bbl/STB

VI.2.2.3 Volume du prospect

Afin de calculer le volume de chaque prospect pétrolier, il est tout d'abord nécessaire de calculer la valeur de leur surface respective.

VI.2.2.4 Surface des prospects

La valeur de chaque prospect est alors donnée par le Logiciel ArcGis, elle est exprimée dans le tableau suivant :

Tableau 6 : Tableau Valeur de la surface de chaque prospect

Prospect	Surface en m ²
1	110 135 469
2	93 141 146
3	117 858 377
4	246 022 242

VI.2.2.5 Calcul des épaisseurs des roches réservoirs

Les épaisseurs des roches réservoir sont calculées à l'aide de la conversion des temps de réflexion des ondes sismiques en profondeur

$$e = pf - pi$$

La formule qui permet de calculer cette profondeur est donnée par l'expression suivante :

$$V = \frac{d}{t}$$

Avec

e : épaisseur du réservoir

pf : profondeur finale de la couche

pi : profondeur initiale de la couche

V (m/s): Vitesse de pénétration d'onde sismique

d (m) : profondeur de la roche réservoir

t (s) : le temps de réflexion qui est un temps double, donc ici on a **2t**

Les valeurs de la profondeur des couches sont donc données par la formule suivante :

$$d = v * t/2$$

VI.2.3 Application numérique

Les valeurs des temps de réflexion sont tout d'abord montrées par le tableau suivant :

Tableau 7 : Tableau Temps de réflexion des ondes sismiques

Prospect	Temps initial en s	Temps final en s	Epaisseur en temps
1	1,059	1,139	0,08
2	0,739	1,059	0,32
3	1,539	1,619	0,08
4	1,139	1,329	0,19

Ensuite le tableau suivant montre les valeurs de la vitesse de pénétration des ondes sismiques dans les différentes couches.

Tableau 8 : Vitesse de pénétration d'onde sismique dans le sous-sol

Types de roches et minéral	Vitesse en m/s
Terrains altérés de surface	400 à 800
Sables humides	600 à 1800
Argiles	900 à 2800
Marnes	1800 à 3800
Gypses	3100 à 3600
Grès	1800 à 3500
Calcaire tendres	3200 à 3600
Calcaire compactes	4000 à 5000
Dolomite cristallines	6000 à 6600
Roches métamorphiques et éruptives	3000 à 7000

Source " Le Pétrole" de JAQUES FLANDRIN et Al

Pour notre cas, les roches réservoirs sont constituées de grès fins à grossiers, on prendra donc comme valeur de la vitesse de pénétration d'onde sismique 2650 m/s, qui est égale à la valeur moyenne indiquée par le tableau ci-dessus.

VI.2.4 Epaisseur du réservoir.

Finalement, les valeurs de l'épaisseur d'huile de la roche réservoir sont données par le tableau suivant :

Comme le dépôt des sédiments est fluvial et lacustre, il est fort probable que l'hydrocarbure trouvé dans la zone d'étude soit de l'huile, mais on ne peut pas exprimer exactement sa ration, alors nous allons pris que l'épaisseur de l'huile trouvée dans la zone d'étude est égale au tiers de l'épaisseur de la roche réservoir

Tableau 9 : Conversion de l'épaisseur en temps double en épaisseur métrique

Prospects	Epaisseur du réservoir (m)
1	35
2	141
3	35
4	84

VI.2.5 Volume du réservoir

Le volume du réservoir sera calculé par la formule suivante :

$$V_{res} = S_{res} \cdot e_{res}$$

V_{res} : volume réservoir

S_{res} : surface réservoir

e_{res} : épaisseur réservoir

Les valeurs de ces volumes seront donc montrées dans le tableau suivant. On note que le facteur de conversion du m³ en bbl est égal à $1m^3 = 6,2893$ bbl

Le tableau suivant nous donne un aperçu sur les volumes du réservoir

Tableau 10 : Volume du réservoir

Prospects	Volume (m ³)	Volume (bbl)
1	3 891 453 238	24 474 516 850
2	13 163 948 635	82 792 022 148
3	4 164 329 321	26 190 716 396
4	20 645 366 475	129 844 903 368
Total	41 865 097 668	263 302 158 762

