

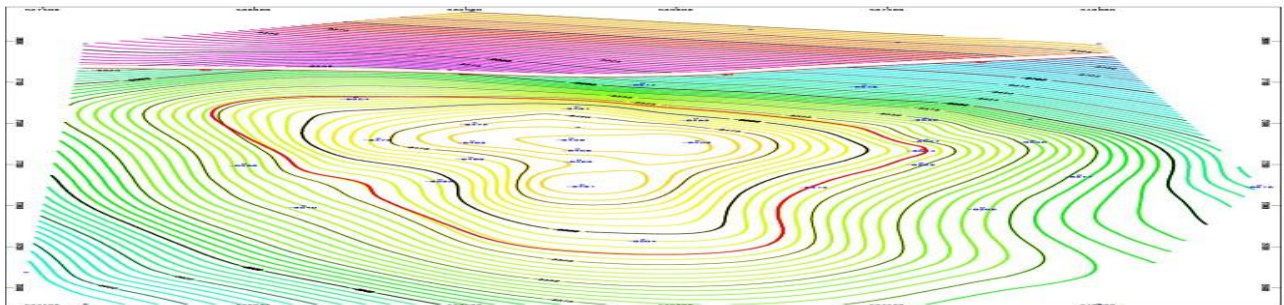


UNIVERSITE D'ANTANANARIVO
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE D'ANTANANARIVO
DOMAINE : SCIENCES DE L'INGENIEUR
MENTION : INGENIERIE PETROLIERE
PARCOURS : SCIENCES ET TECHNIQUES PETROLIERES



Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du Diplôme de Master en
Ingénierie Pétrolière
Titre : Ingénieur

**EVALUATION DES PROSPECTS PETROLIERS DANS LA
FORMATION KAROO PAR METHODE SISMIQUE DANS LA
PARTIE SUD DU DISTRICT D'ANTSALOVA**



Présenté par : RASAMISAONA Charlot Jean Daniel Andriamahenina

Soutenu le 26 décembre 2018



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE D'ANTANANARIVO
DOMAINE : SCIENCES DE L'INGENIEUR
MENTION : INGENIERIE PETROLIERE
PARCOURS : SCIENCES ET TECHNIQUES PETROLIERES



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Ingénierie Pétrolière

Titre : Ingénieur

**EVALUATION DES PROSPECTS PETROLIERS DANS
LA FORMATION KAROO PAR METHODE SISMIQUE
DANS LA PARTIE SUD DU DISTRICT D'ANTSALOVA**

Présenté par : RASAMISAONA Charlot Jean Daniel Andriamahenina

Devant le jury composé de :

Président : Monsieur ANDRIANAIVO Lala

Examineurs: Monsieur RAHARIJAONA Tovo Robin

Monsieur RAKOTO Heritiana

Rapporteurs : Monsieur RAZAFINDRAKOTO Boni Gauthier

Monsieur RANDRIAMIARANTSOA Tolojanahary

TENY FISAORANA

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

- Andriamatoa, ANDRIANAHARISON Yvon, Talen'ny Sekoly Ambony Politekinika Antananarivo, nandray ny tenako ho anisan'ny mpianatra ao amin'ny sekoly;
- Andriamatoa, ANDRIANAIVO Lala, Filohan'ny sampam-pianarana momba ny solika, nanaiky nandray ny tenako ho anisan'ny mpianatra ao amin'ny sampampampianarana izay tantanany ary filohan'ny fitsarana ity asa ity ihany koa;
- Andriamatoa, RAZAFINDRAKOTO Boni Gauthier, r Mpapianatra ao amin'ny sekoly ambony politekinika, nanaiky nanitsy, nampianatra ary nanampy be tamin'ny fanontana ny boky;
- Andriamatoa, RANDRIAMIARANTSOA Tolojanahary, Tompon'andraikitra ny « Gestion de Banque des Données », ao amin'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 rehetra ao amin'ny Sekoly Ambony Politekinika Antananarivo ;
- Ny namana rehetra niara-niasa tao amin'ny OMNIS ;
- Ny fianakavina, mpiara-mianatra.

SOMMAIRE

INTRODUCTION

CHAPITRE-I : GENERALITES SUR LE PETROLE

I.1 Historique du pétrole

I.2 Mode de formation du pétrole

CHAPITRE-II: CONTEXTE GENERAL DE LA ZONE D'ETUDE ET TRAVAUX ANTERIEURS

II.1 Délimitation de la zone d'étude

II.2 Contexte géologique et structural

II.3 Travaux antérieurs

CHAPITRE-III : METHODOLOGIE APPLIQUEE A L'ETUDE

III.1 Exploration pétrolière par méthode sismique

III.2 Principe d'évaluation du prospect pétrolier

III.3 Présentation du logiciel de traitement

CHAPITRE-IV : REINTERPRETATION DES DONNEES SISMIQUE ET EVALUATION DES PROSPECTS

IV.1 Présentation des données

IV.2 Interprétations des données

IV.3 Estimation de la réserve

IV.4: Synthèse des résultats

CONCLUSION

LISTE DES ABREVIATIONS

2D : Deux dimensions

3D : Trois dimensions

OMNIS : Office des Mines National et des Industries Stratégiques

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

ft: feet

AMOCO: American Oil Company

Onde P : Onde primaire

Onde S : Ondes secondaire

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

PMC : Point Miroir Commun

ESRI : Environmental Systems Research Institute

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Pionnières de la découverte de pétrole.....	2
Figure 2: Représentation des feux grégeois.....	4
Figure 3: Gaz en combustion à partir d'un chenal fluvial dans la région de Bakou (Azerbaïdjan). ..	5
Figure 4: Procédure de la formation du pétrole.....	14
Figure 5: Diagramme de genèse des hydrocarbures.....	16
Figure 6: Les niveaux de l'investigation pétrolière.....	17
Figure 7: Migration des hydrocarbures	19
Figure 8: Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement.....	20
Figure 9: Piège structural: Anticlinal	22
Figure 10: Piège structural: faille	23
Figure 11: Piège stratigraphique.....	23
Figure 12: Piège mixte associé à un diapir	24
Figure 13: Localisation de la zone d'étude	25
Figure 14: Réseau hydrographique.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 15: Géologie générale de la zone d'étude.....	27
Figure 16: Campagne sismique et puits proche de la zone d'étude	36
Figure 17: Ondes P et S.....	42
Figure 18: Onde de Love.....	43
Figure 19: Onde de Rayleigh.....	44
Figure 20: Acquisition Sismique réfraction	45
Figure 21: Réflexion totale	46
Figure 22: Couverture multiple	47
Figure 23: Relation géométrique à la base	50
Figure 24: Relation géométrique au toit.....	50
Figure 25: Interface du kingdom	57
Figure 26: Puits aux alentours de la zone d'étude.....	60
Figure 27: Section sismique simplifiée du profil N°1.....	61
Figure 28: Réflexion du socle	62
Figure 29: Réflexion du Sakoa.....	62
Figure 30: Réflexion de le Sakamena.....	63
Figure 31: Réflexion de l'Isalo	63
Figure 32: Réflexion du jurassique inférieur(Andafia)	63
Figure 33: Réflexion du jurassique moyen (Formation de Bemaraha)	63
Figure 34: Réflexion du jurassique moyenne	64
Figure 35: Réflexion du crétacé	64
Figure 36: Section sismique simplifiée Du profil N°2.....	65
Figure 37: Vue de surface de la roche couverture	66
Figure 38: Vue en surface de la roche couverture avec faille	67
Figure 39: Vue globale de système pétrolier	68
Figure 40: Délimitation des prospects.....	70

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: résultats d'étude gravimétrique	35
Tableau 2: Caractéristique du puits d'Antaotao.....	38
Tableau 3: Gamme de vitesse de pénétration d'onde sismique dans le sous-sol	41
Tableau 4: Qualité du réservoir en fonction de la porosité	52
Tableau 5: Surface des prospects	71
Tableau 6: Saturation en eau et porosité du réservoir	71
Tableau 7: Temps de réflexion des ondes	71
Tableau 8: Epaisseur du réservoir	72
Tableau 9: Epaisseur d'huile.....	72
Tableau 10: Volume de réservoir récupérable.....	72
Tableau 11: la quantification optimiste, moyenne et pessimiste	73

GLOSSAIRE

Prospect : Cible d'exploration non testée et se trouve dans un seul intervalle stratigraphique qui peut contenir ou non des hydrocarbures.

Subsidence : Affaissement de la lithosphère qui peut être lié à une accumulation d'épaisses séries de sédiments ou à des causes tectoniques.

Play : Ensemble des prospects qui partagent des caractéristiques géologiques communes ainsi que l'histoire de la génération d'hydrocarbures, de la migration, du développement de réservoir et de la configuration des pièges.

Dôme : Corps rocheux, étranger à son environnement, souvent cylindrique et de diamètre kilométrique, qui a percé, comme à l'emporte-pièce, les roches qui l'entourent.

INTRODUCTION

Le pétrole est connu depuis des années et son exploitation intensive a débuté au XIX^{ème} siècle. Malgré son utilité, le nombre de pays qui dispose de cette richesse est encore insuffisant par rapport aux besoins mondiaux, c'est la raison pour laquelle la variation sans cesse du coût. De plus, la croissance démographique impose sa nécessité absolue pour subvenir aux différentes utilités comme l'huile moteur, le carburant, les produits cosmétiques, la construction routière, l'industrie pétrochimique.

A Madagascar, l'électricité est produite en majeure partie par l'utilisation de centrales thermiques alimentées par les hydrocarbures, or celui-ci est encore importé, et ce qui nous revient très coûteux. Par ailleurs, l'énergie produite est insuffisante ce qui entraîne des délestages créant un problème socio-économique. Une solution demeure dans l'exploitation de nos ressources naturelles. Antsalova, qui se situe au Nord du bassin sédimentaire de Morondava a été identifiée comme étant des potentiels en hydrocarbures. Plusieurs compagnies ont fait des explorations sur cette zone, qui ont abouti à des résultats différents. Avant de valoriser les résultats de ces études, il est nécessaire de connaître les caractéristiques du gisement, et c'est grâce à l'exploitation des données sismiques disponibles, afin d'avancer des modèles sur les prospectifs pétroliers. Ces modèles sont utilisés pour planifier les études complémentaires à effectuer, 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 prospectifs pétroliers dans la formation Karoo par méthode sismique de la partie Sud du District d'Antsalova ».

Cet ouvrage est divisé en quatre chapitres. Le premier chapitre consiste à décrire les généralités sur le pétrole, le deuxième chapitre sera consacré au contexte général de la zone d'étude et aux travaux antérieurs. Le troisième chapitre est réservé à la méthodologie appliquée à l'étude. Le quatrième chapitre est axé sur la réinterprétation des données et résultats.

CHAPITRE-I GENERALITES SUR LE PETROLE

I.1 HISTORIQUE DU PETROLE

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 [16]

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 et le combustible extrait du charbon.



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

Figure 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 4000 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 *feux grégeois* (ou *feux grecs*). Ils ont été utilisés par les Croisés, puis surtout par les Byzantins ainsi que par les Vénitiens (figure2).



Source : Biblioteca Nacional de Madrid

Figure 2: Représentation des feux 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 (Figure 3), soit même d'huiles et de gaz à condensats (fumée bien plus noirâtre) à partir de volcans de boue.



Source : J.-J. Biteau, 2008

Figure 3: Gaz en combustion à partir d'un chenal fluviatile dans la région de Bakou (Azerbaïdjan).

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

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.

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.1.3 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 Vénézuela 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 Persique. (**Deuxième choc pétrolier**)
- ✓ 22 septembre 1980 : L'Irak attaque l'Iran. La première guerre du Golfe durera huit ans.

I.1.4 Historique de l'exploration pétrolière à Madagascar

De 1900 à 1975[1]

Entre 1902 et 1906, les premières concessions pétrolières furent ouvertes dans la région de Tsimiroro, à l'ouest de la Grande île. Durant les années 1920 et 1930, ces entreprises existèrent remplacées par des opérateurs français du Service des Mines et du Syndicat des Etudes et Recherches Pétrolières(SERP). A partir de 1945, des cartes de la géologie de Madagascar furent établies. En 1950, l'entreprise française Société des pétroles de Madagascar remplaça le SERP et assuma l'exploration durant 15 ans dans la région de Morondava, jusqu'à Toliara. De 1966 à 1975, l'intérêt des multinationaux pétroliers prit de l'ampleur. Pas moins de six compagnies réalisèrent des travaux d'exploration au moyen de technologies de pointe pour l'époque, comme la *prospection sismique*, ce qui leur permit de trouver d'importants gisements de gaz et pétrole jusqu'alors inconnus. Puis, tout fut mis en stand-by pour une durée indéterminée.

De 1976 vers l'année 2000

En 1976, création de l'Office Militaire National pour les Industries Stratégiques (OMNIS), il commence à réaliser ses propres travaux d'exploration. En 1980, la Banque Mondiale accompagna l'OMNIS à développer un programme de diffusion et de communication, à rédiger un catalogue d'informations techniques et à élaborer un nouveau code pétrolier ainsi que de nouvelles normes fiscales et légales afin d'attirer les investisseurs étrangers. Dans cette optique, la rédaction du rapport géologique des prospections pétrolières et de gaz fut confiée à l'entreprise suisse PETROCONSULTANTS. En 1980, le premier appel d'offre s'adressa à plus de 50 compagnies pétrolières et concernait l'octroi de 40.000 km² de concessions. A cette époque, l'OMNIS était aussi disposé à envisager des accords d'exploration visant des régions non incluses dans cette superficie. En 1981, MOBIL OIL et OCCIDENTAL OIL signèrent chacune un contrat d'exploration. La zone revenant à la compagnie MOBIL, intéressée autant par l'exploitation du gaz que par les différents types de pétrole, se situait dans la partie Nord et offshore du bassin de Morondava (36.000 Km²). Le bloc d'OCCIDENTAL, exploré en consortium avec UNOCAL et selon des techniques onshore, se trouvait au sud de Morondava (21.500 Km²). En avril 1982, AGIP CORTEMAGGIORE signa un contrat d'exploration offshore et onshore de la zone de Mahajanga. La quatrième compagnie qui arriva à Madagascar fut AMOCO, qui s'engagea, la même année, à prospecter en onshore dans la partie centrale du bassin de Morondava. Elle avait pour sous-traitant BAWDEN et GEOSOURCE. Après 1982, l'OMNIS fit à un second appel d'offres concernant les zones onshore du centre et du sud de Morondava ainsi qu'une région offshore, mais aucune nouvelle compagnie n'y répondit. AMOCO étendit ses travaux à un des blocs onshore de Morondava. Jusqu'en 1987, les résultats de l'exploration restèrent confidentiels. Puis, subitement, toutes les compagnies plièrent leurs bagages. Cependant, on sait que 8 puits ont été forés : un par MOBIL, deux par OCCIDENTAL-UNOCAL et cinq par AMOCO. AGIP ne creusa pas de puits mais effectua des opérations d'exploration sismique et révisa ses travaux de prospection datant des années 1970. De son côté, l'OMNIS poursuivit ses recherches géologiques dans la région de Tsimiroro dans le but d'octroyer de nouvelles concessions. PETRO-CANADA INTERNATIONAL Assistance Corp. (PCIAC) réalisa des travaux de forage pour l'OMNIS dans le bloc d'AMOCO et y trouva le premier gisement commercial de gaz de Morondava.

En 1997, l'Office Militaire National pour les Industries Stratégiques, devenu Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques. Ce changement de statut s'avérait nécessaire pour se conformer aux réalités vécues par l'Office dans ses activités et s'adapter à ses nouvelles

fonctions: Promotion et valorisation des ressources minières à Madagascar. En l'an 2000, cinq compagnies pétrolières travaillaient avec l'OMNIS : TRITON Energy Inc, VANCO Energy Company, HUNT Oil Company, ANADARKO Petroleum Corporation, XPRONET Canal Profond Ltd.

I.2 MODE DE FORMATION DU PETROLE

Le pétrole est, d'origine naturelle, une huile minérale composée d'une multitude de composés organiques, essentiellement des hydrocarbures qui est un groupe composé d'hydrogène et de carbone, piégé dans des formations géologiques particulières. Ce sous chapitre met en évidence la composition chimique, le cycle de formation du pétrole, de sa génération jusqu'à son piégeage.

I.2.1 Caractéristique du pétrole

I.2.1.1 Composition chimique [2]

Ils sont essentiellement formés par des chaînes d'atomes de carbone et d'hydrogène.

Les hydrocarbures naturels se rattachent à trois grandes familles :

- a. Les hydrocarbures acycliques saturés (paraffiniques ou *alcanes*) : C_nH_{2n+2} Exemple :

Propane C_3H_8 $CH_3 - CH_2 - CH_3$

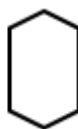
Pour $1 < n < 4$: gaz

$5 < n < 15$: liquides

$16 < n < 70$: pâteux ou solides (vaselines et paraffines)

- b. Les hydrocarbures cycliques saturés (ou *naphthéniques*) : C_nH_{2n}

Exemple : Cyclohexane C_6H_{12}



- c. Les hydrocarbures cycliques non saturés (ou aromatiques) : C_nH_{2n-6}

Exemple : Benzène C_6H_6



Les huiles aromatiques fournissent des essences antidétonantes à fort indice d'octane qui sont particulièrement recherchées pour l'aviation. Rappelons qu'en chimie organique, si tous les sites d'atomes de carbone sont occupés par des hydrogènes alors l'hydrocarbure est dit saturé. Dans le cas contraire, non saturé. Les hydrocarbures dont la chaîne se replie sur elle-même sont dits cycliques, sinon acycliques. Les principaux éléments, comme le carbone C, l'hydrogène H, mais également l'oxygène O et l'azote N, présents dans le pétrole sont aussi ceux des organismes biologiques. Une grande partie de l'oxygène a été transformée par des bactéries en CO_2 ou H_2O progressivement expulsés lors de l'enfouissement. De même

pour une partie de N et des oxydes d'azote. Le soufre S proviendrait de sels de sulfate dissous dans la mer.

I.2.1.2 Propriétés physiques et chimiques

La densité figure parmi l'une des caractères physiques la plus importante pour les pétroles bruts. Certains bruts sont très légers, tandis que d'autres plus denses. « *Plus un pétrole est léger, plus son pouvoir calorifique est élevé* ».

❖ *Caractères physiques*

Les hydrocarbures peuvent se rencontrer sous différents états :

- *Gazeux* : gaz naturels *difficilement liquéfiables ou non liquéfiables* ou gaz secs (méthane,...), gaz humides facilement liquéfiables (propane) ;
- *Liquide* : huiles brutes sont fluorescentes par réflexion de densité pouvant varier entre 0,83 et 0,96. Elles distillent généralement en dessous de 200°C ;
- *Pâteux* : malthes, ayant perdu une partie de leurs fractions légères mais commençant à s'oxyder. Leur teneur en huile se situe entre 45 à 65% ;
- *Solide* : bitumes correspondent soit à des produits d'oxydation d'huiles brutes comme les asphaltes/asphaltites, ou bien à des produits non oxydés tels que les paraffines naturelles.

Le premier groupe se rencontre soit à l'état libre, soit sous forme d'imprégnation dans des roches poreuses (grès, sables, calcaires, dolomies), tandis que le second, soit sous forme cristallisée assez rare nommée hatchettite, soit microbiologique plus fréquente l'ozocérite.

❖ *Caractères chimiques*

Comme on l'a déjà énuméré ci-dessus, le pétrole est exclusivement formé de mélanges complexes.

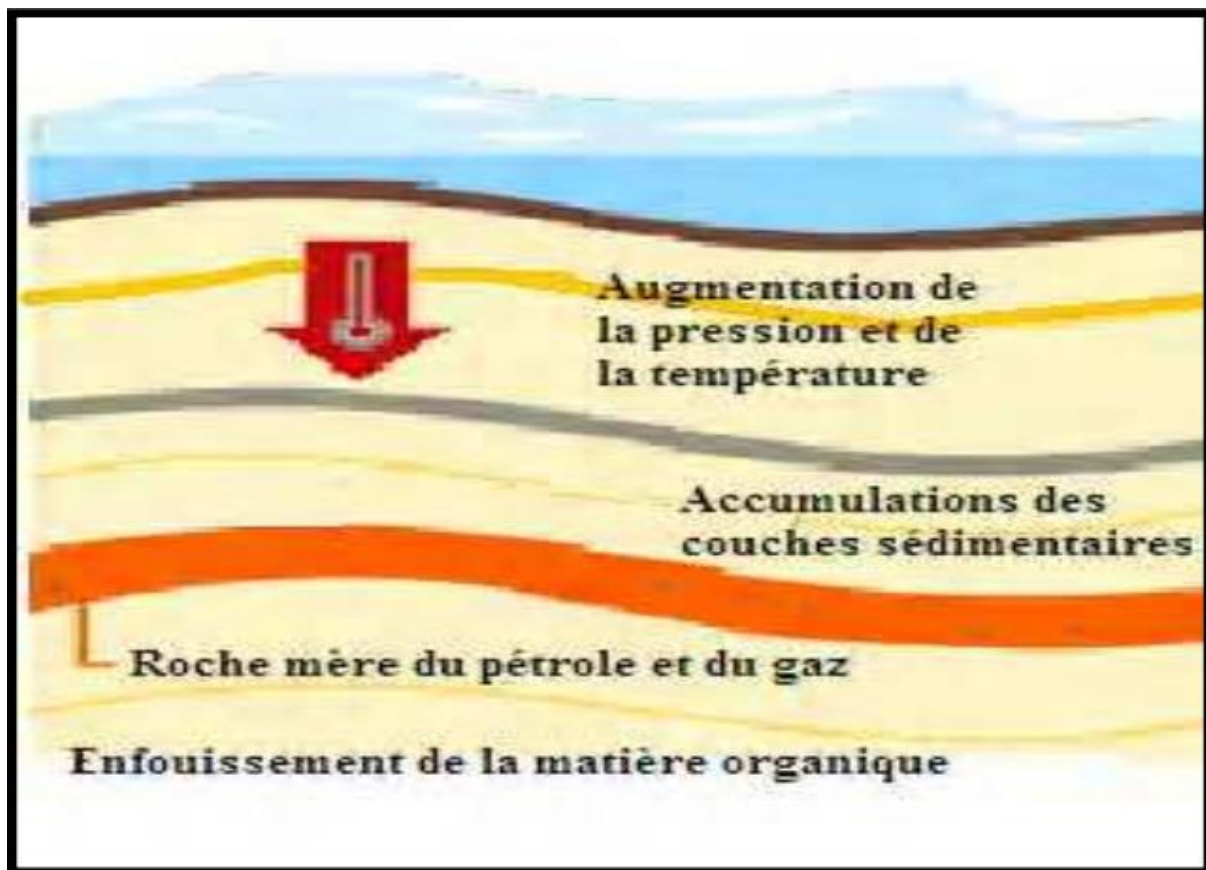
La composition fractionnée du pétrole s'établit par distillation et dégagement de fractions s'évaporant à des intervalles de température bien définies à :

- 100°C, on a de l'essence de première qualité ;
- 110°C de l'essence spéciale ;
- 130°C de l'essence de deuxième qualité ;
- 260°C du kérosène;

- 270°C du pétrole lampant ;
- 300°C se dégagent des fractions huileuses.

