



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO  
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE  
MENTION INGENIERIE MINIERE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME  
DE MASTER EN INGENIERIE MINIERE

Intitulé :

**EVALUATION DE LA POTENTIALITE DES  
PROSPECTS PETROLIFERES DU BASSIN  
SEDIMENTAIRE CENTRAL DE MAHAJANGA  
PAR APPROCHE GEOPHYSIQUE**

**Soutenu le : 14 Juillet 2016**

**Par : CONSTANT TSIATAMBY Jean Kely**

Promotion 2015



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO  
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE  
MENTION INGENIERIE MINIERE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME  
DE MASTER EN INGENIERIE MINIERE

Intitulé

« EVALUATION DE LA POTENTIALITE DES PROSPECTS PETROLIFERES DU  
BASSIN SEDIMENTAIRE CENTRAL DE MAHAJANGA PAR APPROCHE  
GEOPHYSIQUE».

**Date de soutenance : 14 Juillet 2016**

**Présenté par : CONSTANT TSIATAMBY Jean Kely**

Devant les membres de jury composé de :

**Président :** Mr RANAIVOSON Léon Felix Responsable de l'Ingénierie Minière.  
**Rapporteurs:** Mr RAZAFINDRAKOTO Boni G., Maître de Conférences, ESPA.  
Mr RANDRIAMIARANTSOA Tolojanahary, Géophysicien, OMNIS.  
**Examineurs :** Mr RAFARALAHY, Maitre de Conférences, ESPA.  
Mme RAKOTOVAO Soatsitohaina Maître de Conférences, ESPA

## REMERCIEMENTS

Au terme de ce travail, je tiens à remercier, en premier lieu, Dieu Tout Puissant car sans son Amour, ce mémoire n'aurait pas pu être réalisé. Il m'a accompagné et m'a répondu les prières avec sa grâce durant mes études.

C'est avec un sincère plaisir aussi que je veux adresser mes plus vifs remerciements et ma gratitude à :

- **Monsieur ANDRIANAHARISON Yvon**, Professeur et Directeur de l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo et Professeur **ANDRIANARY Philippe Antoine**, ancien Directeur de l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo, de m'avoir autorisé à présenter ce mémoire ;
- **Monsieur RANAIVOSON Léon Felix**, Chef de Département de Mines, de m'avoir fait l'honneur de Présider les membres de Jury ;
- **Monsieur RAZAFINDRAKOTO Boni Gauthier**, mon encadreur pédagogique, Maître de Conférences et Enseignant Chercheur au sein de l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo, de m'avoir proposé ce travail et de m'accompagner tout au long de sa réalisation. Avec ses précieux aides, j'aimerais lui exprimer ma profonde reconnaissance ;
- **Monsieur RANDRIAMIARANTSOA Tolojanahary**, mon Co-encadreur, Géophysicien au sein de l'Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques de m'avoir dirigé très judicieusement pendant la réalisation de cet ouvrage et la disponibilité qu'il m'a octroyée;
- **Monsieur RAFARALAHY**, Maître de Conférences et Enseignant Chercheur au sein de l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo, d'avoir accepté d'être parmi les membres de jury et de porter ses jugements sur le présent travail;
- **Madame RAKOTOVAO Soatsitohaina**, Maître de Conférences et Enseignant Chercheur au sein de l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo, aussi d'avoir accepté et de porter ses jugements sur le présent travail;

- Tous les Enseignants de l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo, en particulier ceux du Département Sciences et Technique en Ingénierie Minière, ainsi que le Personnel Administratif et Technique de l'ESPA ;
- Mes familles pour leur soutien moral, leur apport financier et leur sacrifice pour réaliser cet œuvre ;
- Tous mes amis ainsi qu'à tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

## SOMMAIRE

REMERCIEMENTS

SOMMAIRE

**LISTES DES ABREVIATIONS**

LISTES DES FIGURES

LISTES DES TABLEAUX

INTRODUCTION

CHAPITRE I

GENERALITES SUR LE PETROLE

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PETROLE

I.1 PETROLE [5]

I.2 GENESE PETROLIERE [5] [12]

I.3 UTILISATION ET PAYS PRODUCTEURS DU PETROLE DANS LE MONDE

I.4 POTENTIALITES EN RESSOURCES PETROLIERES

DE MADAGASCAR [6] [9] [10]

CHAPITRE II

PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

CHAPITRE II : PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

II.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA ZONE D'ETUDE

II.2 CADRE HYDROGRAPHIQUE ET CLIMATIQUES

II.3 CADRE GEOLOGIQUE DU BASSIN CENTRAL DE MAHAJANGA

II.4 CADRE STRUCTURALE [1]

CHAPITRE III

BASES METHODOLOGIQUES

CHAPITRE III : BASES METHODOLOGIQUES

III.1 METHODE GRAVIMETRIQUE [3] [14] [15]

III.2 METHODE MAGNETIQUE [5] [14] [15]

III.3 MODE D'INTERPRETATION DES DONNEES

CHAPITRE IV

PRESENTATION DES DONNEES, TRAITEMENTS, MODELISATIONS ET SES INTERPRETATIONS

CHAPITRE IV : PRESENTATION DES DONNEES, TRAITEMENTS, MODELISATIONS ET SES INTERPRETATIONS

IV.1 PRESENTATION DES DONNEES

IV.2 PRESENTATION DES LOGICIELS DE TRAITEMENT DES DONNEES

IV.3 TRAITEMENTS DES DONNEES

IV.4 MODELISATIONS 2D ET SES INTERPRETATIONS

IV.5 SYNTHESE DES RESULTATS

CONCLUSION

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES WEBOGRAPHIQUES

ANNEXES

TABLES DES MATIERES

RESUME

**ABSTRACT**

## LISTES DES ABREVIATIONS

<b>2D</b>	: Deux dimensions
<b>AGIP</b>	: Azienda <b>G</b> enerale <b>I</b> taliana <b>P</b> etroli
<b>BD500</b>	: Base de Données à 1/500000
<b>BEICIP</b>	: <b>B</b> ureau d' <b>E</b> tudes <b>I</b> ndustrielles et de <b>C</b> orporation de l' <b>I</b> nstitut <b>F</b> rançais de <b>P</b> étrole
<b>CMT</b>	: <b>C</b> hamp <b>M</b> agnétique <b>T</b> errestre
<b>CONOCO</b>	: <b>C</b> ontinental <b>O</b> il and <b>T</b> ransportation <b>C</b> ompany
<b>Ma</b>	: <b>M</b> illions d' <b>a</b> nnées
<b>MMH</b>	: <b>M</b> inistère des <b>M</b> ines et des <b>H</b> ydrocarbures
<b>NE</b>	: <b>N</b> ord- <b>E</b> st
<b>NO</b>	: <b>N</b> ord- <b>O</b> uest
<b>OMH</b>	: <b>O</b> ffice <b>M</b> algache des <b>H</b> ydrocarbures
<b>OMNIS</b>	: <b>O</b> ffice des <b>M</b> ines <b>N</b> ationales et des <b>I</b> ndustries <b>S</b> tratégiques
<b>ONO</b>	: <b>O</b> uest <b>N</b> ord- <b>O</b> uest
<b>SEDM</b>	: <b>S</b> hell <b>E</b> xploration and <b>D</b> evelopment <b>M</b> adagascar
<b>SO</b>	: <b>S</b> ud- <b>O</b> uest
<b>SPM</b>	: <b>S</b> ociété des <b>P</b> étroles de <b>M</b> adagascar
<b>SE</b>	: <b>S</b> ud- <b>E</b> st
<b>m</b>	: mètre
<b>nT</b>	: nanotesla
<b>Km</b>	: kilomètre
<b>Kg</b>	: kilogramme
<b>mGal</b>	: milligal

## LISTES DES FIGURES

Figure 1.	Schématisation d'un système pétrolier .....	7
Figure 2.	Migration des hydrocarbures .....	11
Figure 3.	Les différents types des pièges structuraux .....	13
Figure 4.	Distribution des réserves et productions pétrolières mondiales en 2008. .....	14
Figure 5.	Cycle Panafricain .....	16
Figure 6.	Chronostratigraphie et potentialité en hydrocarbures .....	18
Figure 7.	Exemples de pièges à Madagascar .....	19
Figure 8.	Carte des divisions des blocs pétrolières à Madagascar .....	21
Figure 9.	Carte de localisation de la zone d'étude .....	23
Figure 10.	Carte hydrographique du bassin de Mahajanga.....	25
Figure 11.	Carte géologique du Bassin de Mahajanga .....	28
Figure 12.	Extrait de susceptibilité magnétique des types de roches .....	42
Figure 13.	Champ magnétique terrestre .....	43
Figure 14.	Modèle de sources de l'anomalie magnétique .....	45
Figure 15.	Présentation du logiciel Oasis Montaj 6.4.2 de GEOSOFT .....	54
Figure 16.	Présentation du logiciel ArcGis 10.1 d'ESRI .....	55
Figure 17.	Organigramme de l'étape de traitements.....	56
Figure 18.	Carte d'anomalie gravimétrique du Bassin central de Mahajanga.....	57
Figure 19.	Carte du signal analytique du Bassin central de Mahajanga .....	58
Figure 20.	Carte de superposition de l'anomalie gravimétrique avec la géologie .....	60
Figure 21.	Carte d'anomalie magnétique du Bassin central de Mahajanga.....	61
Figure 22.	Carte du signal analytique du Bassin central de Mahajanga .....	62
Figure 23.	Carte de superposition de l'anomalie magnétique avec la géologie.....	64
Figure 24.	Profil du Nord au Sud .....	66
Figure 25.	Organigramme de la modélisation.....	67
Figure 26.	Modèle de la coupe AA' .....	69
Figure 27.	Modèle de la coupe B.....	72
Figure 28.	Modèle de la coupe CC' .....	75
Figure 29.	Synthèse des résultats sur la carte d'anomalie de Boguet.....	79

## LISTES DES TABLEAUX

Tableau 1. Données climatiques du bassin de Mahajanga.....	26
Tableau 2. Types de roche et leurs densités moyennes (en <i>g/cm3</i> ).....	37
Tableau 3. Champ de pesanteur .....	38
Tableau 4. Sources du champ magnétique.....	42
Tableau 5. Résumé de travaux de forage de Marovoay-1 .....	50
Tableau 6. Résumé de travaux de forage d'Ankara-1 .....	50
Tableau 7. Résumé de travaux de forage de Sofia-1 .....	51
Tableau 8. Résumé de travaux de forage de Tuilerie-1 .....	51
Tableau 9. Résumé de travaux de forage d'Ihopy-1 .....	52
Tableau 10. Paramètres physiques des couches présentes dans la modélisation 2D .....	68

## GLOSSAIRE

**Chevauchement** : faille inverse dont son plan est subhorizontal (faible pendage).

**Gondwana** : ancien supercontinent disparu qui réunissait, à la fin de l'ère primaire, l'Amérique du Sud, l'Antarctique, l'Afrique, l'Inde et l'Australie.

**Grainstone** : roche carbonatée contenant moins de 1% de muds (sédiments constitués de limon, argile et eau) intergranulaire.

**Mudstone** : roche sédimentaire à grain fin, formée à partir de limon et d'argile, de couleur gris foncé et similaire au schiste mais sans lamination.

**Play** : ensemble des prospectus 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.

**Point miroir** : Point d'une interface sédimentaire où se produit une réflexion.

**Progradation** : sédimentation qui se développe plus latéralement que verticalement.

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

**Rift** : stade initiale d'une rupture de la lithosphère, conduisant à la formation d'un océan.

**Siltstone** : roche sédimentaire à grain fin constituée de silts consolidés.

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

**Wackestone** : roche carbonatée à travers laquelle se dispersent des muds contenant plus de 10% de grains avec des diamètres supérieures à 20 micromètres.

## INTRODUCTION

Prospection et exploration pétrolières visent à découvrir des nouveaux gisements de pétrole. Ce ressource fossiles résulte de la transformation des déchets organiques animaux et végétaux contenue dans les boues gorgées d'eau se sédimentant au fond. Leur enfouissement progressif pendant des millions d'années les soumet à des températures et des pressions croissantes. Ce gisement se rencontre plus ou moins profondément dans les bassins sédimentaires ou il est reconnu par des forages, comme cas de bassin sédimentaires de Mahajanga, seulement une partie de ce bassin qui est en phase d'exploration actuellement.

La zone centrale du bassin sédimentaire de Mahajanga est parmi des bassins ou on peut trouver des gisements d'hydrocarbure. Les récents travaux d'explorations pétrolières menées par SHELL EXPLORATION et DEVELOPMENT MADAGASCAR de 1985 à 1993, dans le bassin sédimentaire de Mahajanga permettent d'affiner les connaissances géologiques, de développer et définir les concepts de nouvelles zones d'intérêt d'hydrocarbures de ce bassin.

Des nombreuses méthodes géophysiques permettent de mettre en évidences des conditions géologiques relatives à la présence des pièges à pétrole et des gisements de pétrole. La méthode sismique, gravimétrique et magnétique est l'une de ces méthodes de prospection.

Les résultats obtenus à l'issu des prospections effectuées par différentes sociétés à Madagascar, particulièrement dans la zone centrale du bassin sédimentaire de Mahajanga sont parmi les données classés dans les archives. Pour valoriser notre richesse naturelle en terme d'hydrocarbure, nous allons reprendre ces données et de réinterpréter en utilisant les logiciels plus performant de nos jours, et ceci en vue d'avoir une vision beaucoup plus claire sur la situation de la partie centrale du bassin sédimentaire de Mahajanga. C'est dans cette optique que nous avons décidé de mener ce travail qui s'intitule « EVALUATION DE LA POTENTIALITE DES PROSPECTS PETROLIFERES DU BASSIN SEDIMENTAIRE CENTRAL DE MAHAJANGA PAR APPROCHE GEOPHYSIQUE ». Cet ouvrage a pour objectif de faire la modélisation 2D des données géophysiques de la zone d'étude et d'évoquer l'existence probable des prospectifs pétrolifères.

Pour mieux comprendre notre thème, cet ouvrage est divisé en quatre chapitres. Dans le premier chapitre, nous allons développer la notion sur le pétrole pour mieux comprendre ce que c'est le pétrole et leur formation, puis le contexte du pétrole à Madagascar. Ensuite, le second

chapitre va insister sur la description général de la zone d'étude afin de mieux situer et de voir une éventuelle formation géologique de notre zone d'étude. Le troisième chapitre se consacre sur la présentation des méthodologies utilisées pour cette étude. Et, enfin, dans le quatrième et dernier chapitre, nous entamerons sur la présentation des logiciels de traitements des données gravimétriques et magnétiques, en particulier le GEOSOFT et l'ARCGIS, suivi de la présentation des résultats obtenues, les modélisations 2D et ses interprétations convenables.

# **CHAPITRE I**

## **GENERALITES SUR LE PETROLE**

# CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PETROLE

Dans ce chapitre on va voir la partie historique sur le pétrole, les différents types pièges de pétrole qu'on peut rencontrer dans la nature ainsi que leur composition chimique. On va voir aussi la genèse du pétrole, les pays producteur dans le monde et en particulier les potentialités en ressources pétrolières de notre pays (Madagascar).

## I.1 PETROLE [5]

### I.1.1 Historique [5]

Les dépôts de surface de pétrole brut sont connus depuis très longtemps, on les appelait « huile de pierre, huile minérale, huile de naphte ». Le nom « pétrole » date de la renaissance. La Bible mentionne le bitume, employé pour recouvrir l'arche de Noé. Le pétrole, remonté à la surface sous forme de suintement de bitume, était utilisé par les peuples de la Mésopotamie, il y a plus de trois mille ans, comme mortier dans la construction des remparts, pour le calfatage des coques des navires et pour assurer l'étanchéité des citernes et conduites d'eau, comme source d'énergie et même comme médicament.

Connues depuis l'Antiquité, les utilisations du pétrole à des fins médicinales, se sont développées dès le XV<sup>ème</sup> siècle. On attribuait alors au pétrole toutes les vertus. Au Moyen Âge, on utilisait des sortes de grenades en terre cuite remplies de pétrole et de salpêtre, appelées « feux grégeois », qui furent la hantise des marins : lancées d'un navire, elles explosaient en laissant échapper le pétrole, qui s'enflammait, se répandait sur l'eau et propageait le feu aux autres navires.

La révolution industrielle entraîna la recherche de nouveaux combustibles; les bouleversements sociaux qu'elle occasionna, créèrent le besoin d'un pétrole peu onéreux et de bonne qualité pour les lampes. Toutefois, l'huile de baleine n'était accessible qu'aux riches, les bougies de suif avaient une odeur désagréable et les becs de gaz n'existaient que dans les maisons et appartements modernes des zones urbaines.

La recherche d'un meilleur combustible de lampe entraîna une forte demande d'« huile de roche » — c'est-à-dire de pétrole brut — et, vers le milieu du XIX<sup>e</sup> siècle, de nombreux scientifiques mirent au point des procédés permettant d'en faire un usage commercial. C'est ainsi que James Young, en Angleterre, commença à fabriquer différents produits à partir du pétrole brut, mais il s'orienta par la suite vers la distillation du charbon et l'exploitation des schistes

bitumeux. Le physicien et géologue canadien Abraham Gessner déposa, en 1852, un brevet pour obtenir, à partir du pétrole brut, un combustible peu onéreux pour lampe, brûlant sans résidu, appelé pétrole lampant ; en 1855, le chimiste américain Benjamin Silliman publia un rapport indiquant la gamme de produits utiles pouvant être obtenus par distillation du pétrole.

C'est ainsi que débuta la recherche de plus importantes sources d'approvisionnement en pétrole brut. On savait que les puits creusés pour l'eau et le sel présentent parfois des infiltrations de pétrole. L'idée de forages pétroliers fit donc naturellement son chemin. Les premiers puits furent forés en Allemagne, en 1857. L'initiative qui rencontra le plus grand retentissement fut cependant celle d'Edwin L. Drake, le 27 août 1859, à Titusville, en Pennsylvanie. Drake procéda à des forages pour trouver la « nappe mère », origine des affleurements de pétrole de Pennsylvanie occidentale. Si Drake ne put extraire qu'un pétrole d'écoulement aisé et facile à distiller et si le puits était peu profond — 23 m seulement —, sa réussite n'en marquait pas moins le début de l'industrie pétrolière moderne. Cette découverte déclencha une véritable ruée vers l'« or noir ».

Depuis, on a découvert du pétrole sur tous les continents, sauf en Antarctique. Le pétrole fit rapidement l'objet de toute l'attention de la communauté scientifique, et des hypothèses cohérentes furent émises quant à sa formation, sa remontée à travers les couches terrestres et son emprisonnement. Avec l'invention de l'automobile, en 1880, et les besoins en énergie issus de la Première Guerre mondiale, l'industrie du pétrole devint l'un des fondements de la société industrielle.

### **I.1.2 Types de pétrole et leurs compositions chimiques [5]**

Il existe quatre familles chimiques d'huile lourde, à savoir les asphaltènes sous formes solides, l'hydrocarbure saturé, l'hydrocarbure aromatique et, les asphaltènes et les résines des huiles brutes:

#### **I.1.2.1 Asphaltènes**

Les asphaltènes, sous formes solides sont des composés lourds, à structure complexe contenus dans l'huile lourde ayant une teinte foncée.

Les asphaltènes contiennent du carbone et de l'hydrogène, des hétéroéléments tels que le S, l'N et l'O. Ils concentrent de nombreuses impuretés : S, N, O et des métaux (Nickel et Vanadium). Ils sont insolubles dans le n-heptane ou le n-pentane et solubles dans le toluène chaud et dans le benzène chaud.

De plus, elles sont composées de noyaux aromatiques et/ou naphthéniques plus ou moins condensés parfois liés à des chaînes aliphatiques de longueurs variables. L'autre paramètre essentiel est la taille moléculaire élevée qui varie de 900 à 300 000 uma. [5]

### **I.1.2.2 Hydrocarbures saturés**

- Paraffiniques normaux ou à chaîne droite
- Isoparaffiniques ou à chaîne ramifiée
- Naphthéniques (hydrocarbures cycliques) ramifiés ou non

Les composés cycliques saturés abandonnent une partie de leur hydrogène pour donner naissance à des hydrocarbures aromatiques. [5]

### **I.1.2.3 Hydrocarbures aromatiques**

- Aromatiques (trois doubles liaisons conjuguées) à plusieurs cycles ramifiés ou non.

Ces hydrocarbures se caractérisent par une boucle de benzène au minimum, et sont appelés "aromatiques" en raison de leur odeur. Hydrocarbures aromatiques (cycliques insaturés) : benzène, toluène, xylène. [5]

Un hydrocarbure est dit aromatique quand il correspond aux conditions suivantes :

- a) présence d'un composé cyclique avec des liaisons p conjuguées ;
- b) chaque atome du cycle comporte une orbitale p ;
- c) orbitales p se recouvrent, la molécule étant plane au niveau de ce composé cyclique ;
- d) la délocalisation des électrons p entraîne une diminution de l'énergie.

Le toluène et le xylène sont des aromatiques typiques.

- Benzéniques (trois doubles liaisons conjuguées) à un seul cycle ramifié ou non

Remarque : Si les trois premiers critères sont satisfaits, mais que la délocalisation entraîne une augmentation de l'énergie, l'hydrocarbure est dit antiaromatique. [5]

### **I.1.2.4 Asphaltènes et les résines**

Les asphaltènes et les résines des huiles brutes jouent un rôle important dans la genèse et l'accumulation du pétrole, ainsi que dans sa mise en production par des méthodes conventionnelles ou par récupération assistée. Les asphaltènes et résines sont considérés ici comme des fragments de kérogène, avec une structure d'ensemble comparable car ils peuvent constituer des intermédiaires dans la genèse de l'huile brute par dégradation thermique du kérogène. [5]

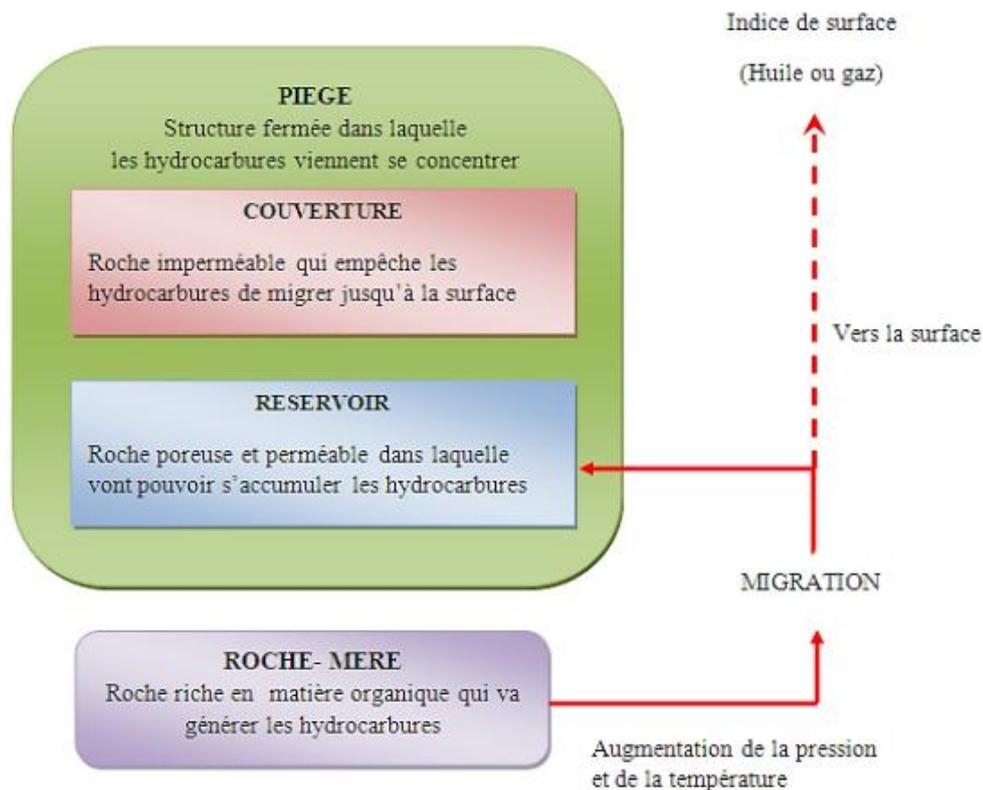
Les produits lourds semblent défavorisés par rapport aux hydrocarbures, dans la migration de la roche-mère vers le réservoir, où les résines et asphaltènes sont proportionnellement moins abondants. La structure physique des asphaltènes et résines dans le pétrole, et en particulier l'existence d'une macrostructure du type micelles ou agrégats, est probablement responsable de la viscosité élevée des huiles lourdes.

En effet, les résines, fraction moins lourde et la plus polaire du pétrole, semblent jouer un rôle important dans la dispersion de ces molécules d'asphaltènes dans l'huile brute. [5]

## I.2 GENESE PETROLIERE [5] [12]

La genèse pétrolière suit 7 étapes fondamentales, incontournables et surtout très lentes.

L'objectif principal des équipes d'ingénieurs pétroliers, est de déterminer si ces 7 étapes ont bien le maximum de chances d'être réalisées.



**Figure 1. Schématisation d'un système pétrolier**

### I.2.1 Gisements des hydrocarbures

On va chercher le pétrole et le gaz sous terre. C'est donc là, sous nos pieds, qu'ils se forment et qu'ils attendent qu'on vienne les débusquer. Il existe des accumulations de pétrole et de gaz ou «

des gisements » dans le sous-sol un peu partout dans le monde. Mais il faut tout de même que certaines conditions soient réunies pour que ces accumulations puissent se former. [12]

- d'abord, il faut de la matière capable de se transformer en pétrole, et en quantité suffisante : c'est la **roche mère** ;

- ensuite doivent être réunies les conditions propices à la transformation (**maturation**) de ce potentiel en pétrole et en gaz ;

- puis ces tous nouveaux pétroles et gaz effectuent des déplacements (**migrations**) vers la surface ;

- durant cette migration, il faut qu'ils rencontrent une roche capable d'en accumuler de grandes quantités : le **réservoir** ;

- ce réservoir doit être étanche. Il faudra donc une barrière (**couverture**), une roche imperméable pour empêcher le pétrole et le gaz de poursuivre leur route ;

- puis, pour accumuler des quantités de pétrole ou de gaz rentables pour l'exploitation, le sous-sol devra présenter une forme (une géométrie fermée) suffisamment grande : c'est le **piège** ;

- enfin, une fois bien tranquillement nichés dans leur piège, notre pétrole et notre gaz ne devront pas être déstabilisés par des agressions venues de l'extérieur. Il faut de bonnes conditions de **conservation**. [12]

### I.2.2 Roche mère

Le pétrole et le gaz sont constitués d'hydrocarbures, des molécules composées de carbone et d'hydrogène. On sait que ces hydrocarbures ne peuvent pas résister très longtemps à la surface de la terre car ils sont attaqués par l'oxygène et dévorés par les bactéries qui vivent dans les milieux où il y a de l'air (bactéries aérobies). Ainsi, ils sont assez rapidement transformés en gaz carbonique (dioxyde de carbone CO<sub>2</sub>) et en eau. Il n'existe pas par ailleurs d'hydrocarbures dans les couches profondes de la terre car au-delà d'une certaine profondeur (environ 10 km), ils seraient détruits si la température est trop élevée.

La composition des hydrocarbures montre qu'il s'agit d'une transformation des matières organiques des êtres vivants, morts il y a très longtemps. Quand une plante ou un animal meurt à la surface de la terre, ses matières sont généralement recyclées par d'autres êtres vivants. Ceux qui ne sont pas dévorés par les prédateurs, les charognards ou les bactéries, sont oxydés en gaz carbonique et en eau, et ce gaz carbonique alimente la croissance des nouvelles plantes.

Néanmoins, une toute petite partie, peut-être 0,1 %, de cette masse du vivant échappe à ce destin toujours renouvelé. Dans certains cas, les matières des êtres morts coulent au fond des mers, milieux souvent calmes et peu oxygénées ; elles se mélangent à des matières minérales (particules d'argile, sables très fins...) pour former des boues sombres et puantes qui caractérisent l'action des bactéries anaérobies.