VI.3 CALCUL VOLUMETRIQUE DU RESERVOIR

Il existe plusieurs méthodes pour estimer la quantité d'hydrocarbures en place, le calcul volumétrique en est un exemple. La méthode est basée principalement sur l'utilisation des paramètres de pétro-physique précédents (porosité, la saturation d'eau et de saturation des hydrocarbures, la formation du facteur de volume) et sur la caractéristique physique de la zone d'étude comme l'épaisseur de la roche réservoir. La formule générale est la suivante :

$$STOIP = A * h_o * \Phi(1 - S_w) * 1/Boi$$

Avec

- STOIP: Stock Tank Oil Initially In Place en STB (Stock Tank Barrel)
- A : surface de réservoir en acre-ft
- h_o : épaisseur du réservoir en ft
- Φ : porosité en%
- (1-S_w) : proportion de l'espace des pores occupé par hydrocarbures: la saturation des hydrocarbures en%
- Boi : facteur volume de la formation initiale de l'huile en bbl / STB.

En fait, la zone du réservoir varie en fonction de la catégorie telle que la réserve possible, les réserves probables ou réserves prouvées. Les conversions ci-dessous seront nécessaires pour le calcul:

- 1 acre-ft = 43560 ft³
- 1 acre-ft = 7758 barrel

- 1 barrel = 5.61458 ft³
- 1 m³ = 6.2893 bbl

Afin d'avoir une configuration nette des réserves de pétroles dans la zone d'étude, trois sortes de quantification, qui sont la quantification pessimistique, la quantification optimistique et la quantification moyenne, seront faites. En effet, la formule et le processus de ces calculs sont les mêmes, sauf les valeurs de quelques paramètres changent (la porosité, la saturation de l'eau, la formation de facteur de volume).

VI.3.1 Quantification pessimistique

La vue pessimiste nous donnera la quantification minimale possible pour l'huile dans l'étude de réservoir. La formule appliquée au calcul du volume est donnée par l'équation volumétrique dans la formule de calcul volumétrique précédente.

Le tableau suivant montre alors la valeur pessimiste de l'huile en place dans la zone d'étude

Tableau 11 : Quantification pessimistique

Prospect	STOIIP(STB)
1	978 980 674
2	3 311 680 886
3	1 047 628 656
4	5 193 796 135
Total	10 532 086 350

VI.3.2 Quantification optimistique

Du point de vue optimiste, une estimation maximale de la réserve dans la zone sera faite. Les valeurs du volume de réserve en place, du point de vue optimiste, seront données par le tableau suivant :

Tableau 12 : Quantification optimistique

Prospect	STOIIB(STB)
1	1 798 876 988
2	6 085 213 628
3	1 925 017 655
4	9 543 600 398
Total	19 352 708 669

VI.3.3 Quantification moyenne

Après avoir effectué les deux points de vue de quantifications pour la quantité d'huile accumulée, il sera nécessaire de faire la moyenne de ces deux manières d'estimation. Par conséquent, nous allons prendre les valeurs moyennes des paramètres inclus dans le calcul. Le tableau suivant va alors montrer le résultat de ce calcul.

Tableau 13 : Quantification moyenne

Prospect	STOIIB(STB)
1	1 333 045 351
2	4 509 405 473
3	1 426 521 020
4	7 072 219 070
Total	14 341 190 914

CHAPITRE VII : RESULTATS ET SYNTHÈSE DES DONNÉES

Ce travail a été fait à partir de l'interprétation sismique pour établir la forme de réservoir dans la zone Ankamotra, en plus pour donner une quantification de la réserve dans cette zone.