I.2.2 Origine du pétrole [17]

Autrefois, les géologues et les géochimistes avaient longtemps médité sur la théorie de l'origine minérale des hydrocarbures naturels, qu'ils sont finalement arrivés, au début du XXème siècle, à la conclusion que si, effectivement, le méthane CH_4 est un produit en quantités importantes par des processus physico-chimiques inorganiques, la grande masse des réserves pétrolières classiques est d'origine organique. Le pétrole proviendrait alors de la décomposition de végétaux et d'organismes marins, accumulés sous la surface de la Terre. La présence de molécules caractéristiques d'une origine biologique a été constatée dans tous les gisements de pétrole comme la porphyrine dérivée de la chlorophylle. Ces molécules appelées fossiles géochimiques ou biomarqueurs, se retrouvent presque inchangées dans des organismes biologiques (plancton, algues marines ou lacustres, ...). Elles permettent d'associer roches mères et roches réservoirs. Elles caractérisent le pétrole d'une roche mère en indiquant sa principale origine biologique et son environnement (algue d'eau douce caractéristique d'un lac). Elles permettent même de situer le début de l'enfouissement de la matière organique, suivant les âges géologiques les espèces dominantes ont changé. Les plantes ne sont apparues qu'au début de la période carbonifère (360 à 285 millions d'années) et sont devenues majoritaires il y a plus de 100 millions d'années. Ces données se recoupent bien avec l'étude de la formation des différentes roches d'un bassin. En effet, il y a plusieurs millions d'années, les restes de nombreux organismes marins se sont déposés au fond des océans. Avec le temps, ils se sont accumulés et se sont mélangés à la boue et au limon pour former des couches de sédiments riches en matière organique (*le kérogène*). La matière organique est essentiellement constituée par le *plancton* qui est un être vivant unicellulaire microscopique (animal et végétal) des milieux marins ou lacustres. Ajoutés des végétaux terrestres apportés par les cours d'eau, surtout dans les zones de delta, mais également des micro-organismes. Le kérogène est le résidu insoluble provenant de la décomposition des matières organiques des sédiments marins ou lacustres par des bactéries. Il est disséminé dans une masse minérale appelée la "*roche mère*" sous forme de petits filets. Les sédiments s'enfoncent lentement dans le sol, sous l'effet de la tectonique des plaques, sous l'effet de la compression due aux fortes profondeurs, ces couches de sédiments se sont transformées en roche.



Source: www.petrostav-type.comule.com

Figure 4: Procédure de la formation du pétrole

Avec l'augmentation de l'épaisseur de ces couches de sédiments et des apports de chaleur géothermique, la température s'est élevée et a entraîné une décomposition des matières organiques en substances plus simples (les hydrocarbures). Cette décomposition d'origine thermique est nommée la pyrolyse. Le pétrole brut est formé.

1.2.2.1 Organismes originels des hydrocarbures

Le pétrole doit sa naissance à un groupe d'organismes de petite taille qui pullule dans les eaux de mer et de lagunes et dans certains lacs connus sous le nom de « *Plancton* ». On distingue cependant deux sortes de planctons :

- *Le phytoplancton* : plancton végétal composé essentiellement par des algues unicellulaires (diatomées) et des flagellés ;
- *Le zooplancton* : plancton animal comprenant de petits crustacés pélagiques (copépodes), des foraminifères et les larves d'à peu près tous les animaux marins. La majorité des gisements d'hydrocarbures dans des sédiments formés eux-mêmes au fond des mers et des

lagunes est due à une abondance toute particulière du plancton dans ces eaux. De plus, les organismes planctoniques appartiennent pour la plupart à des groupes végétaux et animaux archaïques, représentés dès le début des temps primaires, qui ont pu par conséquent donner naissance aux hydrocarbures que l'on rencontre dans les terrains cambriens et ordoviciens. D'autre part, de nombreux organismes planctoniques renferment dans leur protoplasme, en plus des protéines constitutives normales, des graisses ou lipides dont la composition est proche de celle des hydrocarbures. Chez les diatomées par exemple, le pourcentage en poids sec de ces lipides atteint 5 à 10%. Enfin, les êtres qui constituent la majeure partie du plancton ont un rythme de reproduction intense qui explique les accumulations considérables de matières organiques que l'on trouve mêlées à de nombreux sédiments. Ce rythme de reproduction est mis en évidence, pour les organismes possédant un squelette calcaire ou siliceux, par l'existence de dépôts puissants résultant de l'accumulation de ces squelettes (diatomites, calcaires à globigérines, radiolarites). La répartition de l'abondance du plancton sur toute l'étendue des mers et des océans n'est pas uniforme. Elle atteint le maximum au-delà des quatre-vingt mètres, à cette tranche est associée une zone dite « *zone euphotique* », à travers laquelle pénètrent les radiations solaires et où le phytoplancton est susceptible de fabriquer sa matière organique par photosynthèse grâce aux pigments chlorophylliens qu'il contient. Le pullulement du plancton est également fonction de la teneur de l'eau de mer en sels nutritifs, phosphates et nitrates en particulier. Ces sels étant apportés à la mer par les fleuves, le plancton trouvera des conditions de développement beaucoup plus favorables au-dessus des « plateaux continentaux » qu'au grand large. C'est ainsi que les teneurs en organismes vivants des eaux marines varient dans la proportion de 1 à 50% entre le centre des océans et les régions côtières les plus favorables. L'abondance du plancton est également sous la dépendance des saisons, de la température et de la salure des eaux et du tracé des courants marins. Dans la zone euphotique surmontant les plateaux continentaux, la quantité de matière organique déshydratée produite annuellement par le plancton va de l'ordre de 10 à 15g/m³, soit environ 1kg/m² de surface de mer ou encore 1000t/km². Et c'est surtout par l'eau des fleuves que sont apportés plus considérablement dans la mer la matière organique contenant des substances humiques, voisines des hydrocarbures.

I.2.2.2 Processus de transformation de la matière organique [3] [4] [5]

Le kérogène est une macromolécule inorganisée où l'on peut reconnaître l'héritage des constituants issus de la matière vivante. Au cours de l'enfouissement progressif de roches sédimentaires contenant des débris organiques d'origine surtout marine ou lacustre, celui-ci va

subir, grâce à l'élévation de la température avec un gradient de température moyen de 3°C pour 100m, une série de transformations. Il va perdre tout d'abord ses constituants oxygénés, puis s'appauvrir en hydrogène et produire des hydrocarbures. Le processus de production des hydrocarbures se résume en trois phases :

- La diagenèse
- La catagenèse
- La métagenèse

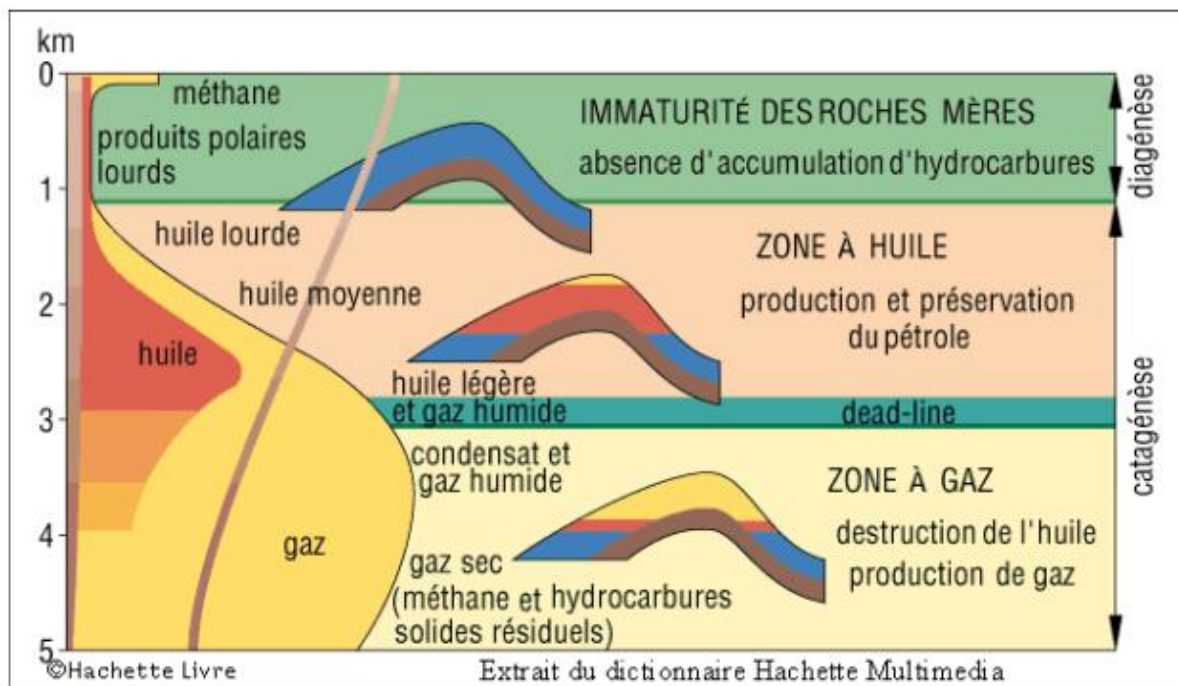


Figure 5: Diagramme de genèse des hydrocarbures

La diagenèse

La diagenèse se produit au-delà des premiers mètres de profondeur d'enfouissement de la matière organique, environ 1 000m. Les bactéries méthanogènes y ont été dissoutes afin de donner du méthane biogénique. C'est aussi au cours de cette étape que l'on peut remarquer la naissance de l'eau et du gaz carbonique.

La catagenèse

Pendant cette phase, deux choses importantes ont été mises en évidence. La première est la formation d'huiles à une fourchette de température et de profondeur correspondant à ce que l'on appelle « fenêtre à huile ». Ces huiles sont du pétrole liquide situées à une profondeur

inférieure à 3 000m et à une température comprise entre 60 et 120°C. Puis, viennent des hydrocarbures plus légers qui sont essentiellement composés de gaz dits « gaz humides ».

La métagenèse

Cette dernière est liée à des profondeurs et à des températures plus élevées. Les grosses molécules d'hydrocarbures précédemment formés ont subi un craquage, processus thermique, en les cassant, tout en augmentant leur teneur en produits plus légers. Il se forme surtout du méthane (gaz sec).

I.2.3 Niveaux d'investigation de pétrole

On peut distinguer quatre niveaux dans l'investigation pétrolière: le bassin sédimentaire, le système pétrolier, le play et le prospect. Chacun d'eux concerne la genèse et l'habitat des hydrocarbures.

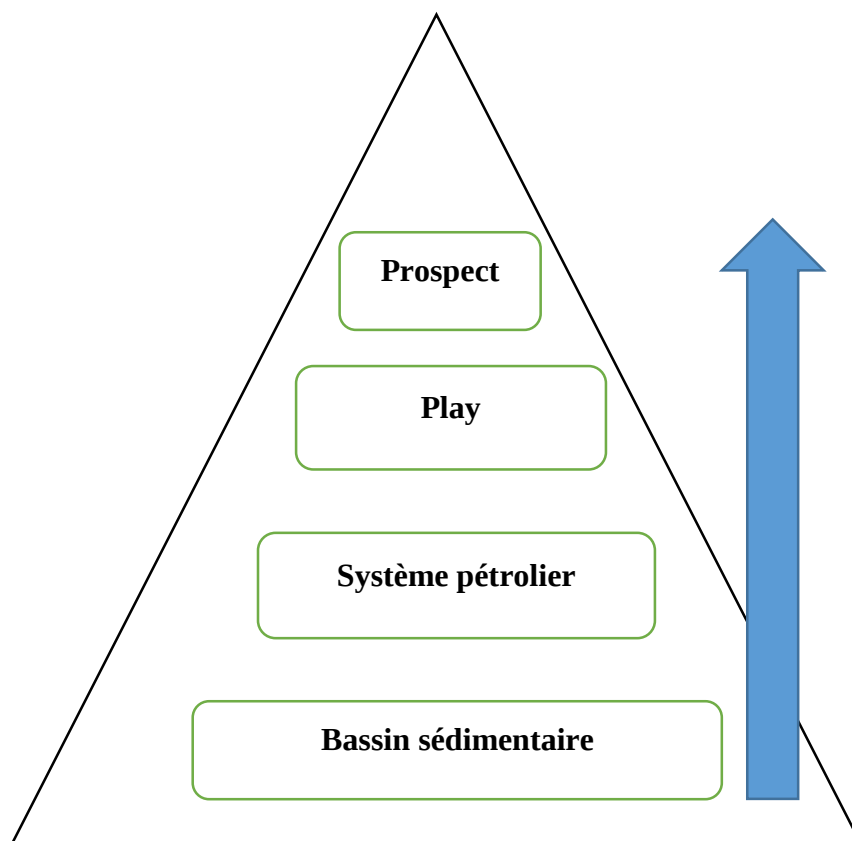


Figure 6: Les niveaux de l'investigation pétrolière

I.2.3.1 Bassin sédimentaire

Un bassin sédimentaire est une zone de la croûte terrestre qui est sous-tendue par une épaisse séquence de roches sédimentaires. Les recherches sur ces bassins décrivent la séquence tectonique, stratigraphique et sédimentologique régionale, la géophysique, et la géologie structurale de la zone d'étude.

I.2.3.2 Système pétrolier

Un système pétrolier est un système regroupant des éléments et des processus géologiques favorables à l'accumulation des hydrocarbures.

En 1990, Allen définit ces éléments comme suit : l'accumulation du pétrole, la roche réservoir, la roche couverture, le piège, le moment critique. On peut simplifier que les composants d'un système pétrolier sont :

- ✓ La roche mère (active) ;
- ✓ Les chemins de migration ;
- ✓ Le piège défini par sa géométrie ;
- ✓ La roche réservoir ;
- ✓ La roche couverture ;
- ✓ Le timing.

Présences de roche mère

Les roches mères des formations géologiques à grains fins dans lesquelles les matières organiques origine des pétroles ont pu se conserver et se transformer en hydrocarbures sans être détruites par des réactions oxydantes. Sa potentialité dépend de la richesse en ces matières organiques. Une roche mère se trouve toujours dans un bassin sédimentaire. En général, elle alimente en hydrocarbure des roches suffisamment poreuses proches qui peuvent être sédimentaires ou ignées ou aussi métamorphiques. Par exemple, les roches-mères associées aux séries argilo-sableuses (argiles, marnes schisteuses, sable ou grès) sont les argiles et marnes noires à grain fin, tandis que celles des séries carbonatées (calcaires fins, dolomies de teint sombre) sont les assises argileuses ou marneuses. Sous l'effet de la pression, les gouttelettes d'hydrocarbures formées dans les roches mères sont progressivement expulsées malgré leur forte imperméabilité, pour migrer ou transiter dans des roches à plus forte porosité et perméabilité ou roches réservoirs. La figure suivante montre la phase de migration des hydrocarbures.

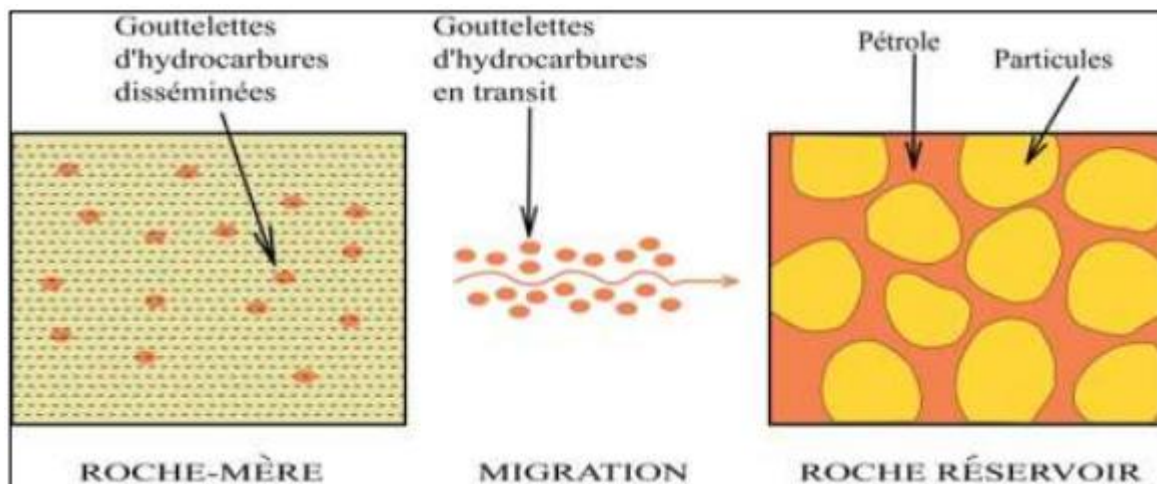


Figure 7: Migration des hydrocarbures

Trois phases de migration peuvent être distinguées: primaire, secondaire et tertiaire.

Migration primaire

Elle désigne l'expulsion de l'huile et du gaz de la roche mère vers un drain poreux, perméable. La cause majeure de l'expulsion de l'huile en milieu argileux est la compaction. Avec la perte progressive de la porosité, après l'expulsion massive de l'eau, les hydrocarbures dont la saturation augmente peuvent envahir l'espace poreux puis former un véritable réseau. La migration primaire s'effectue comme un flot diphasique. L'eau et les hydrocarbures séparent en deux phases bien distinctes.

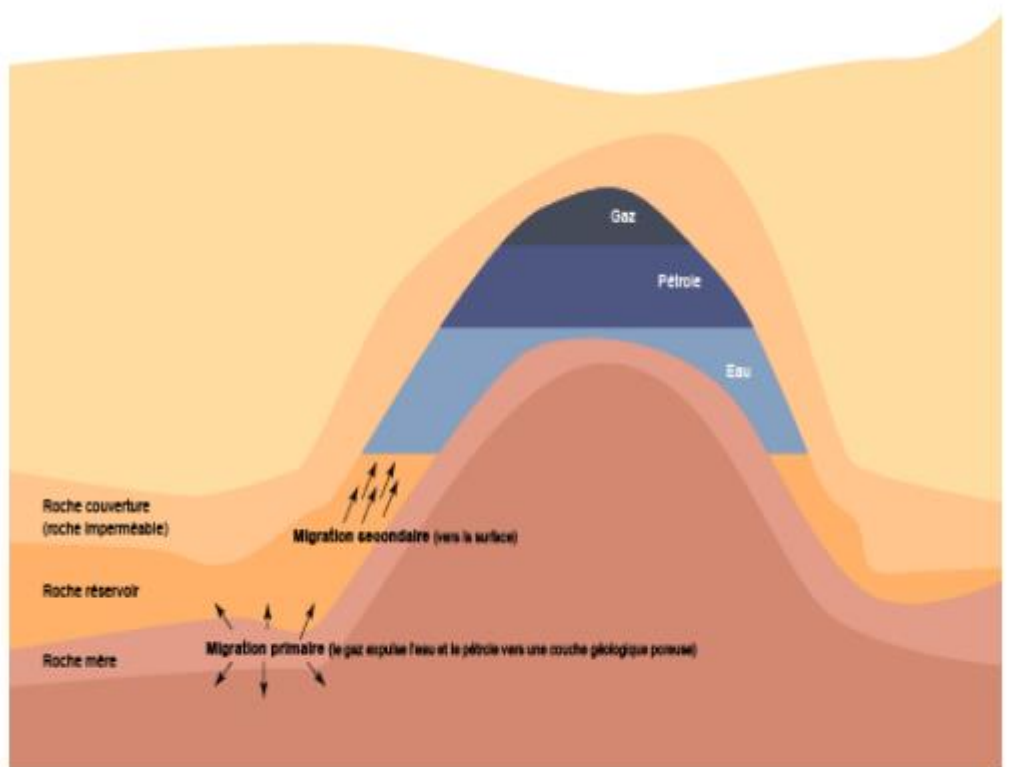
Migrations secondaire

Cette phase désigne les mécanismes de déplacement des hydrocarbures depuis leur lieu d'expulsion ou roche-mère vers leur lieu d'accumulation ou roche-réservoir appelée aussi roche magasin. Cette dernière constitue sous certaines conditions un piège. L'expulsion à partir des roches mères (à grains fins) vers un réservoir suppose des chemins de migration le long de drains. Pour le mécanisme de cette migration secondaire, les différents fluides expulsés de la roche mère tels que l'eau et les constituants pétroliers relativement insolubles, plus légers que l'eau, circulent par effet de flottaison en fonction de leur densité en suivant un drain vers la roche réservoir. Les chemins ou drains de migration peuvent être variés. Ils peuvent être :

- Soit une roche poreuse perméable comme le sable, grès, calcaire grain stone, ayant les mêmes caractères que les roches réservoirs ;
- Soit un système de fractures ouvertes comme les failles ou autres fractures ;
- Soit aussi des surfaces de discontinuités ou discordances (joint inter stratification).

Les distances de migration dépendent de la proximité d'un piège. Elles varient considérablement et peuvent être infimes dans quelques cas rares (cas des schistes bitumineux) ou très modérées. Actuellement, on reconnaît des chemins de migration très longs, jusqu'à plusieurs centaines de kilomètres et dont l'histoire peut être complexe en fonction de l'évènement géologique.

La figure ci-après présente la migration primaire et secondaire du pétrole et qui conduisent à la formation d'un gisement.



(Source : Connaissance des Énergies)

Figure 8: Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement

Migration tertiaire ou dysmigration

L'étanchéité d'un piège ou d'un gisement dépend de l'imperméabilité de sa couverture qui dans les cas favorables empêche normalement le mouvement ascendant du pétrole. Si l'étanchéité est mauvaise, il y a dysmigration. C'est par exemple le cas de migration le long des failles ouvertes qui sont perméables ou à travers des couvertures hétérogènes que les barrières de pression capillaire deviennent inférieures aux forces de flottaison. La migration tertiaire ou dysmigration est donc la « fuite » des hydrocarbures qui, à partir d'un piège où ils se sont

accumulés et concentrés, se déplacent vers la surface du sol ou vers un autre piège, souvent appelé gisement de récupération.