Une roche est riche en matières organiques quand ces matières sont préservées en partie. Les animaux qui les produisent sont minuscules ou microscopiques. C'est principalement des planctons marins et des débris végétaux charriés par des grands fleuves jusqu'à l'embouchure pour contribuer à la formation de la roche mère.

Ces matières organiques mélangées à des sédiments minéraux s'accumulent peu à peu. Pour produire plus tard des grandes quantités de pétrole ou de gaz, il faut que la proportion des matières organiques soit suffisante (entre 1 à 2 %), pour constituer la roche mère de notre pétrole ; mais ce niveau de pourcentage est exceptionnellement conditionné par : une grande quantité de plancton et/ou de débris végétaux mais pas trop de matières minérales ; un climat chaud favorable au plancton ; le volume des sédiments minéraux, favorisé par la non proximité des montagnes.

Néanmoins, tant que celle-ci reste à la surface du fond de la mer, elle ne peut pas produire de pétrole. [12] [16] [17]

### **I.2.3 Sédimentation**

Les sédiments qui s'accumulent au fond de la mer finissent par s'épaissir peu à peu. C'est un phénomène très lent. De quelques mètres à une centaine de mètres par million d'années, la roche mère s'enfonce peu à peu sous l'accumulation des sédiments qui continuent à se déposer. Par chance, leur poids provoque un affaissement progressif qui laisse place libre aux sédiments qui continuent ainsi de s'accumuler. Ce phénomène dit subsidence, caractérise les bassins sédimentaires.

C'est un phénomène de grande ampleur. L'affaissement progressif atteint plusieurs milliers de mètres, parfois plus de 8 000 m au centre du bassin. Et la chaleur croît pour la roche mère qui s'enfonce et s'enfouit peu à peu ; la température du sous-sol augmentant en moyenne de 3 °C tous les 100 m. Les matières organiques sont également de plus en plus écrasées par le poids des sédiments ; la pression augmentant de 25 bars par 100 m. Du coup, à 1 km de profondeur, il fait déjà 50 °C et la pression est de 250 bars. Les matières organiques évoluent très lentement, les atomes de carbone et d'hydrogène se réorganisent, s'associent. L'azote, le soufre, le phosphore

et autres éléments essentiels du vivant, sont peu à peu éliminés, les matières organiques se transforment en kérogène.

Il faut environ 100 °C pour que le kérogène commence à générer des hydrocarbures liquides, du pétrole et du gaz. Cela correspond en gros à un enfouissement de 2 200 m à 3 800 m.

L'enfouissement se poursuit et la production d'hydrocarbures liquides atteint un maximum, un pic. Les liquides produits deviennent plus légers et tendent de plus en plus vers le gaz.

Entre 3 800 m et 5 000 m, le kérogène commence à produire le plus léger des hydrocarbures, le gaz méthane. Peu à peu, la roche mère a ainsi produit des liquides pour terminer par du gaz et, finalement, l'épuisement de son potentiel. L'intervalle de profondeurs où elle produit des liquides s'appelle fenêtre à huile, et là où elle produit du gaz, s'appelle fenêtre à gaz.

La proportion de liquides et de gaz produits dépend de la nature de la roche mère. Par exemple, si les débris organiques qui la composent sont principalement d'origine animale, elle produira proportionnellement beaucoup plus de liquides. A l'inverse, si les débris végétaux dominent, elle produit surtout du gaz et peu de liquides.

En fait, la génération du pétrole à 3 000 m de profondeur, estimée à 50 m par million d'année de sédimentation, il aura fallu 60 millions d'années pour que des animaux morts se transforment en hydrocarbures liquides. Raison pour dire que le pétrole ne fait pas partie des énergies renouvelables. [12]

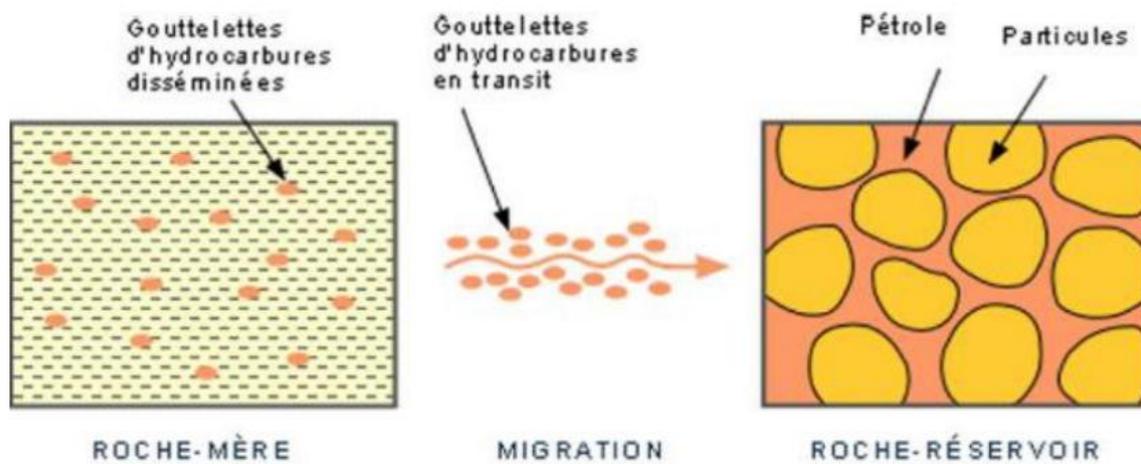
#### **I.2.4 Migration**

Les hydrocarbures nouveau-nés sont des molécules de petite taille. Et ils prennent plus de place dans la roche mère que le kérogène originel. Ils vont donc être expulsés en permanence dans les roches qui entourent la roche mère. Le gaz et l'huile (autre nom donné au pétrole) étant plus légers que l'eau qui imprègne toutes les roches du sous-sol, commencent une lente ascension vers la surface, c'est la migration. S'ils le peuvent, ils glissent entre les particules minérales des roches pour monter verticalement. Leur vitesse de migration dépend de la capacité de chaque roche traversée, à laisser circuler les fluides. Cette capacité s'appelle la perméabilité. Si une roche imperméable les arrête, ils suivent une voie latérale le long de cette roche, toujours vers le haut, ou empruntent la voie des cassures dans la roche ou les failles. Les molécules de gaz, plus petites et plus mobiles, montent plus vite et se glissent mieux dans les roches peu perméables.

Une partie des hydrocarbures, surtout du gaz, se dissout dans l'eau qui imprègne les roches qu'ils traversent. D'autres restent collés aux grains des roches traversées. Ces hydrocarbures

interrompent leur ascension : c'est ce qu'on appelle les pertes de migration, qui peuvent être très importantes, surtout si l'huile et le gaz empruntent la voie plus longue.

Si rien n'arrête les hydrocarbures avant la surface, les fractions les plus légères (gaz et liquides volatils) se dispersent dans l'atmosphère avant d'être détruites. Les plus lourdes s'oxydent ou sont dévorées par les bactéries. Seules persistent quelque temps les fractions extrêmes les plus lourdes, sous forme de bitumes presque solides enfouis à quelques mètres ou dizaines de mètres sous la surface du sol. [12]



**Figure 2. Migration des hydrocarbures**

### **I.2.5 Roche réservoir**

Le pétrole et le gaz se forment dans un bassin sédimentaire. Ils naissent puis migrent au sein de roches sédimentaires. Ces roches ont une caractéristique commune : elles se sont toutes déposées au final dans l'eau d'un océan, d'une mer, d'une lagune ou d'un lac, sous forme de grains. Ces grains peuvent être très grossiers (graviers, par exemple), plus fins (sables) ou de taille minuscule, formant des boues. Ils sont en contact les uns avec les autres, mais il reste des vides entre eux, espaces qui définissent la porosité d'une roche. On mesure celle-ci en pourcentage de volume total de la roche. [12]

Les pétroliers s'intéressent tant à la porosité et à la perméabilité des roches pour la simple raison que la grande quantité de pétrole ou de gaz, dépend de la bonne porosité (suffisamment de vide où les hydrocarbures vont à un moment remplacer l'eau) et de la bonne perméabilité (pour que le pétrole et le gaz puissent se déplacer rapidement quand on va les pomper pour les exploiter). Une roche qui possède à la fois une bonne porosité et une bonne perméabilité est un réservoir. Plus ces deux caractéristiques pétrophysiques de la roche, ne seront bonnes, le réservoir sera meilleur.

Si la roche est fracturée, ses qualités de réservoir sont améliorées. Les roches bonnes réservoir sont, dans la plupart des cas, des grès ou des carbonates (calcaires et dolomies). Les argiles possèdent beaucoup de vides entre les particules qui les composent, mais ces particules ayant la forme de feuillets empilés serrés les uns contre les autres, leur perméabilité est quasi nulle. [12]

### **I.2.6 Roche couverture**

C'est une roche imperméable au-dessus du réservoir. Les roches couvertures sont souvent des argiles et parfois des couches de sels cristallisés qui sont des barrières imperméables. Mais n'importe quelle roche suffisamment imperméable peut faire l'affaire, certains carbonates très compacts par exemple.

Les roches couvertures jouent le rôle d'empêcher les hydrocarbures de traverser le réservoir et de remonter à la surface, sinon ils poursuivront leur ascension et le réservoir ne servira que de zone de transit. [12]

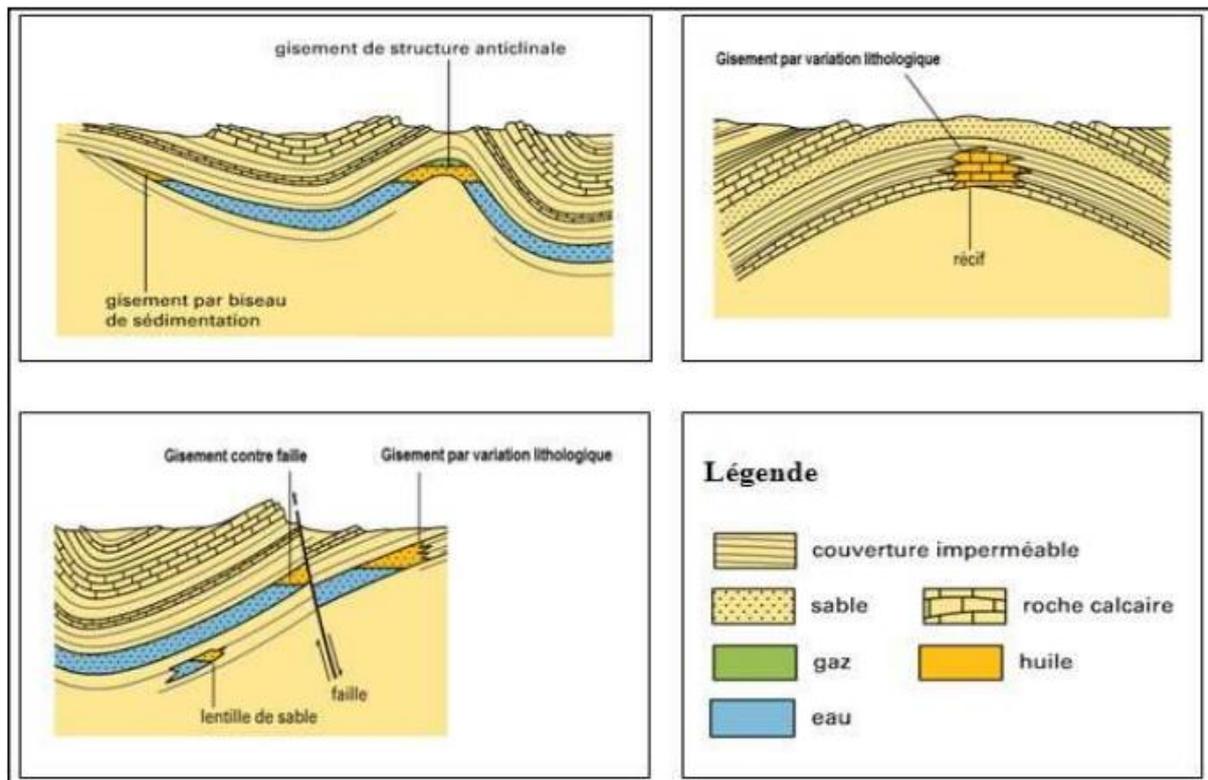
### **I.2.7 Piège à hydrocarbures**

Le piège est un volume fermé, créé par déformations des couches rocheuses ou se glisse les hydrocarbures vers des espaces où ils peuvent continuer leurs remontés vers le point de fuite. Plus son point de fuite est bas par rapport à son sommet, plus le piège est vaste.

Il permet l'accumulation d'une quantité d'hydrocarbures exploitable. Parallèlement à la capacité d'accumulation du réservoir et à l'imperméabilité de la couverture, de l'importance du volume fermé ou piège dépend de la formation d'un gisement de pétrole ou de gaz et la rentabilité de l'exploitation de ces hydrocarbures.

Un piège rempli d'hydrocarbures peut, suivant les cas, contenir du pétrole seulement, du gaz seulement ou les deux à la fois. S'il y a du pétrole et du gaz, le gaz, étant plus léger, se rassemble au sommet du piège. Mais même pour une accumulation de pétrole seul, 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. [12]

Il existe différents types de pièges classés en deux grandes familles: **les pièges stratigraphiques** et **les pièges structuraux** incluant le piège par anticlinale, le piège contre Dôme de sel, piège contre faille...



(Source : Encyclopædia Universalis 2010)

**Figure 3. Les différents types de pièges structuraux**

### I.2.8 Préservation du pétrole et du gaz

Une fois installés dans le piège, les hydrocarbures ne sont pas complètement à l'abri des changements, surtout après contact avec l'oxygène et l'action des bactéries apportés par les eaux de pluies lesquels commencent à attaquer et provoquer une diminution très importante de la proportion des hydrocarbures liquides légers et moyens ainsi qu'une libération de gaz, notamment pour les accumulations de pétrole se trouvant trop près de la surface.

Au bout d'un certain temps, il ne restera plus que des hydrocarbures lourds et visqueux, difficiles à exploiter, et, s'il y a échappement, il ne reste que du gaz moins intéressant que le pétrole initial.

Dans ce cas, le pétrole initial aura subi une dégradation profonde : Les bactéries qui sont responsables des altérations ne peuvent pas survivre à une température supérieure de 50 à 55° C. Par contre, les accumulations d'hydrocarbures situées à plus de 1 000 m de profondeur restent à l'abri tant que la température reste supérieure de 50/55° C.

Les accumulations beaucoup plus en profondeur ne sont pas pour autant à l'abri de bouleversements ou mouvements des roches (tectoniques), qui pourraient détruire le piège, en

réduisant fortement sa fermeture, voire son annulation, soit le plus souvent, en brisant la couverture par des fractures ou des failles dans lesquelles les hydrocarbures piégés vont s'engouffrer et s'échapper. [12]

### I.3 UTILISATION ET PAYS PRODUCTEURS DU PETROLE DANS LE MONDE

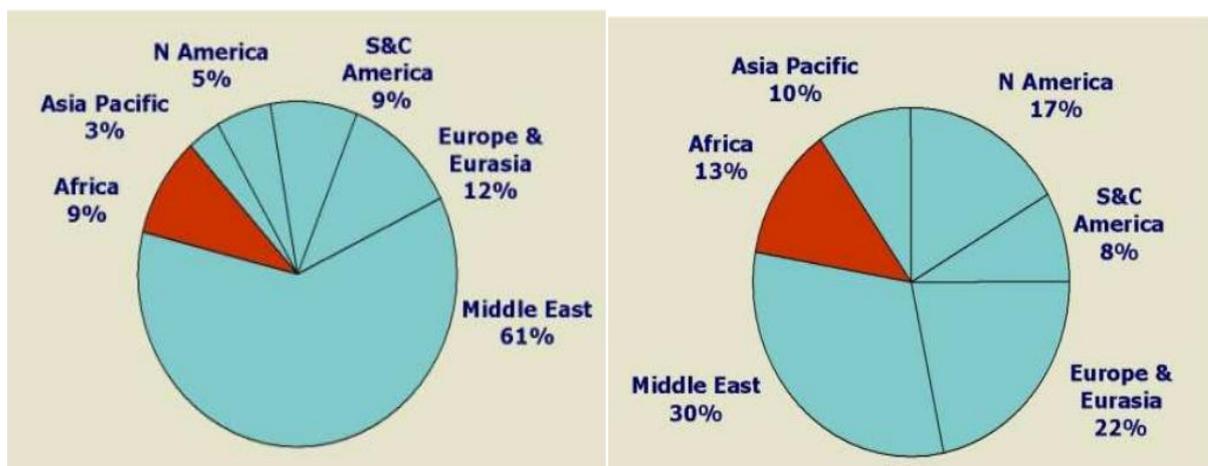
#### I.3.1 Utilisation [12]

A l'heure actuelle, le pétrole est encore utilisé pour la composition chimique de base de la chimie de synthèse, notamment dans la fabrication de caoutchoucs synthétiques. Dans les raffineries, le pétrole est purifié puis stocké sous forme de gaz liquéfié dans d'énormes sphères pressurisées.

On emploie le pétrole comme matière première dans l'industrie chimique et dans la production de carburants. Le pétrole et ses dérivés sont utilisés dans différents secteurs d'activités de production : de médicaments, de produits agrochimiques et alimentaires, des résines thermoplastiques et d'émulsions de latex, de matériaux de construction, de peintures et de fibres synthétiques, de détergents et de caoutchouc, ainsi que dans la production électrique.

En fait, notre civilisation industrielle moderne dépend du pétrole et de ses dérivés ; la structure physique et le mode de vie des communautés urbaines entourant les grandes villes sont le résultat d'un approvisionnement en pétrole à grande échelle et peu coûteux. C'est la première source d'énergie mondiale ; il fournit près de la moitié de la demande totale d'énergie primaire.

#### I.3.2 Pays producteurs du pétrole dans le monde [6]



(Source : GUY CARUSO, EIA, 2008)

Figure 4. Distribution des réserves et productions pétrolières mondiales en 2008

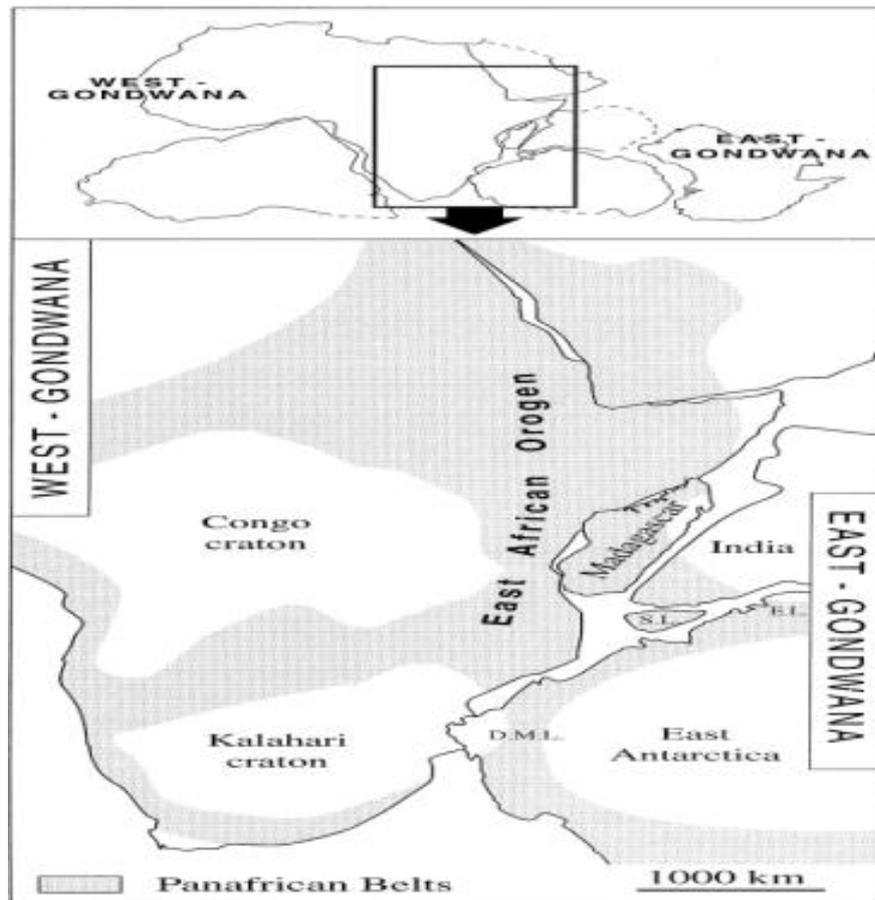
En 2008, l'Afrique occupe les 9 % des réserves pétrolières dans le monde et avec 13% des productions mondiales.

#### **I.4 POTENTIALITES EN RESSOURCES PETROLIERES DE MADAGASCAR [6] [9] [10]**

Après avoir fait le tour d'horizon sur le pétrole, ce chapitre sera consacré au cas de Madagascar, sur la formation des couvertures sédimentaires, la stratigraphie et les pièges, ainsi que la situation actuelle des activités pétrolières.

Il est à noter qu'à l'heure actuelle, il existe des structures comme : le Ministère des Mines et des Hydrocarbures (MMH), chargé de veiller et d'assurer à la mise œuvre de la politique du gouvernement en matière de mines et d'énergie, l'Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques (OMNIS) généralement chargé de la mise en œuvre de la politique nationale en matière de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures. Et l'Office Malgaches des Hydrocarbure (OMH) chargé de la gestion du pétrole en aval (régulation, distribution Commercialisation). Ces deux offices sont tous deux sous tutelle du MMH.

### I.4.1 Formation des couvertures sédimentaires malgaches [9]



(Source : RANDRIANASOLO B.)

**Figure 5. Cycle Panafricain**

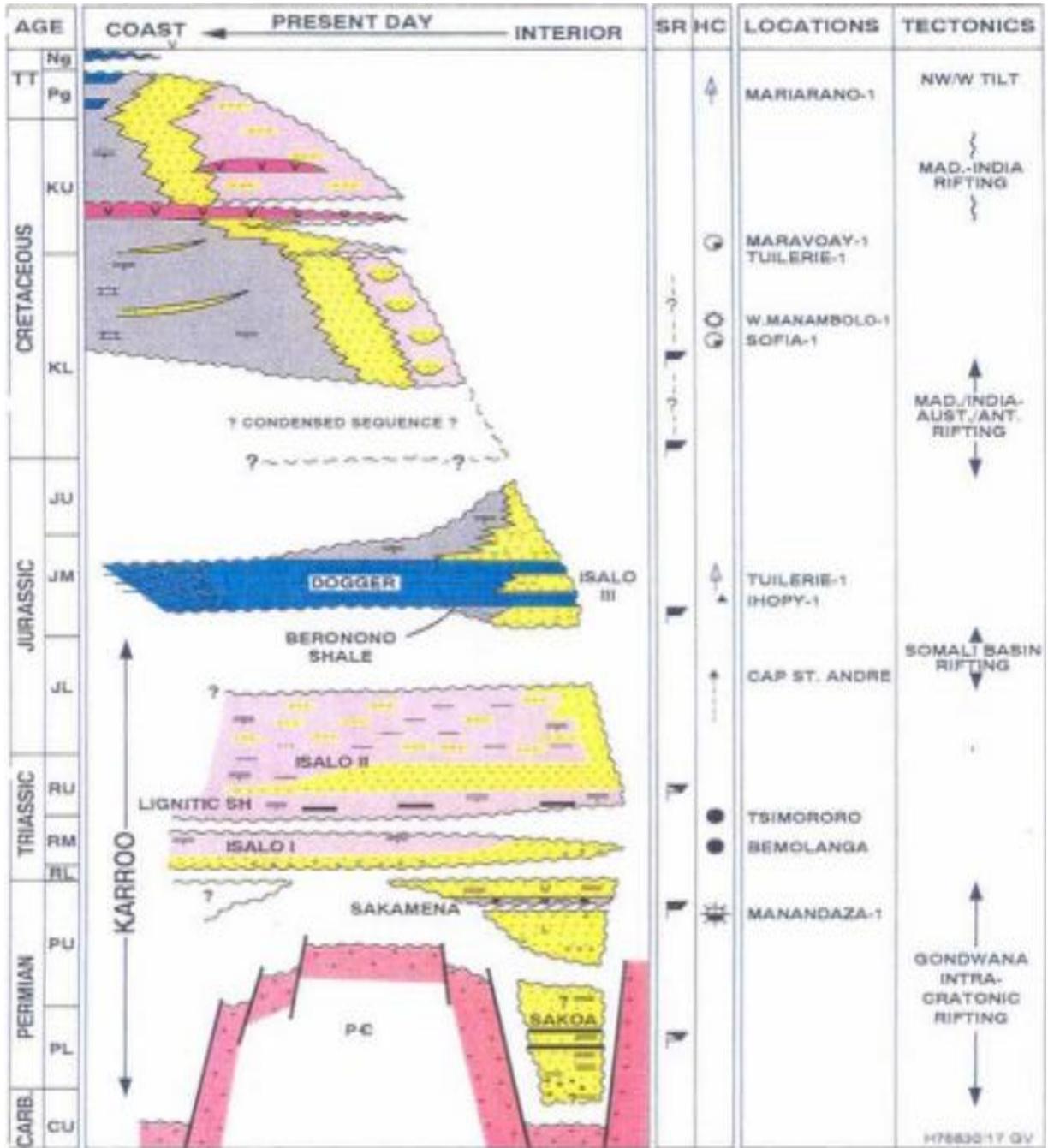
On ne décrit pas d'événement métamorphique plus récent que le cycle panafricain. Cependant, la dérive de Madagascar par rapport à l'Afrique a provoqué de fortes subsidences de type tectonique le long de la partie orientale de l'île actuelle, et qui ont donné lieu à la formation des bassins sédimentaires. Du carbonifère terminal jusqu'au jurassique, une grande épaisseur des sédiments lacustres et fluviaux s'est accumulée en marge du socle.

Ces séries sédimentaires principalement détritiques sont répandues dans beaucoup de régions d'Afrique au sud du Sahara, et sont rassemblées sous le terme « Karoo Sedimentary Supergroup ». A Madagascar, ces sédiments sont particulièrement bien développés dans le bassin de Morondava. Les géologues divisent la séquence de presque 12 km d'épaisseur en trois groupes principaux de bas en haut : Sakoa, Sakamena et Isalo. Les sédiments du Karoo se sont formés par l'érosion des roches du socle cristallin adjacent. Etant donné que les phénomènes d'extension à l'origine de la subsidence des bassins sédimentaires résultent d'un amincissement

crustal, des épanchements volcaniques remontant par les réseaux de fractures coexistant avec la sédimentation.