VII.1 SYSTEME PETROLIER

L'interprétation du profil sismique a montré qu'il y a six méga-séquence dans la zone :

- La premier méga-séquence: sakamena (permo-trias);
- La deuxième méga-séquence: Isalo(trias supérieur-jurassique inférieur);
- La troisième méga-séquence : Andafia (jurassique inférieur) ;
- La quatrième méga-séquence : Bemaraha (Jurassique moyen);
- La dernière méga-séquence : Beboka (Jurassique supérieur).
- Le crétacé inférieur

Le système pétrolier est constitué par les éléments suivants :

- La Sakamena Moyen (Permo-Trias) est considéré comme roche mère. Il est à noter que les hydrocarbures provenant de ce niveau, notamment dans la zone à l'Ouest de la faille de Bemaraha, servaient, soit du gaz, soit de l'huile. La Sakamena moyenne est considérée comme étant la principale roche mère du bassin dans le karoo du bassin de Morondava mais son potentiel est variable. Elle possède une TOC supérieur 0.5%. Elle est toujours considérée et jugée comme étant la roche-mère la plus potentielle, source des accumulations de Bemolanga et de Tsimiroro. Seulement, dans la zone de la récente étude, elle n'a pas été prise en considération car elle se trouve déjà dans la post-maturité.
- Après la Maturation des hydrocarbures, la migration vers une formation perméable de l'Isalo est possible.
- Le réservoir est les faciès gréseux de l'Isalo constitue des grains fin à grains grossiers. Le potentiel du réservoir pour les sédiments du groupe Isalo est relativement bien développé. La porosité varie de 16,9% à 21,2% et les valeurs de perméabilité vont de 1,6 mD à 127 mD. L'analyse pétrographique a défini le grès analysé comme étant l'arkose et la subarkose. Ces sédiments peuvent être les meilleures roches réservoirs dans la zone. Les sédiments fins à grains déposés dans les zones surbaissées ou lacustres sont probablement les facteurs limitatifs du réservoir dans le groupe Isalo.

- La couverture est assurée par les argiles de base de la formation d'Andafia de jurassique inférieur.
- D'après les interprétations sismiques en 3D, nous avons une bonne vision sur les structures de formation géologique comme les failles et les anticlinales. La présence d'anticlinales de la roche réservoir montre la présence de pièges d'hydrocarbures dans la zone d'étude.

VII.2 QUANTIFICATION DE LA RESERVE

L'estimation de la réserve de pétrole dans notre zone d'étude sera classée dans trois catégories comme celles du calcul de réserve c'est-à-dire du point de vue optimiste, du point de vue pessimiste et enfin du point de vue moyenne. Le résultat de ces calculs sera donc montré dans le tableau suivant.

Tableau 14 : Résultat de l'évaluation des réservoirs

Point de vue pessimiste	Point de vue optimiste	Quantification moyenne
Le point de vue pessimiste qui prend la valeur minimale de l'estimation de la réserve correspond à une gamme de porosité et perméabilité assez faible. Le calcul ci-dessus donne une quantité de 10 532 086 350STB	Le calcul dans ce point de vue se fait en prenant les valeurs maximum de chaque paramètre pétro physiques. En effet, la quantité de la réserve est de 19 352 708 669STB	La quantification moyenne est calculée en faisant la moyenne de chaque paramètre qui entre en jeu dans le calcul de la réserve. Le résultat de cette quantification donne une valeur de 14 341 190 914STB

CONCLUSION

En guise de conclusion ce présent mémoire a évalué les prospects pétroliers dans la zone Ankamotra. Pour arriver à connaître cette potentialité, il est nécessaire de connaître parfaitement le contexte et l'architecture de ce bassin sédimentaire.

Pour parvenir à déceler cette architecture et surtout pour orienter les pétroliers dans l'implantation de forages, l'identification des systèmes pétroliers est nécessaire. Ainsi, certaines techniques géophysiques sont indispensables telle que la sismique réflexion. Cette technique nous a permis de mener des interprétations des profils sismiques afin d'avoir des idées claires sur la potentialité pétrolière de la formation Karoo.

Au départ, il nous a fallu définir ce qu'est le pétrole, de son origine jusqu'à son piégeage dans les différentes formes de roches réservoirs.

Par la suite, une synthèse des travaux entrepris dans la zone d'étude, tels que les travaux géologiques, les travaux géophysiques et les travaux de forages, a été faite. Cette dernière a donc permis d'approfondir les connaissances déjà acquises par rapport à notre zone d'étude qui est le bassin Sud Morondava.

Après avoir effectué ces différentes synthèses, on a réalisé les interprétations en 2D et en 3D par la méthode sismique qui a permis non seulement de définir les stratigraphies des différentes couches du sous-sol à identifier et de caractériser les réservoirs possibles, mais aussi d'avoir une visualisation de la structure du sous-sol.