Présence de roches réservoirs

Les sédiments se sont tous déposés au final dans l'eau d'un océan ou d'une mer, d'une lagune ou d'un lac, sous forme de grains. Ces grains peuvent être très grossiers comme le cas des graviers, plus fins comme le sable ou de taille minuscule, formant des boues. Ils sont en contact les uns avec les autres. Les vides existants entre eux définissent la porosité d'une roche qui se mesure en pourcentage de volume total de la roche. Le pétrole s'accumule dans des vides de ces roches sédimentaires nommées roches réservoirs.

La porosité et la perméabilité sont les propriétés physiques les plus importantes de la roche réservoir. Plus ces deux caractéristiques pétro-physiques seront bonnes, plus le réservoir sera meilleur. Si la roche est fracturée, ses qualités de réservoir sont améliorées.

➤ *Porosité du réservoir*

La porosité dans les roches réservoir sert d'espace de stockage pour les hydrocarbures. Elle est définie comme le rapport du volume de pores au volume massique d'un matériau. Les espaces poreux dans la roche réservoir (interstices) fournissent le conteneur pour l'accumulation d'huile et dépôts de gaz. De plus, les espaces poreux donnent à la roche sa capacité caractéristique d'absorber et de retenir les fluides.

➤ *Perméabilité de la roche réservoir*

La perméabilité est la propriété d'un milieu poreux de transmettre des fluides lorsqu'un gradient de pression est imposé. Elle caractérise la capacité de la roche à laisser passer ou à conduire des fluides. La perméabilité moyenne dans les réservoirs varie habituellement de 5 à 500mD. Cependant, certains réservoirs ont une perméabilité extrêmement élevée. Etant donné que le débit dépend du rapport de la perméabilité à la viscosité.

Présence de la roche couverture

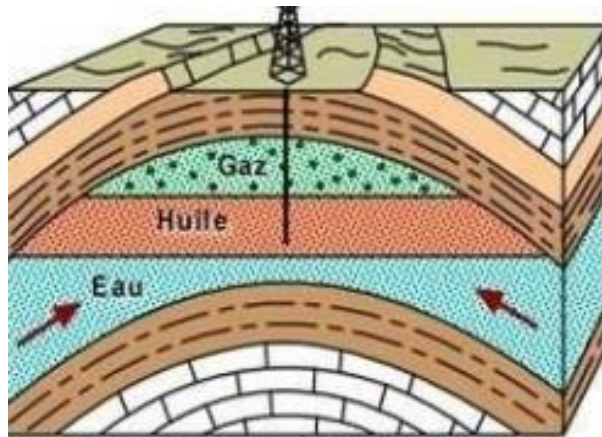
C'est une roche imperméable située au-dessus ou limitant latéralement le réservoir. Elle a pour rôle d'empêcher la fuite de l'hydrocarbure vers la surface. Ces roches-couvertures sont à la fois plastiques, imperméables et suffisamment épaisses surtout dans les régions de tectonique violente où il y a risque d'étirement et rupture.

Présence de pièges

L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite de « piège ». Plusieurs types de pièges sont décrits, principalement en fonction de la déformation des roches au cours de phénomènes géologiques. Un piège, condition indispensable de tout gisement, est une zone où le réservoir, couvert par une couche imperméable, est fermé latéralement par des terrains imperméables ou par une déformation des couches. Il permet l'accumulation d'une quantité d'hydrocarbures exploitable. Un piège rempli d'hydrocarbures peut ne contenir que du pétrole ou du gaz ou les deux à la fois. Pour ce dernier cas, le gaz étant plus léger, se rassemble au sommet du piège. Il est à remarquer que si seul du pétrole s'y accumule, d'importantes quantités de gaz sont tout de même dissoutes et que les accumulations de gaz seul contiennent toujours une fraction de liquides légers appelé condensat, d'autant plus qu'il reste toujours un peu d'eau résiduelle collée aux grains de la roche réservoir.

▪ *Pièges structuraux*

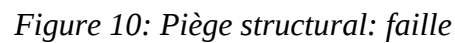
Le plus courant est le piège anticlinal, structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements terrestres. Pour le géologue, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements. En effet, environ 80% des gisements de pétrole sont de ce type.



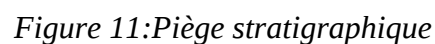
Source : combustibles fossiles.html

Figure 9: Piège structural: Anticlinal

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



La formation de ce type de piège est due aux variations latérales des caractéristiques de la roche réservoir passante. La roche-réservoir devient imperméable et bloque la migration du pétrole. C'est par exemple le cas des pièges récifaux.



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



Figure 12: Piège mixte associé à un diapir

I.2.3.3 Le play

En géologie, « un play », est un groupe d'accumulation ou de prospects dans la même région qui sont contrôlés par le même ensemble de circonstances géologiques. Cela signifie ressembler les uns aux autres de manière géologique, en partageant des conditions semblables de source, de réservoir, de toit et de piégeage dans lesquelles la production de pétrole pouvant être prouvée.

Un play est dit confirmé lorsque du pétrole pouvant être produit et trouvé. La production n'est pas nécessairement besoin d'être rentable. Par contre, si aucun pétrole ne peut être produit ou n'a encore été trouvé dans un play, il est dit non confirmé.

I.2.3.4 Prospect et Lead

Le 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.

CHAPITRE-II CONTEXTE GENERAL DE LA ZONE D'ETUDE ET TRAVAUX ANTERIEURS

II.1 DELIMITATION DE LA ZONE D'ETUDE

Notre zone d'étude se trouve dans la partie Ouest de Madagascar, appartenant au District d'Antsalova, Région de Melaky, dans la province de Mahajanga et bassin sédimentaire de Morondava. Elle est administrativement délimitée au Nord par le District de Maintirano, à l'Est par le District de Miandrivazo, au Sud par le District de Belon'i Tsiribihina, et à l'Ouest par le Canal de Mozambique. Composée de cinq communes dont Sohanina, Antsalova, Bekopaka, Trangahy et Masoarivo avec une superficie de 4730 km². [13]

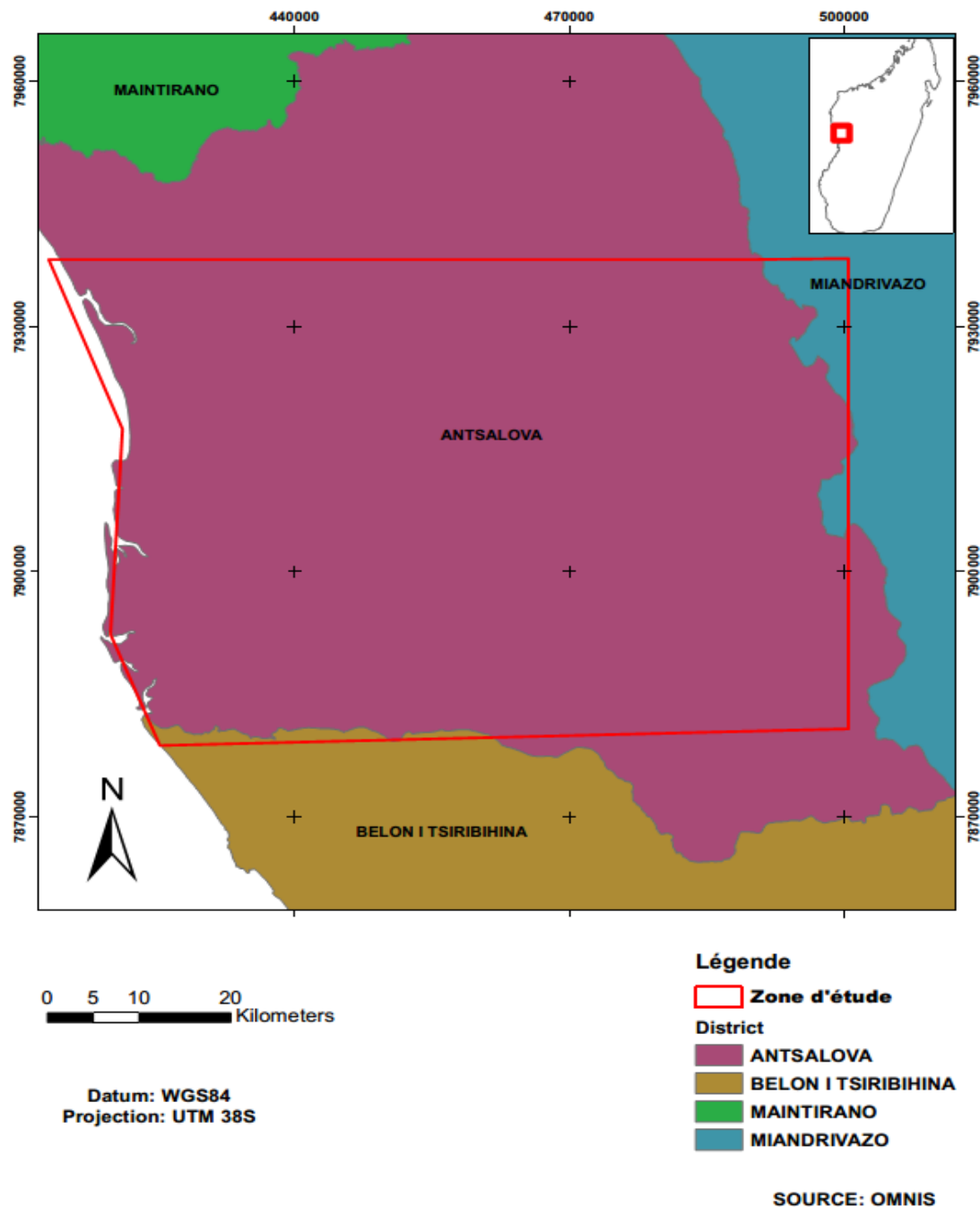


Figure 13: Localisation de la zone d'étude

II.1.1 Climat

Le climat de la région est de type tropical. Il est caractérisé par l'existence de deux saisons très contrastées : une saison chaude et pluvieuse qui dure de 5 à 6 mois, de novembre à avril et une saison fraîche et sèche qui s'étale sur 6 à 7 mois de l'année, de mai à octobre.

II.1.1.1 Température

La température moyenne journalière varie entre 18 à 31 °C. La moyenne la plus basse se situe en juin (18,7 °C), la plus élevée au mois de mars (31,7 °C).

II.1.1.2 Pluviométrie

Le district d'Antsalova appartient au domaine tropical sub-semi humide chaud, de basse et moyenne altitude dont les précipitations annuelles varient entre 600mm et 1 200mm. La saison de pluie est concentrée sur environ 5 mois, de novembre à mars où plus de 90 % de la pluie annuelle tombent. Les pluies moyennes annuelles se trouvent en deçà de 1200mm avec une répartition annuelle très irrégulière

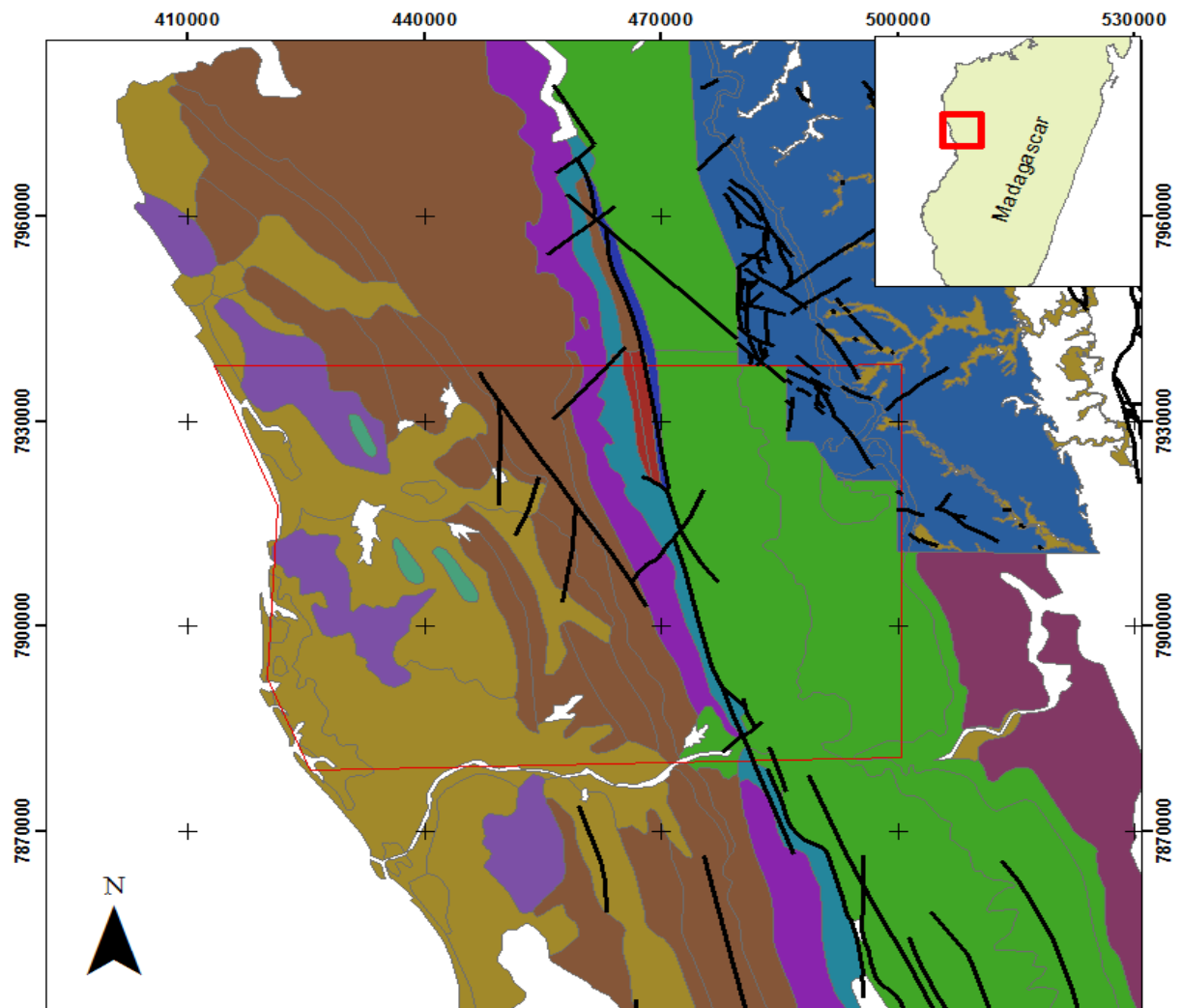
II.1.2 Formation Végétale

La couverture végétale de la région est formée essentiellement par :

- des forêts caducifoliées à l'ouest sur le plateau calcaire et gréseux;
- des savanes herbeuses, des pseudo-steppes sur les glaces des plateaux basaltiques ;
- des forêts galeries dans les vallons disséqués par le réseau hydrographique;
- de forêts de palétuviers dans les mangroves sur le littoral.

II.2 CONTEXTE GEOLOGIQUE [14]

Les couches calcaires d'âge jurassique Moyen (Dogger) du Bemaraha plongent légèrement vers l'ouest. On constate qu'il y a une augmentation en nombre de fracture et une très légère évidence de bombement due aux variations de pendage des couches. L'anticlinal d'Antaotao (semblable aux host de Tsimiroro et de Maromboaly) est contrôlé par de haut fond du socle Précambrien. Au niveau d'Antaotao-1, le socle est supposé tectoniquement actif jusqu'à la fin de la Sakamena Supérieur. Les dépôts Permo-triassique en couches généralement continues, subissent alors un phénomène de tassement et épousent le relief du socle précambrien d'où l'obtention d'anticlinaux avec fermeture jusqu'au niveau du trias.



Légende

— faille	(Quaternary)	Late-Middle Jurassic
Zone d'étude	Early Cretaceous	Middle Cretaceous
	Eocene	Middle Jurassic
SERIES	Late Cretaceous	Middle-Early Jurassic
(Jurassic)	Late Jurassic	Pliocene

0 5 10 20
Kilometers

Datum: WGS84
Projection: UTM 38 S



Figure 14: Géologie générale de la zone d'étude

II.2.1 Stratigraphie

II.2.1.1 Karroo

Allant du Carbonifère Supérieur au Jurassique Moyen, de dominance continentale, avec quelques intercalations marines. Le système Karroo comprend trois divisions et il est composé de bas en haut par les groupes Sakoa, Sakamena et Isalo.

Sakoa

Groupe de la Sakoa du Carbonifère Supérieur au Permien Inférieur, localisé uniquement dans le bassin de Morondava.

Sakamena

La série sédimentaire débute à la base du Permien Supérieur avec la Sakamena transgressive sur le socle cristallin. 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.

Isalo

Le groupe de l'Isalo, légèrement discordant sur la Sakamena. 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.

II.2.1.2 Post-Karoo

➤ *Jurassique inférieur*

Les sédiments du Lias recouvrent le Karroo et remplissent surtout les compartiments abaissés de celui-ci. Sa puissance varie énormément du sommet du compartiment élevé où il atteint sa puissance maximale.

Jurassique Moyen

Le Jurassique moyen, essentiellement calcaire. 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).

Jurassique Supérieur

Le Jurassique Supérieur ne présente que des affleurements localisés. Une mince bande calloviennes'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.

Crétacé Inférieur

Le Crétacé Inférieur est complet dans la région d'Antsalova où il constitue la formation dite des marnes à Duvalia. Au nord-est de Maintirano, les marnes à Duvalia apparaissent localement dans l'anticlinal d'Andrafiavelo au milieu des grès du Crétacé Moyen.

II.2.2 Tectonique

Les connaissances tectoniques sur la région Manambao et Manambolo résultent de la géologie de terrain, d'investigations géophysiques et de quelques sondages. Dans l'ensemble, on constate un vaste monoclinal Ouest recoupé par plusieurs accidents qui déterminent des fosses, des vallées, des horsts et de grosses intrusions basaltiques. On peut distinguer d'Est en Ouest :

- La fosse interne du Karroo Ankavandra-Morafenobe qui s'enfonce très rapidement par paliers successifs à partir du cristallin et s'approfondit vers le Sud avec 3 500 mètres au sud-est de Maroaboaly, 6 000 mètres au sud-ouest d'Ankavandra pour s'élargir dans la fosse Est-Ouest Itondy-Bebozaka, profonde de 4 à 6 000 mètres. Un seuil Est-Ouest se dresse dans cette fosse au sud-ouest de Beravina et un axe haut, plus important, Est-Ouest, interrompt sa continuité à l'ouest d'Ankavandra ;
- La large vallée Betaboara-Ampiketra-Tsianaloka, qui débute dans le monoclinal côtier du nord Ranobe, passe entre les axes anticlinaux d'Andrafiavelo et du Fonjay pour s'étendre entre la Bemarivo et la falaise est du Bemaraha jusqu'au sud de Tsianaloka ;
- L'anticlinal d'Andrafiavelo à cœur intrusif de microgranite qui flanque à l'Est la grosse anomalie lourde de Mahakenda ;
- L'axe haut de la lisière ouest de l'Antsingy, de l'est de Bekopaka jusque vers Antsalova ;
- Le plateau côtier, dessinant un monoclinal mal connu entre Manambao et Demoka, qui se creuse au sud d'Antsalova d'une cuvette subméridienne prenant une grosse importance dès le sud du Manambolo.
- Les failles :

Elles sont, en général, assez rectilignes, de grande longueur, et elles présentent des rejets importants à une subsidence active.

On peut, schématiquement, les ramener à la direction NNW-SSE (failles principales) et à la direction perpendiculaire (failles secondaires).

On peut distinguer 3 ensembles importants :

- Les failles de Bekopaka, qui affectent le jurassique supérieur et le contact jurassique supérieur/ jurassique moyen, sont relayés, au Nord, par les failles de l'Antsingy.
- Le réseau des failles d'Antsalova part du Sud du Manambolo et affecte les grès cénomaniens, souvent en contact par faille avec les argiles turoniennes.

Certaines d'entre-elles ont des regards Est : elles délimitent ainsi le « horst d'Antsalova ».

Le « horst d'Anjiabe », associé des failles, également, a vrai semblablement une origine intrusive.

- La faille de Tsianaloka forme la limite Ouest des affleurements Basaltiques.

II.2.3 Activités ignées [15]

Diverses activités volcaniques ont été répertoriées de la Bassin sédimentaire de Morondava. Elles se présentent sous différentes formes coulées basaltiques dykes et intrusions. Les activités magmatiques dans la partie est de l'Afrique, à Madagascar comme en Inde sont datées du jurassique inférieur jusqu'à l'actuel.

Des nombreuses coulées basaltiques s'étaient répandues sur la partie Sud-Est de l'Afrique pendant le lias supérieur (Tankard et Al 1982) et surmontent ainsi les séquences du Karroo.

Mais malgré la phase du pré-Rift, les manifestations volcaniques ne s'étaient apparues que très tardivement par rapport au dépôt du Karroo.

Dans le bassin sédimentaire de Morondava, la grande et première apparition volcanique datée de Turonien et ne s'arrête pas que vers le Maestrichtien (ESRI, 1986). Mais la plupart du volcanisme du crétacé supérieur sont étroitement liés à l'ouverture du canal de Mozambique et au détachement avec l'Inde et s'étendaient jusqu'au tertiaire.

II.2.4 Les effets du volcanisme

Il est évident que, lors d'une activité volcanique, le flux de chaleur affecterait les formations environnantes. Cet effet dépend de la dimension de l'intrusion et de la distribution et aura un impact sur le gradient géothermique environnant qui devrait être aussi supérieur à la normale dans la zone concernée.

Si ces gradients géothermiques sont maintenus longtemps, les roches mères potestilles devraient être portées au-dessus de la température de la génération d'huile (ESRI, 1986). Ceci dans le cas où la roche mère est dans le rayon de l'influence du volcanisme.

Tel est le cas de West-Manambolo-1 entre 2230m et 2290m où une anomalie des valeurs de la réflectance de la vitrinite de 1,82%.

D'une manière générale, la réflectance de la vitrinite indique que l'effet thermique est généralement limité aux alentours immédiats de ces intrusions.

Il est à signaler qu'une étude a été effectuée par Frittes et Frisk en 1985 et a montré que les épanchements basaltiques ne détruisent pas les éventuelles accumulations d'hydrocarbures en profondeur. Le cas du puits d'Ankamotra témoigne cette hypothèse. L'effet de métamorphisme a été considéré comme très limité.

II.3 TRAVAUX ANTERIEURS

Plusieurs travaux ont été entrepris par nombreuses compagnies durant les phases d'exploration dans le bassin sédimentaire de Morondava. Ce chapitre se rapporte alors à la présentation des objectifs et les résultats de ceux-ci dans la partie étudié.