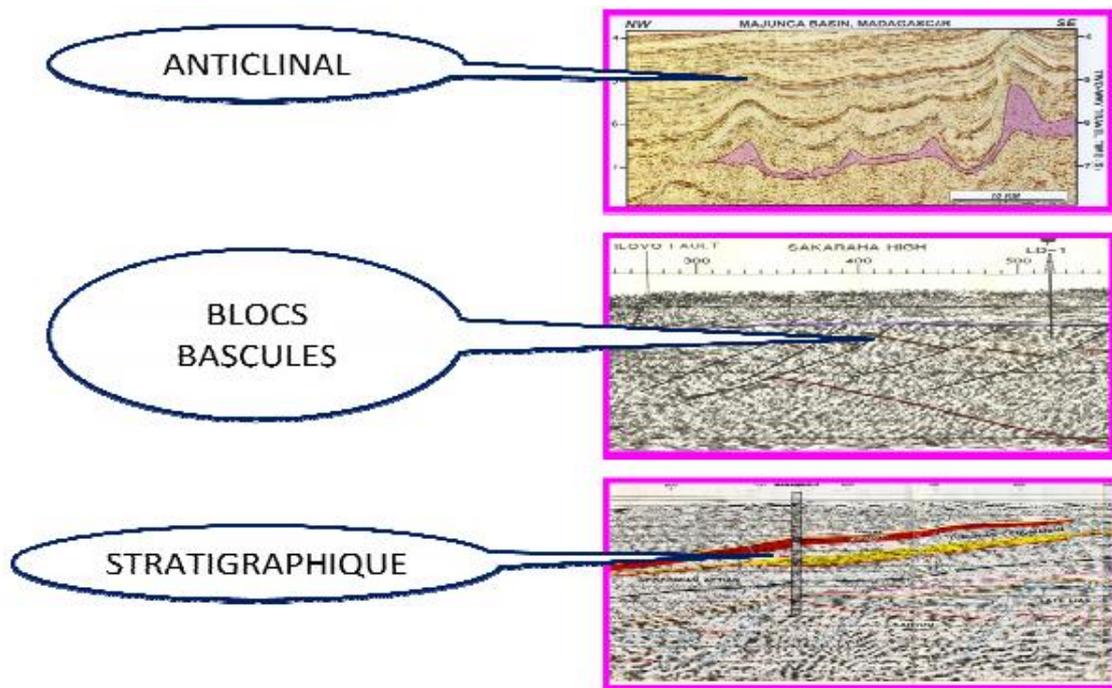
Après la phase Karoo, l'ère secondaire est marquée par une transition vers une sédimentation marine. Le bassin s'est ouvert et a permis la mise en place des sédiments riches en matières organiques, des marnes et des argiles schisteuses. Cette série sédimentaire est surtout développée dans le bassin de Mahajanga, où l'on trouve, formés par diagenèse, les fameux gisements de célestite. Par ailleurs, ces sédiments qui s'étalent du jurassique au crétaé sont un véritable paradis pour les paléontologues. On y trouve une énorme quantité de fossiles.

### I.4.2 Chronostratigraphie et pièges rencontrés



(Source : OMNIS)

Figure 6. Chronostratigraphie et potentialité en hydrocarbures



(Source : OMNIS)

**Figure 7. Exemples de pièges à Madagascar**

Madagascar présente plusieurs types de pièges à savoir les pièges de types anticlinaux, blocs bascule et la variation de facies des roches, dont les roches mères sont réparties en six niveaux d'âges (250 MA à 240 MA, 240 MA à 230 MA, 230 MA à 180 MA , 170 MA à 160 MA, 150 MA à 145 MA et 130 à 117 MA) avec des réservoirs constitué par des grès, calcaires ou dolomies, le temps de migration des hydrocarbures est de 100 [RASOAMBOLANORO L.]

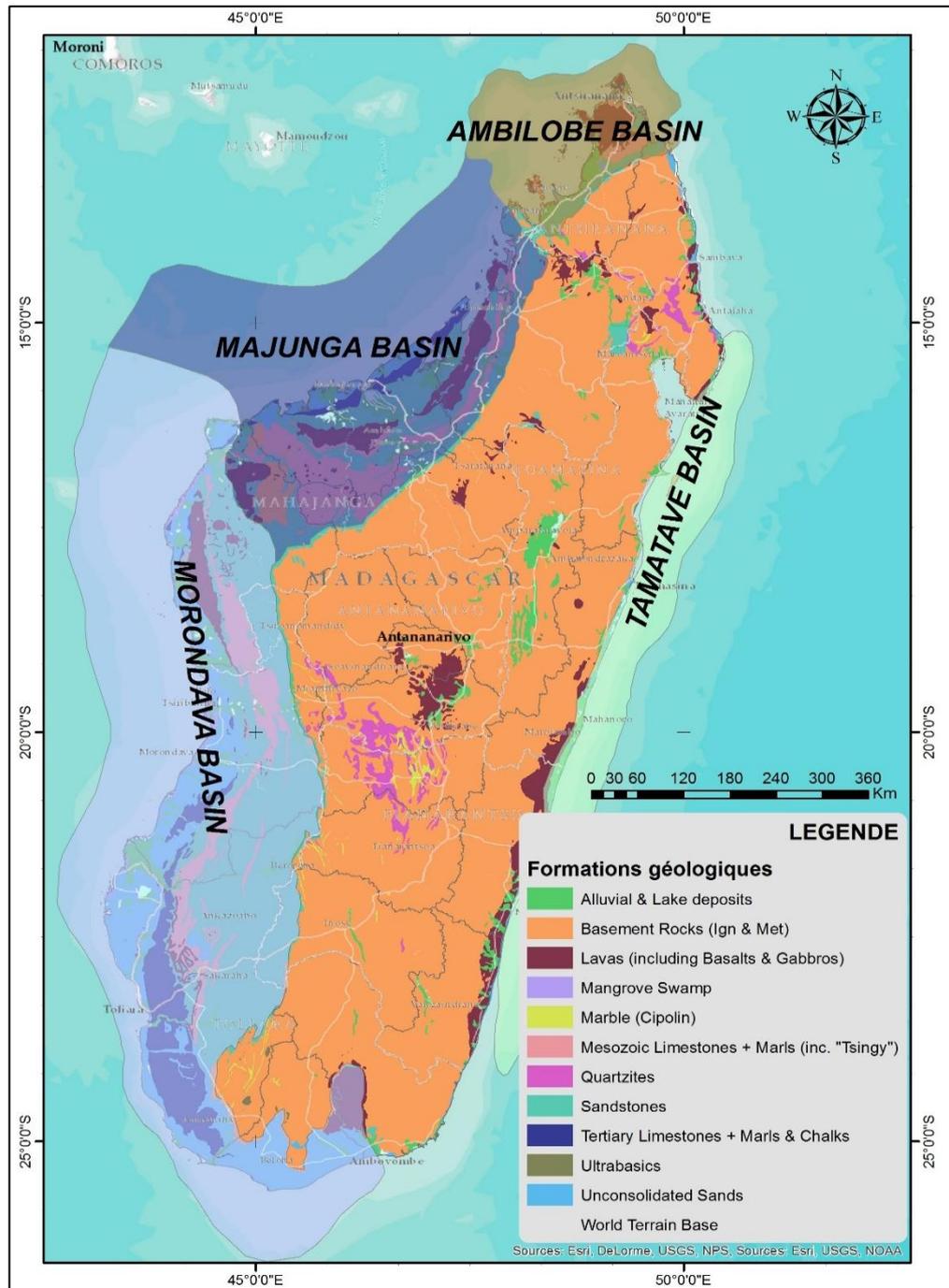
### **I.4.3 Explorations et exploitations pétrolières à Madagascar**

#### **I.4.3.1 Différentes étapes de l'exploration pétrolière [10]**

A Madagascar le pétrole et le gaz existent belle et bien, mais généralement, ils sont indétectables directement à partir de la surface. Pour découvrir l'accumulation d'hydrocarbure avec des techniques et exploitations économiques, il faut :

- comprendre la géologie régionale et son histoire ;
- identifier les zones prospectives ;
- négocier des permis d'exploration ;
- utiliser des outils de surface afin d'obtenir une image du sous-sol et des structures ;

- préparer la mise en œuvre des techniques géologiques et géophysiques comme la méthode gravimétrique, magnétique et sismique etc... afin de localiser les forages d'exploration à partir d'une série d'opérations de reconnaissance aboutissant ;
- forer pour certifier les gisements dans les bassins sédimentaires.
- extraire les réservoirs identifiés, vérifier la présence d'hydrocarbure et tester leur



mobilité.

(Sources : OMNIS)

Figure 8. Carte des divisions des blocs pétrolières à Madagascar

## **CHAPITRE II**

### **PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE**

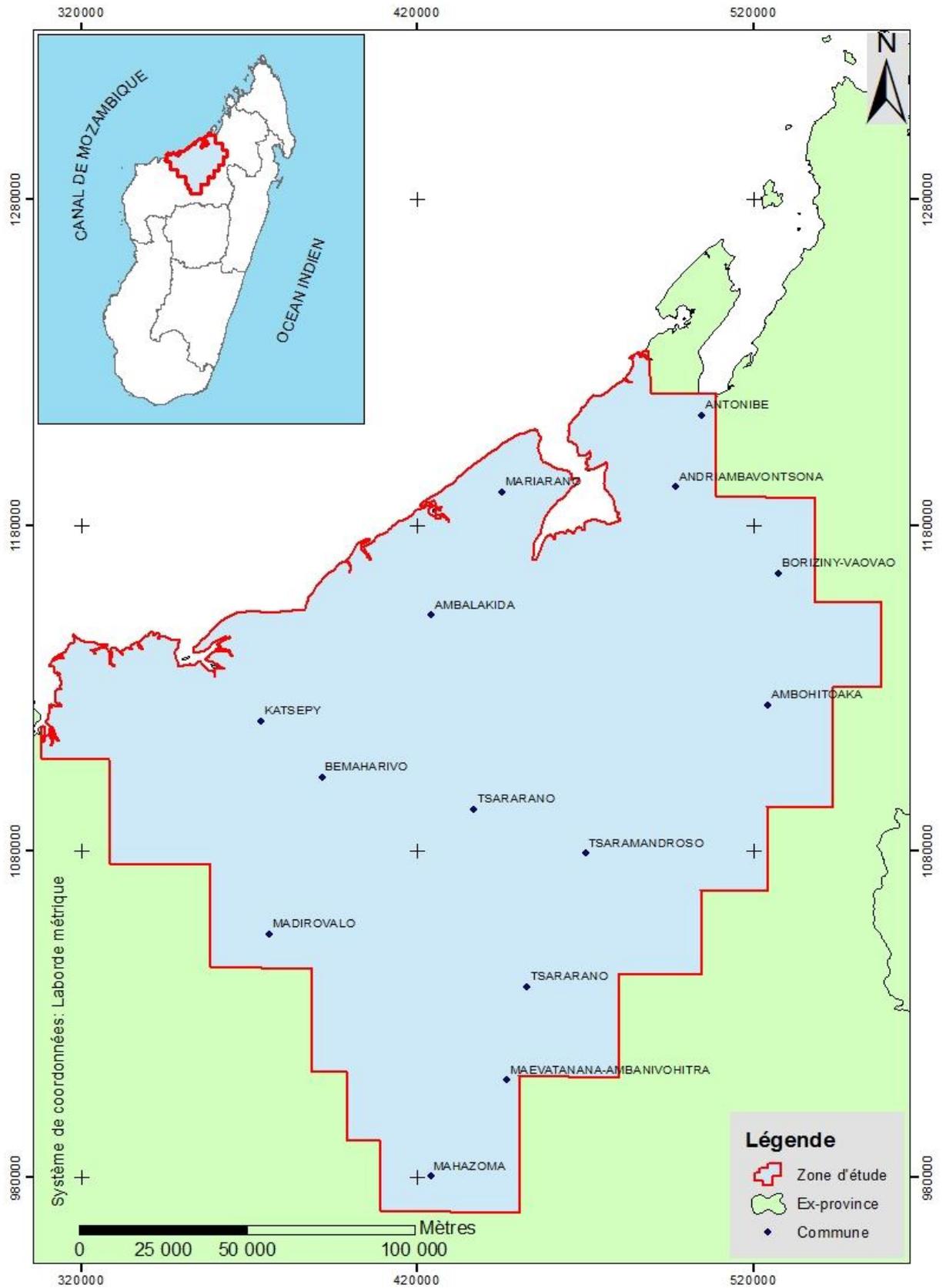
## **CHAPITRE II : PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE**

Ce second chapitre se consacre sur la présentation de notre zone d'étude pour mieux comprendre les contextes générales de la zone, ensuite on va faire une présentation globale du Bassin sédimentaire central de Mahajanga en précisant leur cadre géologique et structural afin d'avoir une aperçue sur une éventuelle existence des prospectus pétrolifère sur ce bassin.

### **II.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA ZONE D'ETUDE**

#### **II.1.1 Localisation [11]**

Le bassin de Mahajanga est situé à 400 Km de l'Afrique de l'Est, séparé du canal de Mozambique et s'étend sur la côte Nord-Ouest de Madagascar entre la presqu'île d'Ampasindava et la région du Cap Saint-André. Comme, notre étude se concentre plus sur les données gravimétriques et aéromagnétiques, l'étude est focalisée sur une zone bien définie du Bassin central de Mahajanga. Cette zone est localisée dans la région de Boeny : elle appartient alors au District de Marovoay et District de Mahajanga.



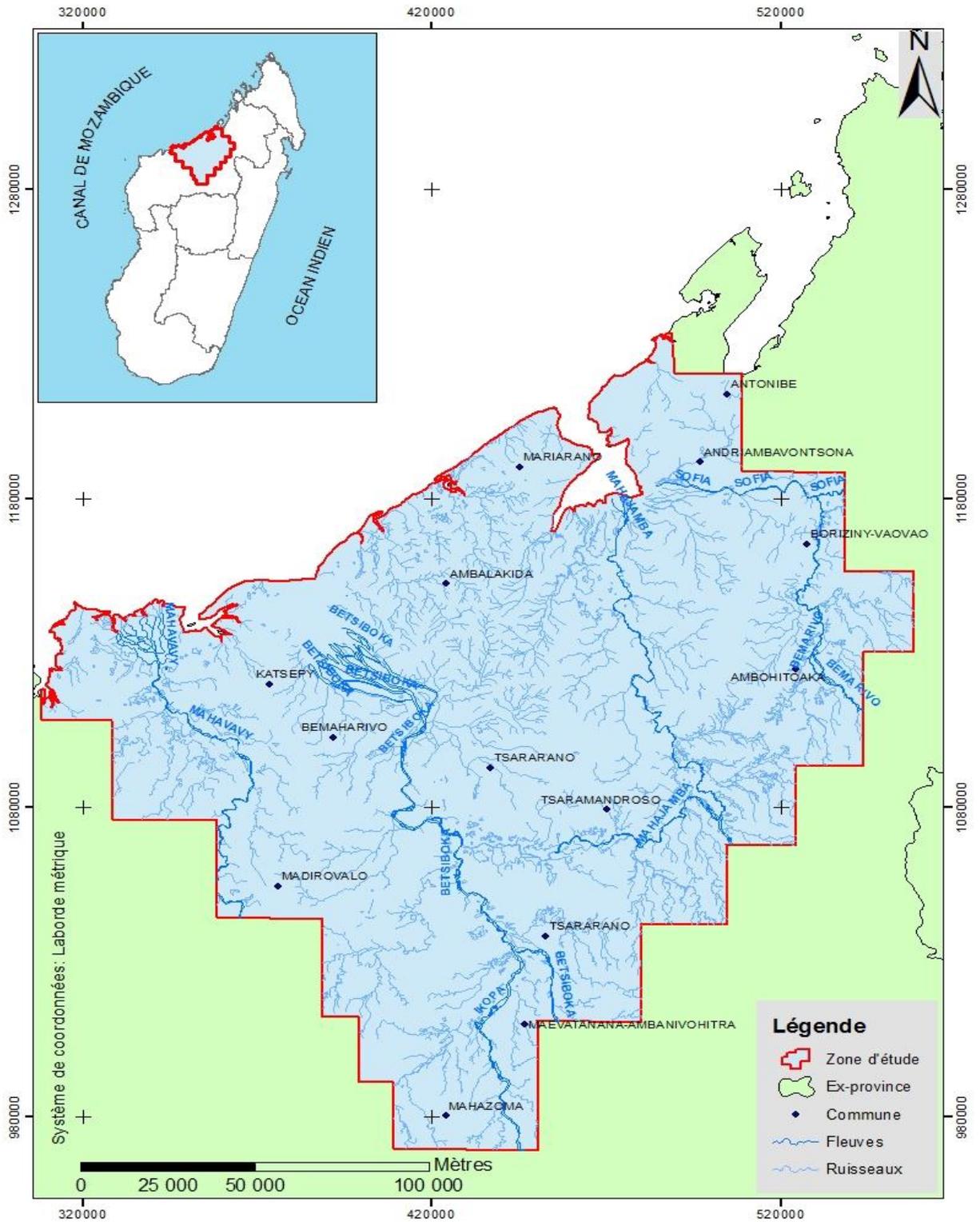
(Source BD 500)

**Figure 9. Carte de localisation de la zone d'étude**

## **II.2 CADRE HYDROGRAPHIQUE ET CLIMATIQUES**

### **II.2.1 Cadre hydrographique**

Cinq grands fleuves : Sofia, Mahajamba, betsiboka, Ikopa, Mahavavy, avec des nombreux affluents drainent la région étudiée. Ces fleuves sont orientés de l'est à l'ouest ; ils traversent la grande plaine interne et finalement ils se déversent dans le canal de Mozambique. Leur débit est très fort, sans régime d'étéage pendant la saison sèche. En général, les réseaux hydrographiques sont denses et se présentent sous forme digitée.



(Source BD 500)

Figure 10. Carte hydrographique du bassin de Mahajanga

## II.2.2 Cadre climatiques

Tout le bassin de Mahajanga est affecté par un même régime climatique à saison sèche dépassant sept mois (mai à octobre) pendant laquelle de rares pluies sont insignifiantes. La pluviosité moyenne annuelle (en fait la saison des pluies) varie de 1500 à 1700 millimètres, la température moyenne est élevée (26°5 à 27°).

Durant l'été austral, le bassin reçoit par intermittence la mousson du Nord-Ouest donnant un vent faible ou modéré lorsqu'il n'est pas renforcé par la brise de mer ou des influences cycloniques. Ce vent s'accompagne de fortes pluies. Durant l'hiver, l'alizé du Sud-Est arrive par intermittence mais, desséché dans son trajet sur les hautes terres, il produit un effet de foehn qui accentue encore la sévérité de la saison sèche.

Le tableau ci-joint donne les principaux éléments climatiques pour diverses stations. Les graphiques du bilan hydrique des sols en notation Prescott, d'après J. RIQUIER (1958-1956), sont particulièrement caractéristiques. Ils montrent que les grandes superficies alluviales constituant de riches terres de culture, inondées en saison des pluies subissent un important déficit en eau entre la fin de l'utilisation de la réserve acquise de novembre à mars et la reconstitution de cette réserve à la saison suivante. Ce déficit se fait sentir durant 6 à 7 mois pendant lesquels les cultures réclament des irrigations ; il s'accroît de la cote vers l'intérieur.

### DONNEES CLIMATIQUES DU BASSIN DE MAJUNGA

Tableau 1. Données climatiques du bassin de Mahajanga

		Température moy. ann. °C	Humidité rel. moy. ann. %	Pluies mm moy. ann.	Indice aridité de Martonne	Indice Meyer	Evapotranspiration potentielle Prescott mm	Evapotranspiration réelle Prescott mm	Drainage mm	Déficit en eau mm
Nord	Antsohihy .....	26° 9	0	1.500	41	-	1.797	747	549	1.050
	Analalava .....	26° 5	68	1.900	52	216	1.537	810	1.092	727
Centre	Maevatanàna .....	27° 4	55	1.718	46	135	2.131	970	748	1.161
	Port-Bergé .....	26° 7	61	1.546	42	145	1.851	830	716	1.021
	Ambato-Boéni .....	26° 7	-	1.493	40	140	1.960	880	613	-
	Marovoay .....	27° 0	-	1.582	41	145	1.892	811	771	1.081
	Majunga .....	27° 0	73	1.659	45	215	1.573	728	931	845
Sud	Kandreho .....	26° 5	-	1.743	48	145	2.041	972	771	1.074
	Andranomavo .....	25° 9	-	1.573	44	-	1.641	730	843	911
	Soalala .....	25° 9	71	1.203	36	167	1.437	607	602	830

(Source : Henri BESAIRIE, 1972.)

## **II.3 CADRE GEOLOGIQUE DU BASSIN CENTRAL DE MAHAJANGA**

Les premières indications géologiques sur le bassin de Mahajanga furent fournies dès la fin du siècle dernier. Les premiers travaux ont été repris par d'autres auteurs parmi lesquels Besairie (1972), et des organismes comme le Bureau de Recherche de Pétrole, la Société des pétroles de Madagascar et l'Institut Français du Pétrole.

### **II.3.1 Principales formation**

#### **II.3.1.1 Socle cristallin**

La classification des formations cristallines précambriennes malgaches résulte des travaux effectués par de nombreux auteurs : Besairie (1972), Hottinger (1972), Razafiniparany (1978), etc... A la suite de ces travaux, on distingue trois grands systèmes.

##### **► Système Androyen et Antongil**

Il s'agit des roches les plus anciennes du socle. Les premières sont hautement métamorphiques avec des faciès granulites et des leptynites. Les secondes constituent le complexe basal du socle, dominé par des granites d'Antongil et les migmatites de Mananara Nord.

##### **► Système du Graphite**

Le Système du Graphite constitue la plus grande partie du socle cristallin de Madagascar. Il se place stratigraphiquement au-dessus du système Androyen et au-dessous du système de Vohibory. La caractéristique essentielle de ce système est la présence généralisée des couches à graphite abondant, sauf dans les horizons supérieurs.

##### **► Système de Vohibory**

Il est spécialement caractérisé par l'abondance des formations amphiboliques et par la présence d'anciennes coulées basaltiques transformées en ortho amphibolites associées à des intrusions basiques et ultra basiques plus ou moins métamorphisées.

#### **II.3.1.2 Formations sédimentaires**

Les séries sédimentaires du bassin de Mahajanga sont constituées par une succession de couches faiblement inclinées d'autant moins qu'on s'éloigne du socle cristallin. Leurs pendages varient entre 30° et 20° au contact du socle et passent à 1° près du canal de Mozambique.

## II.3.2 Grandes étapes de l'histoire géologique de la région étudiée

### ► Au Précambrien

Les amphibolites du système de Vohibory correspondent à d'anciennes coulées basaltiques, éventuellement associées à des intrusions basiques et ultrabasiques qui ont été métamorphosées au cours d'une ou plusieurs orogénèses précambriennes. Au sein du système de Vohibory, le groupe de Maevatanana occupe une position synclinoriale. Les roches qui le constituent résultent d'un métamorphisme faible de faciès schistes verts. Elles sont parfois associées à des gneiss orthodérivés à hornblende, des gneiss surmicacés, des micaschistes et des quartzites à magnétite.

### ► Du Précambrien au Permien

Comme ailleurs à Madagascar, cette période n'est représentée par aucun dépôt.

### ► Du Paléozoïque terminal à l'Actuel

Les travaux de terrain montrent que l'individualisation du bassin de Mahajanga a débuté à la fin du Paléozoïque et que la sédimentation y a été continue, et le plus souvent marine, jusqu'à une période très récente.

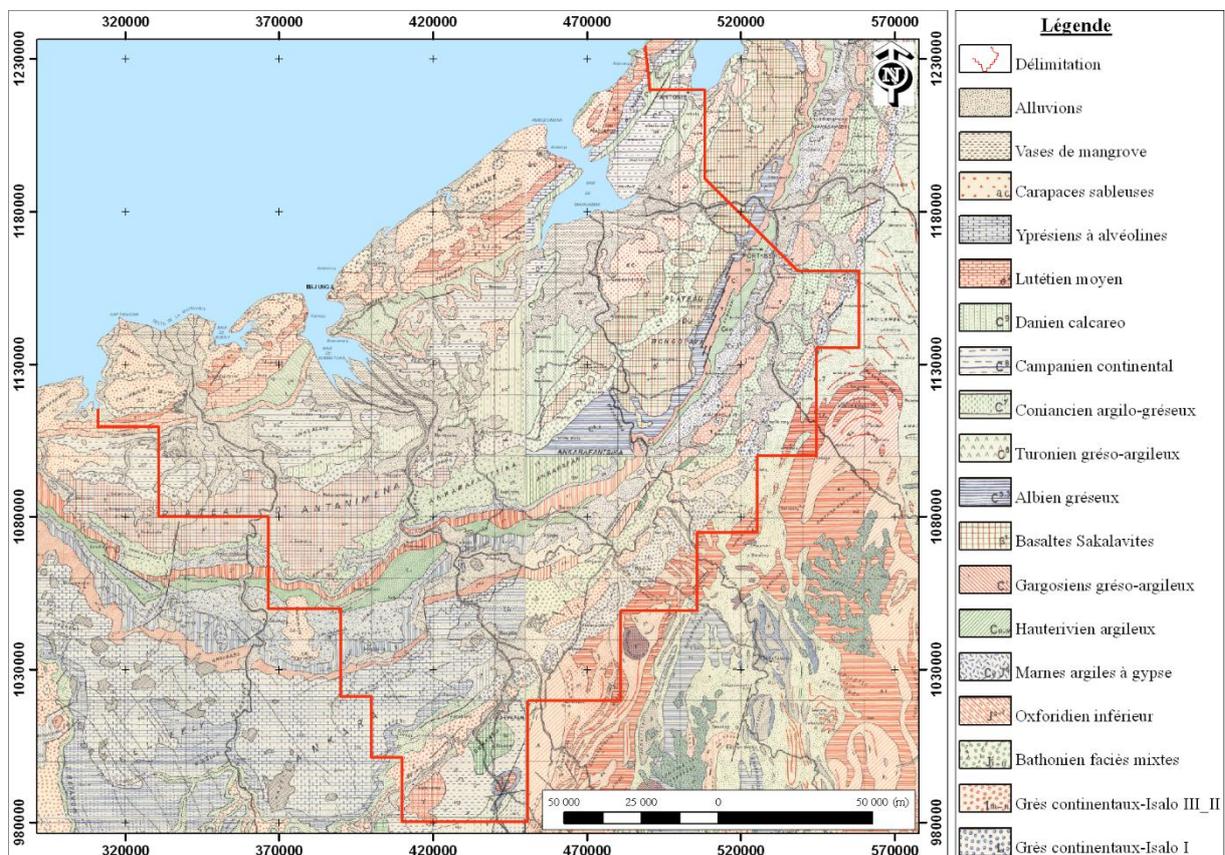


Figure 11. Carte géologique du Bassin de Mahajanga

## II.4 CADRE STRUCTURALE [1]

Les formations sédimentaires de couverture débutent généralement à l’affleurement par les grès de l’Isalo, mais la présence de la série de la Sakamena a été reconnue dans des fossés tectoniques au nord du bassin et décelée par la géophysique dans le centre. On peut consulter l’échelle stratigraphique pour comprendre la stratigraphie en générale (Annexe 2).

### II.4.1 Formations Karroo

La base de la série sédimentaire est constituée par des formations du système du Karroo. Dans cet ensemble, surtout continental, les formations marines ne constituent que des intercalations locales inégalement développées. Les formations du système du Karroo présentes dans le bassin de Mahajanga sont:

- **Sakamena** (Permien Supérieur-Trias Inférieur)
- **Isalo** (Trias Supérieur-Lias)

#### II.4.1.1 Groupe de la Sakamena

Ailleurs à Madagascar, ce groupe est transgressif et discordant sur le groupe de la Sakoa. Ici, comme on l’a dit, il repose directement sur le socle cristallin. Le groupe est en grande partie continental, mais il renferme des intercalations marines. Dans l’extrême Nord du bassin, il est même entièrement marin. La base est constituée par un faciès de schistes gréseux, grés-argileux au sommet dont les affleurements se disposent en bordure du bassin.

##### ► Sakamena Inférieure

La Sakamena inférieure est caractérisée par des faciès schisteux avec des alternances d’argilites et de grès micacés très durs se débitant en dalles. La partie inférieure est riche en débris végétaux : *Thinnfeldia*, *Callipteroides*, *Glossopterisindica*, *Schizoneuragondwanensis*. La partie supérieure renferme un amphibien stégocéphale *Rhinesuchus* et des reptiles : *Tangasaurus*, *Hovasaurus* du Permien supérieur.

##### ► Sakamena Moyenne

La Sakamena moyenne offre un faciès très différent. La mer envahit irrégulièrement le domaine continental et lacustre de la Sakamena inférieure. Les lacs entrent en communication avec la mer et deviennent des lagunes à eaux saumâtres dans lesquelles persistent des apports terrigènes apportés par les fleuves. La sédimentation donne des argiles à nodules, *Septarias* étoilés et lits calcaires à structure « cone in cone ». Localement, elles renferment des Poissons du

Trias inférieur et aussi *Estheria* qui vivait surtout en eaux saumâtres. Une des particularités de la Sakamena moyenne est de présenter des indices bitumineux, ce qui justifie l'importance de la recherche pétrolière dans cette formation.