Pour clore notre travail, les résultats acquis lors des interprétations sismiques ont été traduits et synthétisés afin de construire un modèle et d'avoir une estimation du réservoir.

Du point de vue pessimiste, la quantité de réserves est égale à 10 532 086 350STB, mais sur le plan optimiste, elle prend la valeur 19 352 708 669STB. D'après ces valeurs, on peut en conclure qu'il existe une énorme potentialité de réserves dans cette zone. Cependant, afin d'avoir une vision encore plus nette et plus vraie du réservoir, il faut effectuer d'autres études d'exploration, à savoir les travaux de forages car c'est le seul travail qui permet de prouver l'existence de pétrole dans un réservoir.

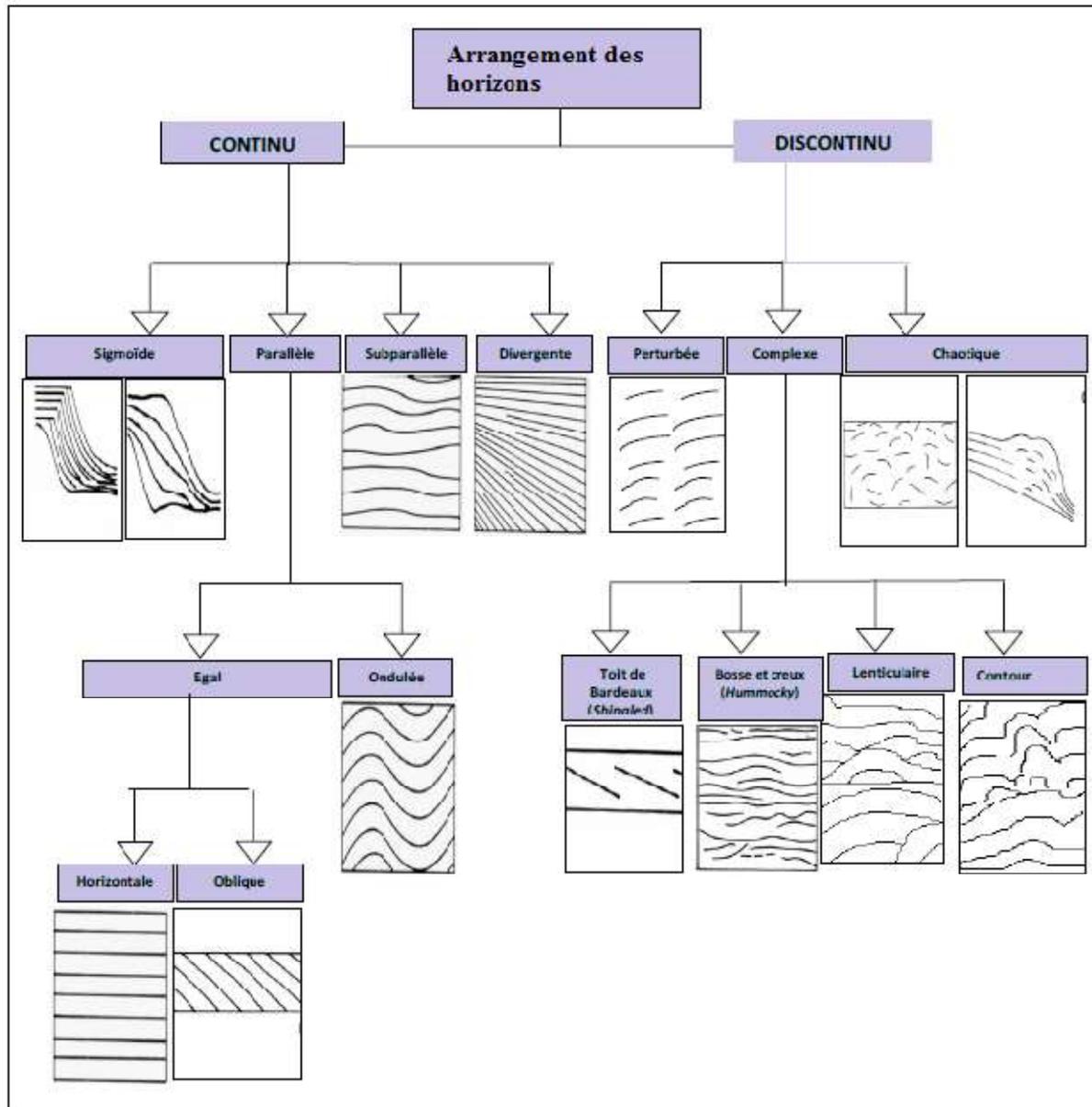
Pour achever, la période de stage au sein de l'OMNIS nous a été fortement bénéfique car elle a permis d'étoffer les connaissances théoriques acquises en classe. Nous avons pu élargi nos horizons sur la géologie de Madagascar, le forage pétrolier et les logiciels spécifiques d'interprétation.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] : <http://petroleum.e-monsite.com/pages/histoire-du-petrole/> (consulté le 23 juillet 2018).
- [2] : <http://www.omnis.mg/fr/hydrocarbon-fr/exploration-history-fr> (consulté le 03 juin 2016)
- [3] Besairie H. « Géologie de Madagascar. Les Terrains Sédimentaires. Annales Géologiques de Madagascar », 552p, 1948.
- [4] Pique at. al. « Evolution géologique de Madagascar et la dislocation de Gondwana une introduction » ; Journal of African Earth Sciences, Vol.28 (165-178), 1999.
- [5] Rajaomazava F., 1992. Etude de la subsidence du bassin sédimentaire de Morondava(Madagascar) dans le cadre de l'évolution géodynamique de la marge Est Africaine. Centre Géologique et Géophysique, Université des Sciences et Techniques du Languedoc 3405-MONPELIER Cedex 5-France.204p.
- [6] Magoon, L. B. et Dow, W. G., 1994. The petroleum system from source to trap,
- [7] <http://www.gep-aftp.com/secteur/publicationsfiche.php?id=869> (consulté le 06/07/2015)
- [8] <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4030> (consulté le 06/07/2015)
- [9] IFP SCHOOL, 2005. Les étapes de la prospection pétrolière, IFP Energies Nouvelles,
- [10] <http://tpe-petrole.lo.gs/c-forage-et-exploitation-p29087> (consulté le 01/09/2015).
- [11] [http : //t.co/Hn1xaofXBB](http://t.co/Hn1xaofXBB) (consulté le 08/07/2015)
- [12] Monographie de la region Melaky, Centre de recherches, d'études et d'appui à l'analyse économique à Madagascar, février 2013
- [13]. IFP ENERGIE NOUVELLE, 2014. Etapes de l'exploration pétrolière.
- [14]. Imaduddin M. 2008. "Geology and Geophysics in Oil Exploration", Webmaster, 70p