II.3.1 Etudes géologiques

Des études géologiques ont été faites pour évaluer la potentialité pétrolière de la zone d'étude. On peut conclure les résultats comme ci-après.

II.3.1.1 Roches mères potentielles

Plusieurs roches-mères potentielles ont été inventoriées dans le bassin sédimentaire Morondava. Mais les plus importantes sont :

La Sakamena Moyenne

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.

Le Lias

Les sédiments du Lias recouvrent le Karroo et remplissent surtout les compartiments abaissés de celui-ci. La teneur en carbone organique total varie entre 0,2 et 3 %.

Jurassique Moyen

Dans cette zone, le Jurassique Moyen est présente par le Bemaraha qui se trouve sur le bord du plateau continental. En termes de roche-mère, on s'intéresse à son équivalent type de bassin. Les valeurs du COT varient entre 0,2 et 3,6 %.

Le Jurassique supérieur

Cette unité, dans aucun puits, n'a montré une quantité de bonne roche-mère quoiqu'il se présente sous une allure de bassin dans les profils sismiques. En effet, son COT dépasse rarement la fourchette de 0,08 – 0,93 %.

Le Crétacé inférieur et moyen

Les séquences du crétacé inférieur et moyen ont été rencontrées dans divers puits. Le COT varie énormément entre 0,5 et 10 %. Mais la valeur moyenne oscille autour de 1%.

Le crétacé supérieur

Il est présenté par des séquences de type de bassin généralement pauvre. La valeur de COT s'échelonne de 0,2 à 0,7%. (BEICIP, 1988)

II.3.1.2 Maturation

L'étude de maturation des différents niveaux dans le bassin sédimentaire malgache, a été effectuée par BEICIP (1988) avec la méthode de simulation mathématique. Il a été déterminé que jusqu'au Crétacé moyen, tous les niveaux susceptibles d'être roche-mère ont atteint leur maturité à la limite Santonien-Coniacien, en offshore, et se trouvent dans la fenêtre d'huile. La reconstruction géologique par méthode Lopatin (OMNIS, 1988) a indiqué que le Crétacé n'est entré dans la fenêtre à huile que depuis l'Eocène.

II.3.1.3 Réservoir potentiel

Ce paragraphe renseigne le potentiel réservoir des sédiments crétacés, jurassiques, triasiques, permien et carbonifères supérieurs forés CONACO dans notre zone d'étude, au nord du bassin de Morondava à Madagascar.

- Réservoir potentiel du groupe Sakoa (carbonifère-permien supérieur)

Une analyse de réservoir pour les sédiments de groupe Sakoa est presque impossible en raison du fait qu'il n'y avait pas de données pétrographiques (Gamma-ray, NPHI / DRHOB et logs de résistivité) disponibles.

- Réservoir potentiel du groupe sakamena (permien-basse triasique)

Le potentiel du réservoir pour les sédiments du groupe sakamena est très étroit. Dans le puits Antaotao-1, la porosité varie de 1,4% à 5,4% et les valeurs de perméabilité vont de 0,001 mD à 0,42 mD.

- Réservoir potentiel du groupe Isalo (haut triasique à basse jurassique)

Le potentiel du réservoir pour les sédiments du groupe Isalo est relativement bien développé. Dans le puits d'Antatao-1, 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 fins déposés dans les zones surbaissées ou lacustres sont probablement les facteurs limitatifs du réservoir dans le groupe Isalo.

- Réservoir potentiel de la formation Andafia (jurassique inférieur)

L'analyse du potentiel du réservoir pour la formation d'Andafia dans le puits Akamotra-1 est très limitée du fait que cette formation est principalement composée des argiles.

- *Réservoir potentiel du calcaire de Bemaraha (basse à moyenne jurassique)*

L'analyse lithologique et de porosité indique que le calcaire Bemaraha a un potentiel réservoir très limité, avec des valeurs de porosité d'environ 7%. Les calculs de lithologie indiquent des carbonates non nettoyés, qui ont été appelés carbonate mudstones par Geiger et Schweiger (2005). Ces sédiments ont seulement été pénétrés dans le puits Ankamatra-1 et une autre analyse de faciès n'a pas été possible.

- *Réservoir potentiel de formation Beboka marles / duvalia (jurassique supérieur)*

L'analyse du potentiel du réservoir pour la formation de marles/ duvalia dans le puits Ankamotra-1 est limitée.

II.3.1.4 Les structures types

Dans cette évaluation, un essai de caractérisation de chaque structure, en termes de roche-mère, de réservoir, de couverture, de structuration, et du type possible d'hydrocarbures accumulés sera effectué pour chaque niveau.

a) Le Karroo :

Réservoir : L'Isalo contient essentiellement des sédiments clastiques qui se sont déposés dans un milieu continental allant du fluvial au deltaïque-lacustre. L'influence marine est minime. A Manambolo-1 ou Ankamotra-1, puits les plus proches, sa quantité de réservoir est pauvre en moyenne. La dégradation de ce réservoir est parfois due, soit à l'effet de la diagenèse, soit à la recristallisation de la silice.

Roche-mère : La Sakamena Moyenne, l'argile de base de l'Isalo II ou l'argile de Lias ou Jurassique Moyen.

Couverture : Argile du Lias ou du Jurassique inférieur

Type de piège : Bloc basculés pendant ou après les dépôts.

Migration : Les hydrocarbures auraient migré de la Sakamena Moyenne ou de l'argile de base après le dépôt du Lias.

II.3.2 Etudes géophysiques

L'objectif de la campagne sismique effectuée, c'est de définir les structures souterraines ainsi que les caractéristiques favorables au réservoir.

Grace à ces différentes méthodes d'approches géophysiques appuyées par ses interprétations géophysiques surtout celle du sismique, AMOCO et SPM arrivait à définir des différentes structures pétrolières dans la zone à savoir.

II.3.2.1 Gravimétrie

La campagne géophysique en 1958 dans la zone Bebozaka, Maromboaly et Tsimiroro a pour objectif de connaître la structure du Karoo (Etude des anomalies de Bouguer et du gradient vertical des régions de Malaimbandy, Begogo, Manandaza, Bebozaka, Maroaboaly et Tsimiroro). Les résultats et analyses des données gravimétriques sont résumés dans le tableau ci-après.

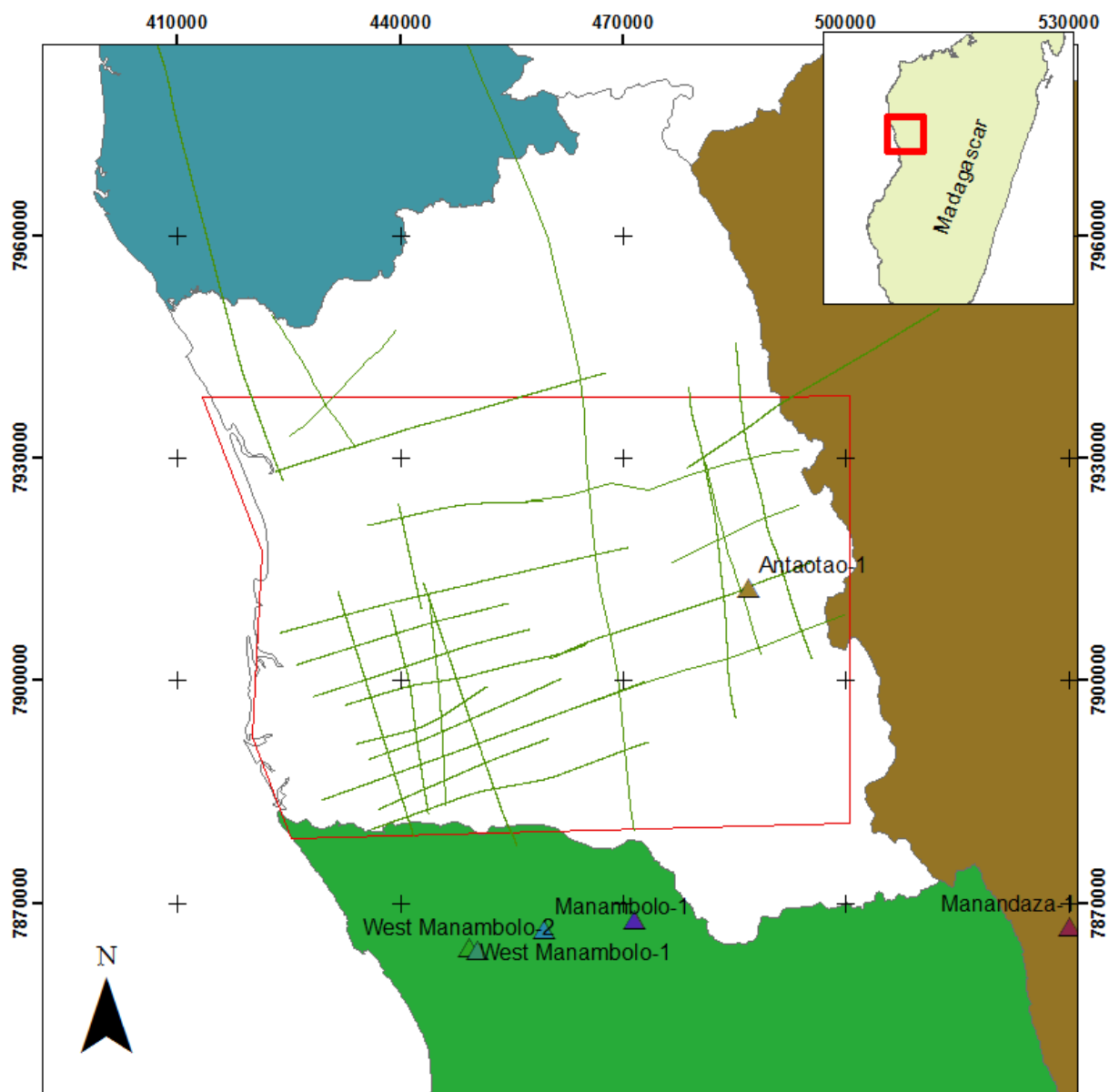
Tableau 1: résultats d'étude gravimétrique

Zone	Toit du socle	Résultats
Malaimbandy	2 400m	Horst bien clairement défini par des failles méridiennes
Manandaza	2 000 à 2500m	Anomalie très bien clairement définie en gradient et en Bouguer limitée probablement par une faille à l'Est.
Begogo	2500 à 3300m	N'apparaît en Bouguer que comme une terrasse. On la voit seulement en gradient. sa forme est difficile à définir.
Beravina	2 000m	Une anomalie assez faible, type Maroaboaly
Maroaboaly	2 000m	Une anomalie assez faible
Tsimiroro	800 à 1 000m	Horst bien clairement défini par des failles.

Source : OMNIS

II.3.2.2 Sismiques

Une compagnie réalisa trois campagnes sismiques dans notre zone d'étude telle que TTJ, TUE et TEQ dans la figure 16.



Légende

Puits

▲ Antaotao-1

▲ East Manambolo-1

▲ Manambolo-1

▲ Manandaza-1

▲ West Manambolo-1

▲ West Manambolo-2

— ligne sismique

□ Zone d'étude

□ ANTALOVA

■ BELON I TSIRIBIHINA

■ MAINTIRANO

■ MIANDRIVAZO

0 5 10 20
Kilometers

Datum: WGS84
Projection: UTM 38S



Figure 15: Campagne sismique et puits proche de la zone d'étude

Campagne TTJ

Date d'acquisition : 1984-1985

Objectif : délimiter les structures souterraines et les caractéristiques favorables à l'accumulation d'hydrocarbures.

Résultat : Zone est coupée par des failles normales parallèles à la côte ouest de Madagascar. Les roches se composent principalement de série Karroo, de socle ; et de Bemaraha. C'est cette combinaison de failles et de types de roches qui est la plus susceptible de donner lieu à une accumulation d'hydrocarbures : la séquence Sakamena comme roche mère, les roches Isalo comme roche réservoir, la séquence Bemaraha qui agit comme une roche de recouvrement et qui peut être piégé par les failles.

Campagne TUE

Date d'acquisition : 1984-1985

Objectif : délimiter les structures souterraines et les caractéristiques favorables à l'accumulation d'hydrocarbures.

Résultats : Cette zone est dominée par une exposition du calcaire de Bemaraha, (âge bathonien) ramené à la surface par la faille de Bemaraha et une formation de pinacles. Les roches dans cette zone sont sensiblement les mêmes que dans la perspective Andafia, à savoir le Sakamena et l'Isalo, deux faciès continentaux, puis le calcaire de Bemaraha suivi des roches jurassiques supérieures constituées de grès, de schistes, de marnes et de calcaires.

Campagne TEQ

Date d'acquisition : 1983-1986

Objectif : délimiter les structures souterraines et les caractéristiques favorables à l'accumulation d'hydrocarbures.

Résultats : Cette zone est constituée de faciès continentaux et marins, provoqués par un littoral toujours en progression et en recul à l'époque jurassique. Ces roches sont connues comme le grès d'Isalo (jurassique inférieur), le schiste liasique, le calcaire de Bemaraha (jurassique moyen) et le sable crétacé. Cette séquence de strates recouvre les roches du socle de l'ère métamorphique. Des roches ignées se trouvent également à l'intérieur du crétacé et sont représentées à ou près de la surface sous forme de coulées de lave de Basalte.

II.3.2.3 Magnétique

Objectif : SPM fut des études magnétiques pour tenter de déterminer la profondeur du sous-sol qui recouvre la partie nord Manambolo et de modéliser la structure du bassin.

Il est connu à la fois par l'interprétation magnétique quantitative et par les diagraphies de puits pour Antaotao-1 et Ankamotra-1. De même, la carte topographique de la profondeur de Sakamena, générée à partir des données sismiques disponibles indique une épaisseur de séquence sédimentaire supérieure à 4 000 m pour la majorité de la zone, avec un minimum d'environ 2000 m. Cette séquence d'éclaircie est située à l'est de la faille de Bemaraha et dans la zone autour du puits Antaotao-1.

La présence de ces séquences volcaniques à travers une grande partie de la zone d'étude réduit l'efficacité des techniques d'estimation de la profondeur.

Résultat : Le résultat final est que la réponse magnétique, des volcanites masquent toutes les structures de sous-sol qui pourraient être présentes et qui pourraient être modélisées pour fournir des estimations de profondeur.

II.3.3 Forages d'exploration

Seule le puits d'Antaotao -1 a été foré dans notre zone d'étude. Les renseignements sur le puits Antaotao – 1 sont représentés par le tableau ci-après.

Tableau 2: Caractéristique du puits d'Antaotao

Données	Caractéristiques
Coordonnées	YV=801,653N XV=235,618E Z _t =4333,73m Z _s =423.97 m
Profondeur finale	3905m
Objectif	Vérification des études géologique de surface renforcée par l'analyse des données géophysique.
Lithologie et stratigraphie	BEMARAHA : calcaire et Dolomie ISALO : Intercalation du Grés et de l'argile SAKAMENA : Intercalations d'argilite et silt SAKOA : Prédominance Argile schisteuse
Résultat	Aucun indice d'huile légère n'a été rencontré au cours du forage. Seulement des indices d'huile morte ont été mentionnés dans l'Isalo. Les indices de gaz sont par contre nombreux mais insignifiants et ne compose que de méthane(CH ₄).

Source : OMNIS

CHAPITRE-III METHODOLOGIE APPLIQUEE A L'ETUDE

III.1 EXPLORATION PETROLIERE PAR LA METHODE SISMIQUE

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 la structure de 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.1.1 Généralités sur la prospection sismique [6]

Les méthodes sismiques consistent à provoquer, en un point déterminé du sol, un ébranlement et à mesurer les temps de propagation des ondes élastiques ainsi créées pour traverser des épaisseurs plus ou moins grandes de terrains et revenir, à la suite de réflexion ou de réfraction, à la surface du sol. Les temps de propagation des ondes étant fonction de l'élasticité et de la densité des roches il est important de connaître ces deux facteurs. Pratiquement on les traduit directement et conjointement en vitesses, celles-ci variant avec les différents types de roches ainsi que l'indique le tableau 3 ci-dessous.

Tableau 3: Gamme de vitesse de pénétration d'onde sismique dans le sous-sol

Types de roches	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 4000
Calcaire tendres	3200 à 3600
Calcaire compactes	4000 à 5000
Dolomie cristallines	6000 à 6600
Roches métamorphiques et éruptives	3000 à 7000

Source : " le Pétrole" de JACQUES FLANDRIN et Al.

Les chiffres qui viennent d'être indiqués montrent que si les vitesses varient suivant la nature des roches, elles peuvent également différer dans de très larges limites pour une roche déterminée.

III.1.1.1 Les types d'ondes sismiques [7]

On distingue deux types d'ondes sismiques, à savoir les ondes de volume et les ondes de surface.

❖ Les ondes de volume

Elles se propagent à l'intérieur de la Terre. La propriété mécanique des matériaux traversés influe sur la vitesse de propagation de ces ondes. Généralement cette vitesse augmente avec la profondeur car le matériau traversé devient plus dense.

Les ondes de volume comprennent :

- Les ondes primaires, appelées aussi ondes P, ondes de compressions ou encore ondes longitudinales. Elles se propagent beaucoup plus rapide que tous les autres et présentent en plus la caractéristique de pouvoir se traverser à travers n'importe quel type de matériel, qu'il soit solide ou liquide. Les particules matérielles oscillent parallèlement à la direction de propagation.
- Les ondes secondaires, appelées également ondes S, ondes de cisaillements ou ondes transversales. Les particules qui constituent le milieu traversé oscillent perpendiculairement à la direction de propagation de la perturbation. Ces ondes ne peuvent pas traverser un milieu liquide.

Les expressions de la vitesse des ondes de volume sont présumées comme suit :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \text{ et } V_s = \sqrt{\left(\frac{\mu}{\rho}\right)} (1)$$

ρ : masse volumique

μ et λ : coefficient de lamé

La figure 17 montre la propagation des ondes de volume.

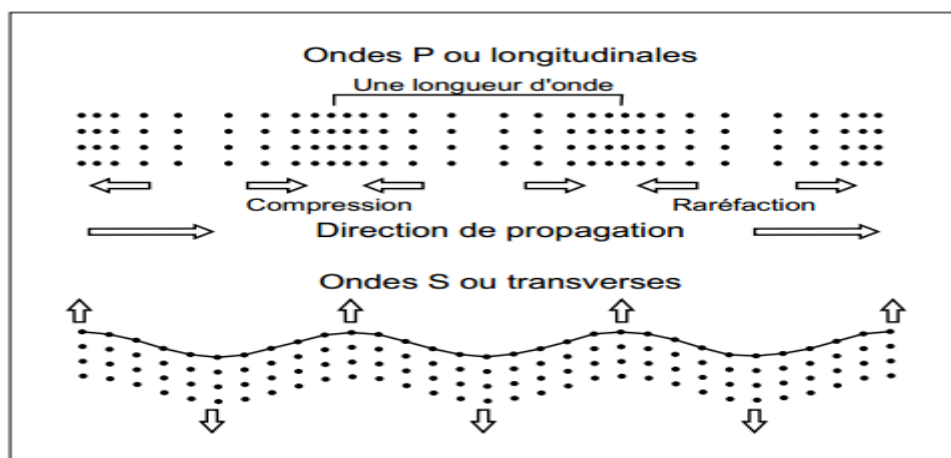


Figure 16: Ondes P et S

Ondes de surface

Les ondes de surface se propagent à travers les couches les plus superficielles de la Terre. Elles sont moins rapides que les ondes de volume mais leur amplitude est généralement plus forte. On distingue ondes de Love et ondes de Rayleigh.

- ✓ Les ondes de Love, les vibrations des particules sont horizontales et perpendiculaires à la direction de propagation. Elles sont responsables de nombreux dégâts aux fondations des édifices à cause des secousses horizontales qu'elles provoquent à la surface.

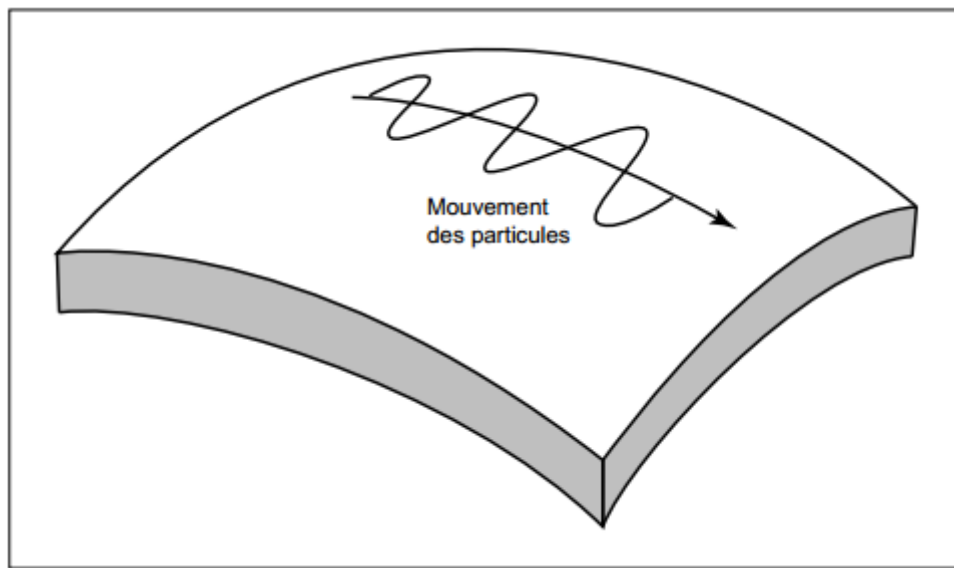


Figure 17: Onde de Love

- ✓ Pour les ondes de Rayleigh les vibrations des particules sont elliptiques dans le plan vertical qui contient la direction de propagation. Ces ondes ne traversent que dans le milieu solide et leurs amplitudes diminuent exponentiellement en fonction de profondeur.