#### ► **Sakamena Supérieure**

La Sakamena Supérieure est constituée de grès généralement fins, tendres à laminassions obliques qui prédominent au sommet, et de grès Psammétique, avec de argilites plus ou moins bariolées de couleur rouge.

### **II.4.1.2 Groupe de l'Isalo**

Le groupe de l'Isalo recouvre le groupe de la Sakamena avec une discordance de quelques degrés. Sa base est entièrement continentale et des incursions marines importantes sont notées dans les parties moyenne et supérieure. Ce groupe est caractérisé essentiellement par la prédominance de grès tendres, très perméables et mal cimentés, qui se désagrègent facilement en surface en donnant d'épais recouvrements de sables siliceux.

#### ► **Isalo I**

L'Isalo I recouvre la Sakamena avec une discordance de quelques degrés, ou bien il est transgressif directement sur le socle. Il est constitué de grès blancs grossiers, souvent conglomératiques avec de spectaculaires laminassions obliques indiquant un régime climatique à pluviométrie importante avec des fleuves et des cours d'eaux torrentiels érodant le socle cristallin. On n'y connaît aucun fossile à l'exception d'une petite flore à fougère *Laccopteris* dans la partie terminale de la formation au Nord du bassin de Mahajanga. L'Isalo I est particulièrement bien développé dans le massif de l'Isalo (partie sud du bassin de Morondava) où il offre un paysage de grès ruiniformes entaillés par érosion.

#### ► **Isalo II**

L'Isalo II est constitué surtout d'une alternance de grès plus ou moins grossiers à laminassions obliques, jaunâtres ou rougeâtres et d'argiles rouges, parfois bariolées. Il renferme de nombreux troncs de bois silicifiés appartenant à des conifères dépourvus de branches. Les vertébrés sont très rares avec quelques dents de poissons *Ceratodus* et des écailles dermiques de reptiles *Phytosauridés*. L'Isalo II renferme de nombreuses et puissantes intercalations marines.

### ► **Isalo III**

L'Isalo III est constitué d'une alternance de grès à laminassions obliques et d'argiles. Les intercalations marines sont abondantes. On observe donc soit d'épaisses alternances de faciès mixtes, continentaux, lagunaires et marins, soit un envahissement marin, comme dans les grands plateaux calcaires de l'Ankara, Kelifely dans le sud du bassin du Mahajanga et du Bemaraha, au nord du bassin de Morondava. La partie supérieure de l'Isalo III est constituée par des grès carbonatés, généralement fins, de granulométrie moyenne inférieure à 0,2 mm avec toutefois des passages plus grossiers.

## **II.4.2 Formations Post Karroo**

Ces dépôts représentent la période comprise entre le Jurassique et l'Actuel. La sédimentation est essentiellement marine et caractérisée par des faciès bien développés sur des dizaines de kilomètres, le long du bassin, avec une épaisseur constante.

### **II.4.2.1 Jurassique**

La base, encore souvent continentale, est argileuse. Les parties moyenne et supérieure sont caractérisées par une alternance de faciès mixte marno-calcaire marin au sommet.

#### ► **Jurassique inférieur**

Généralement, il est marin avec des calcaires et des marnes. A l'ouest de la Betsiboka, à la base du plateau calcaire du Kelifely. Ankara, le Jurassique inférieur comprend une série de bancs calcaires marins intercalés dans des marnes et schistes à lignite et à gypse.

#### ► **Jurassique moyen**

D'une manière générale, il se présente avec des marnes, calcaires et argiles de 500m de puissance en affleurement sur la coupe Kandrehon-Mitsinjo. Son épaisseur est généralement constante. Dans le Nord du bassin de Mahajanga, il réapparaît avec des dépôts sédimentaires de type Isalo constitués de grès, souvent à laminassions obliques, montrant que le faciès continental persiste là jusqu'au Bajocien.

- *L'Aalénien*, dans la partie sud du bassin, est représenté par des argiles à grains fins fossilifères de 60m d'épaisseur avec des couches de grès continentaux et des horizons lignitiques.
- *Le Bajocien* est caractérisé par une série inférieure de calcaires gréseux à grain fin, grès carbonatés et argiles et grès de type Isalo.

- **Le Bathonien** à faciès mixte de la Betsiboka se poursuit à l'Ouest avec une partie inférieure de calcaires sableux et de sables calaréo-dolomitique, épaisse d'une centaine de mètres avec des niveaux à corbules, et une partie supérieure, épaisse de 160m, essentiellement calcaire. L'alternance de phases marines et continentales est caractéristique du Bajocien et du Bathonien, surtout dans la partie nord du bassin de Mahajanga.
- **Le Callovien** est caractérisé par des faciès entièrement marins très réguliers avec 100m de formations argileuses fossilifères, marnes, grès, calcaires. Il présente trois niveaux successifs : inférieur à *Macrocephalites*, moyen à *Reineckeia* et supérieur à *Peltoceras*.

#### ► **Jurassique supérieur**

Le Jurassique supérieur est une série à très large prédominance marine dans le bassin de Mahajanga. On y note une lacune généralisée correspondant surtout à l'Oxfordien supérieur et à l'Argovien. Les faciès sont variés et on y note une abondance particulière des formations argilo-marneuses qui donnent d'excellents sols de culture avec possibilité d'irrigation.

**L'Oxfordien** est représenté par des faciès marins constitués de marnes à gypse, et des calcaires de 75m de puissance sur la coupe de Befotaka.

**Le Kimmeridgien** est marin, avec des faciès marneux de couleur jaune, parfois glauconieux à gypse des bancs calcaires de 30m d'épaisseur.

**Le Thithonique** est épais de 70m dans la partie nord du bassin, avec des marnes et des argiles gypsifères ; dans la partie sud, cette épaisseur diminue jusqu'à 25m avec des marnes gauconieuses.

### **II.4.2.2 Crétacé**

Le Crétacé offre une succession de formations diverses, tant marines que continentales.

#### ► **Crétacé inférieur**

Dans le Bassin de Mahajanga, la base de crétacé inférieur est marine.

**Le Berriasien** est épais de 150m dans la partie Nord du bassin avec des argiles gypses ; il contient des Ammonites.

**Le Valanginien** est épais de 100m avec des marnes et des argiles.

**L'Hauterivien** est représenté par des faciès marins épicontinentaux de 400m d'épaisseur avec des argiles qui contiennent des nodules ferrugineux ou des galets, avec des sables glauconieux et de rares horizons lignitiques

*L'Aptien* est caractérisé par plusieurs récurrences de faciès marins à l'intérieur d'une formation à prédominance continentale.

*L'Albien* est entièrement marin, riche en fossiles avec 150 à 250m d'argiles et marnes avec des nodules calcaireux ou ferrugineux et glauconieux dans le nord et 50 à 100m de marnes dans le sud.

#### ► Crétacé supérieur

Le trait le plus caractéristique du Crétacé supérieur du bassin de Mahajanga est la présence d'importantes formations continentales dans le Santonien et parfois dans le Campanien.

*Le Cénomanién*, dans le nord du bassin est pratiquement marin sur la plus grande partie, avec 100 à 120m d'épaisseur ; il est représenté par un faciès argileux avec des nodules et des lits calcaires mais sa partie supérieure présente toujours des grès grossiers, parfois graveleux, non stratifiés, de caractère continental. Ce Cénomanién marin disparaît dans le sud du bassin avec la présence d'une épaisse série continentale, les grès d'Ankarafantsika.

*Le Turonien* a été marqué dans le bassin de Mahajanga par des oscillations marines qui se traduisent par des faciès mixtes dans les dépôts sédimentaires et par une très importante activité volcanique qui a donné de vastes épanchements et des intrusions généralement basiques mais localement acides.

*Le Coniacien*, dans la partie nord du bassin, est représenté par des faciès laguno-continentaux avec des intercalations marines, recouverts par une carapace sableuse. Son épaisseur est de 180m

*Le Santonien* présente une partie inférieure à faciès continental avec des grès à laminassions obliques et une partie moyenne avec des grès argileux légèrement carbonatés de faciès laguno-continentale à ossements de Dinosauriens et une partie supérieure marine constituée de grès argileux avec des bancs de calcaires gréseux et d'argiles grises. Son épaisseur est de 170m dont 50m pour le Santonien supérieur marin.

*Le Campanien* est marqué par une cuesta. Les terrains de cet étage, épais d'environ 500m, montrent des faciès mixtes à prédominance continentale marqués par des grès à laminassions obliques mais avec des intercalations marines importantes. Ces terrains constituent trois séries :

- Série inférieure (200m) formée d'une alternance de grès argileux à nodules calcaires et d'argiles sableuses lenticulaires;
- Série moyenne (200m) constituée de grès feldspathiques avec intercalation de bancs de grès carbonatés;
- Série supérieure (100m) surtout gréseuse à caractère continental.

*Le Maestrichtien* est extrêmement fossilifère. Il est composé par des calcaires marneux ou des marnes à faciès crayeux, parfois dolomitiques à la base.

# **CHAPITRE III**

## **BASES METHODOLOGIQUES**

# CHAPITRE III : BASES METHODOLOGIQUES

Le chapitre que nous allons détailler ci-après donne des connaissances sur les méthodes géophysiques appliquées à la recherche pétrolière et en particulier les méthodes gravimétrique et magnétique. Il est important également de signaler dans cette partie la mode d'acquisition des données et sa mode d'interprétation.

## III.1 METHODE GRAVIMETRIQUE [3] [14] [15]

La gravimétrie est une discipline fondamentale de la géophysique qui consiste à mesurer et à étudier les variations spatiales et temporelles du champ de pesanteur à la surface de la Terre. Elle permet de déterminer des anomalies de densités dans le sous-sol. Ainsi, permet d'avoir des informations très importantes concernant la répartition des masses en dessous de la terre. C'est une méthode géophysique non destructive, applicable sur tous les domaines, marin ou terrestre, et à toute échelle soit de la gravimétrie de reconnaissance, soit de la gravimétrie de détail.

### III.1.1 Principe de base

#### - *Première loi de Newton*

Deux particules de masse  $m_1$  et  $m_2$  séparées par une distance  $r$  sont attirées l'une vers l'autre par une force  $\vec{F}$  telle que l'intensité  $F$ :

$$F = G \frac{m_1 m_2}{r^2}$$

$G$  : constante gravitationnelle.

D'habitude, on prend  $G = 6,673 \cdot 10^{-11} \text{ N} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{kg}^{-1}$

#### - *Deuxième loi de Newton*

Il faut appliquer une force  $F$  à une masse  $m$  pour lui faire subir une accélération  $a$ .  
D'où la formule :

$$F = m \cdot a$$

L'accélération d'une masse  $m$  à la surface du sol prend le nom de l'accélération de la pesanteur noté :  $g$

$$g = G \frac{M_T}{R_T^2}$$

Avec  $R_T \approx 6370 \text{ km}$ , le rayon moyen de la terre et  $M_T \approx 5,977.10^{24} \text{ kg}$ , masse de la terre.

### III.1.2 Gravité théorique

En un point de latitude  $\varphi$  d'un ellipsoïde de référence, on peut calculer la valeur théorique de la gravité avec la formule suivante :

$$g_{th} = 978,03185 ( 1 + 0,005278895 \sin^2\varphi + 0,000023462 \sin^4\varphi )$$

En unités SI,  $g$  s'exprime en  $\text{m/s}^2$  mais les géophysiciens utilisent plutôt le Gal tel que 1 Gal =  $1\text{cm/s}^2$ . En prospection gravimétrique, on utilise comme unité le milliGal.

Avec  $1\text{mGal} = 10^{-5} \text{ m/s}^2$ .

Un ellipsoïde de référence est une surface mathématique qui approxime la forme de la terre. Il est calculé en supposant que la terre a une distribution de densité interne homogène. C'est une surface équipotentielle du champ gravitationnel.

### III.1.3 Densité

Pour l'interprétation de l'anomalie gravimétrique, l'estimation des densités des roches est essentielle. Voici un tableau de densité de quelques roches :

**Tableau 2. Types de roche et leurs densités moyennes (en  $\text{g/cm}^3$ )**

Type	Intervalle	Moyenne	Type	Intervalle	Moyenne
Neige	-	0.125	Gypse	2.20-2.60	2.35
Pétrole	0.60-0.90	-	Bauxite	2.30-2.55	2.45
Glace	2.88-0.92	-	Kaolinite	2.20-2.63	2.53
Eau de mer	1.01-1.05	-	Orthoclase	2.50-2.60	-
Tourbe	-	1.05	Quartz	2.50-2.70	2.65
Asphalte	1.10-1.20	-	Calcite	2.60-2.70	-
Lignite	1.10-1.25	1.19	talc	2.70-2.80	2.71
Houille grasse	1.20-1.50	1.32	Anhydrite	2.90-3.00	2.93
Anthracite	1.34-1.80	1.50	Biotite	2.70-3.20	2.92
Brique	-	1.50	Magnésite	2.90-3.12	3.03
Carnallite	1.60-1.70	-	Fluorine	3.01-3.25	3.14
Soufre	1.90-2.10	-	Épidote	3.25-3.50	-
Craie	1.53-2.60	2.01	Diamant	-	3.52
Graphite	1.90-2.30	2.15	Corindon	3.90-4.10	4.0
Sel gemme	2.10-2.60	2.22	Barite	4.30-4.70	4.47
			Zircon	4.00-4.90	4.57

(Source : Michel C. 2002)

### III.1.4 Pesanteur mesurée en un point

La pesanteur mesurée en un point est la résultante de l'effet de plusieurs causes, la distribution des masses à l'intérieur de la terre, l'altitude, l'attraction luni-solaire, l'aplatissement de la terre.

Le tableau suivant montre la source du champ de pesanteur et leur ordre de grandeur.

**Tableau 3. Champ de pesanteur**

Effet	Source	Ordre de grandeur (1 mGal = $10^{-5}$ m. s <sup>-2</sup> )
Principal	La masse totale de la Terre, les formes aplaties, la rotation de la Terre	980 000 - 990 000 mGal
Altitude	La distance du centre de la Terre	0,3 mGal/m
Croûte	Les variations de la densité des roches à l'intérieur de la croûte terrestre	< 500 mGal
Marées	Le soleil et la lune	<1 mGal

(Source : Raharinjatovo  
V., 2009)

### III.1.5 Traitement des données gravimétriques

Les variations de la pesanteur ont des diverses causes. Afin d'obtenir les variations du champ gravitationnel dues à des causes géologiques ou non géologiques, il est nécessaire de corriger nos lectures de toutes les causes extérieures pouvant les influencer comme la dérive de l'appareil, marée, ellipticité de la terre, etc.

#### III.1.5.1 Anomalies gravimétriques

La Terre n'a pas une forme régulière ni une densité homogène. Le champ de pesanteur mesuré à la surface n'est donc pas homogène. La magnitude de g par exemple dépend de 5 facteurs:

- i). la latitude de mesure;
- ii) l'altitude de mesure;
- iii) la topographie des terrains proches;
- iv) les marées (effets des planètes, de la lune et du soleil);
- v) les hétérogénéités de densité au sein du Globe.

L'exploration gravimétrique a pour objectif de déterminer le 5<sup>ème</sup> facteur à partir de la mesure de g en surface. La difficulté provient du fait que cet effet est de loin le plus faible... Afin

d'interpréter les anomalies de densité locales à la mesure, on enlèvera de la mesure de  $g$  l'effet d'une Terre idéalisée prise comme régulière et homogène, l'effet de la topographie, et des marées. Ce qu'on appelle l'anomalie de Bouguer. La Terre idéalisée sera définie comme un ellipsoïde dit de référence.

### III.1.6 Anomalie de Bouguer

Elle représente l'effet des variations latérales de densité locales à la mesure: c'est en principe ce que l'on recherche en exploration. On doit donc retirer à la mesure les différents effets mentionnés plus haut car ils sont dus à des phénomènes non locaux. Typiquement, l'anomalie de Bouguer se définit comme:

$$gB = gobs - gth + dgF - dgB + dgT$$

$gB$ : anomalie de Bouguer

$gobs$ : mesure

$gth$ :  $g$  théorique (ellipsoïde de référence) ou correction de latitude

$dgF$ : correction d'air libre

$dgB$ : correction de Bouguer ou de plateau

$dgT$ : correction de topographie

Les différentes corrections à apporter à la mesure de  $g$  pour obtenir l'anomalie de Bouguer.

Une fois ces corrections apportées, l'anomalie de Bouguer résultante représente l'effet gravimétrique des variations de densité situées à proximité du point de mesure.

- $g$  théorique: il est donné par un modèle d'ellipsoïde de référence, GRS67 par exemple et dépend uniquement de la latitude.
- Corrections d'air libre: elle permet de corriger le fait que la mesure n'est pas réalisée sur l'ellipsoïde mais à une hauteur  $h$ .  $0,3086h$  mgal/m.

Si  $R$  est le rayon terrestre, cette correction est égale à la différence entre le  $g$  théorique et ce qu'il serait pour un rayon de  $R+h$ :

On appellera anomalie à l'air libre:  $gB = gobs - gth + dgF$

- Correction de plateau: Cette correction doit corriger de l'effet d'attraction produit par la couche de terrain existant entre la mesure et l'ellipsoïde. Pour une densité homogène, cet effet est:

Corrections topographiques: Elles prennent en compte les variations de topographie existantes à proximité du point de mesure. Généralement prépondérantes qu'en régions montagneuses, elles se calculent à partir d'un Modèle Numérique de Terrain et d'un abaque de Hammer.

Utilisation d'un abaque de Hammer pour calculer l'effet gravimétrique d'un prisme de topographie.

- Dans tous les cas, il faudra aussi corriger la mesure de la dérive instrumentale; celle-ci provient de l'instabilité du système de mesure due aux conditions extérieures, essentiellement les variations de température et de pression atmosphérique. Pour résoudre ce problème certains points de mesure gravimétrique (bases) sont réoccupés régulièrement, de façon à pouvoir par interpolation au cours du temps estimer le taux de dérive, et ainsi corriger toutes les mesures.
- Il convient enfin de prendre en compte l'effet de marée, c'est à dire celui de la lune, du soleil et des planètes. Ces corrections sont en général calculées et répertoriées dans des tables (Corrections instrumentales et de l'effet des marées).

### **III.1.7 Application en exploration pétrolière**

Dans ce cas, on cherche des structures pièges : dômes de sel, anticlinaux, formations récifales (“reef”) ou à connaître l'épaisseur des sédiments ou d'un bassin. Le pétrole a été découvert dans des anciennes formations récifales de calcaire et on s'est intéressé à connaître leur signature en gravité. Ceci n'est possible que s'il y a contraste de densité  $\rho$  entre la formation récifale et les roches sédimentaires qui l'entourent. Malheureusement, la densité et porosité du calcaire et du matériel de remplacement sont si variables qu'il n'y a pas de règles générales ; seulement, dépendant du contexte et de la situation géographique, on peut développer des signatures particulières.

## **III.2 METHODE MAGNETIQUE [5] [14] [15]**

Au cours d'une prospection magnétique, l'opérateur mesure les variations du champ magnétique terrestre (CMT) en utilisant un magnétomètre. La méthode magnétique est celle que l'on emploie en géophysique appliquée depuis le plus longtemps et elle demeure la première parmi les méthodes géophysiques employées dans l'exploration minière et le plus souvent dans l'exploration pétrolière.

### **III.2.1 Principe de base**

La méthode de prospection magnétique au sol s'appuie sur la mesure des composantes du champ magnétique terrestre et les variations des différences de susceptibilité magnétique des roches. Une des méthodes les plus utilisées est celle qui mesure le vecteur champ magnétique total en un point. La valeur obtenue au point de mesure est soustraite de la valeur mesurée à la station de référence au même instant.

La méthode magnétique est basée sur la loi de Coulomb. Cette loi stipule que « deux particules chargées ou deux pôles magnétiques séparées d'une distance  $r$  s'attirent ou se repoussent par une force proportionnelle au produit de leur masse et inversement proportionnelle au carré de leur distance ». Cette force est appelée « aimantation » et donnée par la formule :

$$\vec{F} = \frac{m_1 m_2}{\mu r^2} \vec{r}$$

Avec,  $\vec{F}$ : La force en dynes  
 $m_1, m_2$ : Les masses magnétiques.

$\vec{r}$  : Vecteur unitaire suivant la droite joignant  $m_1, m_2$ :

$\mu$ : Perméabilité du milieu qui est égale à 1 dans le vide et dans l'air.

L'aimantation des roches est due en partie à leur induction dans le champ magnétique terrestre et en partie à leur aimantation rémanente. La rémanence est la persistance de l'aimantation que les roches ont acquise durant leur formation.

### III.2.2 Susceptibilité magnétique

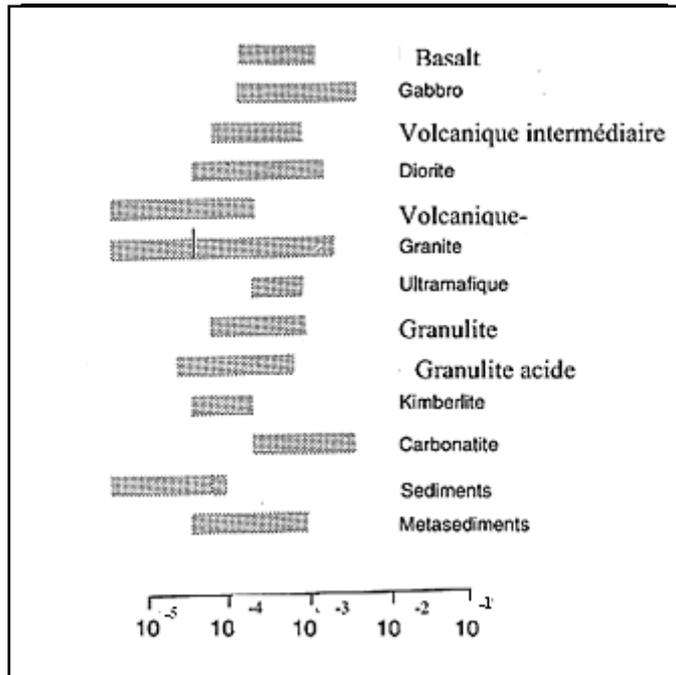
L'intensité et l'orientation de l'aimantation induite dépendent du champ magnétique ambiant et de la susceptibilité magnétique des roches tandis que l'intensité et l'orientation de la partie rémanente sont fonction de l'histoire géologique des roches. L'aimantation induite a une direction parallèle au champ magnétique ambiant et son intensité est proportionnelle à celle du champ ambiant ; la constante de proportionnalité s'appelle la susceptibilité magnétique, exprimée par la formule suivante :

$$\vec{I} = k\vec{H}$$

$\vec{I}$ : Intensité de l'aimantation

$k$  : Susceptibilité magnétique

$\vec{H}$ : Champ inducteur



(D'après Clark 1983)

**Figure 12. Extrait de susceptibilité magnétique des types de roches**

### III.2.3 Origine du champ magnétique mesuré en un point

Le champ magnétique terrestre  $\overline{B(0, t)}$  mesuré en un point  $O$  à l'instant  $t$  résulte de la superposition de trois champs:

- le champ principal  $\vec{B}_p(0, t)$  ;
- le champ d'anomalie  $\vec{B}_a(0, t)$  ;
- le champ transitoire  $\vec{B}_t(0, t)$ .

$$\overline{B(0, t)} = \vec{B}_p(0, t) + \vec{B}_a(0, t) + \vec{B}_t(0, t)$$

Les sources du champ magnétique se présentent dans le tableau suivant :

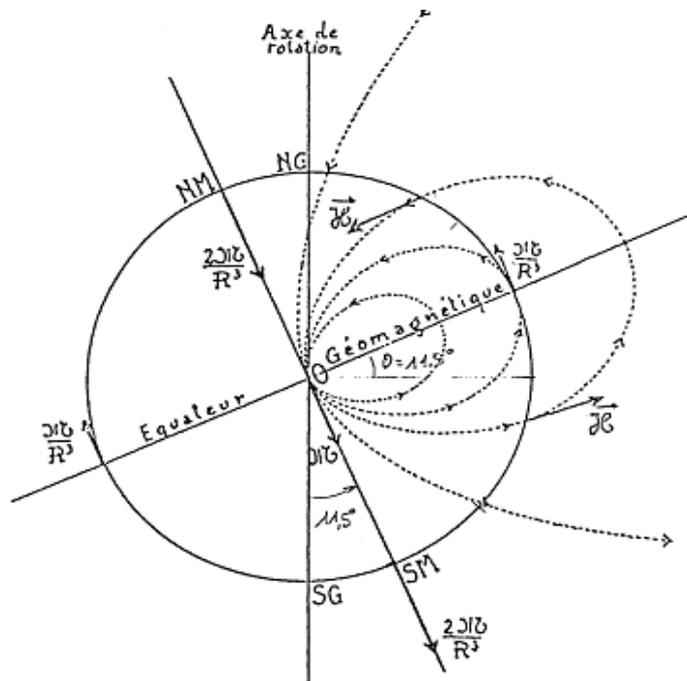
**Tableau 4. Sources du champ magnétique**

Champ	Source	Ordre de grandeur
Principal	Le noyau interne de la terre	Milliers de nT
Anomalie	Les roches de la croûte	Dépasse rarement 1000 nT
Transitoire	La couche ionosphérique de l'atmosphère	Des dizaines à un milliers de nT

(Source : Raharinjatovo V., 2010)

### III.2.4 Schématisation du champ terrestre

En première approximation, le champ terrestre est celui d'un dipôle placé suivant une droite faisant avec l'axe de rotation un angle de  $11,5^\circ$  et orienté vers l'hémisphère sud. Cette structure schématique du champ magnétique terrestre est appelé champ de Gauss.



(Source : Michel C. 2002)

**Figure 13. Champ magnétique terrestre**

Le champ moyen vrai diffère du champ de Gauss qui n'a d'autre intérêt que de fournir un modèle facile à retenir.

Le champ réel est irréguliers et les pôles magnétiques vrais ne coïncident pas avec les pôles géomagnétiques et ne sont pas diamétralement opposés.

L'intensité du champ aux pôles nord et sud magnétique est de 0,6 et 0,7 Oe respectivement et sa valeur minimum, 0,25 Oe, se trouve au nord du Chili (où  $1 \text{ Oe} = 79,5775 \text{ A/m}$ ).

La ligne où l'inclinaison  $I = 0$  n'est jamais à plus de  $15^\circ$  de l'équateur.

La mise en plan des endroits d'égale inclinaison, déclinaison ou d'intensité magnétique donne des cartes isomagnétiques. Elles montrent les variations du champ géomagnétique à la surface de la terre.

### III.2.5 Valeur théorique du champ magnétique terrestre

Le champ magnétique terrestre en un point peut être calculé par plusieurs modèles mais on utilise généralement le modèle IGRF. La modélisation du champ magnétique terrestre est basée sur le développement en harmonique sphérique de son potentiel associé.

A l'heure actuelle, l'unité utilisée en prospection magnétique est le nanoTesla (nT), d'après l'inventeur renommé Nikola Tesla.

### III.2.6 Traitement des données magnétiques

Le traitement des données en prospection magnétique se base sur les corrections qui sont vraiment essentielles, comme la correction de dérive, d'altitude, du terrain, etc.

### III.2.7 Anomalie magnétique

On considère les hypothèses simplificatrices suivantes :

- ✓ le réseau considéré est de dimension assez restreinte pour qu'on puisse considérer que la surface terrestre est plane;
- ✓ l'intensité du champ d'anomalie  $\vec{B}_\alpha$  est petite devant celle du champ principal  $\vec{B}_p$ ;
- ✓ la direction du champ principal  $\vec{B}_p$  est supposée uniforme dans le domaine du réseau;
- ✓ les mesures sont faites dans un plan horizontal.