ANNEXES

Annexe 1 : Organigramme de détermination de configurations des séquences stratigraphiques



Annexe 2 : Chronostratigraphie régionale du bassin sédimentaire de Morondava

AGE	ERE	EPOQUE		ETAGE	FORMATION				
5	CENOZOIQUE	QUATERNAIRE	HOLOCENE		POST-KARROO				
			RECENT	PLEISTOCENE					
		TERTIAIRE	PLIOCENE	MIOCENE					
				OLIGOCENE					
			EOCENE	PRIBONIAN					
				LUTETIEN			KATSEPY		
				YPRESIEN					
			PALEOCENE	DANIEN					
		75	MESOZOIQUE	CRETACE		SUPERIEUR	MAASTRICHTIEN		BERIVOTRA
							CAMPANIEN		MARIARANO
SANTONIEN					MAROVOAY				
CONIACIEN									
MOYEN	TURONIEN								
	CENOMANIEN					ANKARAFANTSIKA TSIANDAVA			
	ALBIEN								
	APTIEN								
INFERIEUR	BARREMIEN					SITAMPIKY			
	HAUTERIVIEN								
	VALANGINIEN					DUVALIA			
	BERRIASIEN								
	JURASSIQUE			MALM	TITHONIEN				
					KIMMERIDGIEN				
				DOGGER	OXFORDIEN				
					CALLOVIEN		DOGGER		
BATHONIEN									
BAJOCIEN									
175	JURASSIQUE			LIAS	AALENIEN		ANDAFIA - BERONONO		
					TOARCIEN				
				TRIAS	SUPERIEUR	PLIENSBACHIEN		ISALO 2	
						SINEMURIEN			
						HETTANGIEN			
					MOYEN	RHETIEN			
						NORIEN			
						CARNIEN		ISALO 1	
INFERIEUR	LADINIEN				SUPERIEURE				
	ANISIEN				MOYENNE				
250	KARROO	PERMIEN	OLENEKIEN		INFERIEURE				
			INDUEN						
		CARBONIFERE	SUPERIEUR						
			MOYEN						
			INFERIEUR						
		PALEOZOIQUE	SAKOA	DEVONIEN					
				SILURIEN					
ORDOVICIEN									
540	PRECAMBRIEN								