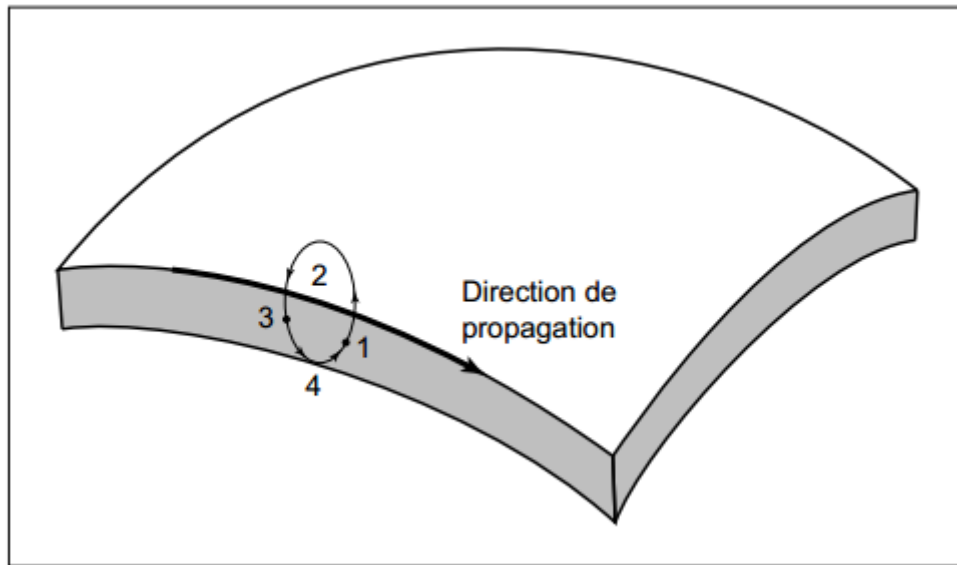


Figure 18: Onde de Rayleigh

III.1.2 Sismique réfraction

Avec l'incidence d'une onde entretenue artificiellement sur la surface de séparation de deux milieux, une partie de cette dernière est réfléchiée, tandis que l'autre subit une réfraction et passe dans le milieu inférieur sous forme d'une onde passante. Au point de la surface de séparation où l'angle de réfraction atteint 90° et l'onde passante commence à glisser le long de la surface de séparation, on obtient dans le milieu supérieur une onde réfractée qui propage également le long de la discontinuité avec une vitesse élevée appelée vitesse frontière. L'onde réfractée revient à l'endroit un peu éloigné du lieu de l'explosion. En fonction du temps d'arrivée de l'onde réfractée on détermine la profondeur de la surface de réfraction et la vitesse de la frontière.

La figure suivante présente l'acquisition sismique réfraction :

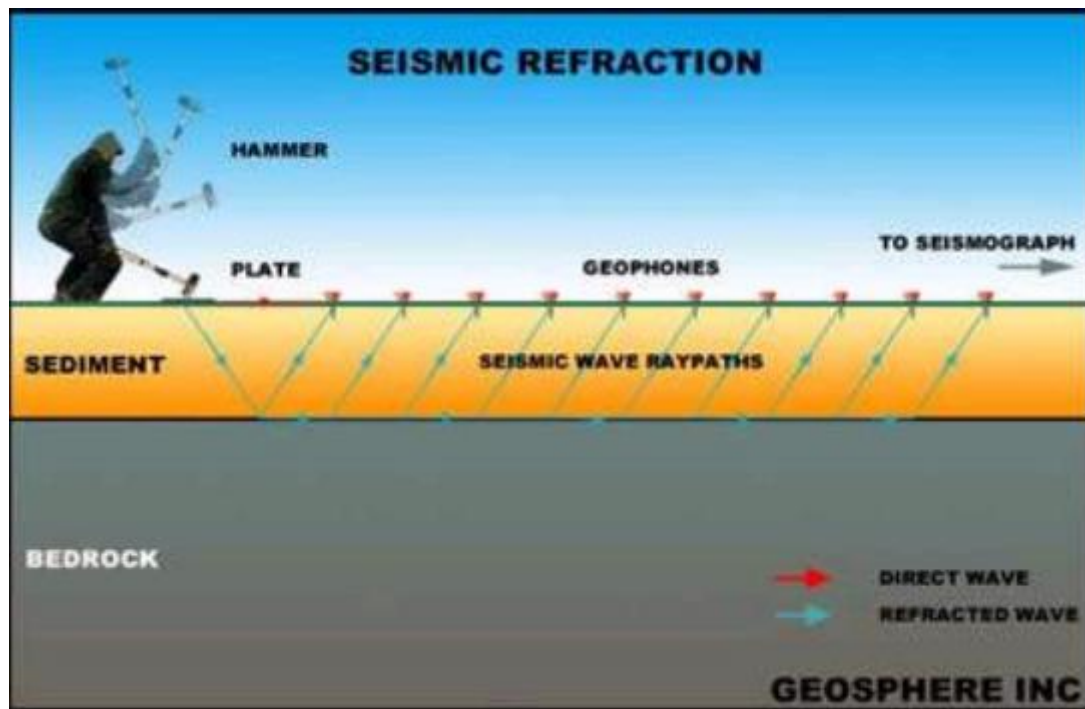


Figure 19: Acquisition Sismique réfraction

III.1.3 Sismique réflexion

La réflexion sismique est la technique géophysique la plus répandue. Les principales applications sont: l'exploration des hydrocarbures, l'étude de la structure de la croûte avec des profondeurs de pénétration de quelques kilomètres, études hydrogéologiques des couches aquifères.

D'une manière générale, l'énergie sismique émise par le dispositif source se répartit entre les ondes de volume (onde de compression ou de cisaillement) et les ondes de surface. La sismique réflexion tente de privilégier les ondes de volume, qui remontent en surface après réflexion sur les interfaces de couches géologiques présentant une différence d'impédance acoustique. Le rapport d'amplitude de l'onde réfléchie sur amplitude de l'onde incidente définit le coefficient de réflexion d'une telle interface (Dubois J. et al, 2001). La profondeur de l'interface z de deux formations peut être déterminée en mesurant la durée du trajet de l'onde sismique générée en surface pour voyager dans le sous-sol, puis réfléchi à la surface pour être captée par les capteurs. Ce temps de parcours s'appelle temps double.

III.1.3.1 Principe de la sismique réflexion

Les ondes incidentes sont renvoyées vers la surface du sol par un simple phénomène d'écho chaque fois qu'elles rencontrent une surface de discontinuité entre deux couches de nature différente, sans qu'interviennent les vitesses relatives de ces couches (figure 12).

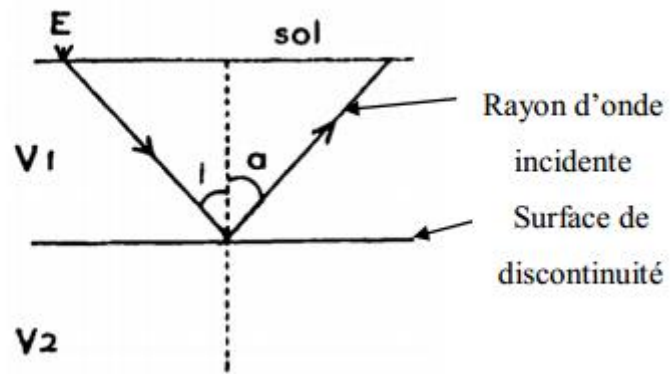


Figure 20: Réflexion totale

Les renseignements apportés sont uniformes, l'interprétation géophysique des résultats obtenus consiste à corréler entre eux les « miroirs » correspondant à une même surface de discontinuité et à en déduire la profondeur et les déformations de ces surfaces. Dans une première approximation on considère l'ensemble des couches du sous-sol comme constituant un milieu homogène et isotrope où les rayons sismiques sont rectilignes et où la profondeur h des miroirs est donnée par l'égalité $h = TV/2$ où T représente le temps aller-retour du rayon entre le point d'explosion et le sol et V la vitesse à laquelle les rayons ont cheminé. Nous verrons que cette hypothèse initiale est malheureusement erronée et que des corrections tenant compte des variations de vitesse en fonction de la profondeur et de la nature des terrains doivent être apportées à cette égalité pour obtenir les profondeurs réelles des miroirs.

III.1.3.2 L'acquisition des données

La source sismique est provoquée : A terre, par l'explosion d'une charge de dynamite, enterrée, posée sur la surface du sol, par un vibreur ou 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.

Système de récepteur

On groupe des géophones étalé 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 de récepteur est enregistré un signal qui représente l'amplitude de la réflexion en fonction du temps. Il constitue les colonnes d'une image sismique.

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.

D'où la figure suivante :

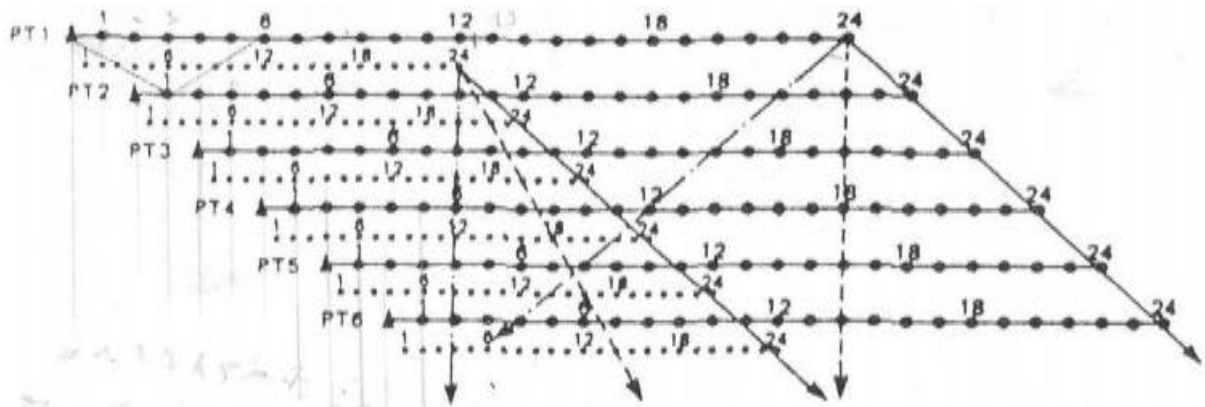


Figure 21: Couverture multiple

III.1.4 Traitement des données

III.1.4.1 Sommation

Cette étape de traitement consiste à condenser en une seule donnée les rayons de réflexion sismiques passant par un point miroir commun. Lorsque la sommation est réalisée avec une bonne vitesse de correction, elle permet une démultiplication partielle des données. Cette étape de premier traitement permet d'obtenir une section en couverture multiple.

Avant la somation des corrections s'impose. La première correction dite **correction statique** consiste à ramener tous les points d'émission et de réception à un niveau de référence (Datum Plane). La deuxième correction dit **correction dynamique** consiste à aligner les réflexions avant de les sommer. Cette correction nécessite une connaissance des vitesses de correction. Mais inversement, l'optimisation des corrections permet de déterminer les vitesses de correction qui offrent un moyen d'accéder aux vitesses de propagation nécessaires à la restitution des sections en profondeur. Le choix de vitesse de correction peut provoquer le renforcement des

réflexions multiples, voire la destruction des *réflecteurs primaires*, ce qui rend ce choix très délicat.

III.1.4.2 Filtrage

La section couverture multiple fournit des données condensées et épurées qui permettent en général de distinguer et d'identifier le signal, ce qui n'est pas toujours le cas sur les documents bruts, d'où l'application des filtres.

Ces filtres comporteront trois stades dont :

- ⇒ La correction de l'amplitude de la réflexion ;
- ⇒ L'identification et la suppression des bruits résiduels ;
- ⇒ La suppression des effets parasites du signal et de ses multiples.

Pour convertir la section couverture multiple obtenue à la fin de la première phase à une section sismique qui donne une réalité géologique, on fera intervenir pour l'essentiel les vitesses de propagation des ondes sismiques. L'opération s'appelle la migration. On la complète parfois par un habillage des sections par des paramètres physiques tirés du traitement antérieur et destinés à éclairer l'interprétation, notamment en ce qui concerne les faciès.

III.1.4.3 Vitesse de propagation

Les vitesses de propagation sont mesurées dans les puits à l'aide d'outils de diagraphie qui enregistrent en temps continu le temps simple de trajet $Dt(z)$ d'une onde sismique entre deux récepteurs distants de Dz . [8]

On obtient ainsi la vitesse instantanée en fonction de la profondeur:

$$V(z) = Dz / Dt(z) \quad (2)$$

III.1.4.4 Principe de l'estimation des vitesses de propagation

Ce principe consiste à estimer la vitesse de correction à partir des enregistrements, puis à estimer les vitesses de propagation à partir de celles-ci. Sur les regroupements PMC (Point Miroir Commun), la vitesse de correction (V_c) est le paramètre qui permet par le biais de la correction dynamique Dt de redresser l'hyperbole de réflexion et finalement de le rendre horizontale. Inversement, le critère d'alignement des réflexions permet de déterminer la vitesse de Correction : c'est le principe de l'analyse de vitesse.

Analyse de vitesse

Les différents trajets sismiques du regroupement PMC au point M obéissent à l'équation [9]:

$$t^2 - \frac{x^2}{v_c^2} = t_0^2 \quad (3)$$

Cette équation représente, dans le plan (x,t) une famille d'hyperbole dont l'ordonnée commune à l'origine est t_0 c'est « le temps au centre » et dont le paramètre V_c détermine la pente des asymptotes. A chaque vitesse de correction V_c correspond donc une hyperbole : parmi celles-ci l'une d'elle coïncidera au mieux avec la réflexion. Elle aura pour paramètre optimal $V_c = V_0$ (V_0 vitesse du modèle réel). Il est beaucoup plus simple d'additionner les amplitudes le long des différentes hyperboles et de reporter la valeur de la somme AS en fonction du paramètre V_c . Le maximum de la courbe (AS, V_c) donnera le paramètre V_0 cherché.

Habillage physique des sections

Au cours des traitements qui précèdent, plusieurs paramètres ont été mis en évidence et qui peuvent caractériser les faciès ou leurs variations : les amplitudes par exemple, qui reflètent les coefficients de réflexion et les variations de vitesses d'intervalle. Parfois on peut utiliser une présentation spéciale ou faire des traitements spéciaux pour obtenir d'autres paramètres: fréquence ou phase instantanée dans le premier cas, impédance ou pseudo-impédance dans le second avec les méthodes de pseudo-log ou d'inversion. On peut enfin, réaliser sur le terrain des exploitations spéciales pour mettre en évidence des paramètres plus « pointus » : c'est le cas des ondes S, par exemple, qui fournissent des vitesses de cisaillement ou des mesures de polarité. Les paramètres ainsi dégagés peuvent être reportés sur la section sismique: ils s'y superposent généralement sous forme de couleurs codées en fonction de l'amplitude des paramètres à représenter.

III.1.5 Traitements des sections sismiques 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.

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 ;

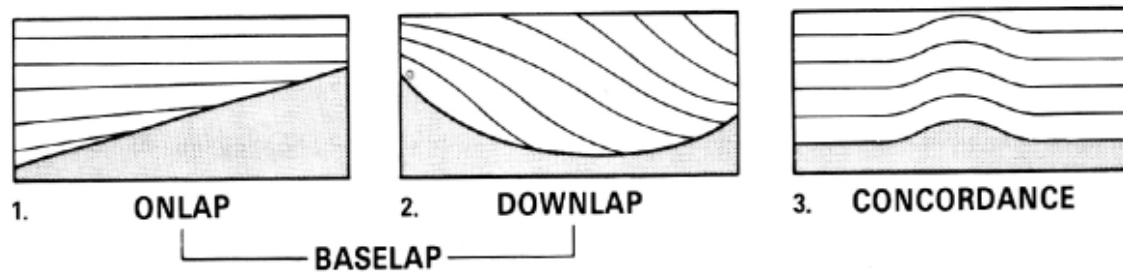


Figure 22: Relation géométrique à la base

- 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. La figure suivant illustre la relation géométrique au toit.

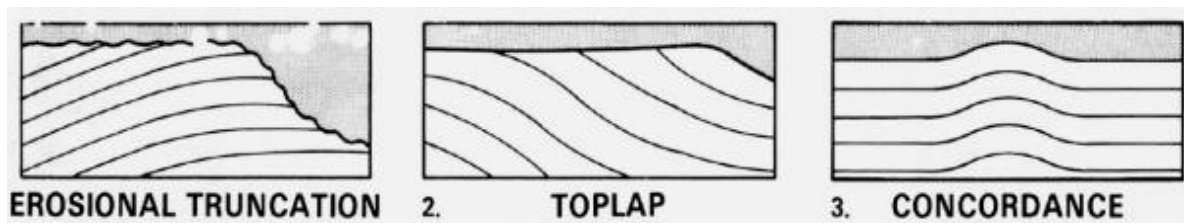


Figure 23: Relation géométrique au toit

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.2 PRINCIPE D’EVALUATION DU PROSPECT PETROLIER

La quantification de réserve est une estimation d’une seule valeur de réserve basée sur les 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.

III.2.1 Etapes d'identification des prospects pétroliers

Etape 1: Définition des différents horizons

Cette première étape on a tracé les différents horizons afin de séparer et subdiviser les différents formations intéressants dans la d’étude.

Etape 2: Interprétation des lignes sismiques

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

Etape 3 : Inventaire des contours des prospects

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 ou fermé par failles et qui présentent des bombements.

Etape 4: Digitalisation des contours

Cette étape est réalisée avec le logiciel ArcGis. On importe les images des contours réalisées auparavant dans le logiciel Kingdom, ensuite, on digitalise les contours fermé ou fermé par faille et les ramenées aux même coordonnées.

Etape 5 : Calcul des surfaces des prospects

Après avoir digitalisé chaque prospect, on calcule chaque surface de ces derniers. Cette surface sera utilisée dans le calcul volumétrique du réservoir.

III.2.2 Principe du 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.

III.2.3 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.

III.2.3.1 La Porosité

La porosité est le pourcentage de vides par unité de volume dans un sédiment ou une roche. Elle s'exprime en %.

Elle est définie par la formule suivante: $\phi = \frac{V_t - V_s}{V_t} = 1 - \frac{V_s}{V_t} = \frac{V_v}{V_t}$ (4)

V_t : Volume total de l'échantillon ;

V_s : Volume du solide ;

V_v : Volume des vides.

Tableau 4: Qualité du réservoir en fonction de la porosité

Porosité	Qualité des réservoirs
0 à 5	Très mauvaise
5 à 10	Mauvaise
10 à 15	Moyenne
15 à 20	Bonne
20 à 25	Très bonne
Supérieur à 25	Excellente

Source : OMNIS

III.2.3.2 Saturation en eau

La saturation en eau est définie comme la proportion relative d'eau dans le réservoir. La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le rapport du volume de ce fluide dans l'échantillon au volume de pores (V_p) de l'échantillon. Il est défini par les formules suivantes:

$S_h = \frac{V_h}{V_p}$ Pour la saturation en huile

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad \text{Pour la saturation en gaz}$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{Pour la saturation en eau}$$

$$\text{Avec } S_h + S_w + S_g = 1$$

III.2.3.3 Perméabilité

La perméabilité est la propriété de connectivité entre les pores au sein d'une roche sous l'effet d'une différence de pression. Trois notions de perméabilité existent absolue, effective et relative. D'après la loi de Darcy (Darcy, 1856) définie comme étant :

La connectivité d'un milieu de 1 centimètre de long (dx), laissant passer une quantité d'un centimètre cube (Q) par unité de temps (seconde) d'un fluide, avec une viscosité d'un centipoise (μ) sous l'effet d'un gradient de pression (Dp) d'un atmosphère, à travers une section (S) d'un centimètre carré (cm²) d'où la formule, en (mD).

$$K = \frac{dx * Q * \mu}{Dp * S} \quad (6)$$

La perméabilité est déterminée par des données de tests de puits et par analyse de noyau.

III.2.3.4 Formation de facteur de volume

Formation de facteur de volume est le volume de fluide à l'état de réservoir nécessaire pour produire un volume unitaire de fluide aux conditions de surface. C'est le rapport du volume de fluide dans les conditions de fond au volume de fluide dans les conditions standards (à une pression de 14,7 psi et à une température de 60 ° F).

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

V_{res} : Volume de fluide dans les conditions de réservoir

V_{surf} : Volume de la surface ou conditions standard

FVF: formation de volume factor (Formation de facteur de volume)

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

Gamme de valeurs typiques:

- Huile noire: de 1,2 à 2 bbl / STB
- Huile volatile: de 2 à 4 bbl / STB

- Formation de gaz: de 0.003 à 0.01 res bbl/Mscf
- Formation d'eau: de 1 à 1.1 res bbl/STB

Unité: res bbl/ STB ou res bbl/ Mscf

III.2.3.5 Vitesse de propagation

En prospection sismique, les variations de vitesse de propagation en fonction de la nature des couches.

III.2.3.6 Volume du réservoir

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

a) Surface des prospects

La surface du réservoir est donnée par le délimitant de chaque prospects sur l'isochrones dans le carte de l'ArcGis 10.4. Ce logiciel a donné la valeur de la surface pour chaque prospect.

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

d: profondeur de la roche réservoir(en m)

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 :

$$d = V * t / 2$$

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

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.

c) Epaisseur d'huile

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 avons juste pris que l'épaisseur de l'huile trouvée dans la zone d'étude est égale à un quart de l'épaisseur de la roche réservoir.

d) Volume du réservoir

Le volume du réservoir sera calculé par la formule suivante :

$$\text{Volume réservoir} = \text{Surface réservoir} * \text{Epaisseur réservoir}$$

On note que le facteur de conversion du m³ en bbl : 1m³ = 6,2893 bbl

III.2.4 Calcul volumétrique de réservoir

Il existe plusieurs méthodes pour estimer la quantité d'hydrocarbures en place, mais pour notre cas on utilise la méthode volumétrique. La méthode est basée principalement sur l'utilisation les paramètres de pétro-physique précédente (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 :

$$STOIIP = \frac{Aho\Phi(1-S_w)}{B} \quad (7)$$

Où STOIIP: 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-Sw) : proportion de l'espace des pores occupé par hydrocarbures: la saturation des hydrocarbures en% ;

B: 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 conversations ci-dessous seront nécessaires pour le calcul:

- 1 acre ft = 43560 ft³
- 1 acre ft = 7758 barrel
- 1 barrel = 5.61458 ft³
- 1 m³ = 6.2893bbl

III.2.5 Quantification des réserves

III.2.5.1 Quantification pessimiste

La vue pessimiste nous donnera 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 le formule de calcul volumétrique précédent.

III.2.5.2 Quantification optimiste

Par contre, pour le cas du point de vue optimiste, nous allons avoir une estimation maximale pour la réserve. En fait, la formule et le processus de les calculs sont les mêmes sauf les valeurs de quelques paramètres changent.

III.2.5.3 Quantification moyenne

Après avoir effectué les deux points de vue de quantifications pour la quantité d'huile 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.

III.3 PRESENTATION DU LOGICIEL DE TRAITEMENT

III.3.1 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). 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.

III.3.2 kingdom

Le logiciel Kingdom Suite développé par Seismic Micro Technology est un outil puissant d'interprétation sismique et pétro-physique (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.