Soit Oxyz un trièdre où Ox pointe vers le Nord géographique, Oy vers l'Est et où Oz est la verticale ascendante. Le plan S de mesure étant par convention le plan de côte nulle, qui est vérifié dans notre cas puisque les mesures sont effectuées sur la surface de la mer, nous disposons de l'intensité mesurée  $B_T(x, y, 0)$ , la valeur mesurée réduite, et nous connaissons la direction  $\vec{P}$  du champ principal, ainsi que son intensité, par l'intermédiaire du modèle IGRF  $B_p(x, y, 0)$ ; dans ce plan l'anomalie de l'intensité  $A_b$  est :

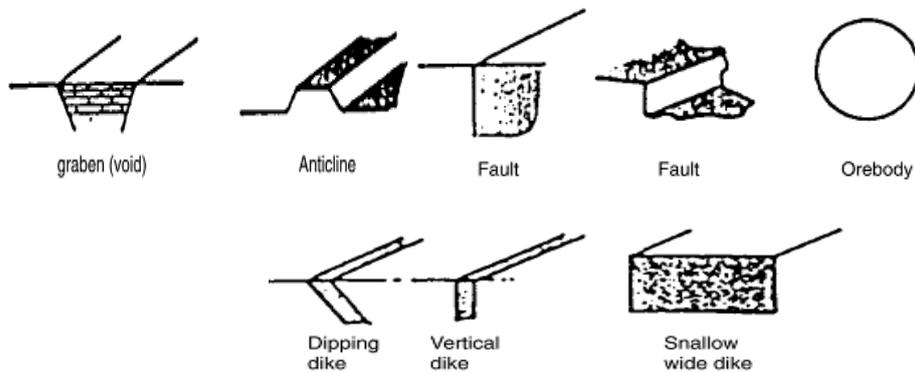
$$A_b = B_T - B_p$$

Qui est liée de façon générale au champ d'anomalie  $\vec{B}_\alpha$  par la relation :

$$A_b = \vec{B}_\alpha \cdot \vec{P}$$

### III.2.8 Application en exploration pétrolière

Dans le domaine pétrolier, la méthode magnétique constitue un outil de reconnaissance utilisé aux côtés des autres méthodes, notamment la gravimétrie, la sismique réflexion et la magnétotellurique. Elle permet de donner une illustration de la forme du bassin sédimentaire à partir des anomalies causées par des structures du socle ou à sa topographie et aussi nous permet de donner une idée en ce qui concerne la structure de la formation afin de détecter les pièges à pétrole possibles (pièges structurales, faille, plis).



(Source : Michel C. 2002)

**Figure 14. Modèle de sources de l'anomalie magnétique**

### III.3 MODE D'INTERPRETATION DES DONNEES

Vu que la mesure des propriétés physiques des roches en profondeur repose impossible, donc l'interprétation des données gravimétriques ou magnétiques est plutôt théorique. Très souvent plusieurs interprétations sont faites à partir d'une même série de données, en faisant varier le contraste de densité pour la gravimétrie. Puisque toutes ces solutions sont correctes tant que l'on considère uniquement les données géophysiques, on pourra ultérieurement choisir celle qui s'accorde le mieux avec les données géologiques. La carte d'anomalie de Bouguer et d'anomalie magnétique sont les résultats de la superposition des effets de structures géologiques situées à des profondeurs grandes, moyennes et superficielles. Cette carte renferme également des informations sur les discontinuités présentes dans le sous-sol. Lors de l'analyse, pour associer les anomalies observées à des structures particulières, plusieurs considérations seront prises en compte. Les anomalies positives sont associées soit à des intrusions de roches lourdes dans la croûte, soit à un relèvement du socle, soit à des roches sédimentaires denses. Les anomalies négatives sont associées soit à

des dépôts des roches légères dans la croûte, soit à un épaissement de la croûte, soit à un effondrement du socle pour la gravimétrie.

Les anomalies représentées par des iso-anomales fermées, chaque courbe iso-valeur dessinant une figure proche d'un cercle, sont caractéristiques des anomalies tridimensionnelles, sphérique. Ce modèle convient à l'étude des dômes, cuvettes et amas. Les anomalies représentées par des iso-anomales dessinant grossièrement des ellipses sont caractéristiques des structures cylindriques; ce modèle convient à l'étude des structures synclinale et anticlinale, filons et galeries.

Il existe deux méthodes d'interprétation en méthode gravimétrique autant qu'en méthode magnétique. A savoir la méthode d'interprétation directe et la méthode d'interprétation indirecte.

### **III.3.1 Méthode d'interprétation directe**

Qui est utilisée lorsqu'on a une connaissance de la géologie de la région d'étude et donc de la structure qui crée l'anomalie observée. Les paramètres physiques tels que densité et susceptibilité magnétique, et morphologiques permettent de construire un modèle et de calculer son effet. Cet effet est ensuite comparé avec l'anomalie observée.

Le modèle de départ est basé sur des structures de forme simple telles que les sphères, les cylindres et les prismes. On distingue les modélisations 2D, 2.5D et 3D.

### **III.3.2 Méthode d'interprétation indirecte**

Qui comporte un ensemble de techniques utiles pour la production des cartes de gradients du champ de pesanteur ou du champ magnétique, de prolongation du champ et autres cartes transformées, et qui fournissent chacune une information sur les paramètres de la géométrie de la source. Parmi ces méthodes on peut citer le prolongement vers le haut, la dérivée verticale et la déconvolution d'Euler. Comme au champ de la pesanteur on peut aussi utiliser le prolongement vers le haut pour le champ magnétique en particulier pour l'anomalie de l'intensité. Le prolongement vers le haut a pour effet d'atténuer les courtes longueurs d'onde et ainsi éliminer les effets des corps qui se trouvent près de la surface du sol.

**CHAPITRE IV**

**PRESENTATION DES DONNEES,  
TRAITEMENTS, MODELISATIONS ET SES  
INTERPRETATIONS**

# **CHAPITRE IV : PRESENTATION DES DONNEES, TRAITEMENTS, MODELISATIONS ET SES INTERPRETATIONS**

Après avoir présenté quelques données gravimétriques et magnétiques traitées dans cet ouvrage ; on va décrire les logiciels de traitement utilisés. Et principalement, cette partie est consacrée à l'interprétation des résultats des modèles obtenus dans le bassin central sédimentaire de Mahajanga. Signalons que la plupart des données sont confidentielles mais on utilise les données indispensables pour mettre à terme ce travail.

## **IV.1 PRESENTATION DES DONNEES**

### **IV.1.1. Présentation des données**

#### **IV.1.1.1 Données géologiques**

Concernant les données géologiques, les rapports de terrain sont à consulter sur place (BD OMNIS : AGIP, SPM et SHELL,...), carte géologique et structurale non modifiable, elle donne une vision globale de formation géologique de Madagascar à différentes échelles.

Pour le cas de la société SHELL, cette société a fait l'étude de trois structures telles que : Marovoay, Maky et Katsepy.

Pour les deux premières structures (Marovoay et Maky), le bassin de sédimentation Crétacé est conditionné et contrôlé par les phases failles et la rupture de Madagascar et Inde, favorisant la génération de système de demi-graben et horst, le basculement à l'Ouest du bassin avec le continent marin et sédiments mixtes.

La présence et le développement de cénomaniens/Albiens de formation de grès dans l'affleurement de l'exposition des indices d'huile et caractérise les paramètres physiques plus de 30% de porosité et plus de 1000 md de perméabilité.

Alors que pour la structure de Katsepy, les failles et l'éclatement de Madagascar et Inde dans le Crétacé, conduisent au basculement de l'Ouest de Madagascar, en favorisant différents systèmes de blocs failles en générant les structures sédimentaires des zones intéressantes.

La poursuite de la phase de marge passive dans le Crétacé souligne les systèmes de progradation déterminés par des zones d'intérêt stratigraphiques dans le bassin Crétacé.

#### IV.1.1.2 Données de forages

L'opération sur l'étude de résultats des forages dans ce bassin est basée sur l'étude stratigraphique. L'objectif est de faire ressortir les informations contenues dans les résultats de forages comme la lithologie, l'épaisseur et la profondeur, qui sont utiles lors de l'interprétation. Les résultats des forages comme : lithologie, résultats pétrolier, existence ou non des indices d'hydrocarbures ou de gaz nous donnent des idées pour les interprétations.

Complétant la carte géologique, il existe des données provenant de cinq forages localisés sur la zone étudiée :

-- TUILERIE-1 (SPM - 1965) : X = 1 130,24 et Y = 404,025 (Laborde), arrêté à la 2650m dans l'Isalo (Lias probable)

--SOFIA-1 (CONOCO – 1972) : X = 1177,5 et Y = 475,665, arrêté à 3026 m, probablement dans la fin de Lias.

-- IHOPY-1 (SPM – 1963) : X = 1050,44 et Y = 332,563, arrêté à 827 m, atteint le socle.

-- MAROVOAY-1 (SHELL – 1992): X =420 266,70 et Y= 1 122 954,09 , arrêté à 4075 m en touchant le socle.

-- ANKARA-1 (SHELL – 1992): X =404674,445 et Y=1139843,475(Laborde), arrêté à 3350 m dans l'Isalo.

La plupart de ces forages n'ayant pas atteint le socle géologique et magnétique ne fournissent malheureusement aucun calage en profondeur pour le magnétisme.

Notons que la TUILERIE n'a pas traversé de terrains volcaniques tandis que SOFIA a rencontré des niveaux de silts pyroclastiques sur une centaine de mètres. La série traversée est, par ailleurs, fortement argileuse.

**Tableau 5. Résumé de travaux de forage de Marovoay-1**

Compagnies	SHELL
Date de forage	1992
Coordonnées	X=420266,70 et Y=1 122 954,09
Profondeurs	4075 m
Formation final atteinte	Socle
Objectifs	Tester les grès de l'Isalo et de la Sakamena dans une fermeture de piège et de pénétrer complètement la séquence de Karoo
Résultats obtenues	La section Karoo contenait des indications traces seulement, et a montré un développement de réservoir pauvre, des indices d'huiles encourageants ont été rencontrés dans les grès du Crétacé, qui cependant sur le test a donné des traces d'huile seulement. Le socle a été pénétré à 4056 m. Notons que le groupe de la Sakamena n'est pas représenté dans ce puits ; l'Isalo est alors en discordance directe avec le socle dans le horst du Marovoay

**Tableau 6. Résumé de travaux de forage d'Ankara-1**

Compagnies	SHELL
Date de forage	1992
Coordonnées	X =404674,445 et Y=1139843,475
Profondeurs	3350 m
Formation final atteinte	Isalo
Objectifs	Tester les réservoirs intra-Karoo dans une structure fermée par des failles dans le graben d'Ankara
Résultats obtenues	Aucun indice d'huile n'a été observé tout au long de la séquence pénétré ; seulement des traces dispersées de gaz (<10 ppm) ont été rencontrés dans la formation Karoo. Le puits a pénétré une séquence épaisse de Karoo, constituée d'une alternance de grès, parfois argileux et de mudstone. La porosité des grès varie d'une moyenne de 20% à 25%, dans la partie supérieure à une moyenne de 10% dans la partie inférieure.

**Tableau 7. Résumé de travaux de forage de Sofia-1**

Compagnies	CONOCO
Date de forage	1972
Coordonnées	X = 1177,5 et Y = 475,665
Profondeurs	3026 m
Formation final atteinte	Lias probable
Objectifs	Pour obtenir de l'information régionale, stratigraphique et structurale dans le bassin de Mahajanga mais aussi pour tester le grès du Crétacé, le calcaire du Jurassique et le grès de l'Isalo.
Résultats obtenues	Des faibles indices d'huiles dans le grès du Crétacé (Albien) et calcaire du Dogger. Le Dogger et la partie pénétrée de Karoo ne contiennent pas de développement significatif du réservoir. Notons que ce puits a rencontré des niveaux de silts pyroclastiques sur une centaine de mètres. La série traversée est, par ailleurs, fortement argileuse avec un COT variant de 0.6 à 1.5%.

**Tableau 8. Résumé de travaux de forage de Tuilerie-1**

Compagnies	SPM
Date de forage	1965
Coordonnées	X = 1 130,24 et Y = 404,025
Profondeurs	2650m
Formation final atteinte	Lias probable
Objectifs	Ce puits a été foré pour explorer; en position paléogéographique favorable et sur le périclinal Nord d'une structure fermée, les réservoirs du dogger et la formation Karoo.
Résultats obtenues	Présence d'une émulsion de gaz inflammable dans le dogger et les indices d'huiles dans le Crétacé et l'Isalo. Les basaltes turoniens sont absents. Le Crétacé supérieur est comparable aux affleurements tandis que le Crétacé inférieur est représenté seulement par l'Albo-aptien argileux. Le Jurassique supérieur est réduit à 24 m de Callovien et le Dogger est formé par des calcaires. Une lacune de toarcien (au moins sous son facies marin) a été constatée. La série de l'Isalo est gréseuse et contient quelquefois des schistes limoneux

**Tableau 9. Résumé de travaux de forage d'Ihopy-1**

Compagnies	SPM
Date de forage	1963
Coordonnées	X = 1050,44 et Y = 332,563
Profondeurs	827 m
Formation final atteinte	Socle
Objectifs	Vérifier et d'étudier la structure, donnée par la gravimétrie et de tester les carbonates du Dogger et le réservoir de Karoo.
Résultats obtenues	Présence des traces de bitume et des émissions de gaz limitée, atteint le socle qui est constitué de quartzo- phyllade et des filons de dolomite à 769.50m.

#### **IV.1.1.3 Données gravimétriques [2]**

Des campagnes gravimétriques ont été menées dans le bassin de Mahajanga par la SPM en 1957, 1961 et 1963 sur deux permis de l'époque (MITSINJO et PORTBERGE). La partie sud-ouest de l'étude actuelle ( $X < 1\ 100$  et  $Y < 400$ ) n'est pas couverte par ces levés. D'autre part, il ne s'agissait que d'une gravimétrie de reconnaissance levée le long des pistes principales. On a donc une densité de station satisfaisante le long des profils qu'on a étudié ; par contre, l'espacement entre profils est très variable (de 10 à 30 km). Tout en tenant compte de cette limitation, ils ont tiré un certain support de la gravimétrie lors de l'interprétation des données de magnétisme et les conclusions exposées dans leur rapport proviennent de la synthèse des informations de gravimétrie et de magnétisme.

#### **IV.1.1.4 Données magnétiques [5]**

AGIP a interprété en 1984 des données d'Airmag couvrant la surface de son permis et issues de la synthèse de trois acquisitions différentes. En ce qui concerne la présente étude, ces données nous ont permis d'avoir une idée de l'évolution du Bassin de Mahajanga. L'interprétation AGIP est donc reportée à titre indicatif car ils n'ont pas pu contrôler sa validité.

En 1987, AEROSERVICE a réalisé une importante campagne d'aéromagnétisme à la demande de l'OMNIS, divisée en trois zones. Ce rapport s'attache à l'interprétation des données d'une partie de la zone centrale.

La réponse magnétique très haute fréquence et haute amplitude des coulées volcaniques très étendues masquant celle du socle profond, plus basse fréquence et amplitude beaucoup plus faible, un retraitement des données a été nécessaire pour pouvoir entreprendre l'interprétation du

socle. Après des tests sur quelques profils, ils ont choisi un filtrage passe-bas avec une fréquence de coupure de 0.5 rad/km (soit une longueur d'onde d'environ 14 km).

#### **IV.1.1.4.1 Marqueurs Magnétiques**

Un premier examen, essentiellement qualitatif, des cartes (champ résiduel, dérivée seconde) et de quelques profils permet de distinguer des zones de caractéristiques magnétiques différents. Ces différences sont dues à des variations d'amplitude et de fréquence des anomalies magnétiques et peuvent révéler des variations de lithologie, de profondeurs ou d'épaisseurs du matériel magnétique.

On a pu identifier les marqueurs suivants :

- le socle cristallo métamorphique,
- les coulées de Basalte (connues à l'affleurement),
- des dykes,
- des intrusions plus profondes.

## **IV.2 PRESENTATION DES LOGICIELS DE TRAITEMENT DES DONNEES**

Le traitement des données se fait par des logiciels spécifiques qui sont vraiment très utiles pour les géophysiciens, les géochimistes ainsi que les ingénieurs de forage. Les données géophysiques sont traitées avec le logiciel Geosoft (Oasis Montaj 6.4.2) et les différentes cartes sont réalisées avec le logiciel ArcGis10.

### **IV.2.1 Oasis Montaj 6.4.2**

L'Oasis montaj est un logiciel de traitement de données et de cartographie ultra performant qui répond aux besoins spécifiques de l'investigation et de l'exploration des Sciences de la Terre. Il permet une analyse rapide, afin de contribuer à la résolution de problèmes au quotidien et de faciliter ainsi la prise de décision. Oasis montaj est utilisé par les géoscientifiques pour :

- Le traitement, l'analyse et le contrôle qualité de données provenant de prospections gravimétriques et magnétiques aéroportées, marines ou terrestres.
- La génération et l'évaluation de cibles en exploration minière.
- L'exploration de gisements potentiels pétroliers et gaziers.
- La détection de projectiles non explosés (UXO).
- La caractérisation géologique et hydrologique des sous-surfaces
- La caractérisation de sites environnementaux

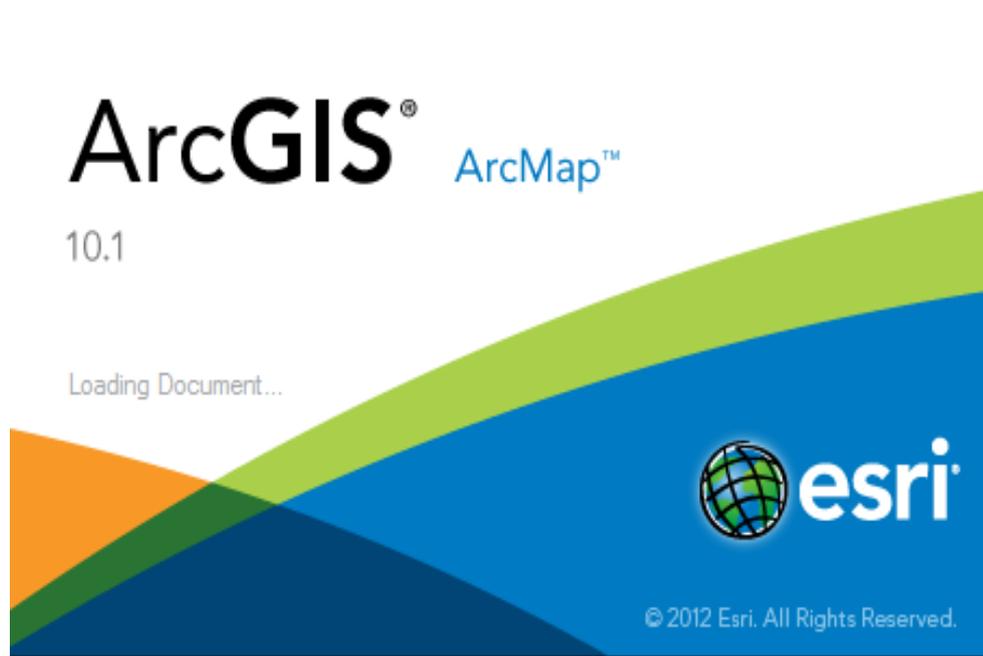
- L'investigation sur sites archéologiques
- L'océanographie.



**Figure 15. Présentation du logiciel Oasis Montaj 6.4.2 de GEOSOFT**

#### **IV.2.2 L'ArcGis10.1**

C'est un logiciel SIG (Système d'Information Géographique) permettant de visualiser, d'interroger, d'analyser et de mettre en page les données. L'ArcGis est un système regroupant des logiciels clients tels qu'ArcView, ArcEditor, ArcInfo et ArcExplorer et des logiciels serveurs ArcSDE et ArcIms. Il fournit des outils interactifs pour explorer, sélectionner, afficher, éditer, analyser, symboliser et classifier les données ou pour créer automatiquement, mettre à jour ou gérer les métadonnées grâce aux composants ArcCatalog, ArcMap et ArcToolBox.



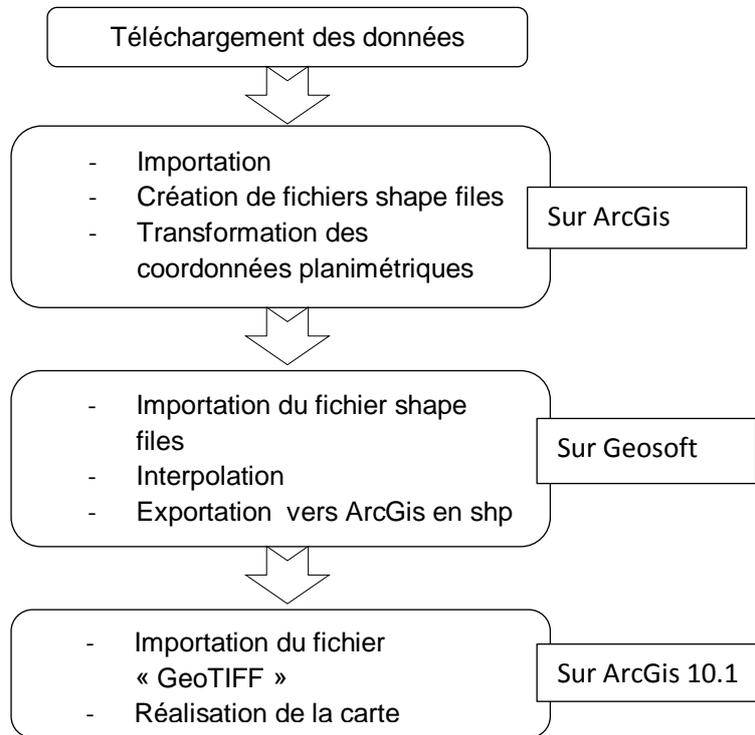
**Figure 16. Présentation du logiciel ArcGis 10.1 d'ESRI**

## **IV.3 TRAITEMENTS DES DONNEES**

### **IV.3.1 Elaboration des cartes**

Le traitement se fait à l'aide du logiciel Oasis Montaj 6.4.2 puis l'image a été exportée vers le logiciel ArcGis10 qui permet la superposition des différentes données en vue de l'élaboration de la carte.

L'organigramme ci-dessous montre les étapes de traitements des données :



**Figure 17. Organigramme de l'étape de traitements**

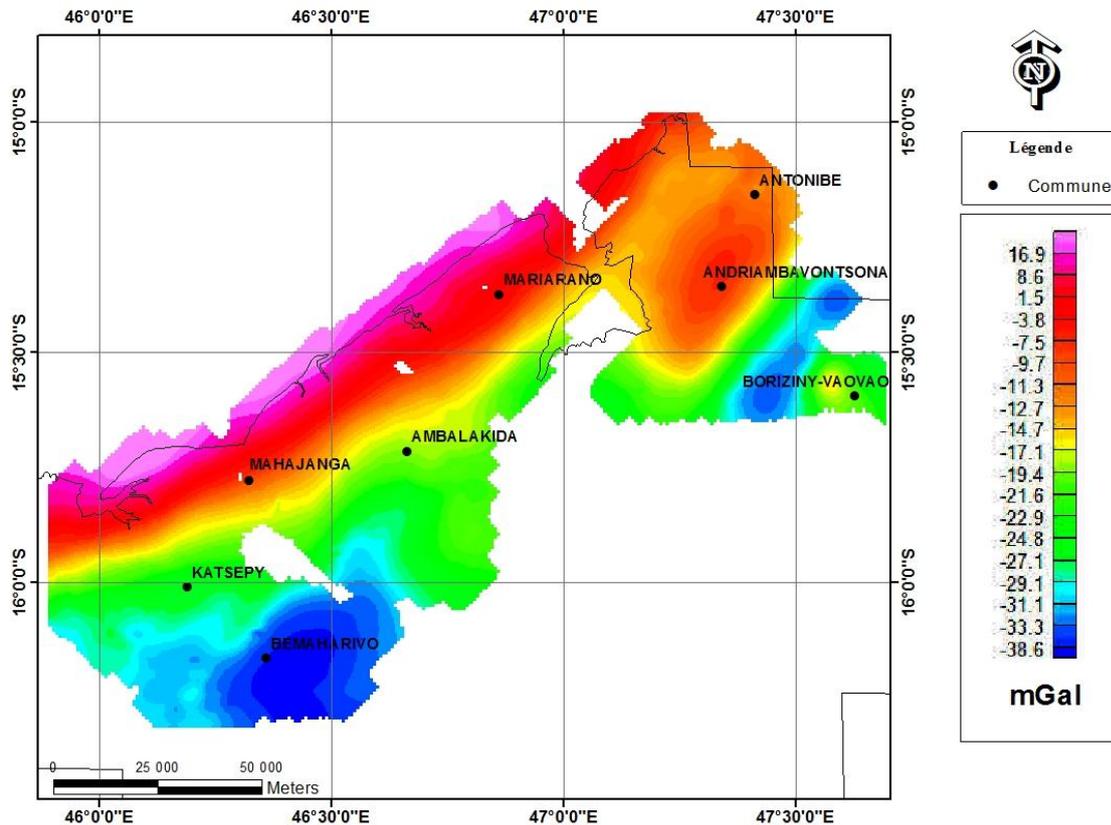
### **IV.3.2 Traitement et interprétation gravimétriques**

#### **IV.3.2.1 Interprétation qualitatives des données gravimétriques**

La valeur des anomalies en chaque station peut correspondre à l'un de ces signes :

- Les anomalies positives traduisent un excès de masse (la roche perturbatrice ayant une densité plus élevée que la roche encaissante)
- Les anomalies négatives qui montrent un défaut de masse (structure de faible densité situé par rapport à la roche encaissante)

Les valeurs négatives sont produites probablement par la présence d'un corps léger (comme la présence de gisement pétrolière), mais interprétable aussi comme la diminution de la densité moyenne des formations du sous-sol tandis que les valeurs très élevées correspondent à la présence d'un corps lourd. La figure ci-après nous montre la variation spatiale de l'anomalie gravimétrique de notre zone d'étude.



**Figure 18. Carte d'anomalie gravimétrique du Bassin central de Mahajanga**

A première vue, notre carte d'anomalie gravimétrique présente quelques anomalies distinctives :

- Une zone à anomalie positive qui s'allonge sur la partie littorale et s'étend du Nord-Est au Sud-ouest.
- Deux lobes à anomalies négatives, au Nord Est de la zone une anomalie de la forme elliptique et au Sud une anomalie de la forme arrondie, les deux anomalies sont de l'ordre de -30mGal.

Du point de vue intérêt pétrolière, les zones des anomalies négatives sont probables aux accumulations pétrolières. Notre première indication intéressante serait l'axe négative reliant les deux villages Boriziny-vaovao et Andriambavontsona dans la partie Nord Est de notre zone d'étude qui s'allonge avec une orientation SO-NE. Il est probable que des pièges pétroliers soient présents le long de cet axe.

Au Sud de la zone, culminant une valeur de -38mGal, une autre anomalie de forme circulaire intéressante apparaît à l'aplomb du village de Bemaharivo.