TABLE DES MATIERES

SOMMAIRE	i
TENY FISAORANA.....	ii
LISTE DES ABREVIATIONS	iii
LISTE DES FIGURES	iv
LISTE DES TABLEAUX.....	vi
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE I : HISTOIRE DU PETROLE ET CONTEXTE	
GEOLOGIQUE DE MADAGASCAR.....	2
I.1 HISTORIQUE DU PETROLE	2
I.1.1 La première découverte du pétrole.....	2
I.1.2 L'utilisation du pétrole avant la révolution industrielle	3
I.1.2.1 Au cours de la Préhistoire.....	3
I.1.2.2 Pendant l'Antiquité et le Moyen Âge et jusqu'au XVIII ^e siècle	4
I.1.3 Révolution pétrolière de la seconde moitié du XIX ^e siècle	6
I.1.3.1 La lampe à pétrole	6
I.1.3.2 Forage rotary.....	7
I.1.4 Dates remarquables de l'histoire du pétrole	7
I.1.5 HISTOIRE DE L'EXPLORATION PETROLIERE A MADAGASCAR	9
I.1.6 Puits d'exploration	10
I.2 CONTEXTE GEOLOGIQUE DE MADAGASCAR	10
I.2.1 Généralités sur l'histoire tectonique du bassin de Madagascar	10
I.2.1.1 Rifting Afro-malagasy	11
I.2.1.2 Rifting Indo-malagasy	12
I.2.2 Géologie de Madagascar	14
I.2.2.1 Socle Précambrien	15
I.2.2.2 Roches Volcaniques.....	15
I.2.2.3 Séries Sédimentaires	15
a Karoo	15
b Post-karoo.....	15
I.2.3 Division des bassins sédimentaires Malagasy.....	15
CHAPITRE II : NIVEAUX D'INVESTIGATION DE PETROLE [6]	17
II.1 Bassin sédimentaire.....	17
II.2 Système pétrolier	18
II.2.1 Eléments du système pétrolier	18
II.2.1.1 Roche mère.....	18
II.2.1.2 Roche réservoir	18
II.2.1.3 Roche couverture.....	19
II.2.1.4 Pièges	19
a Pièges structuraux.....	19
b Piège stratigraphique	21
II.2.2 Processus de formation des hydrocarbures	22
II.2.2.1 Génération	22
II.2.2.2 Migration.....	24