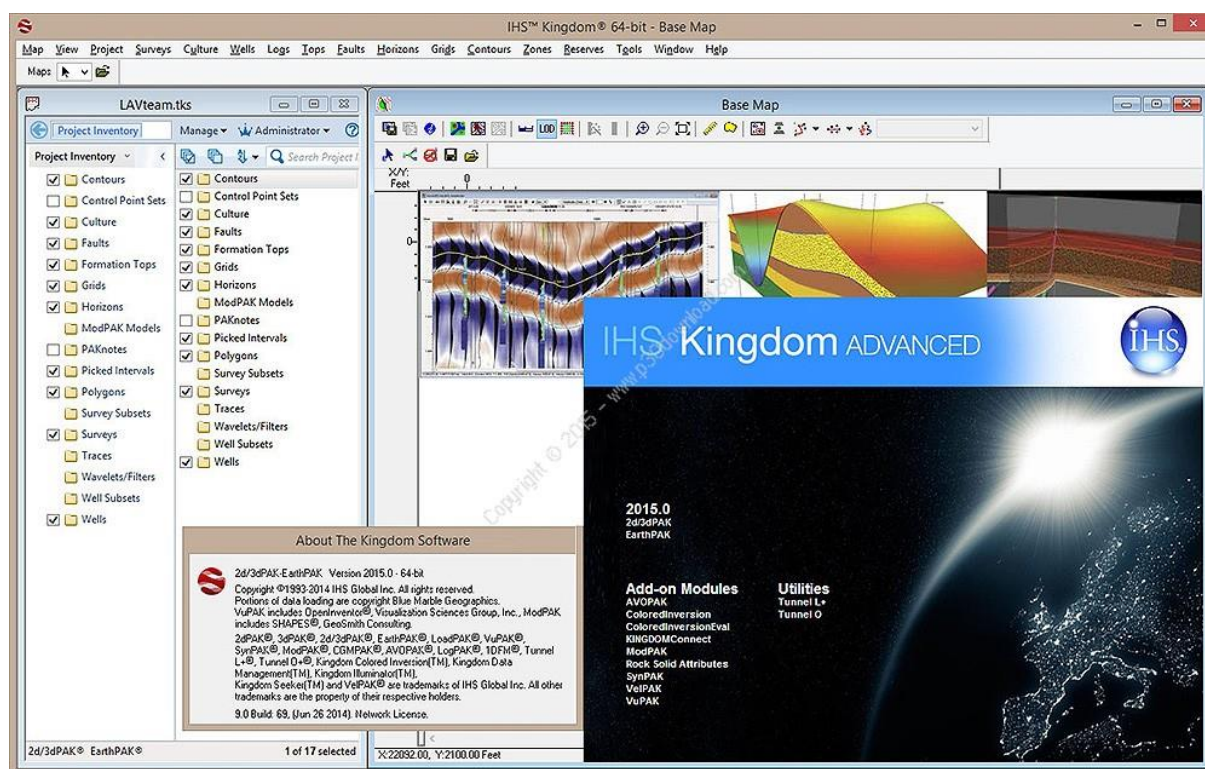


Figure 24: Interface du kingdom

III.3.3 Modélisation 2D

Le but de la modélisation 2D est de se concentrer sur la connaissance des informations géologiques dont les structures et les formations suivant les deux dimensions. Le principe est d'interpréter les profils sismiques en utilisant Kingdom Software.

III.3.4 Modélisation 3D

La modélisation en trois dimensions (3D) est obtenue en utilisant le résultat de l'interprétation des profils sismiques dans la modélisation 2D. Le logiciel de modélisation 3D est essentiellement basé sur la manipulation de formes de base dans un espace tridimensionnel sur trois axes notés généralement X, Y, Z. Une image volumétrique tridimensionnelle donne une valeur à tous les points de l'espace (calculs matriciels). Elles sont réunies entre elles pour

constituer des polygones appelés facettes. Ensuite, ces facettes sont interconnectées entre elles sur leur tour et constituent enfin l'objet 3D.

CHAPITRE-IV REINTERPRETATION DES DONNEES ET RESULTATS

IV.1 PRESENTATION DES DONNEES

Dans ce chapitre nous allons décrire les données utilisées et de présenter le logiciels de traitement y afférentes. Ces données sont en particulier des données sismiques, géologiques, forages de reconnaissance.

IV.1.1 Données sismiques

Dans ce travail, nous avons deux sections sismiques à interpréter, afin de déterminer les potentiels du sous-sol dans notre zone d'étude.

IV.1.2 Données géologiques

Robertson a déterminé sept horizons lors de leurs interprétations à savoir : Toit céacé inférieur Toit Beboka, Toit de Bemaraha, Toit d'Andafia, Toit Isalo, Toit Sakamena, Toit Sakoa.

IV.1.3 Données des forages

Le puits d'antaotao-1 se trouve dans notre zone d'étude comme nous avons vue dans les travaux antérieurs. Ce puits est situé près de la ligne sismique que nous avons étudiée.

Puits : ANTATAO-1

Profondeur : 3905m

Les puits proche comme (figure 26) West-Manambolo-1 et Manambolo-1 aient eu quelques petits indices dans le post Karroo et dans l'Isalo. Ces puits ont ciblé principalement les sables Isalo. Le puits Manandaza-1 ait eu des indices d'huile légère de Sakamena.

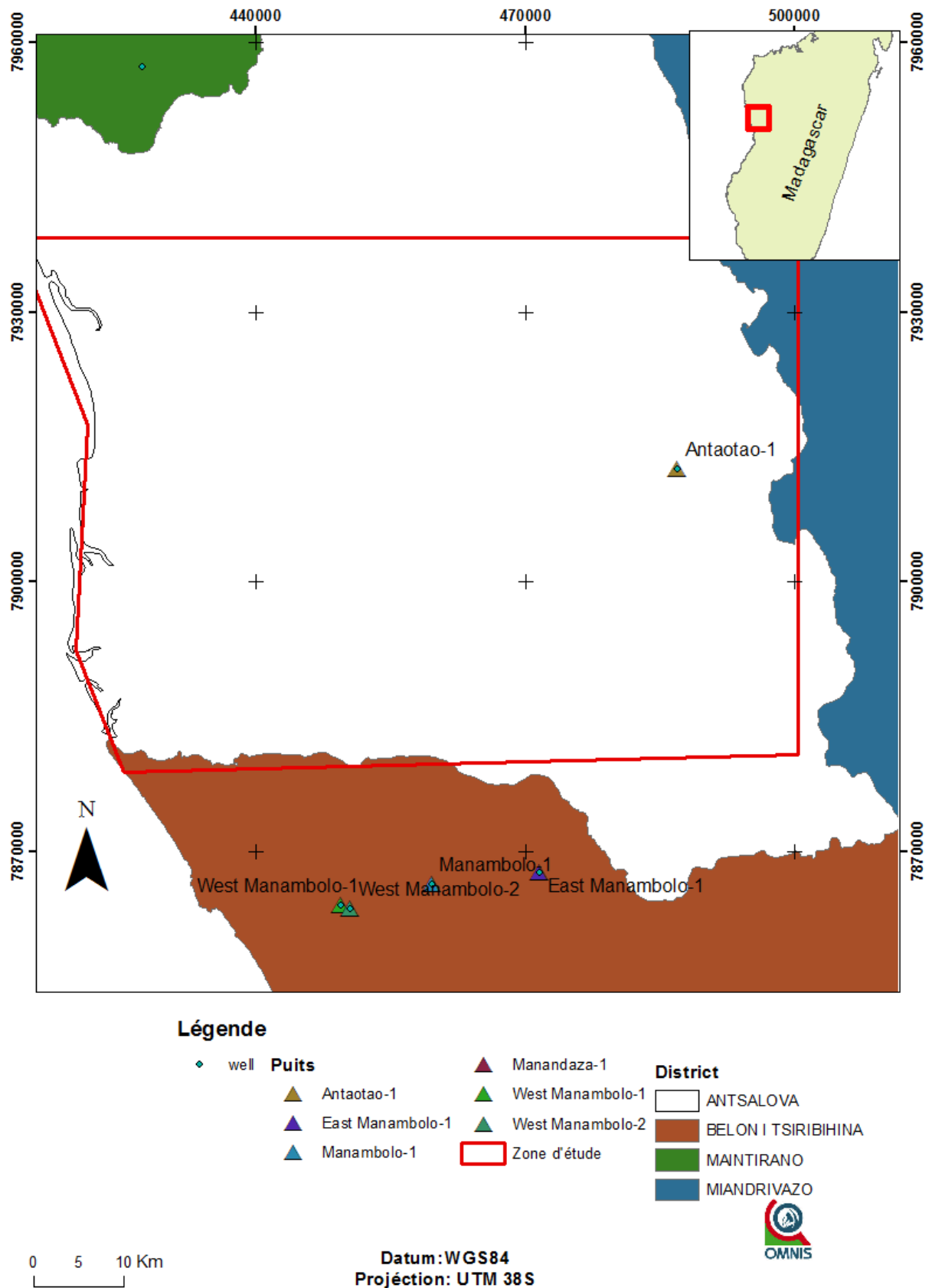


Figure 25: Puits aux alentours de la zone d'étude

IV.2 INTERPRETATION DES DONNES SISMIQUES

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

IV.2.1 Interpretation des sections sismiques

IV.2.1.1 Profil N°1(Coupe WSW-ENE)

L'interprétation sera principalement axée sur l'interprétation qualitative pour le réservoir et piège potentiels. Pour cela, nous procédons directement sur les interprétations sismiques de la cible.

On va mener alors une réinterprétation sur la même ligne sismique qu'ils ont étudiée, sur laquelle ils ont proposés des résultats. La figure suivante montre l'interprétation simplifiée de section sismique qui traverse notre zone d'étude, considéré comme ligne principale, et suit la direction WSW-ENE.

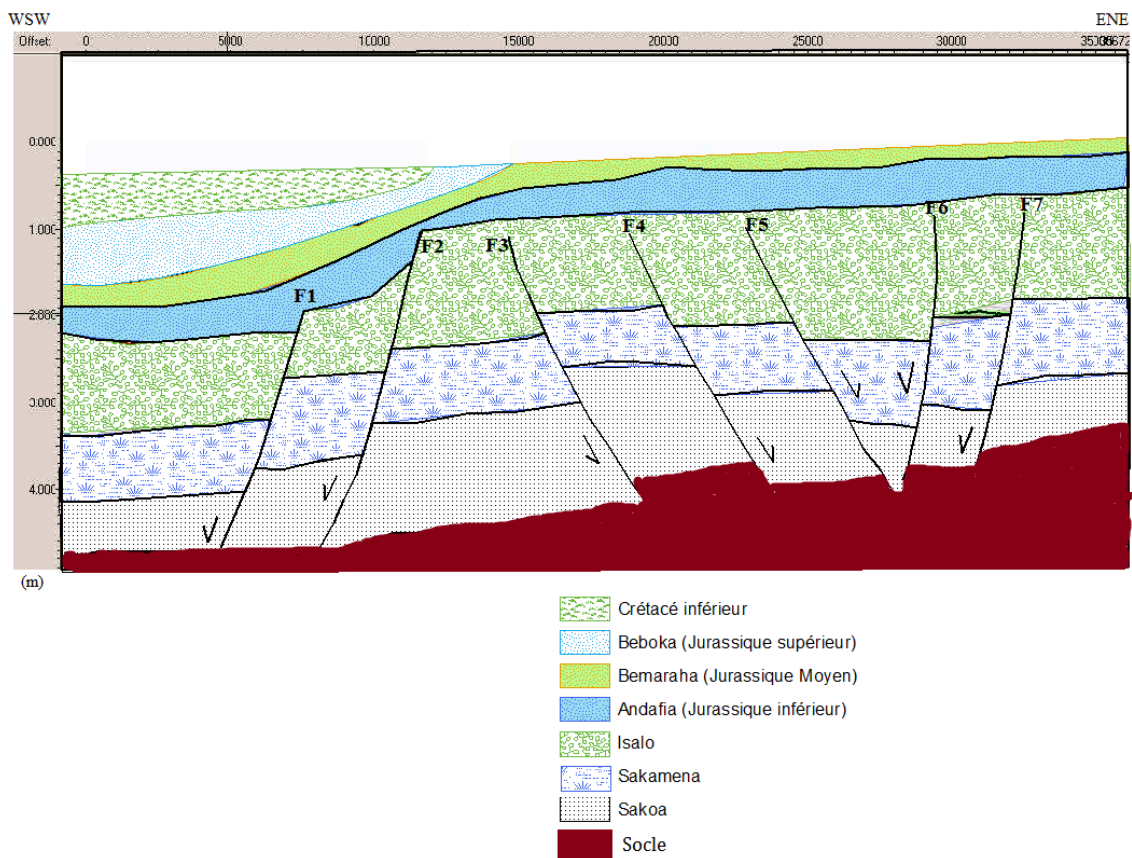
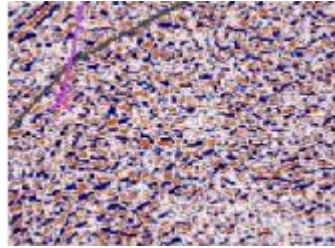


Figure 26: Section sismique simplifiée du profil N°1

Interprétation stratigraphique

Après la délimitation des unités de faciès, il y a huit méga séquences de bas en haut dans cette section sismique.

Première méga séquence : Des réflecteurs discontinus et discordants caractérisent cette première méga-séquence. La configuration est chaotique dans cette zone.



Source : OMNIS modifie

Figure 27: Réflexion du socle

On sait que les coulées de magma en profondeur sont caractérisées par une formation chaotique et qui constitue le socle, on remarque une forte remontée dans la partie Est du profil.

Deuxième méga séquence : le deuxième horizon est coloré en trait violé sur la figure 29. Des changements de faciès et des variations d'amplitudes sont observés le long de la formation d'Est en Ouest. Il s'agit d'un faible apport de sédiments probablement du groupe Karoo. C'est la formation de la Sakoa.

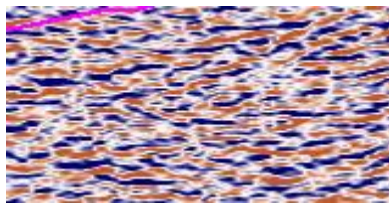


Figure 28: Réflexion du Sakoa

Troisième méga séquence : limitée entre trait colorée en violet et vert sur la figure 30. Il s'agit d'un important paquet de sédiments probablement du super groupe Karoo et c'est justifier par sa forme et son épaisseur (groupe Sakamena), c'est une roche mère.

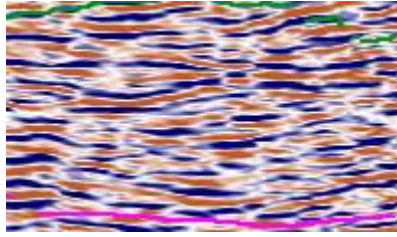


Figure 29: Réflexion de le Sakamena

Quatrième méga séquence : trait coloré en rouge sur la figure 30, est caractérisé par une surface de réflecteur discontinue à forte amplitude et à haute fréquence avec une configuration subparallèle de l'Ouest à l'Est, il a de la forme anticlinale du sédiment sous-jacent (groupe Karroo). C'est peut-être dans le groupe Isalo, et jouer comme le rôle de réservoir.

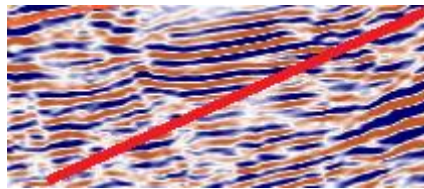


Figure 30: Réflexion de l'Isalo

Cinquième méga séquence : horizon qui est limitée en trait jaune et orange sur la figure 31. Elle est formée par des faibles réflecteurs à basse amplitude, et classifié comme une configuration parallèle incliné vers l'Ouest. Cette couche est formée par Jurassique inférieure, c'est une roche couverture.

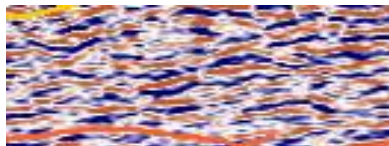


Figure 31: Réflexion du jurassique inférieur(Andafia)

Sixième méga séquence: Le sixième horizon est apparait à la surface dans la partie Est. Elle se caractérise par des réflecteurs parallèles à haute amplitudes. L'épaisseur de la couche se diminue de l'Ouest vers l'Est et il s'incline vers l'Ouest, elle est montré dans la Figure 32. Cette couche est formée par Jurassique moyenne dans le groupe Bemaraha.



Figure 32: Réflexion du jurassique moyen (Formation de Bemaraha)

Septième méga séquence : Le septième horizon qui est en trait noire sur la figure 34, il s'affleure en surface dans la partie Est du profil. Elle est formée par des forts réflecteurs à haute amplitude, et qui définit une configuration généralement parallèle incliné vers l'Ouest. Cette couche est formée par Jurassique supérieure dans le groupe Beboka.

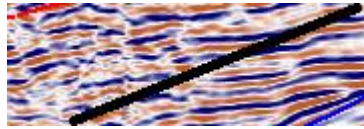


Figure 33: Réflexion du jurassique moyenne

Septième méga séquence : Cette méga séquence est caractérisée par les strates qui sont discontinues avec une configuration de propagation subparallèle qui s'affleure à la surface. Cette couche est formée par le crétacé inférieur.

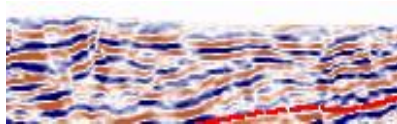


Figure 34: Réflexion du crétacé

Interprétation structurale

Dans la section sismique du profil N°1, nous observons sept failles (notés respectivement F1 a F7 sur la Figure 27), seule la faille F3 est inverse tandis que les autres sont des failles normales. Par conséquent, l'existence des failles peuvent provoquer des pièges pétroliers dans la zone.

IV.2.1.2 Profil N°2 (Coupe Nord-Sud)

Le Profil N°2 est de direction Nord-Sud, stratigraphiquement, il comporte six d'horizons de bas en haut. Ceci montre l'augmentation de toit du socle vers la zone Tsimiroro. Par conséquent, on aura donc les mêmes formes de réflecteurs que celle du profil N°1. Du point de vue structurale, on ne remarque que la présence de deux failles normales.

Ce profil est représenté schématiquement par la figure 36.

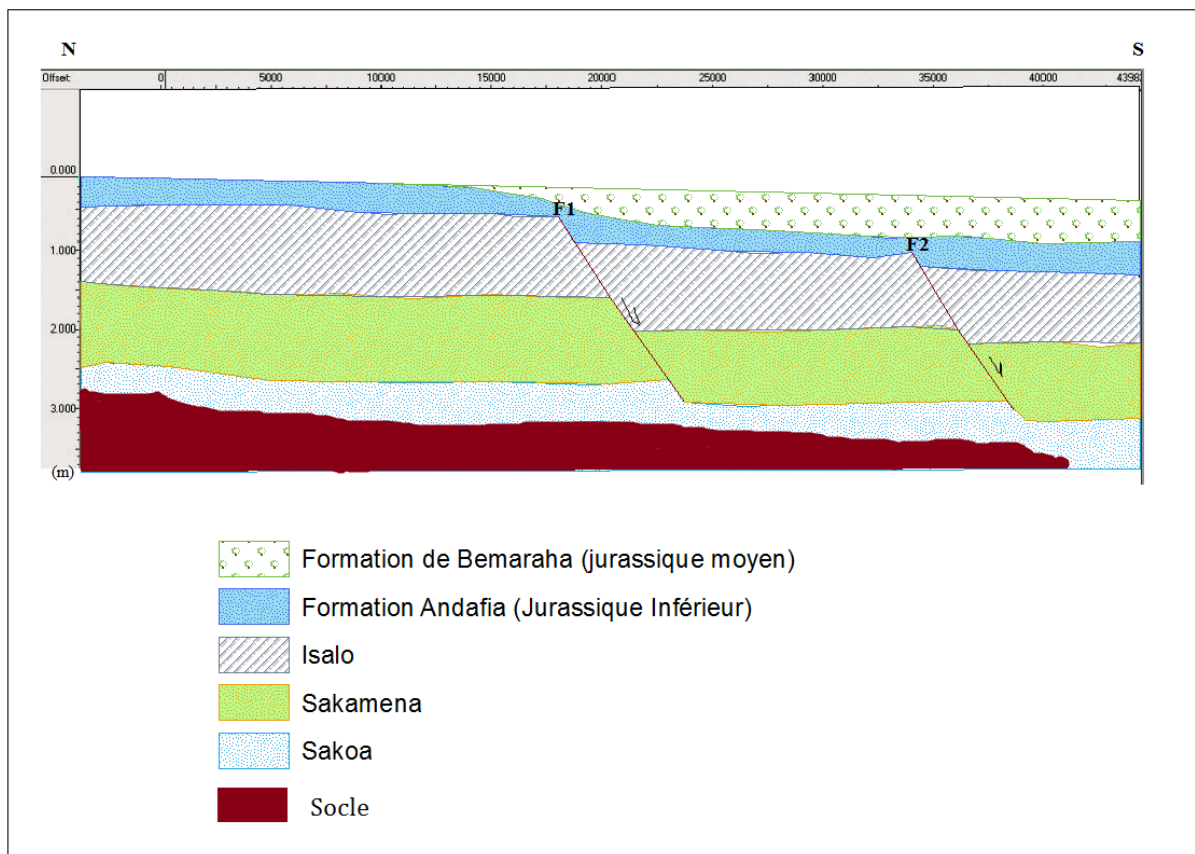


Figure 35: Sismique simplifiée Du profil N°2

La relation entre la chronostratigraphie et les méga séquences identifiées dans la section sismique est montrée dans l'annexe 2.

IV.2.1.3 Intérêt pétrolière

D'après l'interprétation sismique précédente, la zone intéressante se situe au niveau de la troisième méga-séquences. Cet horizon est constitué des réflecteurs continus à configuration subparallèle et concordante inclinée qui forment des anticlinaux. De plus, on remarque également que ces réflecteurs sont fermés par la présence des failles et qui constitue une piège pétrolière très intéressante. D'après l'étude bibliographique, cette couche possède une porosité et une perméabilité d'un réservoir potentiel à hydrocarbure.

En outre, le groupe d'Andafia (couches imperméables) couvre ce réservoir et possède une caractéristique à basse fréquence et basse amplitude et ayant une prédominance d'argile. Donc, cette formation constitue une bonne roche de couverture.