### IV.3.2.2 Signal analytique

Le signal analytique est constitué par le gradient horizontal et vertical de l'anomalie gravimétrique. Le signal analytique est défini par la formule ci-après,

$$F = \sqrt{\left(\frac{\partial f}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial y}\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial z}\right)^2}$$

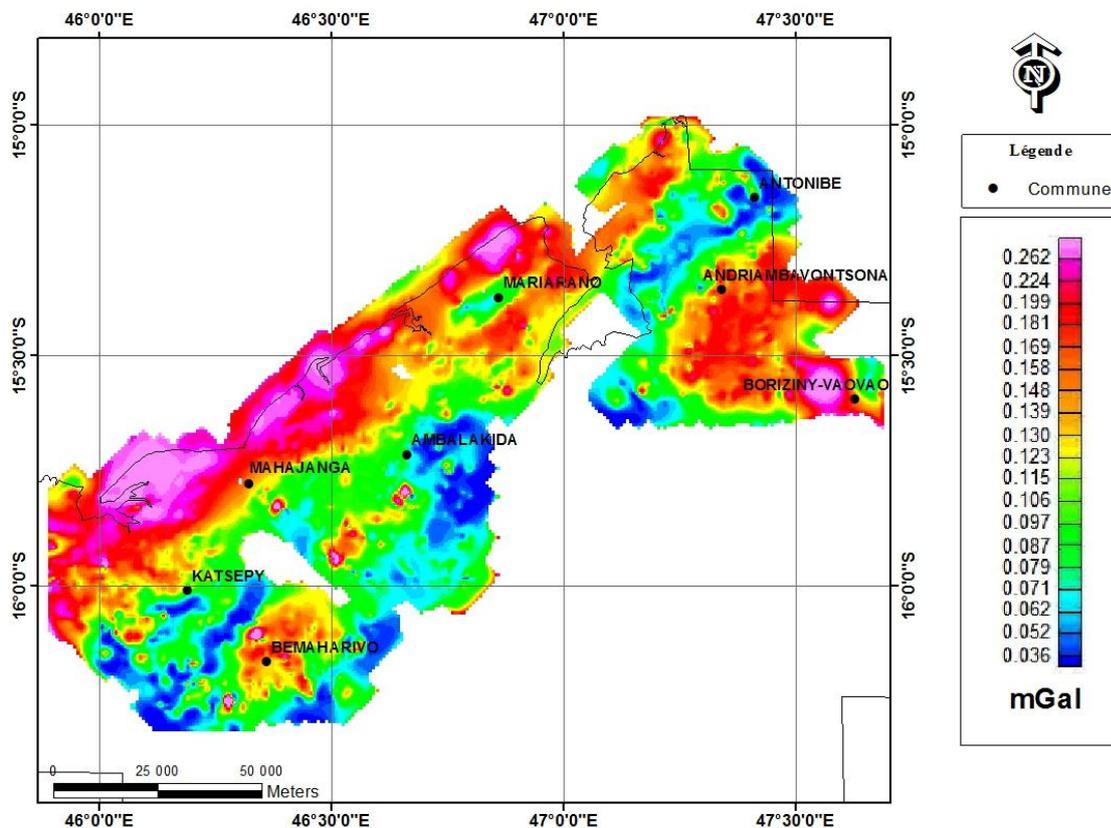


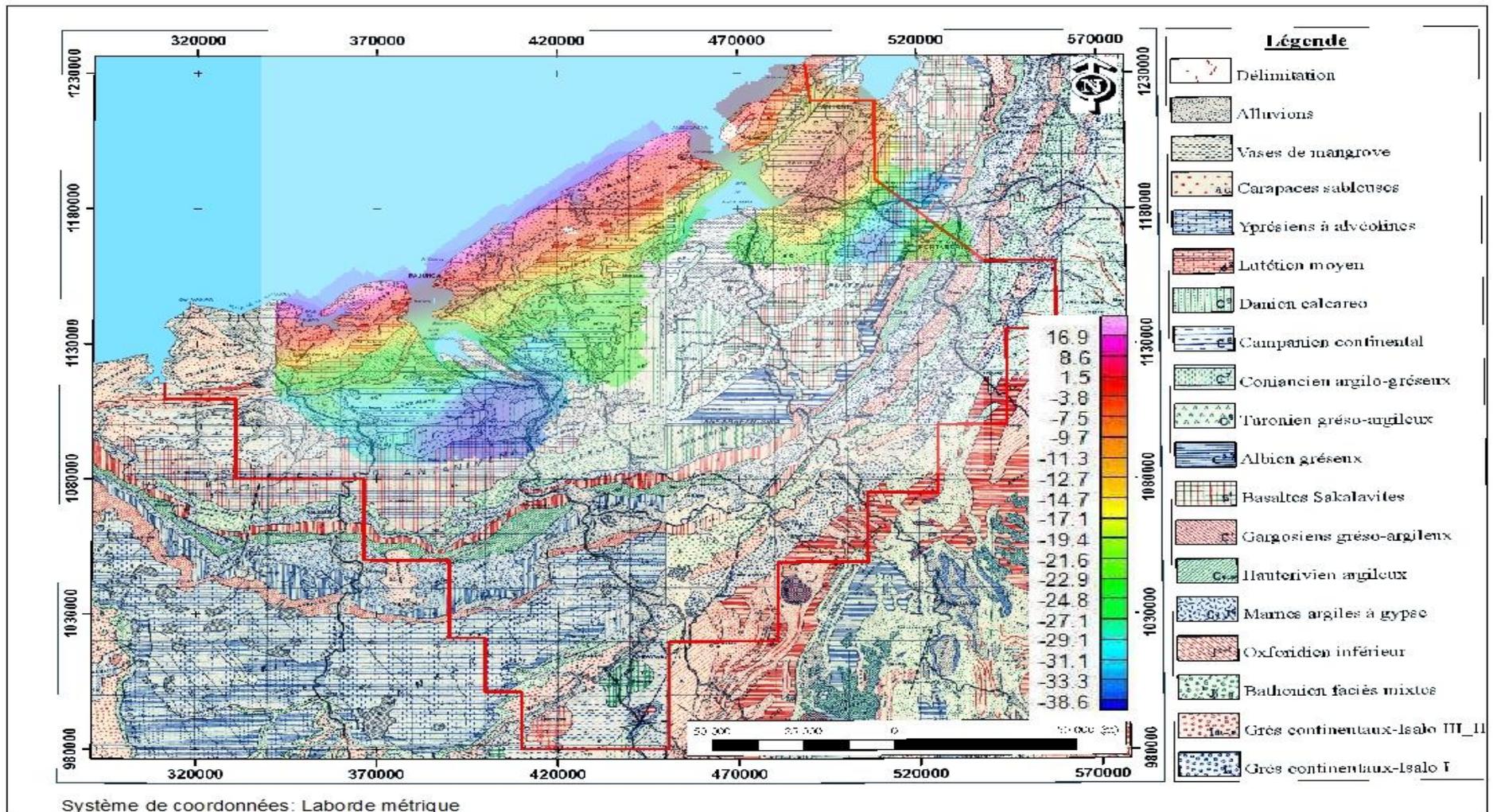
Figure 19. Carte du signal analytique du Bassin central de Mahajanga

On remarque que les deux zones d'anomalie de Bouguer négatives identifiées auparavant (Figure 18) sont correspondes a une forte valeur d'anomalie signal analytique, ceci montre que la source d'anomalie est moyennement profonde. Par contre le long de littorale est toujours anomalie positive, ceci confirme l'existence des excès de masses le long de cette littorale.

### **IV.3.2.3 Superposition de la Carte géologique et la Carte gravimétrique**

La figure suivante nous montre la superposition entre l'anomalie de Bouguer et la géologie de la région répartissant les anomalies négative et positive. La forte valeur d'anomalie de Bouguer négative localisée tout près de Bemaharivo et aux environs immédiats de Boriziny-vaovao correspond à la formation sable bitumeux observable en surface, ces zones doivent avoir des intérêts particuliers en termes d'accumulation pétrolière.

La forte valeur d'anomalie de Bouguer positive est localisée sur le long du littoral Ouest, elle est constitué par des formations tertiaires, soit de nature calcaire ou des sables non consolidés.



**Figure 20. Carte de superposition de l'anomalie gravimétrique avec la géologie**

### IV.3.3 Traitement et Interprétation magnétiques

#### IV.3.3.1 Interprétation qualitatives des données magnétique

La réalisation de la carte d'anomalie magnétique est semblable à celle de l'anomalie de Bouguer et traiter par les mêmes logiciels. Nous avons plus de 5700 points de levé et l'interpolation a été réalisée par méthode de krigeage avec une maille régulière de 300m.

- Les valeurs de l'anomalie observées varient de -65,0 à 137,8 nT, dans laquelle l'anomalie positive domine dans la majeure partie de la zone d'étude et un lobe de la forme circulaire d'anomalie négative.
- Une forte anomalie positive de forme ovale, de direction Ouest - Est, qui se trouve dans la partie centrale entre Ambalakida et Mariarano de la zone d'étude. Elle pourrait être interprétée comme une intrusion basaltique dans laquelle le taux de magnétite est très élevé.
- La partie au environ de Katsepy, Bemarivo et Mitsinjo est dominée par des anomalies magnétiques négatives plus ou moins uniforme.

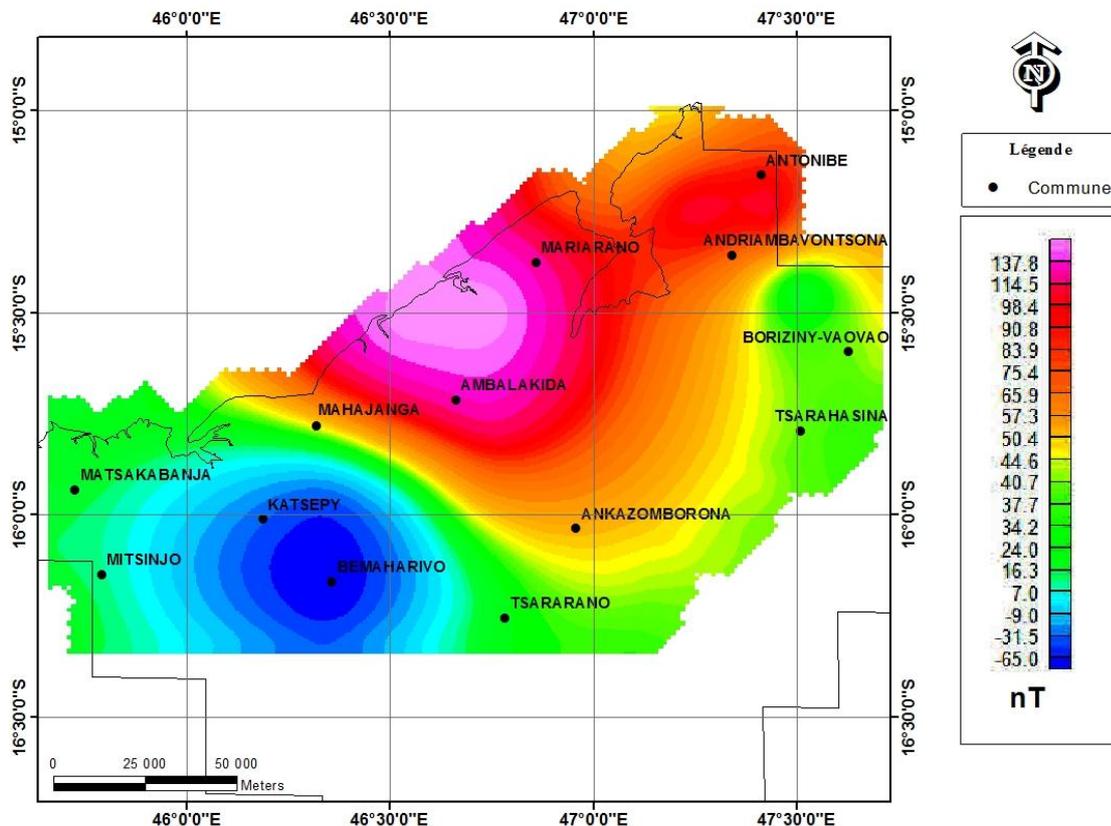


Figure 21. Carte d'anomalie magnétique du Bassin central de Mahajanga

### IV.3.3.2 Signal analytique

L'indépendance de la direction d'aimantation des sources magnétiques est une caractéristique importante du signal analytique. Son amplitude est simplement liée à l'amplitude de la magnétisation. La carte ci-après montre l'anomalie du signal analytique du champ magnétique.

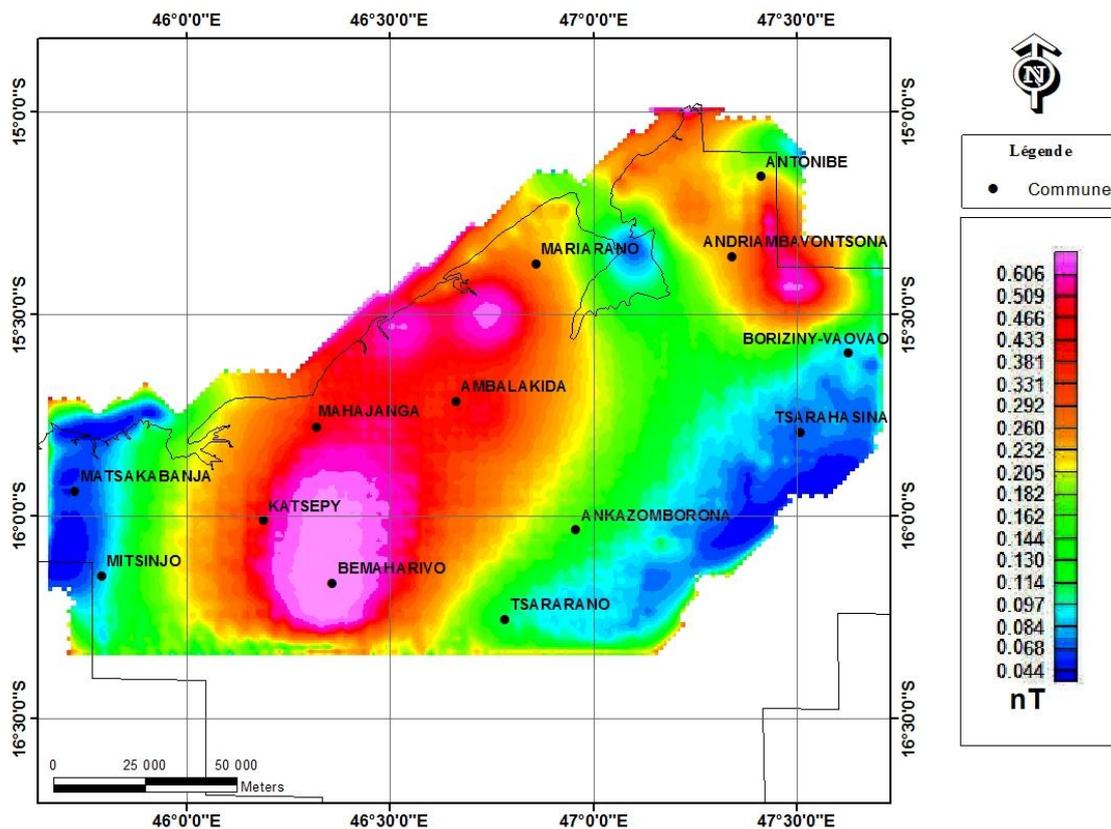


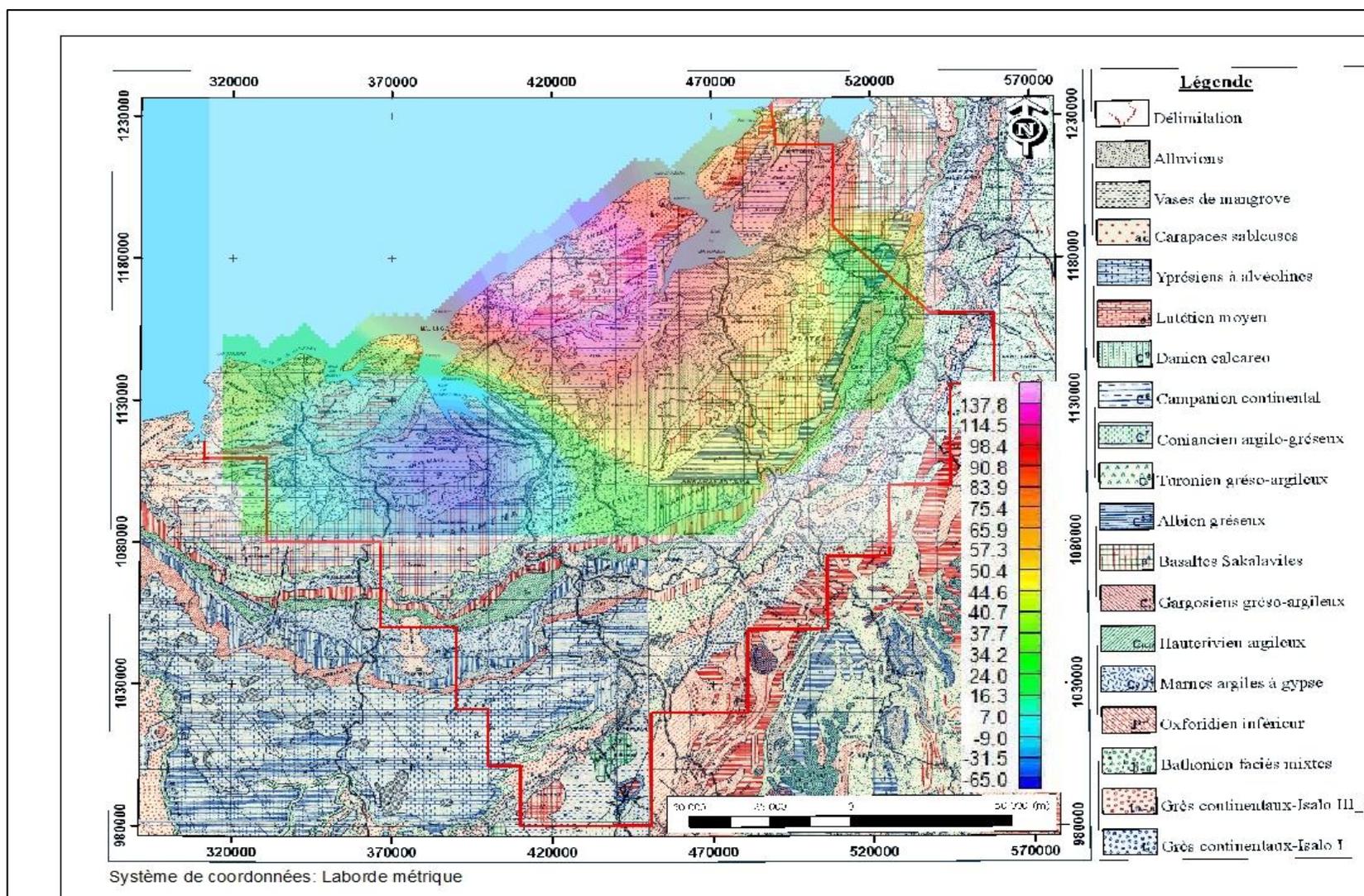
Figure 22. Carte du signal analytique du Bassin central de Mahajanga

La carte du signal analytique obtenue nous a permis de délimiter les différentes formations géologiques. Dans le cas général, Les formations ayant des signaux analytiques élevés se caractérisent par des intrusions basaltiques:

- la zone Sud comporte plusieurs secteurs à valeur de signal analytique élevée due aux intrusions basaltiques de Bemarivo, katsepy et d'autre aux alentours ;
- sur la côte Nord-Ouest, ces valeurs sont relativement faibles, elles correspondent aux bassins constitués par des mangroves et des sables. Cette zone présente la flexure Ouest du bassin ;
- entre la région de Tsararano jusqu'à Boroziny- Vaovao, les anomalies restent toujours faibles et suit une direction régionale de NE-SW.

#### **IV.3.3.3 Superposition de la Carte géologique et la Carte Magnétique**

La carte de l'anomalie magnétique nous donne plusieurs anomalies, qui se répartissent dans le bassin central de Mahajanga, avec une anomalie magnétique qui varie de 137,8 à -65 nT. L'interprétation quantitative de la méthode est basée sur le fait que le contraste de susceptibilité magnétique le plus important est celui existant à l'interface Socle-Sédimentaire. Or, la présence de la série basaltique interstratifiée et l'existence de nombreuses intrusions correspondent à une forte anomalie magnétique.



**Figure 23. Carte de superposition de l'anomalie magnétique avec la géologie**

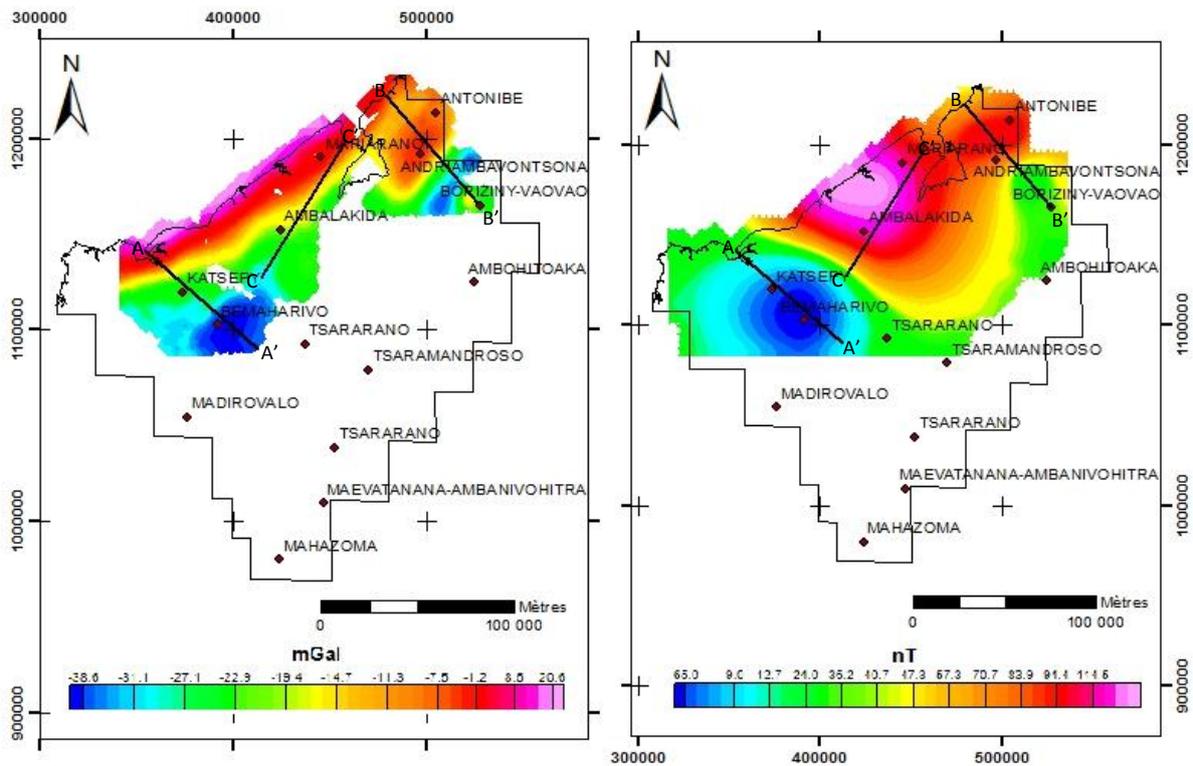
## **IV.4 MODELISATIONS 2D ET SES INTERPRETATIONS**

L'interprétation quantitative des données consiste à obtenir un modèle de structure du sous-sol comportant des différentes couches en précisant leurs paramètres physiques dont la densité et la susceptibilité magnétique, et leurs épaisseurs correspondantes. Pour ce faire, on procédera à une interprétation directe des anomalies par une modélisation 2D.

### **IV.4.1 Choix du profil à modéliser**

Normalement l'interprétation est effectuée à partir des profils tracés perpendiculairement à l'allongement principal de la structure à étudier. Les profils choisis doivent déborder largement de la zone où la structure est supposée comme étant la source de l'anomalie pour tenir compte de l'effet des roches proches ou éloignées.

Nos profils ont été choisis de telle sorte qu'ils traversent des anomalies négatives pour la gravimétrie et de l'anomalie négative ou positive pour le magnétique, ceci est dans le but de mettre en évidence le corps léger causant cette anomalie négative et des intrusions pour le cas de l'anomalie positive qui peut être un piège pour la recherche des prospectifs pétrolifères. Par conséquent, on a l'intérêt de voir des modélisations des différentes formations sous les deux profils AA' et BB', de plus nous regardons également la variation des formations sur le long de notre zone d'étude, d'où la réalisation du profil CC'.



(a) profil gravimétrique

(b) profile magnétique

**Figure 24. Profil du Nord au Sud**

#### IV.4.2 Technique de modélisation

L'interprétation d'un profil ne conduit pas à une solution unique et l'interprétation 2,5D est rarement univoque. La confrontation des modèles gravimétriques et magnétiques avec la géologie est donc indispensable pour déterminer un modèle réaliste.

La modélisation du sous-sol est effectuée par le logiciel Oasis Montaj, grâce au programme de modélisation 2D incorporé « GM-SYS ». La modélisation des profils gravimétriques et magnétiques se fait simultanément. Le calcul des anomalies tient compte des contrastes de densité et de susceptibilité magnétique des corps comprise entre une telle distance de profondeur. Ils sont basés sur les structures et les formations géologiques rencontrés dans la zone d'étude.

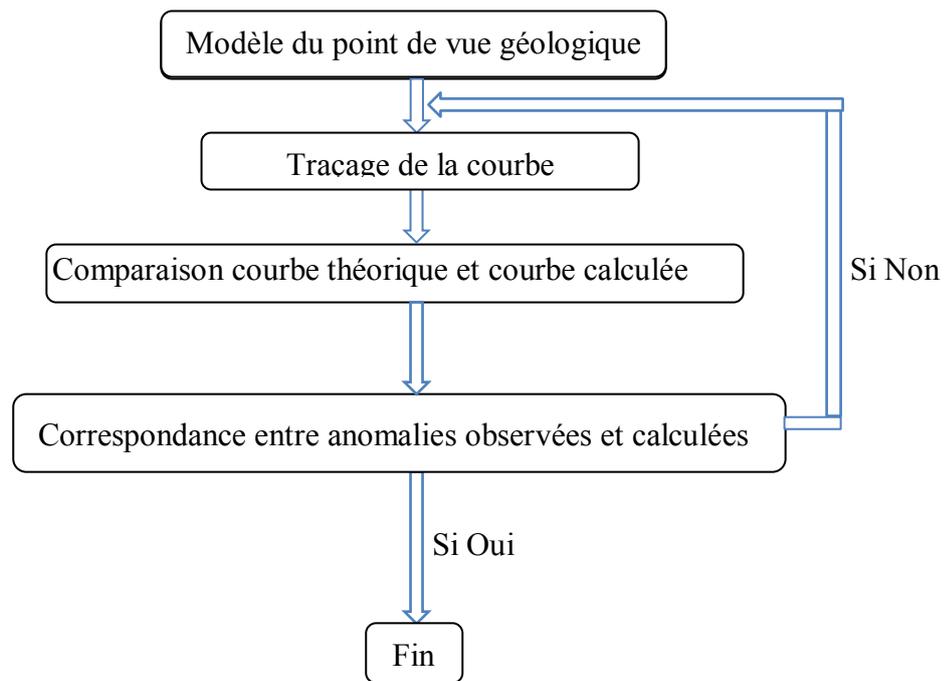
Dans la pratique, l'interprétation s'effectue en quatre étapes :

- Construction d'un modèle raisonnable du point de vue géologique,
- Tracée de la courbe théorique des anomalies provoquée par ce modèle,

- Comparaison entre la courbe expérimentale et la courbe calculée,
- Modification du modèle pour améliorer la correspondance entre les anomalies observées et calculées et retour à l'étape 2.

Le processus est itératif et la bonne correspondance entre les anomalies observées et calculées est progressivement améliorée.

L'organigramme ci-après nous résume les étapes à suivre pour l'interprétation :



**Figure 25. Organigramme de la modélisation**

Dans la modélisation 2,5D proprement dite, chaque modèle présente cinq couches dont les paramètres utilisés sont les valeurs moyennes pour l'ensemble du bassin sédimentaire et la nature de la roche. Chaque type de roche a sa densité et sa susceptibilité magnétique. Nous représentons les paramètres physiques de chaque couche dans le tableau 10.

**Tableau 10. Paramètres physiques des couches présentes dans la modélisation 2D**

<b>Couche</b>	<b>Densité (D) en g/cm<sup>3</sup></b>	<b>Susceptibilité magnétique (S) en cgs</b>
1	2.7	0.0071
2	2.5	0.00066
3	2.4	0.00045
4	2.35	0.00035
5	2.1	0.000066

#### **IV.4.3 Interprétation du modèle A-A'**

Une modèle est proposée dans la partie Sud de notre zone d'étude, Sur la coupe AA' passant par Katsepy et Bemaharivo, avec une longueur totale plus de 75Km. Il est orienté de Nord-Ouest et Sud-Est.