a Migration primaire	24
b Migration secondaire	24
c Dismigration	25
II.2.2.3 Accumulation	26
II.2.2.4 Préservation	26
II.3 Play pétrolier.....	26
II.4 Prospect.....	26
CHAPITRE III : METHODE D'EXPLORATION PETROLIERE	27
III.1 phase d'exploration pétroliers.....	27
III.1.1 Exploration initiale	27
III.1.2 Phase de délimitation du prospect	27
III.1.3 Opérations de forage d'exploration.....	27
III.1.4 Evaluation de la découverte (sismique 3D détaillée).....	28
III.2 Reconnaissance géologique	29
III.2.1 Principe.....	29
III.2.2 Indentification des régions pétrolifères	29
III.3 Méthodes géophysiques.....	30
III.3.1 Généralités sur les méthodes géophysiques.....	30
III.3.2 Méthodes géophysiques mise en œuvre	30
III.3.2.1 Historique.....	30
III.3.2.2 Principe de base	30
III.3.3 Acquisition et traitement des données	32
III.3.3.1 Acquisition des données.....	32
a Système d'émission	32
b Système de récepteur	32
c Système d'enregistrement.....	32
III.3.3.2 Le traitement des données.....	33
III.3.4 Paramètres géo-sismiques	33
III.3.4.1 Notion sur les vitesses sismiques	33
III.3.4.2 Porosité	33
III.4 Forage d'exploration.....	34
III.5 Etapes d'interprétations des sections sismique images.....	35
III.5.1 Type de terminaisons de réflecteurs	35
III.5.2 Le faciès définis par la configuration des réflexions et la forme externe des unités	36
III.5.3 Délimitation des sections.....	36
III.5.4 Analyse et interprétation des sections sismiques.....	36
III.6 Logiciels d'interprétation.....	37
III.6.1 ARCGIS	37
III.6.2 KINGDOM, IHS	38
III.7 Modélisation 2D et interprétation	38
III.7.1 Profil 1 (transversale).....	38
CHAPITRE IV : PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE ET	
TRAVAUX ANTERIEURS.....	39
IV.1 localisation de la zone d'étude	39
IV.2 CONTEXTE GENERALE DE LA ZONE D'ETUDE	40
IV.2.1 Contexte climatique	40
IV.2.1.1 Vents	40
IV.2.1.2 Température	40
IV.2.1.3 Pluviométrie	41
IV.2.1.4 Cyclones.....	Erreur ! Signet non défini.

IV.2.2 Hydrologie	Erreur ! Signet non défini.
IV.3 TRAVAUX ANTERIEURS Dans LA ZONE.....	41
IV.3.1 Géologie.....	41
IV.3.1.1 Stratigraphie	41
a Sakamena.....	42
b Isalo	42
c Jurassique Moyen	42
d Jurassique Supérieur.....	42
e Crétacé Inférieur	43
f Le Crétacé Moyen.....	43
IV.3.1.2 STRUCTURE	43
IV.3.2 TRAVAUX SISMIQUE	44
IV.3.3 Forage d'exploration.....	45
CHAPITRE V : INTERPRETATIONS DES DONNEES SISMIQUES	48
V.1 PRESENTATION DES Donnée sismiques	48
V.2 Modélisation 2D et interprétation	48
V.2.1 Profil 1 (transversale)	48
V.2.2 Interprétation stratigraphique	49
V.2.2.1 Première méga-séquence	49
V.2.2.2 Deuxième méga-séquence.....	50
V.2.2.3 Troisième méga-séquence	50
V.2.2.4 Quatrième méga-séquence.....	51
V.2.2.5 Cinquième méga-séquence	51
V.2.2.6 Sixième méga-séquence	51
V.2.3 Interprétation structurale.....	52
V.3 Profil 2 (longitudinale).....	52
V.4 Résultats de l'interprétation	53
V.5 Modélisation 3D et interprétation	53
V.5.1 Roche réservoir.....	54
V.5.1.1 Vue de surface	54
V.5.1.2 Représentation des failles	55
V.5.2 Roche couverture.....	56
V.5.2.1 Vue de surface	56
V.5.3 Représentation de surface du système pétrolier.....	56
V.5.4 Vue générale de la stratigraphie de la zone d'étude	57
CHAPITRE VI : CARACTÉRISATION DE RESERVOIR PETROLIER	58
VI.1 Porosité et perméabilité	58
VI.2 Evaluation du réservoir.....	58
VI.2.1 Etapes d'identification des prospects pétroliers.....	58
VI.2.1.1 Etape 1: Définition des différents horizons	58
VI.2.1.2 Etape 2: Interprétation des lignes sismiques.....	58
VI.2.1.3 Etape 3 : Inventaire des contours des prospects	58
VI.2.1.4 Etape 4: digitalisation des contours.....	58
VI.2.1.5 Etape 5: Calcul des surfaces des prospects.....	59
VI.2.1.6 Etape 6 : Réalisation de la carte des prospects pétroliers	59
VI.2.2 Calcul volumétrique du réservoir pétrolier.....	59
VI.2.2.1 Principe de calcul	60
VI.2.2.2 Paramètres nécessaires dans la quantification des réserves.....	60
a Porosité	60
b Saturation en eau	60
c Formation du facteur volume.....	61