De plus, les failles présentes dans la formation jouent un rôle important pour piéger les hydrocarbures. En présence des failles, les hydrocarbures ne peuvent pas migrer n'importe où. Par conséquent, l'existence de pièges potentiels (roche réservoir, roche couverture et des failles

qui limitent la migration latérale) est prouvée à travers ces différentes raisons. La roche réservoir identifiée est l'Isalo dans le système Karoo. Et la roche mère étant la formation du Sakamena.

IV.2.2 Modélisation en 3D

Nous avons tenir compte toutes les interprétations 2D des profils sismiques disponibles dans notre zone d'étude. On va voir successivement, le vue de surface (3D) et leur superposition avec les failles remarquable. Il faut noter que la profondeur est exprimée en temps double.

IV.2.2.1 Roche couverture

➤ *Vue de surface*

Pour avoir une meilleure visualisation du toit de la roche couverture, la figure 36 ci-après montre la vue de surface de la roche couverture.

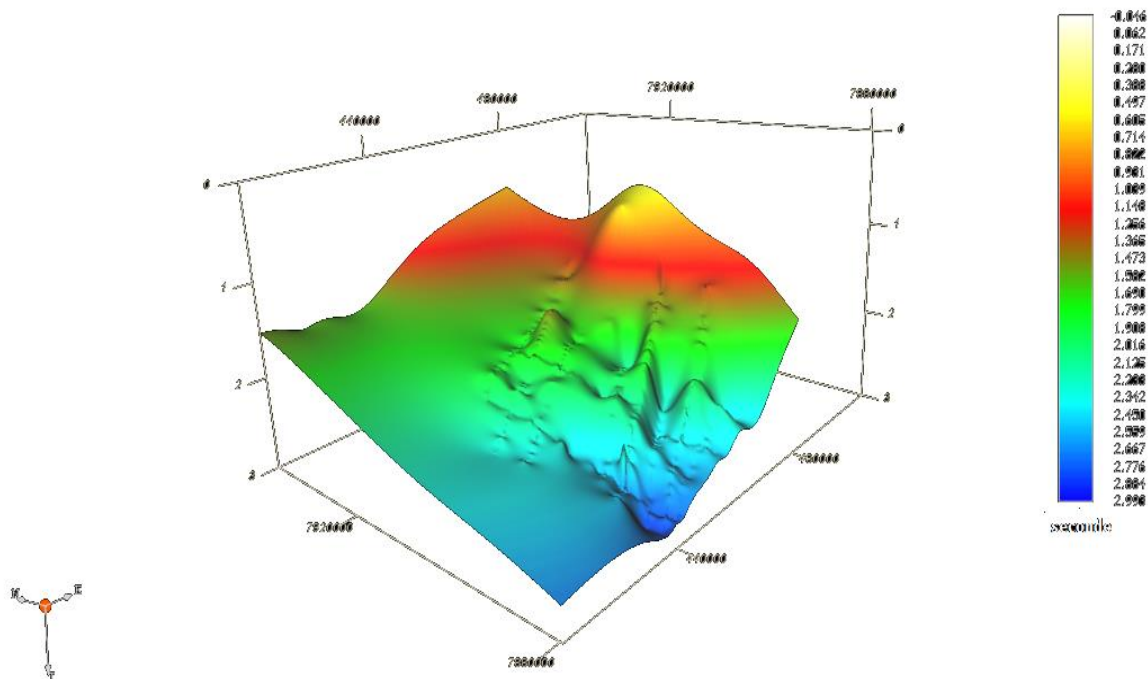


Figure 36: *Vue de surface de la roche couverture*

La profondeur de cette roche de couverture est comprise entre 0.046 et 2.993 s. Elle est moins profond dans la partie Est (moins de 0.162s) et plus profond dans le sud-ouest.

IV.2.2.2 Roche réservoir

➤ *Vue du Sud*

Cette mode de présentation, les failles observables en surface n'affectent pas la roche réservoir. La présence d'un éventuel piégeage des accumulations qui est aussi confirmé.

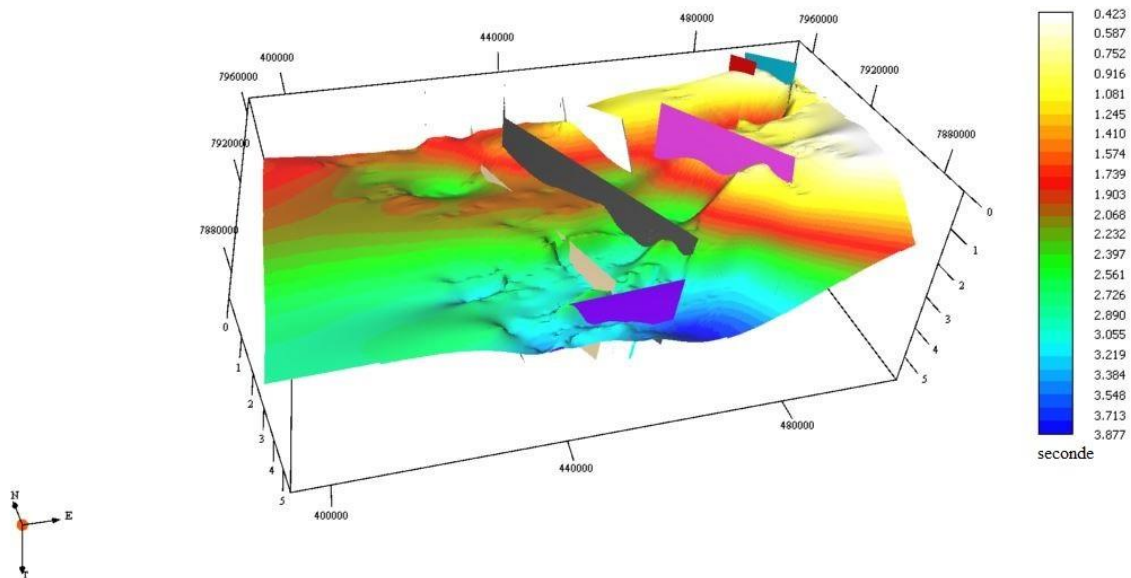


Figure 37: Vue en surface de la roche couverture avec faille

D'après la figure 38, comme celle du cas de la roche de couverture, les plages de couleur indiquent la profondeur de la roche réservoir de notre zone d'étude, dans laquelle le toit de la roche réservoir peu profonde est représenté par la couleur jaune, qui se trouve majoritairement dans la partie Est et Nord-Est et celle plus profonde par la couleur bleue. La profondeur de ce marqueur est comprise entre 0.164s et 3.877s.

IV.2.3 **Présentation du système pétrolier**

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, en particulier, jurassique inférieur (formation d'Andafia), Isalo et Sakamena. Ceci est fait en vue d'améliorer l'interprétation à partir de modèles à deux dimensions.

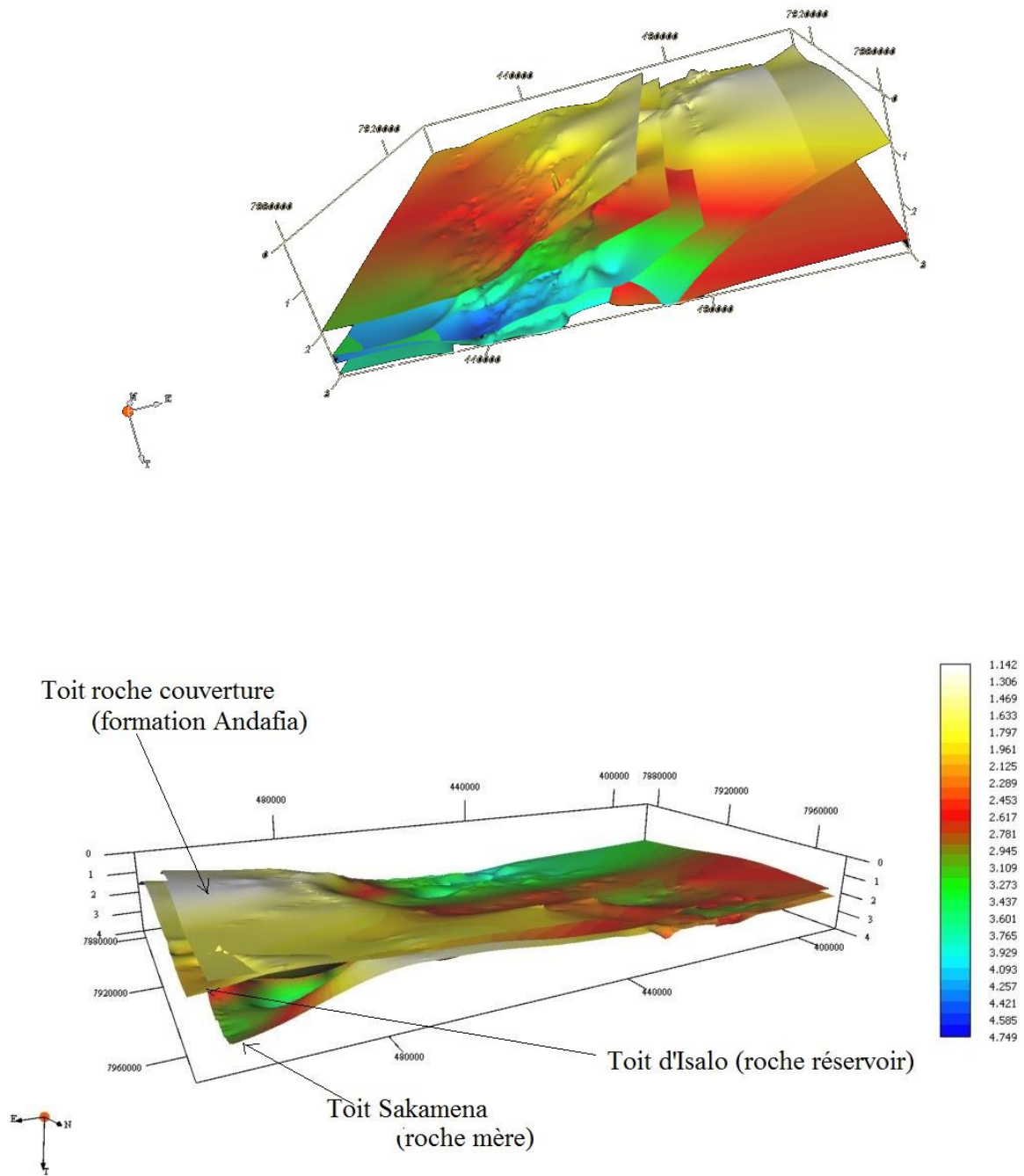


Figure 38: Vue globale de système pétrolier

IV.3 EVALUATION DES PROSPECTS

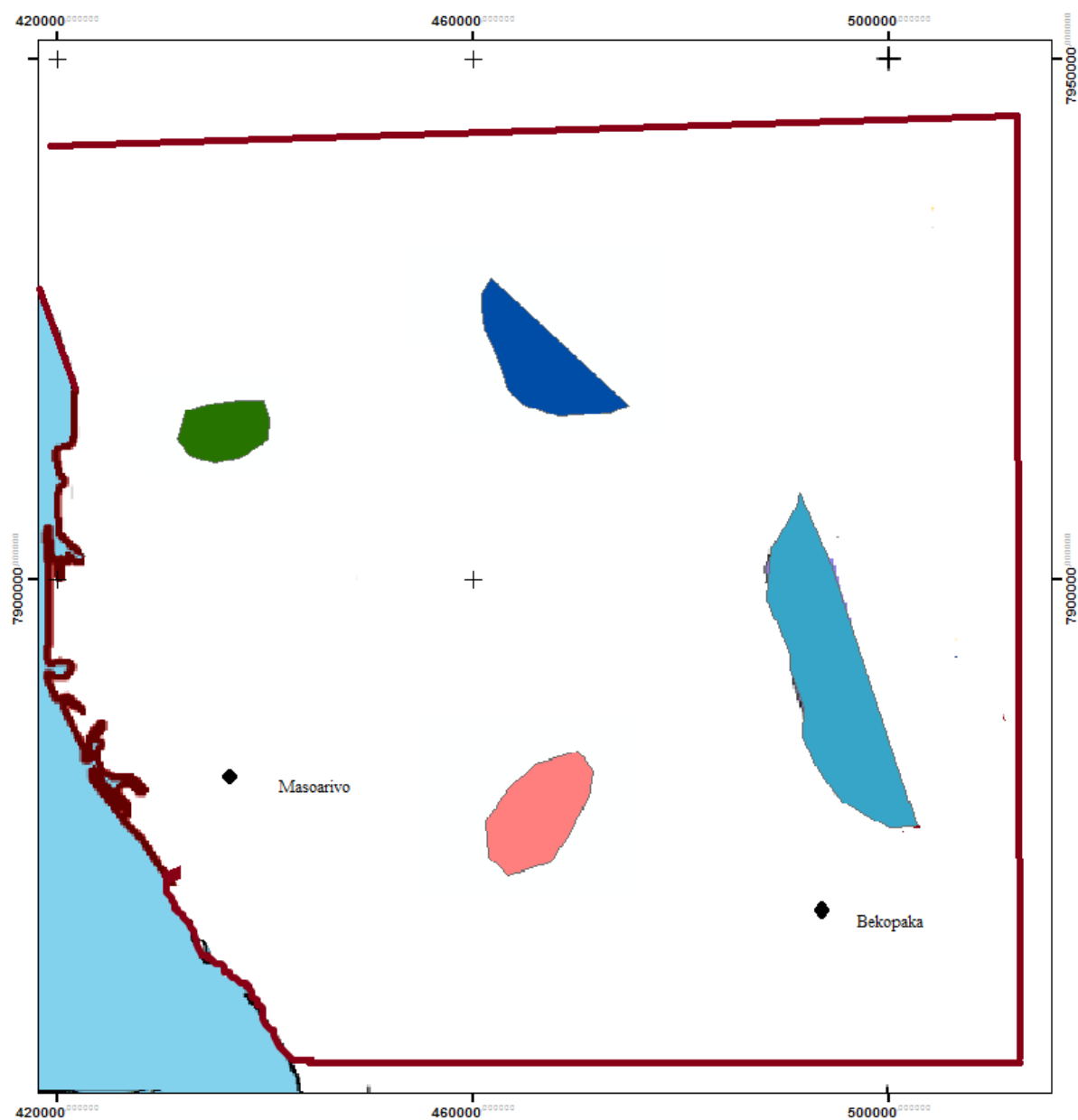
Pour faire l'évaluation des prospects de notre zone d'étude, nous allons donner une estimation générale de la quantité de l'hydrocarbure accumulée dans la roche réservoir dans le prospect qui se trouve dans la formation Karroo. Selon les interprétations précédentes, il a été constaté que la roche réservoir est formée par grès.

Par ailleurs, l'estimation sera classée en trois catégories de vue, telles que quantifications supérieure, inférieure et moyenne. Pour les valeurs suivantes, l'estimation minimale correspondra à vue inférieur et l'estimation maximale correspondra à vue supérieur. Les facteurs principaux de calcul volumétrique sont les suivants:

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

IV.3.1 Surface des prospects

La surface du réservoir est obtenue après la délimitation de chaque prospect. Celui-ci est identifié après l'interprétation de chaque méga-séquence de toute section sismique. Quatre ont été trouvés dans notre zone (Figure 42).



Légende

Datum: WGS84
Projection: UTM 38S

0 5 10 20 30 Km

- prospect1
- prospect2
- prospect3
- prospect4

Figure 39: Délimitation des prospects

Le tableau 4 ci-après montre la surface de chaque prospect, elles sont déterminées en utilisant le logiciel ArcGis.

Tableau 5: Surface des prospects

Prospect	Surface(en m ²)
1	38271197
2	49614083
3	70669872
4	225316702

IV.3.2 Paramètres pétro physique

Le tableau suivant résume les données du réservoir utilisé pour le calcul

Tableau 6: Saturation en eau et porosité du réservoir

Paramètres petro-physique du réservoir	Minimum	Maximum	Moyenne
Porosité	16,9	21,1	19,05
Saturation en eau	40	60	50

IV.3.3 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.

IV.3.3.1 Epaisseurs des roches réservoirs

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

Tableau 7: Temps de réflexion des ondes

Prospect	Temps initial (ms)	Temps final (ms)
1	550	1060
2	1960	2250
3	2465	2760
4	2750	2960

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.

Les valeurs des profondeurs des roches réservoirs sont données par le tableau suivant :

Tableau 8:Epaisseur du réservoir

Prospect	Toit (en m)	Base (en m)	Epaisseur du réservoir(m)
1	728	1404.5	676
2	2597	2981.25	384.25
3	3266	3657	391
4	3500	3900	422

IV.3.3.2 Epaisseur d'huile

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 avons juste pris que l'épaisseur de l'huile trouvée dans la zone d'étude est égale à un quart de l'épaisseur de la roche réservoir.

Tableau 9:Epaisseur d'huile

Prospect	Epaisseur d'huile (en m)
1	96.06
2	97.75
3	105.5
4	169

IV.3.3.3 Volume du réservoir

On note que le facteur de conversion du m³ en bbl : $1m^3 = 6,2893 \text{ bbl}$

Tableau 10:Volume de réservoir récupérable

Prospect	Volume en m ³	Volume (Bbl)
1	3 676 331 183	23 121 549 714
2	4 849 776 613	30 501 700 053
3	7 455 671 496	46 890 954 739
4	38 078 522 638	239 487 252 427
Total	54 060 301 931	340 001 456 935,08

IV.3.4 Quantification des reserves

Le tableau conclut les trois quantifications

Tableau 11: la quantification optimiste, moyenne et pessimiste

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 11 492 049 244 STB . Cette valeur pourrait être considérée comme économique pour le calcul de la réserve.	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 18 020 077 217 STB pour ce cas.	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 15 073 397 924 STB .

IV.4 RESULTATS ET SYNTHÈSE

Après avoir analysé toutes les données disponibles, on a établi le système pétrolier.

IV.4.1 Interprétation sismique 2D

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

- ✓ La première méga-séquence : Sakoa
- ✓ La deuxième méga-séquence : Sakamena
- ✓ La troisième méga-séquence : Isalo
- ✓ La quatrième méga-séquence : Jurassique inférieur
- ✓ La cinquième méga-séquence : Jurassique moyenne
- ✓ La sixième méga-séquence : Jurassique supérieur
- ✓ La dernière méga-séquence : Crétacé inférieur

IV.4.2 Système pétrolier

Notre zone d'étude se trouve généralement dans la partie Ouest de la faille de Bemaraha. Les études faites auparavant ont prouvé l'existence d'un système pétrolier qui est composé :

- D'une roche mère mature ;
- D'une migration des hydrocarbures ;
- Présence d'une roche perméable et poreuse qui est la roche réservoir ;
- Roche couverture imperméable.

La formation sakamena moyenne est connue comme roche mère potentielle dans le Nord Bassin Morondava. Cette formation pourrait être la première indication d'une présence possible d'accumulation des hydrocarbures dans cette zone. Après la Maturation des hydrocarbures, la migration vers une formation perméable de l'Isalo est possible. Cette dernière a une gamme de porosité 16,9% à 21,2%. La couverture de l'Isalo est assurée par le jurassique inférieur (formation d'Andafia).

IV.4.3 Risques d'exploration

Les risques d'exploration d'hydrocarbures dans cette zone d'étude sont modérés à élevés en raison du nombre de trous secs dans la région. Bien qu'il y ait eu quelques petits indices du puits riverains comme WMBL-1 ET MBL-1. Ces puits ont ciblé principalement les sables Isalo qui, à notre avis, ont un potentiel inférieur à celui du Jurassique et du Crétacé dans la partie ouest en raison du moment de la génération et de la migration des hydrocarbures. Car l'activité

de volcanisme augmente le gradient thermique, donc pour la partie ouest, la roche mère comme Sakamena peut être over mature. Le puits Manandaza-1 a un indice de pétrole léger de Sakamena, c'est-à-dire, la potentialité se trouve dans la formation Karoo. Mais le nouveau potentiel d'exploration se trouve dans le Jurassique et le Crétacé et elle se situe dans la partie Ouest de notre zone d'étude.

CONCLUSION

Ce travail de mémoire nous a permis de découvrir avec beaucoup d'intérêts, de quelle manière, les connaissances que nous avons acquises durant nos études à l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo s'appliquent à un projet d'évaluer les prospects pétroliers qui fait l'objet de ce livre. Le stage que nous avons effectué auprès de l'OMNIS nous a apporté beaucoup des connaissances pratiques sur les environnements du pétrole tel que la géologie de Madagascar, les différentes étapes de la prospection pétrolière et la manipulation des divers outils utilisés pour l'interprétation des données.

La méthode sismique est une méthode décisive pour l'exploration pétrolière. L'interprétation 2D permet de définir les interprétations stratigraphiques et structurales de la zone d'étude dans laquelle, la roche mère est probablement formée pendant la période de sakamena et la roche réservoir probablement se forment pendant la période de l'Isalo tel que la roche couverture est probablement argile s'est formée pendant la période du jurassique inférieur. La méthode sismique conduit à évaluer la présence des prospects et leur potentiel dans la zone. L'intégration à la modélisation 3D à partir des données sismiques fournit une meilleure visualisation pour la structure du sous-sol, en particulier le réservoir et les roches couvertures. La modélisation 3D des données géophysiques est donc un atout essentiel pour la recherche pétrolière. Ces nouvelles interprétations intégrées aux anciennes données permettraient alors d'avoir une vision plus certaine du comportement de la géologie et des structures.

Enfin, les données antérieurs permettent d'atteindre notre objectif de réévaluer les prospects du Sud Antsalova du bassin sédimentaire de Morondava. Du point de vue pessimiste, la quantité de réserves est égale à 11 492 049 244 STB, mais sur le plan optimiste, elle prend la valeur 18 020 077 217 STB. D'après ces valeurs, on peut en conclure qu'il existe une énorme potentialité de réserves possible dans cette zone.