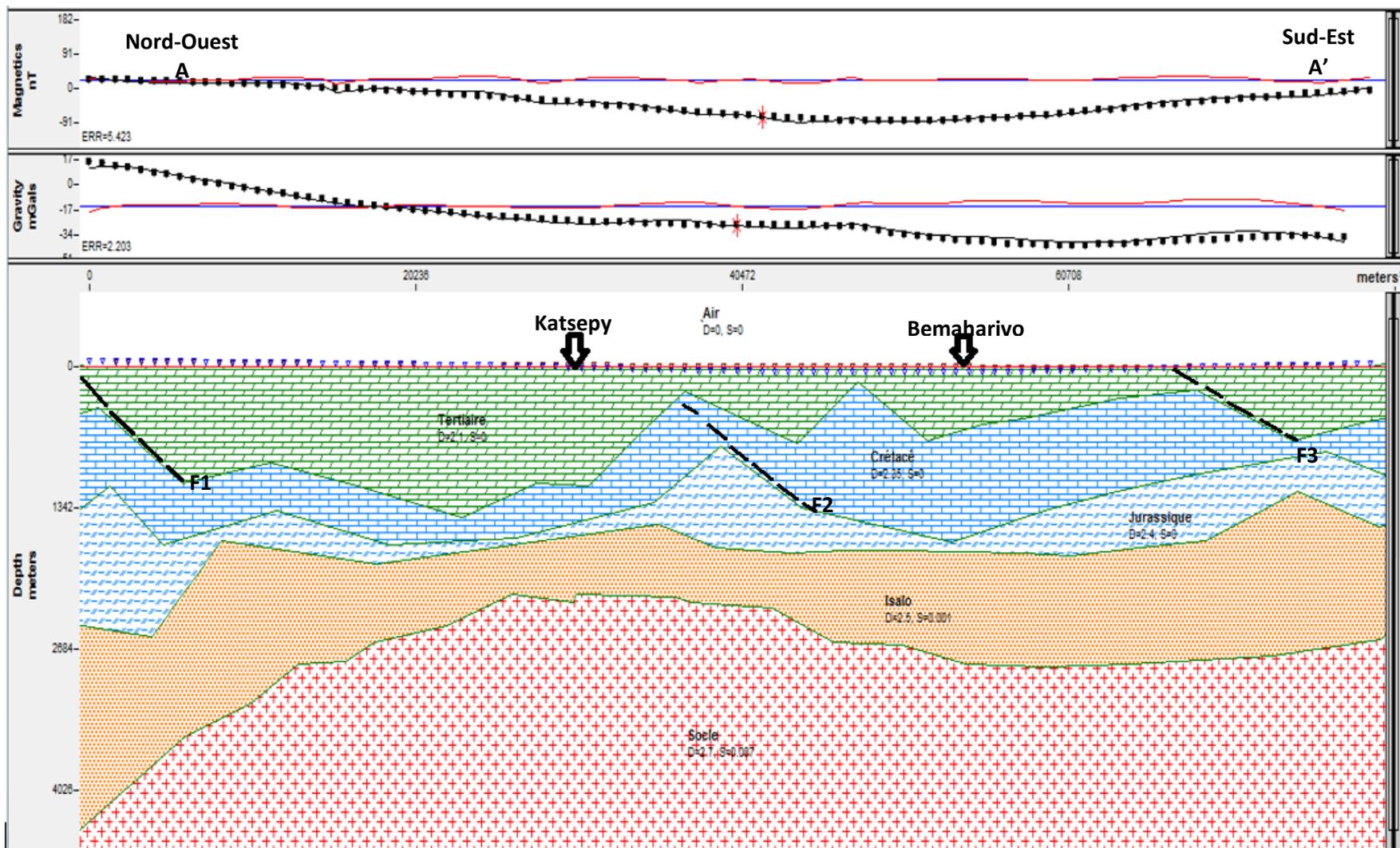


Figure 26. Modèle de la coupe AA'

En général, l'allure des courbes des anomalies gravimétrique diminue du début jusqu'à la fin du profil, elle commence par une valeur d'anomalie positive de l'ordre de 16.9mGal et se termine dans le partie Est par une valeur d'anomalie négative de l'ordre de-38.6mGal. En terme d'anomalie magnétique, il commence par l'anomalie positive de l'ordre de 10nT et diminue progressivement jusqu'à -40nT dans la partie centrale du profil, puis augmente jusqu'à la fin du profil.

La coupe AA' nous montre cinq successions des couches identifiées par des valeurs de densité et de susceptibilité magnétique différente. L'erreur entre les valeurs calculées et celle observées est très faible, ce qui indique la bonne qualité de notre modélisation.

La première couche est marquée par la valeur de densité 2,7 et de susceptibilité 0,0071. Elle constitue le substratum rocheux (ou socle) de la zone d'étude. On remarque une montée importante du socle du début de profil jusqu'au point d'abscisse X= 56800m.

Le Socle est surmonté par la formation d'Isalo caractérisé par une valeur de densité 2,5 et de susceptibilité 0,00066. Cette deuxième couche doit avoir des épaisseurs très variables, elle varie de 700m à 1900m tout au long du profil, cette épaisseur de l'ordre de 700m se trouve au centre et qui va s'épaissir aux deux extrémités. Ces épaissements pourraient être des localités favorables à l'accumulation du prospect pétrolier. On remarque deux endroits favorables à l'accumulation pétrolière dans cette couche, ils sont localisés respectivement aux voisinages des points d'abscisses X= 46337.5 m à la fin de notre profil et du début jusqu'au point X= 20230.

La couche 3, cette troisième couche est de nature Jurassique, caractérisée par une densité de 2,4 et de susceptibilité magnétique 0,00045 et elle constitue la roche réservoir. Elle a une épaisseur plus mince part apport au quatre autre couche sauf dans deux endroit de ce profil. On remarque que ces deux endroits sont favorable à l'accumulation d'hydrocarbure dans cette couche, le premier est localisé au début de notre profil jusqu'au point X=8800 m et le second se situe entre X= 36800 m à X= 53350 m.

La quatrième couche est identifiée par sa nature géologique datée du Crétacé avec sa valeur de densité de l'ordre de 2.35 et de susceptibilité magnétique 0,00035. L'épaisseur de cette couche est très variable allant de 300 à 1000m, mais à partir du point d'abscisse X=44100m à X=69900m elle est plus épaisse part apport aux autres.

La dernière couche superficielle ayant une densité de 2.1 et de susceptibilité magnétique 0.000066, elle est une formation tertiaire de nature alluvionnaire, on remarque que leur épaisseur est très variable le long du profil mais beaucoup plus puissant dans la partie Nord-Ouest.

#### **IV.4.4 Interprétation du modèle B-B'**

Ce profil se situe dans la partie Nord de notre zone d'étude, traversant une anomalie gravimétrique négative et forte valeur d'anomalie magnétique. Sa longueur est totale est environ 75km. Il est presque parallèle au profil AA'. Le résultat de la coupe obtenue est présenté par la figure 27.

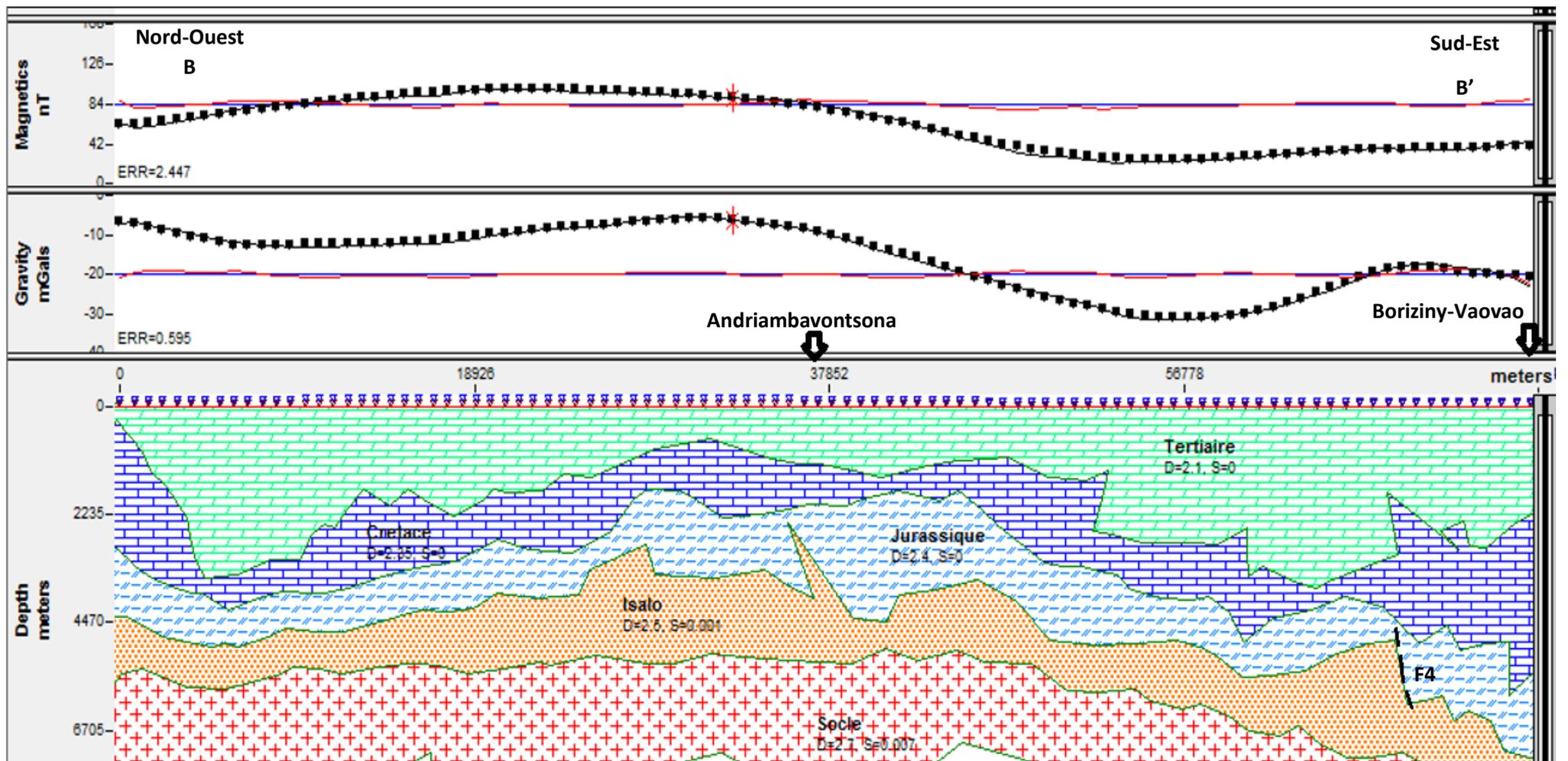


Figure 27. Modèle de la coupe B

La modélisation obtenue met encore en évidence cinq formations différentes avec des mêmes valeurs de densités que celle de la coupe AA' mais les valeurs susceptibilités magnétiques sont légèrement différentes, ceci est due aux taux de magnétite rencontrés dans chaque formation. Ces formations, de bas en haut, sont : le socle, l'Isalo, le Jurassique, le Crétacé et Le Tertiaire.

L'erreur entre les valeurs calculées et celles observées est très faible, ce qui indique la bonne qualité de notre modélisation, valorisant ainsi la fiabilité de la modélisation.

La couche 1, représente le socle, de densité égale à 2,7 et de susceptibilité magnétique 0,0071. Elle est localisée moyennement à 6000m de profondeur.

La couche 2 est de nature Isalo, elle est caractérisée par une densité de 2,5 et de susceptibilité magnétique 0,00066. Elle est de la forme anticlinale, et sa puissance est presque identique le long du profil, elle est de l'ordre de 1450m. Cette couche est identifiée comme une formation gréseuse et constitue probablement la roche mère de la zone.

La couche 3 est de nature Jurassique, caractérisée par une valeur de densité 2,4 et de susceptibilité magnétique 0,00045, elle constitue la roche réservoir. Elle a une épaisseur moyenne de 1700m presque tout au long du profil, sauf dans la partie central qu'on trouve une épaisseur plus importante de 1900m. On peut identifier un endroit plus favorable à l'accumulation d'hydrocarbure dans cette couche comme l'endroit aux environs immédiats du point d'abscisse  $X=37800m$  (Entre Andriambavontsona et Boriziny-vaovao).

La couche 4 est constituée par une couche de nature Crétacé, avec une densité de 2,35 et de susceptibilité magnétique 0,00035. Elle est constituée d'argiles grises à gypse et à nodules ferrugineux. (Besairie 1972). La Crétacé est une couche presque mince toute au long de notre profil mais il y a quand même une partie plus épaisse dans la partie Sud-Est, plus précisément au point d'abscisse  $X=68000m$  juste avant la fin du profil.

La couche 5, Tertiaire est marquée par les valeurs de densité 2,1 et de susceptibilité sensiblement égale à zéro, cette couche constitue la formation superficielle de la zone étudiée. Elle a une forme ondulée et qui va combler l'accident de la formation sous-jacente.

#### **IV.4.5 Interprétation du modèle C-C'**

Le dernier profil est orienté Nord-Sud. Il coupe longitudinalement le nôtre zone sur une longueur de 100000m et qui se situe entre les deux profils AA' et BB'. Ce profil traverse des anomalies gravimétriques négatives et des anomalies magnétiques positives. Le résultat est présenté sur la figure 28.

L'allure des deux courbes est toujours différente. L'anomalie magnétique est positive et elle croit au début puis décroît tandis que les anomalies gravimétriques, même qu'elles restent négatives, augmentent globalement du début de profil jusqu'à la fin.

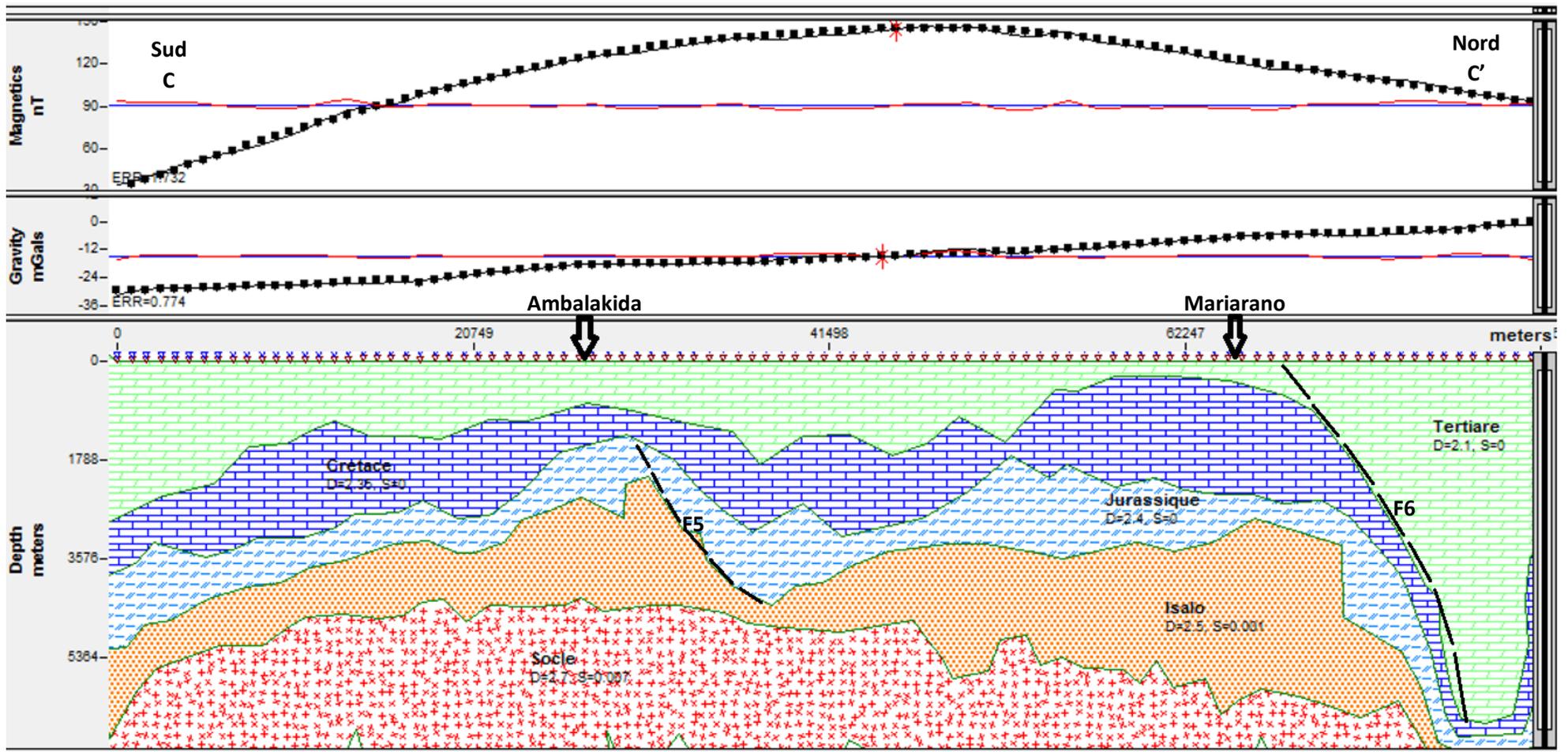


Figure 28. Modèle de la coupe CC'

Le dernier profil est orienté Nord-Sud. Il coupe longitudinalement le nôtre zone et il se place entre les deux profils AA' et BB'. Ce profil traverse plusieurs formation avec des valeurs d'anomalie que ce soit positive ou négative. Le résultat est présenté sur la figure 38.

L'allure des deux courbes est toujours différente. L'anomalie magnétique croit au début puis décroît tandis que les données gravimétrique prennent la forme oblique car le croît jusqu'à la fin de notre profil.

La modélisation obtenue montre une succession de cinq formations en termes de densités et de susceptibilités différentes. L'erreur observée entre les valeurs calculées et les valeurs observées est très faible, valorisant ainsi la fiabilité de la modélisation. Dans ce modèle, les paramètres physiques sont aussi identiques comme à celle des deux précédentes modèles.

La couche 1 symbolise le substratum rocheux, comme les deux autres profils. Elle est marquée par les valeurs de densité 2,7 et de susceptibilité de 0,0071. A la fin du profil, on remarque un effondrement important qui marque le passage d'une faille (F6).

La couche 2 représente la nature d'Isalo. Elle suit l'allure du socle à partir d'une faille remarquable notée 5 (Figure28) et très épaisse entre les points d'abscisse  $X=42300m$  et  $X=-65500m$ . Cette couche s'amincit dans les autre partie du profil, aux environs d'abscisse  $X=41000m$ . A partir de  $X=20700m$ , il y a aussi un dépôt épais de la couche 2 (estimée à 2050m de puissance), mais qui va s'amincit vers l'extrémité Sud du profil. La densité de la deuxième couche est toujours la même qu'aux deux premiers, elle est identifiée comme des formations gréseux. Très connue par sa nature géologique qui est dominée par des grès et conglomérats, elle peut être portée le rôle d'une roche réservoir.

La couche 3, au-dessus de la formation d'Isalo, avec la même valeur de densité et de susceptibilité magnétique presque nulle que celle des deux profils précédents. Elle pourrait être la couche de nature géologique Jurassique. Cette couche suit la forme de la couche sous-jacente, et sa puissance de cette couche reste la même (en moyenne 700m) tout au long du profil sauf aux environs immédiats des deux failles F5 et F6.

La couche 4 représente la formation de Crétacé, elle est caractérisée par des valeurs de densité 2,35 et de susceptibilité 0,00035. L'épaisseur de cette couche reste identique tout au long du profil, sauf dans la partie comprise entre les points d'abscisse  $X= 30400m$  et

X= 52100m, dans laquelle la couche est vraiment plus mince et aux environs immédiats de la faille F6.

La dernière couche superficielle ayant une densité de 2.1 et de susceptibilité magnétique sensiblement égale à zéro est une formation tertiaire de nature alluvionnaire. Elle a une puissance très variable tout au long du profil et complète la partie abaissée due à la présence de la faille F6.

#### **IV.5 SYNTHÈSE DES RESULTATS**

Les résultats des différentes cartes d'anomalies et des modèles 2D obtenues auparavant, nous permis d'identifier les éléments du système pétrolier pour évaluer la potentialité pétrolière de la zone d'étude.

Ainsi, nous avons localiser deux zones importantes (Figure 29) :

- la zone Sud aux environs immédiats de Bemaharivo
- et la zone côtière entre Andriambavontsona et Boroziny-vaovao

##### **La zone Sud au environ de Bemaharivo**

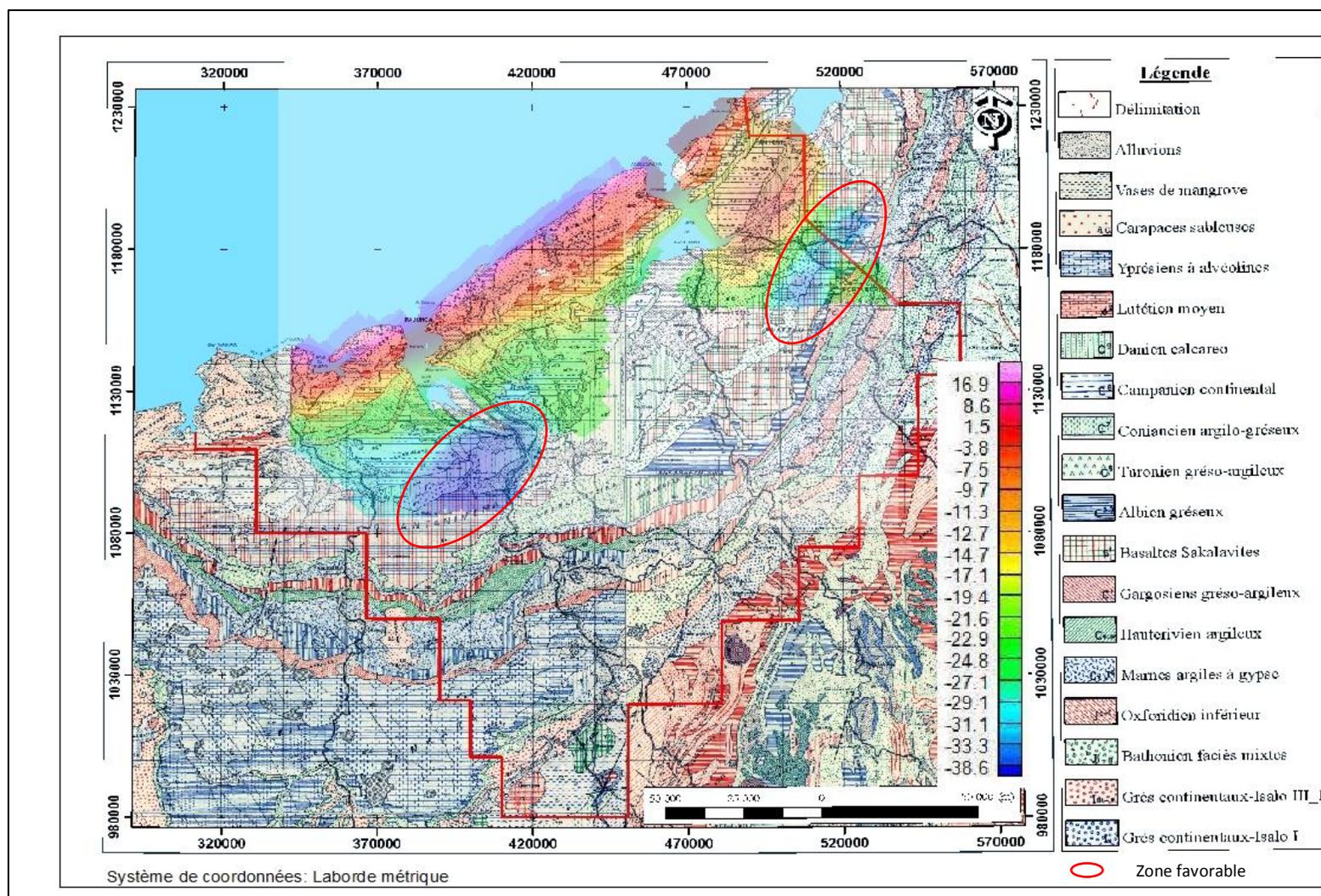
L'intérêt pétrolier de cette zone réside sur le fait qu'elle pourrait être le lieu de formation d'hydrocarbure (roche-mère). En effet, comme il est mentionné précédemment, cette sorte de fosse qu'on trouve aux environs de Bemaharivo est principalement de nature Isalo et la forte anomalie gravimétrique négative (couleur bleue sur la carte d'anomalie) témoigne de la profondeur de cette fosse et de l'éventuelle existence de corps relativement légers. De plus, l'existence des séries de failles pourraient faciliter la migration et de même la formation de pièges à hydrocarbure.

##### **La zone côtière entre Andriambavontsona et Boroziny-vaovao**

L'existence des anomalies négatives qui montrent un défaut de masse montrée par la carte d'anomalie de Bouger est favorable pour la recherche pétrolière dans cette zone. L'effondrement qui peut être causé par des failles sont également propice pour piéger l'hydrocarbure.

De plus, la présence et le développement cenomanien de formation de grès d'Ankarafantsika (figure11) qui est un lieu favorable pour la formation d'hydrocarbure. La migration du pétrole pourrait alors se faire entre de la région d'Andriambavontsona et Boriziny vers un lieu où il sera piéger d'où la prospect de Marovoay.

Ces hypothèses sont sans doute la raison pour laquelle des forages ont été réalisés par la CONOCO sur cette zone comme celui de Sofia-1 où l'on a rencontré des niveaux de grès allant de 0,45m à 250m d'épaisseur avec des valeurs de porosité de 20% à 30% et de perméabilité allant de 25md à 134md .



**Figure 29. Synthèse des résultats sur la carte d'anomalie de Boguet**

# CONCLUSION

Au terme de ce travail, cette étude a permis de confirmer l'utilité des deux méthodes de prospection géophysique très utilisées en explorations pétrolières qui sont la méthode gravimétrique et la méthode magnétique. La combinaison avec la connaissance géologique de la zone d'étude et la disponibilité des données des forages permet d'avoir un modèle approprié du sous-sol.

En effet, l'application de ces méthodes géophysiques nous ont permis de connaître les différentes structures du sous-sol de la zone d'étude, telles que : les différents types de pièges, comme les roches mères et les roches réservoirs, c'est avec ces différentes informations qu'on peut évaluer la présence ou non de gisement de pétrole ou de gaz dans une zone et d'estimer leur potentiel.

Les cartes des anomalies magnétiques et gravimétriques de la zone d'étude, ayant servi de documents de base pour l'interprétation, desquelles se dégagent les éléments structuraux, ont été établies à l'issue des séries de traitements réalisés. Les anomalies positives de la carte d'anomalie magnétique sont interprétées comme des intrusions magmatiques pouvant empêcher la migration des hydrocarbures, ce qui constitue probablement des pièges. Des modélisations à 2D ont été avancées, ceci ont pour but de voir les relations susceptibilité- densité avec la nature géologique des terrains, c'est à dire d'identifier les roches magnétiques moins denses et vis-versa, les roches denses mais moins magnétiques. L'interprétation conjointe des données magnétiques, gravimétriques et géologiques est un moyen très efficace pour l'exploration pétrolière. En perspective, avec l'évolution de la technologie, on peut faire une modélisation en 3D.

Pratiquement à tous les niveaux d'utilisation des méthodes et techniques, en dépit de leurs évolutions, on a rencontré des limites pouvant engendrer des incertitudes dans les résultats de l'étude en dehors de la non-accessibilité à certains documents, données et/ou informations confidentiels.