VI.2.2.3	Volume du prospect	62
VI.2.2.4	Surface des prospects	62
VI.2.2.5	Calcul des épaisseurs des roches réservoirs	62
VI.2.3	Application numérique	63
VI.2.4	Epaisseur du réservoir	64
VI.2.5	Volume du réservoir	64
VI.3	Calcul volumétrique du réservoir	65
VI.3.1	Quantification pessimistique	66
VI.3.2	Quantification optimistique	66
VI.3.3	Quantification moyenne	67
CHAPITRE VII : RESULTATS ET SYNTHÈSE DES DONNÉES		68
VII.1	SYSTEME PETROLIER	68
VII.2	Quantification de la réserve	69
CONCLUSION		70
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES		I
ANNEXES		II

Titre : « Evaluation des prospects pétroliers dans la zone Ankamotra par la méthode sismique »

Nombre de pages : 70

Nombre de figures : 40

Nombre de tableaux : 14

Auteur : Mialiarimanana Andonindrana Mandrindra

Tel : +261 34 99 043 56

E-mail : mialiarimananamandrindra@gmail.com

Encadreurs :

➤ Monsieur RAZAFINDRAKOTO Boni Gauthier

➤ Monsieur RANDRIAMIARANTSOA Tolojanahary



FAMINTINANA

Ny tanjona fototra amin'ity boky ity dia ny fitadiavana ny “prospects petroliers” ao amin'ny faritra Ankamotra, ao anatin' ny “bassin sédimentaire” ny Morondava. Araka ny fampiasana ny modely 2D sy 3D ny tahirinkevitra sisimika sy ny tahirinkevitra efa nisy, novolavolaina tamin' ny “logiciel Arcgis, kingdom 8.8” dia hita fa misy fitehirizan-tsolika ao amin' ny karoo.

Ny singa rehetra mameno ny “systeme petrolier” dia hita teo amin'ny toerana nanaovana fikarohana, anisan'izany ny “roche mere” izay misy fiforonana tanimanga madinika; ny vato fitehirizan-tsolika dia foronin'ny “gres grossier continentaux”; ary izay rehetra izay dia voafono tanimanga. Nahitana prospect efatra tao amin'ilay toerana ka tombanana ho 10 532 086 350 STB ny fatrany ao.

Teny fototra : Bassin Sédimentaire, évaluation, tahirin-tsolika, prospection sismique, fanombatombanana, prospect, modely 2D, 3D.

RESUME

L'objectif principal de cet ouvrage est de localiser les prospects pétroliers de la zone Ankamotra dans le bassin sédimentaire de Morondava. Grâce aux différentes réinterprétations 2D et 3D des données sismiques et les données ultérieur, en utilisant les logiciels ArcGis et Kingdom 8.8, une couche de réservoir ont été mises en évidence dans la formation Karoo.

Le système pétrolier est identifié dans la zone d'étude, notamment la roche mère constituée par la formation d'argile calcaireux ; La roche réservoir est formée par de grès grossier continentaux et la couverture peut être assurées par les argiles. Quatre prospects ont été identifiés dans cette zone et la quantité de réserves totale est estimée à 10 532 086 350 STB.

Mots clés : Bassin Sédimentaire, évaluation, réservoirs, prospection sismique, estimation, prospect, modélisation 2D, 3D.

ABSTRACT

The main objective of this work is to locate the oil prospects of the Ankamotra area in the sedimentary basin of Morondava. Through different 2D and 3D interpretations of seismic data and subsequent data, using ArcGis and Kingdom 8.8 software, a reservoir layer were highlighted in the Karoo formation.

The petroleum system is identified in the study area, including the bedrock formed by the formation of calcareous clay. The reservoir rock is formed by continental sandstones and the roofs can be provided by the clays. Four prospects was identify in the area and the reserve estimation was calculated as 10 532 086 350 STB.

Keywords: sedimentary basin, evaluation, reservoir rock, seismic prospection, estimation, prospect, 2D-3D modelisation