Cependant, l'évaluation et l'estimation ont été considérées comme étude globale dans la zone d'étude. Alors, pour affiner les résultats obtenus, nous proposons d'approfondir l'étude en effectuant d'autres activités d'exploration dans la zone, comme la réalisation d'autre travaux de forage et aussi des acquisitions sismiques en 3D.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] **RAVELOSON E. A.**, 1987. Etude des grès bitumineux de Bemolanga et des huiles lourdes de Tsimiroro. Thèse de Doctorat. Université de Droit, d'Economie et des Sciences d'Aix-Marseille. Faculté des Sciences et Techniques de Saint Jérôme.
- [2] **COOPER B. S. OWER J.**, 1984. Elements of Geochemistry. Robertson Research International Ltd
- [3] **JACQUES FLANDRIN**, 1955. La Géologie du pétrole. Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteurs. Centre d'études supérieures de prospection géologique et géophysique. Rueil-Malmaison. Editions Techno. 250p.
- [4] **Biju B.-Duval**, 1999. Géologie sédimentaire: Bassins, Environnements, dépôts et formation du pétrole. Edition Techno, publication de l'IFP. Pp.667-672.
- [5] **Magoon L.B. and Dow W.G.**, 1994. "The petroleum system", chapter 1, 22p
- [6] **VEEKEN Paul H.C.**, 2007. « Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation » Handbook of geophysical exploration - seismic exploration
- [7] **Chouteau M.**, 2001. Méthodes électriques, électromagnétiques et sismiques. Géophysique appliquée II, CLQ 3203. Ecole Polytechnique de Montréal. 78 p
- [8] **RAKOTONDRAOMPIANA S. A.**, 2005. La géodynamique centrale de Madagascar. Thèse de doctorat d'Etat, IOGA Université d'Antananarivo.
- [9] **CRAVE Alain, PROUST Jean-Noël, RENAULT Mathieu**, 2007. « Cartographie sédimentaire du cours de la Vilaine Imagerie sonar et sismique » UMR 6118 CNRS- Université de Rennes1.
- [10] **EGRETEAU Alexandre**, 2005. « Etude des variations de l'amplitude de la réflectivité du sous-sol après imagerie sismique en profondeur ». Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Paris.
- [11] : **Besairie H.**, 1948. Géologie de Madagascar. Les Terrains Sédimentaires. Annales Géologiques de Madagascar, Antananarivo, 552p.
- [12] : **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.

[13] Centre de Recherches, d'Etudes et d'appui à l'Analyse économique à Madagascar (CREAM), février 2013, 182p.

[14] **BESAIRIE Henry**, 1971. « Géologie de Madagascar – Les terrains Sédimentaires » Annales géologique de Madagascar, fascicule n°35.

[15] RAMANAMPISOA, Ingénieur GEOLOGUE, JUILLET, 1990, Titre: contribution aux études de réévaluation du potentiel pétrolier de la zone Nord-MANAMBOLO.

REFERENCES WEBOGRAPHIQUES

[16] <http://petroleum.e-monsite.com/pages/histoire-du-petrole/> (consulté le 23 juillet 2018).

[17] <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole> (consulté 29 juillet 2018).

[18] <http://www.igeotest.ad>: Septembre 2014. MICHEL V.T. 1997. Méthode de prospection Sismique IGEOTEST S.L. (consulté le 11 juin 2018).

[19]<http://www.planetseed.com> (consulté le 2 juillet 2018).

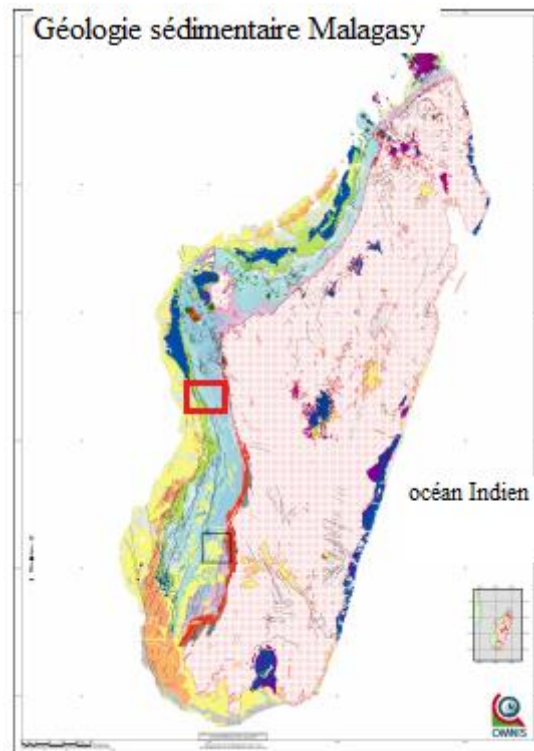
LISTES DES ANNEXES

ANNEXE1 : GEOLOGIE SEDIMENTAIRE MALAGASY

ANNEXE2 : CHRONOSTRATIGRAPHIE REGIONALE DU BASSIN SEDIMENTAIRE
DE MORONDAVA

ANNEXE3 : ETAPES DE PROSPECTION PETROLIERE

ANNEXE1

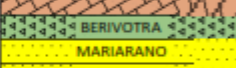
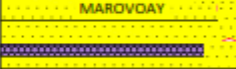
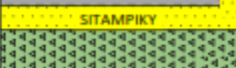
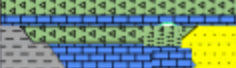
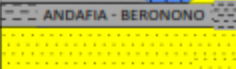
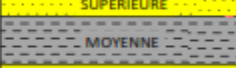


Légende

 Zone d'étude	 gabbro	 Crétacée Inférieure
 Socle Cratéolite	 Rhyolite	jurassique
Madagascar Sedimentary geology	 Syenite	 Kimmeridgien
Dépôts récents	Crétacée Supérieure	 (Crétacée-Jurassique)
 Dépôts d'alluvions	 Maastrichtien	 Titonien
 Dunes (péculiennes)	 (Crétacée Supérieure)	 Titonien
 Dunes (karimbolénies)	 Campanien	 Kimmeridgien
 Dunes de sable	 Campanien	 Oxfordien
Volcanique Supérieur	 (Crétacée-Campanien)	 Oxfordien
 Quaternaire-volcanique	 coracien	 Oxfordien
 Quaternaire-Tertiaire-volcanique	 coracien	 Callovien
Quaternaire	 coracien	 Callovien
 Quaternaire	 Turonien	 Callovien
Néogène	 (Crétacée-Turonien)	 Callovien
 Pliocène	 (Crétacée Moyenne)	 Bathonien
 (Tertiaire-néogène)	 Crétacée Moyenne-Supérieure	 Bathonien
 Miocène	 Cenomanien	 Bathonien
Tertiaire/Néogène	 Cenomanien	 Bathonien
 basalte	Crétacée Ignée	 (Jurassique-Bathonien)
 rhyolite-trachyte	 gabbro	 Bajocien-Lias
 Ankaratra	 Granite	 Bajocien
Paléogène	 Basalte	 Aalenien
 Eocène	 Gabbro-alluvial	 Aalenien
 Eocène-Paléocène	Crétacée Inférieure	 Toarcien
 Barroisien	 (Crétacée-inférieure)	 (Jurassique-Moyen toarcien)
 Lutetien	 Alben	 Toarcien
 Ypresien	 Aptien	 Toarcien
 Ypresien-Camien	 (Crétacée-aptien)	 Pliensbachien
 Danien	 (Crétacée-hauteriviennien)	Trias
 Paléocène	 Hauteriviennien	 Trias
Crétacée Ignée Supérieure	 Hauteriviennien	 (Jurassique-Trias)
 Gabbro alluvial	 Berlesien	Paléozoïque
 Granite	 Crétacée Inférieure	 Permien
 Basalte		 Carbonifères

Source : OMNIS

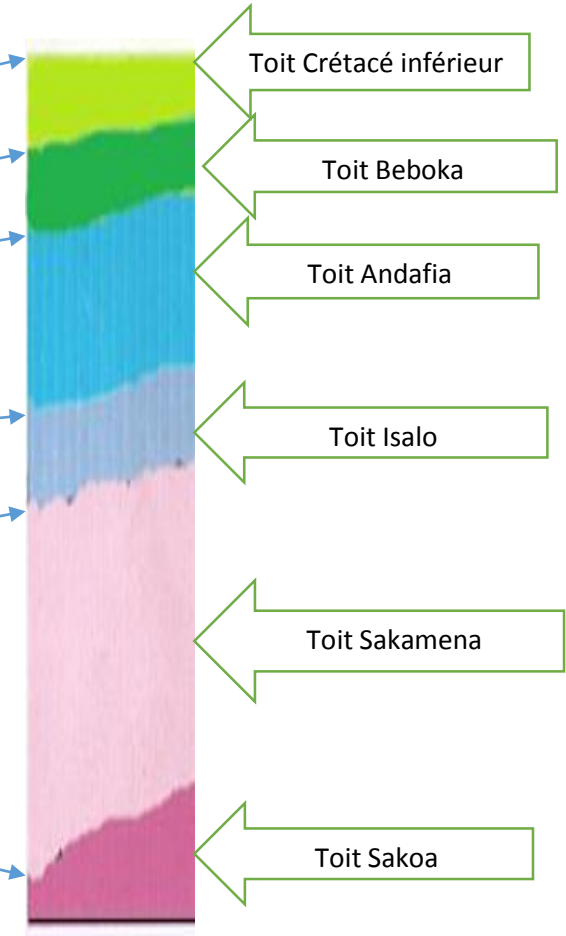
ANNEXE2 : CHRONOSTRATIGRAPHIE REGIONALE DU BASSIN SEDIMENTAIRE DE MORONDAVA

AGE (Ma)	ERE	EPOQUE	ETAGE	FORMATION	
5 25 50 75 100 125 150 175 200 225 250 275 300 325 350 420 445 490 540	CENOZOIQUE	QUATERNAIRE	HOLOCENE	POST-KARROO	
		RECENT	PLEISTOCENE		
		NEOCENE	PLIOCENE		
			MIOCENE		
		PALEOGENE	OLIGOCENE		
			PRIBONIAN		
			LUTETIEN		
			YPRESIEN		
			PALEOCENE		
			DANIEN		
75 100 125 150 175 200 225 250 275 300 325 350 420 445 490 540	MESOZOIQUE	CRETACE	SUPERIEUR	KARROO	
			MAASTRICHTIEN		
			CAMPANIEN		
			SANTONIEN		
			CONIACIEN		
			TURONIEN		
			CENOMANIEN		
			ALBIEN		
			APTIEN		
			BARREMIEN		
			HAUTERIVIEN		
		JURASSIQUE	INFERIEUR		
			VALANGINIEN		
			BERRIASIEN		
			TITHONIEN		
			KIMMERIDGIEN		
			OXFORDIEN		
			CALLOVIEN		
			BATHONIEN		
			BAJOICIEN		
			AALENIEN		
			TOARCIEN		
		LIAS	PLIENSBACHIEN		
			SINEMURIEN		
			HETTANGIEN		
		TRIAS	SUPERIEUR	KARROO	
			RHETIEN		
			NORIEN		
			CARNIEN		
			LADINIEN		
			ANISIEN		
			MOYEN		
			OLENEKIEN		
			INFERIEUR		
			INDUEN		
275 300 325 350 420 445 490 540	PALEOZOIQUE	PERMIEN	SUPERIEUR	KARROO	
			MOYEN		
			INFERIEUR		
		CARBONIFERE	SUPERIEUR		
			MOYEN		
			INFERIEUR		
		DEVONIEN	SUPERIEUR		
			MOYEN		
			INFERIEUR		
			INFERIEUR		
		PRECAMBRIEN	SUPERIEUR		
			MOYEN		
			INFERIEUR		
			INFERIEUR		

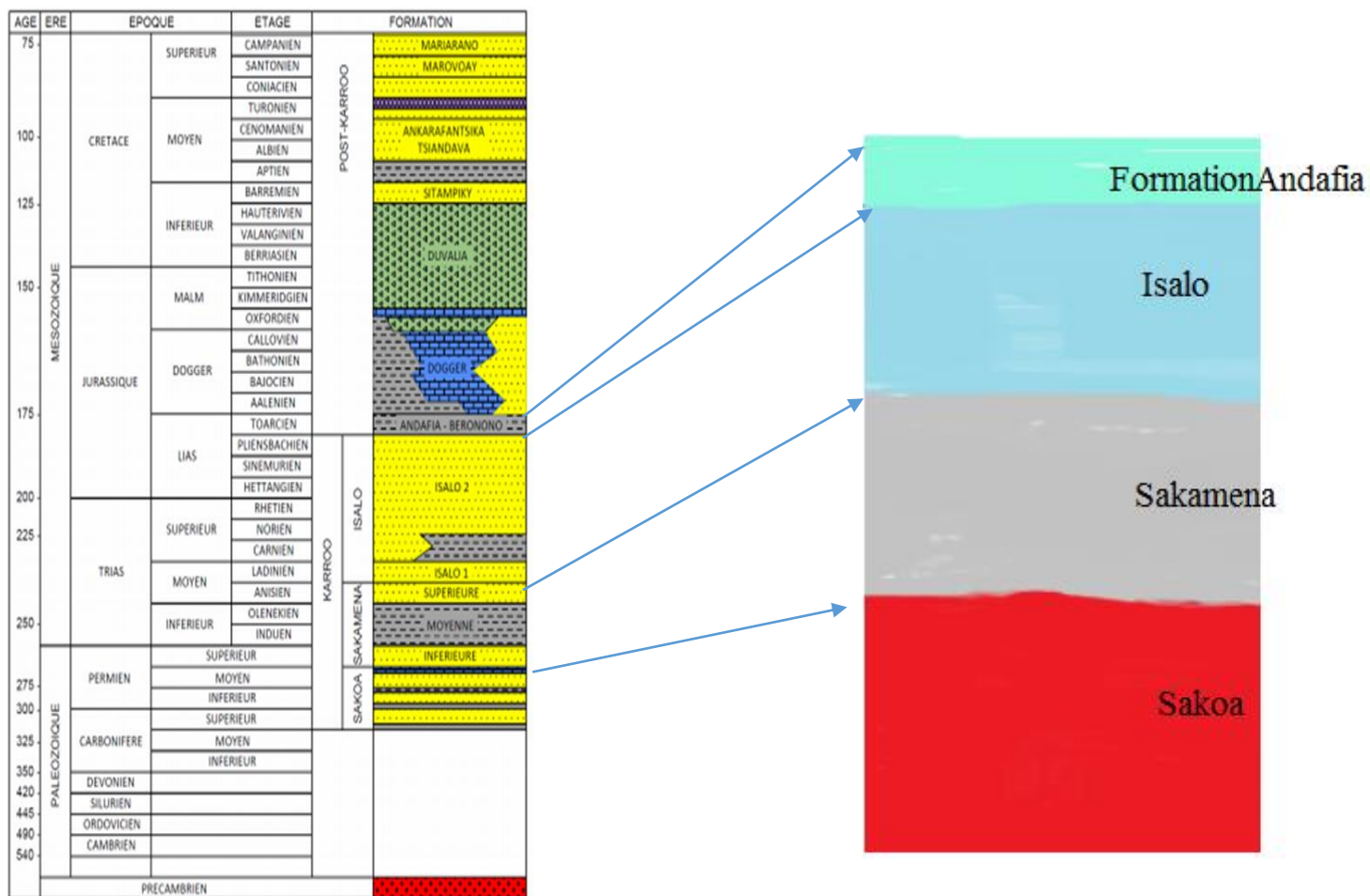
Source : OMNIS modifié

Relation entre stratigraphie de bassin sédimentaire de Morondava et profil sismique P1

AGE	ERE	EPOQUE	ETAGE	FORMATION
75	MESOZOIQUE	CRETACE	SUPERIEUR	CAMPANIEN
				SANTONIEN
				CONIACIEN
				TURONIEN
				CENOMANIEN
				ALBIEN
100		MOYEN		APTIEN
				BARREMIEN
				HAUTERIVIEN
125		INFERIEUR		VALANGINIEN
				BERRIASIEN
				TITHONIEN
150		JURASSIQUE	MALM	KIMMERIDGIEN
				OXFORDIEN
				CALLOVIEN
		DOGGER		BATHONIEN
				SAJOCIEN
				AALENIEN
175		LIAS		TOARCIEN
				PLIENSCHACHIEN
				SINEMURIEN
200	PALEOZOIQUE	TRIAS	SUPERIEUR	HETTANGIEN
				RHETIEN
				NORIEN
				CARNIEN
				LADINIEN
				ANISIEN
225		MOYEN		OLENEKIEN
				INDUEN
250		INFERIEUR		
275		PERMIEN		
300		CARBONIFERE		
325		DEVONIEN		
350		SILURIEN		
420		ORDOVICIEN		
445		CAMBRIEN		
490		PRECAMBRIEN		
540		PRECAMBRIEN		



Relation entre stratigraphie de bassin sédimentaire de Morondava et profil sismique P2



ANNEXE3 : ETAPES DE PROSPECTION PETROLIERE



Source : OMNIS

TABLE DE MATIERES

TENY FISAORANA	I
SOMMAIRE	II
LISTE DES FIGURES	IV
LISTE DES TABLEAUX	V
GLOSSAIRE	VI
INTRODUCTION	1
CHAPITRE-I GENERALITES SUR LE PETROLE	2
I.1 HISTORIQUE DU PETROLE	2
I.1.1 La première découverte du pétrole [16]	2
I.1.2 L'utilisation du pétrole avant la révolution industrielle.....	3
I.1.3 Dates remarquables de l'histoire du pétrole	6
I.1.4 Historique de l'exploration pétrolière à Madagascar.....	8
I.2 MODE DE FORMATION DU PETROLE	11
I.2.1 Caractéristique du pétrole.....	11
I.2.2 Origine du pétrole [17]	13
I.2.3 Niveaux d'investigation de pétrole.....	17
CHAPITRE-II CONTEXTE GENERAL DE LA ZONE D'ETUDE ET TRAVAUX ANTERIEURS 2	
II.1 DELIMITATION DE LA ZONE D'ETUDE	25
II.1.1 Climat.....	26
II.1.2 Hydrographie	Erreur ! Signet non défini.
II.1.3 Formation Végétale.....	26
II.2 CONTEXTE GEOLOGIQUE [14]	26
II.2.1 Stratigraphie.....	27
II.2.2 Tectonique.....	29
II.2.3 Activités ignées [15]	30
II.2.4 Les effets du volcanisme.....	30
II.3 TRAVAUX ANTERIEURS.....	32
II.3.1 Etudes géologiques	32
II.3.2 Etudes géophysiques	35
II.3.3 Forages d'exploration	38
CHAPITRE-III METHODOLOGIE APPLIQUEE A L'ETUDE.....	24
III.1 EXPLORATION PETROLIERE PAR LA METHODE SISMIQUE	41
III.1.1 Généralités sur la prospection sismique [6]	41

III.1.3 Sismique réflexion	45
III.1.4 Traitement des données	47
III.1.5 Traitements des sections sismiques images	49
III.2 PRINCIPE D’EVALUATION DU PROSPECT PETROLIER	51
III.2.1 Etapes d'identification des prospects pétroliers	51
III.2.2 Principe du calcul	51
III.2.3 Paramètres nécessaires dans la quantification des réserves	51
III.2.4 Calcul volumétrique de réservoir.....	55
III.2.5 Quantification des réserves.....	56
III.3 PRESENTATION DU LOGICIEL DE TRAITEMENT	56
III.3.1 ARCGIS.....	56
III.3.2 kingdom	57
III.3.3 Modélisation 2D	57
III.3.4 Modélisation 3D	57
CHAPITRE-IV REINTERPRETATION DES DONNEES ET RESULTATS	50
IV.1 PRESENTATION DES DONNEES	59
IV.1.1 Données sismiques	59
IV.1.2 Données géologiques	59
IV.1.3 Données des forages	59
IV.2 INTERPRETATION DES DONNES SISMQUES	61
IV.2.1 Interpretation des sections sismiques.....	61
IV.2.2 Modélisation en 3D	66
IV.2.3 Présentation du système pétrolier	67
IV.3 EVALUATION DES PROSPECTS	69
IV.3.1 Surface des prospects	69
IV.3.2 Paramètres pétro physique.....	71
IV.3.3 Volume du prospect.....	71
IV.3.4 Quantification des réserves.....	73
IV.4 RESULTATS ET SYNTHESE.....	74
IV.4.1 Interprétation sismique 2D	74
IV.4.2 Système pétrolier	74
IV.4.3 Risques d’exploration	74
CONCLUSION	76
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	77
LISTES DES ANNEXES.....	I
TABLE DE MATIERES.....	VI

Titre : « Evaluation des prospectus pétroliers dans la formation Karoo par méthode sismique dans la partie Sud du District d'Antsalova ».

Auteur: RASAMISAONA Charlot Jean Daniel Andriamahenina

Tél : 034 70 143 59 /e-mail : jdrasamisaona@gmail.com

Nombre de pages : 78

Nombre de figures : 40

Nombre de tableaux : 11



Famintinana

Ny ilany atsimo ao amin'ny Fivondronan'Antsalova dia anisan'ny toerana mahasarika raha eo aminy sehatra ny solika no jerena. Ny fikirakirana ny sary « profil sismique » tamin'ny kajimirindra « kingdom » sy ny « ArcGis » eo amin'ny modely miendrika 2D ary nohatsaraina ka nahafahana maneho ny modely miendrika 3D, izany dia narafitra araka ireo asa fikarohana efa vita tany aloha. Araka ireo modely azo dia afaka sokajiana ho toerana mety misy solika iny toerana iny. Ny toerana mety hahavoafandrika ilay solika kosa dia nofaritana sy nokajiana ka voatombana manodidina ny 15 037 397 924 STB ny haben'ny solika mety misy ao anatin'ny.

Teny manan-danja : Karoo, Modely 2D sy 3D, solika, Antsalova

Résumé

La partie Sud District d'Antsalova est considérée comme une zone très attirante pour l'exploration pétrolière. Des résultats ont été observés lors des années d'explorations. L'interprétation des données sismiques existantes en 2D, à l'aide du logiciel Kingdom, en tenant compte des résultats des études auparavant, permet de mettre en évidence la présence éventuelle d'une accumulation d'hydrocarbure dans cette zone. Celle de la modélisation en 3D permet d'avoir une meilleure visualisation de la zone intéressante. Les informations sur les caractéristiques « prospects » donnent des idées pour l'estimation globale de la quantité d'huile en place environ 15 037 397 924 STB.

Mots clés : Exploration pétrolière, prospectus pétroliers, Karoo, Modèle sismique en 2D et 3D, évaluation volumétrique, Antsalova, bassin sédimentaire, estimation globale.

Abstract

The southern part of the Antsalova District, north of the Morondava sedimentary basin is regarded as a zone very attracting for the petroleum exploration. Favorable petroleum results have been observed during the years of exploration. The interpretation of the existing seismic data (two dimensions) with the software Kingdom, by holding the results of the last studies, permitted to put in evidence the possible presence of oil accumulation in the study area. The integration to 3D modeling from seismic data provides better visualization for the petroleum system. The characteristics informations of the prospect gives ideas for the overall quantification of the amount of accumulated oil 15 037 397 924 STB.

Key words: Oil exploration, oil prospects, 2D and 3D seismic model, volumetric evaluation, Antsalova, sedimentary basin, Karoo, global estimation.

Rapporteurs : - Monsieur, RAZAFINDRAKOTO Boni Gauthier
- Monsieur, RANDRIAMIARANTSOA Tolojanahary