Mais quand même, d'après tous les résultats des interprétations, on en déduit la présence des prospects pétrolifères dans notre zone d'étude. Dans ce cas, deux zones ont été jugées potentielles, la première zone se trouve au Sud de notre zone d'étude aux alentours de Bemarivo et la seconde se situe au Nord entre les villages de Andriambavontsona de Boroziny-vaovao.

Comme le coût estimatif des forages de reconnaissance est relativement élevé par rapport à celui de la méthode indirecte de reconnaissance géophysique. Or, l'étude globale que nous avons menée montre la possibilité d'existence de gisements pétroliers dans cette partie de Madagascar d'où l'intérêt pour le pays à procéder à des études plus détaillées dans ces zones : mailles plus serrées et recours à la sismique réflexion 3D.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] **A Mann, D N Clark, D N Stewart, M Allen**, 1997. *MADAGASCAR: RE-APPRAISSAL OF THE STRATIGRAPHY, TECTONIC FRAMEWORK AND PREVIOUS EXPLORATION ACTIVITY*. Report n° 7952/IIb. 325p.
- [2] **Alan S. Collins**, (2006). *Madagascar and the amalgamation of Central Gondwana Research* 9.
- [3] **BEICIP**, 1988. Petroleum potential of Madagascar. BEICIP, Madagascar. Vol. 1. 315 p.
- [4] **Bernard Biju-Duval**, 1999. *GEOLOGIE SEDIMENTAIRE: Bassins, Environnements, dépôts e formation du pétrole*. Edition Technip, publication de l'IFP. Pp.667-672.
- [5] **Elisa Brice RANDRIANASOLO**. Juin 2009 ; Thèse doctorat. *Nouvelles méthodes de cartographie sur le socle protérozoïque du Sud de Madagascar. Nature et géométrie de la croûte continentale d'un domaine orogénique en convergence, implications économiques*. Applied geology. Université Joseph-Fourier-Grenoble, 2009. French. 307 p.
- [6] **Félix RAJAOMAZAVA**, 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. 193 p.
- [7] **Frank JAHN, Mark COOK & Mark GRAHAM**, 2003. *HYDROCARBON EXPLORATION*. Developments in Petroleum Science 46. 384p.
- [8] **Henri BESAIRIE**, 1972. *GEOLOGIE DE MADAGASCAR; Les terrains Sédimentaires*. Annales géologiques de Madagascar. Fascicule n°XXXV. 447p.
- [9] **Henri BESAIRIE**, 1973. *Précis de la géologie Malgache*. Tananarive. Annales géologiques de Madagascar. Fascicule n°XXXVI.143p.
- [10] **IFP School**, Juillet 2015. Massive Open Online Course (MOOC) from Exploration to distribution.
- [11] **Jacques Dubois, Michel Diament, Jean Pascal Cogné**, 2011. *GEOPHYSIQUE, Cours et corrigés*. 4è Edition. 249 p.

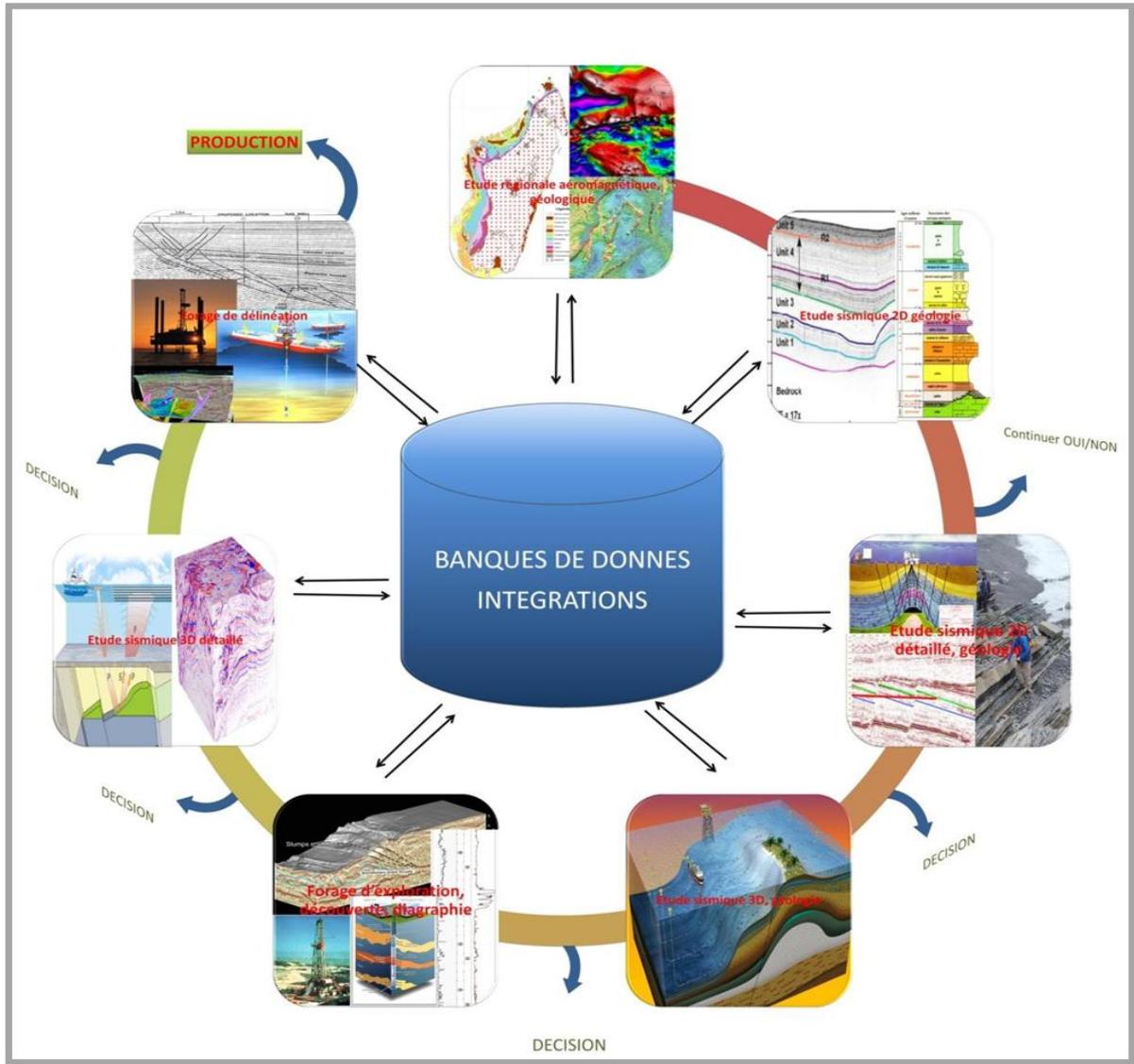
- [12] **Luc GUYOT**, Octobre 2002. Thèse de Doctorat. *Reconnaissance hydrogéologique pour l'alimentation en eau d'une plaine littorale en milieu semi-aride : Sud-Ouest de Madagascar*. 228p.
- [13] **Mc CARTHY AND RUBIDGE**, 2005. *La dislocation du Gondwana*. pp.3-16.
- [14] **Michel Chouteau**, 2001. *Méthodes électriques, électromagnétiques et sismiques*. Géophysique appliquée II, CLQ 3203. Ecole Polytechnique.
- [15] **Michel Chouteau**, Août 2002. *GÉOPHYSIQUE APPLIQUÉ I. Gravimétrie*. Ecole Polytechnique de Montréal.
- [16] **O.P.U. LA GÉOPHYSIQUE POUR LES GÉOLOGUES**, Tome 4. Les méthodes sismiques. Ecole Polytechnique de Montréal. 128 p.
- [17] **Piqué A.**, 1999. *Evolution géologique de Madagascar et la dislocation de Gondwana : une Introduction*. Journal of African Earth Sciences, vol.28, No 4. pp 919-930.
- [18] **RAHARIMANANIRINA Clodette**, 2011. *Le plateau continental de l'extrême sud de Madagascar-Etudes tectonique et géophysique*. Thèse doctorat. 163 p.
- [19] **ROBEQUAIN Charles**, 1953. *Géologie et morphologie à Madagascar*. Annales de Géographie, t. 62, n°329. pp. 60-67.
- [20] **RAHARINJATOVO Vahatra**, 2011, *Mise en évidence de la continuité de L'ile de Madagascar et de son Plateau continental de l'extrême Sud par gravimétrie et magnétisme*,

## REFERENCES WEBOGRAPHIQUES

- [w1] **www.planete-energie.com**, (consulté février 2016)
- [w2] **http://www.bgi.omp.obs-mip.fr** (consulté Avril 2016)
- [w3] **http://www.geomapapp.org** (consulté Avril 2016)
- [w4] **http://www.ngdc.noaa.gov** (consulté Avril 2016)
- [w5] **http://www.gep-aftp.com/secteur/publicationsfiche.php?id=869** (consulté Avril 2016)
- [w6] **http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4030** (consulté Avril 2016)

# ANNEXES

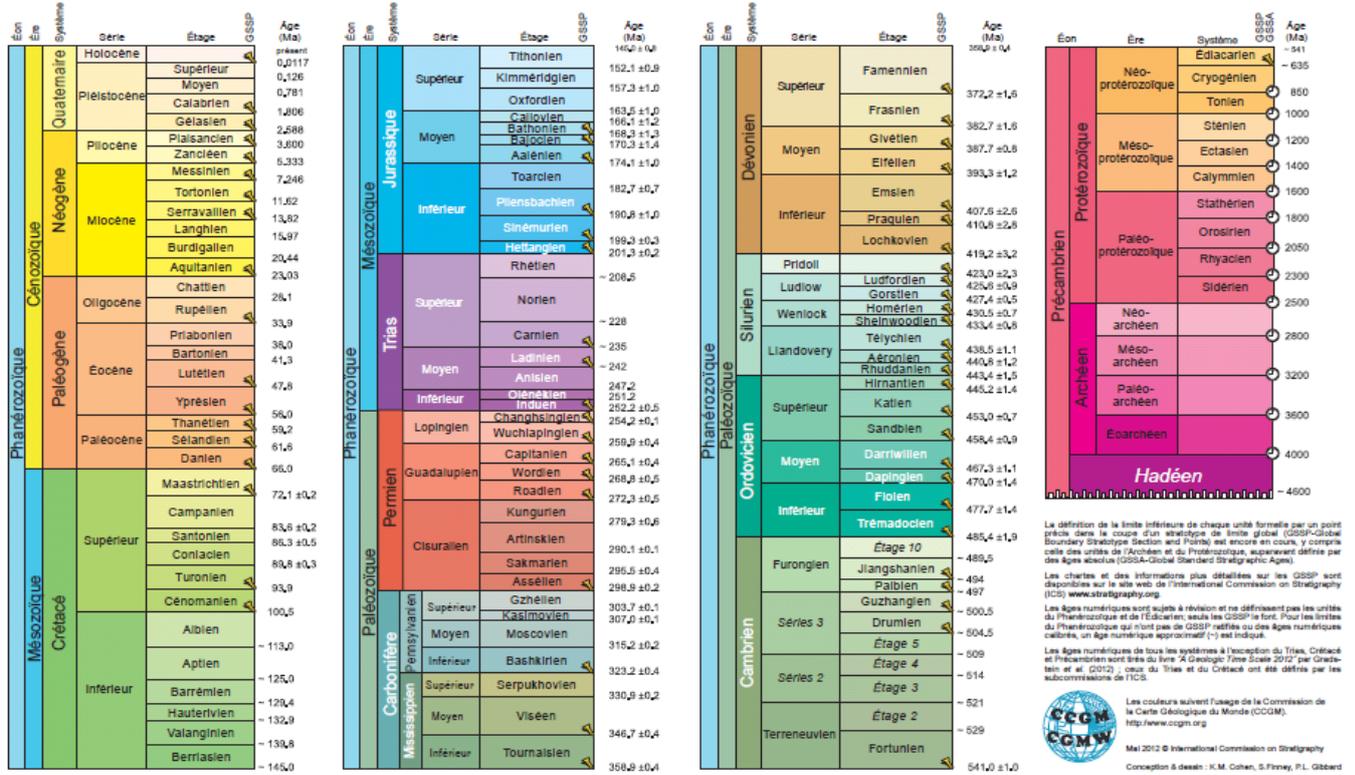
## ANNEXE 1 : PROCESSUS DE PROSPECTION PETROLIER



## ANNEXE 2: ECHELLE DES TEMPS GEOLOGIQUE

ÈRES	PÉRIODES	ÉPOQUES	Début de l'époque (Ma)
CÉNOZOÏQUE	QUATÉRNAIRE	HOLOCÈNE	0,01
		PLÉISTOCÈNE	1,65
	NÉOGÈNE	PLIOCÈNE	3,4
		MIOCÈNE	23,5
	PALÉOGÈNE	OLIGOCÈNE	34
		ÉOCÈNE	53
		PALÉOCÈNE	65
		SUPÉRIEUR	96
MÉSOZOÏQUE	CRÉTACÉ	INFÉRIEUR	135
		SUPÉRIEUR (MALM)	154
	JURASSIQUE	MOYEN (DOGGER)	180
		INFÉRIEUR (LIAS)	205
		SUPÉRIEUR	230
	TRIAS	MOYEN	240
		INFÉRIEUR	245
		SUPÉRIEUR	258
PALÉOZOÏQUE	PERMIEN	INFÉRIEUR	295
		SUPÉRIEUR	258
	CARBONIFÈRE	SILÉSIE	325
		DINANTIEN	360
	DÉVONIEN	SUPÉRIEUR	375
		MOYEN	385
		INFÉRIEUR	410
	SILURIEN	PRIDOLI	415
		LUDLOW	425
		WENLOCK	430
		LLANDOVERY	435
		ASHGILL	445
	ORDOVICIEN	CARADOC	455
		LLANDEILO	465
		LLANVIRN	470
		ARENIG	485
		TREMADOC	500
		SUPÉRIEUR	540
CAMBRIEN	MOYEN	540	
	INFÉRIEUR	540	
	SUPÉRIEUR	540	
PROTÉROZOÏQUE	PROTÉROZOÏQUE SUPÉRIEUR	1000	
	PROTÉROZOÏQUE MOYEN	1600	
	PROTÉROZOÏQUE INFÉRIEUR	2500	
KATARCHÉEN – ARCHÉEN			

# ANNEXE 3: ECHELLE STRATIGRAPHIQUE



## ANNEXE 4: GAMME DE SPECTRE ELECTROMAGNETIQUE

Spectre électromagnétique	Longueur d'onde
Visible	0.4 à 0.7 $\mu$ m
Proche Infra Rouge	0.7 à 1.5 $\mu$ m
Infrarouge Moyen	1.5 à 3 $\mu$ m
Infrarouge Thermique	3 à 15 $\mu$ m
Micro-ondes	1 $\mu$ m à 1 mm

## ANNEXE 5: TABLEAU DE VALEURS DE DENSITES DES ROCHES

Type de roche	Valeur minimale	T Valeur maximale
Sable	1.6	1.9
Alluvions	1.5	2
Marnes	2.1	2.6
Grès	2	2.5
Calcaire	2.4	2.7
Sel	2.1	2.4
Anhydrite	2.9	3
Schiste	2.4	2.9
Granite	2.5	2.8
Basalte	2.7	3.3
Lave	2.8	3
Roches éruptive	2.8	3.7

**ANNEXE 6: DENSITE DES MINERAUX NON-METALLIQUES  
ET DES MINERAUX DIVERS (G/CM3)**

Type	Intervalle	Moyenne	Type	Intervalle	Moyenne
Neige	-	0.125	Gypse	2.20-2.60	2.35
Pétrole	0.60-0.90	-	Bauxite	2.30-2.55	2.45
Glace	2.88-0.92	-	Kaolinite	2.20-2.63	2.53
Eau de mer	1.01-1.05	-	Orthoclase	2.50-2.60	-
Tourbe	-	1.05	Quartz	2.50-2.70	2.65
Asphalte	1.10-1.20	-	Calcite	2.60-2.70	-
Lignite	1.10-1.25	1.19	talc	2.70-2.80	2.71
Houille grasse	1.20-1.50	1.32	Anhydrite	2.90-3.00	2.93
Anthracite	1.34-1.80	1.50	Biotite	2.70-3.20	2.92
Brique	-	1.50	Magnésite	2.90-3.12	3.03
Carnallite	1.60-1.70	-	Fluorine	3.01-3.25	3.14
Soufre	1.90-2.10	-	Épidote	3.25-3.50	-
Craie	1.53-2.60	2.01	Diamant	-	3.52
Graphite	1.90-2.30	2.15	Corindon	3.90-4.10	4.0
Sel gemme	2.10-2.60	2.22	Barite	4.30-4.70	4.47
			Zircon	4.00-4.90	4.57

## ANNEXE 7: SUSCEPTIBILITES MAGNETIQUES K DES MINERAUX ET QUELQUE ROCHE MALGACHES

<b>Roches</b>	<b>k( CGS)</b>	<b>Minéraux</b>	<b>k( CGS)</b>
<b>a) Éruptives</b>		<b>b) Renfermant du fer</b>	
- <i>Granite</i>	570-5600	- <i>Magnétite</i>	100000 - 300000
- <i>Syérite</i>	1300-2900	- <i>Pyrrhothine</i>	5000 -30000
- <i>Gabbro</i>	300-14000	- <i>Ilménite</i>	30000 - 45000
- <i>Amphibolite</i>	170-1200	- <i>Hématite rouge, brune noire</i>	150
- <i>Diorite</i>	300	- <i>Augite</i>	130
- <i>Pyroxénolite</i>	650	- <i>Hornblende</i>	120
- <i>Péridotite</i>	1000-4200	- <i>Pyrite</i>	50 -200
- <i>Soapstone</i>	2700	- <i>Chromite</i>	3000 - 5000
- <i>Ultrabasite</i>	1700		

# TABLES DES MATIERES

REMERCIEMENTS .....	i
SOMMAIRE .....	iii
<b>LISTES DES ABREVIATIONS .....</b>	<b>v</b>
LISTES DES FIGURES .....	vi
LISTES DES TABLEAUX .....	vii
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE I.....	3
GENERALITES SUR LE PETROLE.....	3
CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE PETROLE.....	4
I.1 PETROLE [5].....	4
<b>I.1.1 Historique [5].....</b>	<b>4</b>
<b>I.1.2 Types de pétrole et leurs compositions chimiques [5] .....</b>	<b>5</b>
<b>I.1.2.1 Asphaltènes.....</b>	<b>5</b>
<b>I.1.2.2 Hydrocarbures saturés .....</b>	<b>6</b>
<b>I.1.2.3 Hydrocarbures aromatiques .....</b>	<b>6</b>
<b>I.1.2.4 Asphaltènes et les résines .....</b>	<b>6</b>
I.2 GENESE PETROLIERE [5] [12].....	7
I.2.1 Gisements des hydrocarbures.....	7
I.2.2 Roche mère .....	8
I.2.3 Sédimentation.....	9
I.2.4 Migration.....	10
I.2.5 Roche réservoir .....	11
I.2.6 Roche couverture .....	12
I.2.7 Piège à hydrocarbures.....	12
I.2.8 Préservation du pétrole et du gaz .....	13
I.3 UTILISATION ET PAYS PRODUCTEURS DU PETROLE DANS LE MONDE .....	14
I.3.1 Utilisation [12] .....	14
I.3.2 Pays producteurs du pétrole dans le monde [6] .....	14
I.4 POTENTIALITES EN RESSOURCES PETROLIERES .....	15
DE MADAGASCAR [6] [9] [10].....	15
I.4.1 Formation des couvertures sédimentaires malgaches [9] .....	16

<b>I.4.2 Chronostratigraphie et pièges rencontrées .....</b>	<b>18</b>
<b>I.4.3 Explorations et exploitations pétrolières à Madagascar .....</b>	<b>19</b>
<b>I.4.3.1 Différentes étapes de l'exploration pétrolière [10] .....</b>	<b>19</b>
CHAPITRE II.....	21
PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE .....	21
CHAPITRE II : PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE .....	22
II.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE DE LA ZONE D'ETUDE .....	22
<b>II.1.1 Localisation [11].....</b>	<b>22</b>
II.2 CADRE HYDROGRAPHIQUE ET CLIMATIQUES .....	24
<b>II.2.1 Cadre hydrographique .....</b>	<b>24</b>
<b>II.2.2 Cadre climatiques .....</b>	<b>26</b>
II.3 CADRE GEOLOGIQUE DU BASSIN CENTRAL DE MAHAJANGA.....	27
<b>II.3.1 Principales formation .....</b>	<b>27</b>
<b>II.3.1.1 Socle cristallin .....</b>	<b>27</b>
<b>II.3.1.2 Formations sédimentaires.....</b>	<b>27</b>
<b>II.3.2 Grandes étapes de l'histoire géologique de la région étudiée.....</b>	<b>28</b>
II.4 CADRE STRUCTURALE [1].....	29
<b>II.4.1 Formations Karroo .....</b>	<b>29</b>
<b>II.4.1.1 Groupe de la Sakamena.....</b>	<b>29</b>
<b>II.4.1.2 Groupe de l'Isalo.....</b>	<b>30</b>
<b>II.4.2 Formations Post Karroo .....</b>	<b>31</b>
<b>II.4.2.1 Jurassique.....</b>	<b>31</b>
<b>II.4.2.2 Crétacé 32</b>	
CHAPITRE III .....	35
BASES METHODOLOGIQUES .....	35
CHAPITRE III : BASES METHODOLOGIQUES.....	36
III.1 METHODE GRAVIMETRIQUE [3] [14] [15].....	36
<b>III.1.1 Principe de base.....</b>	<b>36</b>
<b>III.1.2 Gravité théorique .....</b>	<b>37</b>
<b>III.1.3 Densité .....</b>	<b>37</b>
<b>III.1.4 Pesanteur mesurée en un point.....</b>	<b>38</b>
<b>III.1.5 Traitement des données gravimétriques.....</b>	<b>38</b>
<b>III.1.5.1 Anomalies gravimétriques.....</b>	<b>38</b>
<b>III.1.6 Anomalie de Bouguer .....</b>	<b>39</b>
<b>III.1.7 Application en exploration pétrolière.....</b>	<b>40</b>

III.2 METHODE MAGNETIQUE [5] [14] [15] .....	40
<b>III.2.1 Principe de base.....</b>	<b>40</b>
<b>III.2.2 Susceptibilité magnétique .....</b>	<b>41</b>
<b>III.2.3 Origine du champ magnétique mesuré en un point .....</b>	<b>42</b>
<b>III.2.4 Schématisation du champ terrestre .....</b>	<b>43</b>
<b>III.2.5 Valeur théorique du champ magnétique terrestre.....</b>	<b>44</b>
<b>III.2.6 Traitement des données magnétiques.....</b>	<b>44</b>
<b>III.2.7 Anomalie magnétique.....</b>	<b>44</b>
<b>III.2.8 Application en exploration pétrolière.....</b>	<b>45</b>
III.3 MODE D'INTERPRETATION DES DONNEES .....	45
<b>III.3.1 Méthode d'interprétation directe .....</b>	<b>46</b>
<b>III.3.2 Méthode d'interprétation indirecte .....</b>	<b>46</b>
CHAPITRE IV .....	47
PRESENTATION DES DONNEES, TRAITEMENTS, MODELISATIONS ET SES INTERPRETATIONS .....	47
CHAPITRE IV : PRESENTATION DES DONNEES, TRAITEMENTS, MODELISATIONS ET SES INTERPRETATIONS.....	48
IV.1 PRESENTATION DES DONNEES.....	48
<b>IV.1.1. Présentation des données.....</b>	<b>48</b>
<b>IV.1.1.1 Données géologiques .....</b>	<b>48</b>
<b>IV.1.1.2 Données de forages .....</b>	<b>49</b>
<b>IV.1.1.3 Données gravimétriques [2].....</b>	<b>52</b>
<b>IV.1.1.4 Données magnétiques [5].....</b>	<b>52</b>
IV.2 PRESENTATION DES LOGICIELS DE TRAITEMENT DES DONNEES .....	53
<b>IV.2.1 Oasis Montaj 6.4.2.....</b>	<b>53</b>
<b>IV.2.2 L'ArcGis10.1 .....</b>	<b>54</b>
IV.3 TRAITEMENTS DES DONNEES.....	55
<b>IV.3.1 Elaboration des cartes .....</b>	<b>55</b>
<b>IV.3.2 Traitement et interprétation gravimétriques .....</b>	<b>56</b>
<b>IV.3.2.1 Interprétation qualitatives des données gravimétriques .....</b>	<b>56</b>
<b>IV.3.2.2 Signal analytique .....</b>	<b>58</b>
<b>IV.3.2.3 Superposition de la Carte géologique et la Carte gravimétrique.....</b>	<b>59</b>
<b>IV.3.3 Traitement et Interprétation magnétiques .....</b>	<b>61</b>
<b>IV.3.3.1 Interprétation qualitatives des données magnétique.....</b>	<b>61</b>
<b>IV.3.3.2 Signal analytique .....</b>	<b>62</b>
IV.4 MODELISATIONS 2D ET SES INTERPRETATIONS.....	65

<b>IV.4.1 Choix du profil à modéliser.....</b>	<b>65</b>
<b>IV.4.2 Technique de modélisation.....</b>	<b>66</b>
<b>IV.4.3 Interprétation du modèle A-A' .....</b>	<b>68</b>
<b>IV.4.4 Interprétation du modèle B-B' .....</b>	<b>71</b>
<b>IV.4.5 Interprétation du modèle C-C' .....</b>	<b>74</b>
IV.5 SYNTHÈSE DES RESULTATS .....	77
CONCLUSION .....	80
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	82
REFERENCES WEBOGRAPHIQUES .....	83
ANNEXES .....	a
TABLES DES MATIERES .....	h
RESUME .....	l
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>l</b>

« EVALUATION DE LA POTENTIALITE DES PROSPECTS PETROLIFERES DU  
BASSIN SEDIMENTAIRE CENTRAL DE MAHAJANGA PAR APPROCHE  
GEOPHYSIQUE».

**RESUME**

Le Bassin Sédimentaire Central de Mahajanga possède beaucoup de potentielle économique. Des études ont été faites pour valoriser sa richesse inestimable mais ce n'est pas suffisant. Ce travail se focalise surtout sur l'évaluation d'éventuels gisements probables des hydrocarbures de ce Bassin de Mahajanga.

Les interprétations conjointes des données gravimétriques, magnétiques et géologiques nous donnent des imageries de sous-sol afin de comprendre et d'interpréter la structure. La roche mère est constituée par Isalo et la roche réservoir par Jurassique.

Enfin, deux zones ont été identifiées comme favorable à la forte accumulation des prospectus pétrolifères, elles sont aux alentours de Bemarivo et de Boroziny-vaovao.

Mots clés : Bassin de Mahajanga, prospect pétrolifère, magnétisme, gravimétrie, modélisation

**ABSTRACT**

The Sedimentary Basin Central Mahajanga has a lot of economic potential. Studies have been done to enhance its invaluable wealth but it is not enough. This work is mainly focused on the evaluation of possible probable reserves of hydrocarbons in this Mahajanga Basin.

The joint interpretation of gravity, magnetic and geological data give us the basement of imaging to understand and interpret the structure. The bedrock consists of Isalo and the reservoir rock by Jurassic.

Finally, two areas have been identified as favorable to the large accumulation of oil prospects, they are around Bemarivo and Boroziny-vaovao.

Keywords : Mahajanga Basin, oil prospect, magnetism, gravity modeling

**Rapporteur:**

Mr RAZAFINDRAKOTO Boni Gauthier,  
Enseignant Chercheur au sein de l'Ecole  
Supérieure Polytechnique d'Antananarivo  
**Tel :** +261338096268

**Impétrant :**

CONSTANT TSIATAMBY Jean Kely  
**Tél :** +261322477055- +261336427437  
**E-mail :** tsiatamby.constant@gmail.com



Nombre de pages : 83

Nombre des annexes : 07

Nombre de tableaux : 10

Nombre de figures : 29