

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES

LISTE DES PHOTOS

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES ABREVIATIONS ET DES UNITES

INTRODUCTION

PARTIE I. CONTEXTE GENERAL DE L'ETUDE

CHAPITRE I. CONTEXTE GEOLOGIQUE ET GEODYNAMIQUE DE MADAGASCAR

CHAPITRE II. CONTEXTE GENERAL DE LA ZONE D'ÉTUDE

PARTIE II. METHODOLOGIES APPLIQUEES A L'EXPLORATION

PETROLIERE

CHAPITRE III. NOTIONS DE BASE SUR L'ORIGINE DES RESSOURCES EN
HYDROCARBURES

CHAPITRE IV. METHODES D'EXPLORATION GEOPHYSIQUE

PARTIE III. MODELISATION 2D ET 3D

CHAPITRE V. APERCUS SUR LES ETUDES ANTERIEURES

CHAPITRE VI. PRESENTATION DES DONNEES

CHAPITRE VII. TECHNIQUE DE LA MODÉLISATION 2D ET 3D

CHAPITRE VIII. MODÉLISATION 2D

CHAPITRE IX. MODELISATION 3D

CHAPITRE X. SYNTHESE DES RESULTATS

CONCLUSION

BIBLIOGRAPHIE

WEBOGRAPHIE

ANNEXE

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Répartition spatiale des bassins sédimentaires malagasy avec les formations géologiques générales	4
Figure 2. Reconstitution du Gondwana à 200 Ma (Reeves et al., 2002)	6
Figure 3. Situation des bassins sédimentaires de Madagascar et de l'Afrique orientale.	9
Figure 4. Délimitation de la zone d'étude	11
Figure 5. Schéma structurale du bassin de Morondava	14
Figure 6. Carte géologique de la zone d'étude	19
Figure 7. Le système pétrolier.....	22
Figure 8. (a) accumulation et enterrement de dépôt ; (b) les différents type d'origine du kérogène.....	23
Figure 9. Maturation d'hydrocarbure.....	24
Figure 10. Migration secondaire d'hydrocarbure par flottaison ou « buoyancy »	25
Figure 11. Les différents types de pièges pétroliers.....	25
Figure 12. Cycle global de l'exploration-production.....	26
Figure 13. Les niveaux de l'investigation pétrolière : Bassin sédimentaire, système pétrolier, play, prospect	28
Figure 14. Acquisition sismique terrestre	30
Figure 15. Chaine de traitement	32
Figure 16. Représentation figuré d'un sphéroïde de référence et d'un géoïde.....	33
Figure 17. Densités moyennes d'échantillons de surface et de carottes mesurée au laboratoire (d'après Mobil Oil Co).....	34
Figure 18. Correction de terrain.....	35
Figure 19. (a) Paramètres caractéristiques d'une anomalie vue en profil ; (b) anomalie gravimétrique vue en plan	36
Figure 20. Le repère local : composant du champ magnétique terrestre.	38
Figure 21. Carte de localisation des lignes sismiques disponibles et points de forage	46
Figure 22. Carte d'anomalie: a) Bouguer Gravity (Tullow Oil, 2006 & 2009 Merge), b) Bouguer Gravity (GETECH, 2012), c) anomalie magnétique réduit au pôle dans la partie Nord, d) anomalie magnétique réduit au pôle dans la partie Sud	47
Figure 23. Exemple d'un profil sismique (TEQ-051).....	49
Figure 24. Organigramme : (A) processus de traitement des données avec GM-SYS du logiciel GEOSOFT (phase I), (B) Organigramme de processus de traitement des données avec GM-SYS du logiciel GEOSOFT (phase II).....	53

Figure 25. Organigramme de traitement pour la modélisation 3D	54
Figure 26. Schéma simplifié des étapes de traitements des données gravimétriques sur ArcGis et Geosoft.....	55
Figure 27. Carte d'anomalie de Bouguer à densité 2.67	56
Figure 28. Carte d'anomalie magnétique	57
Figure 29. Localisation des trois profils AA', BB' et CC'	59
Figure 30. Modélisation 2D du Profil AA'	61
Figure 31. Modélisation 2D du Profil BB'.....	65
Figure 32. Modélisation 2D du Profil CC'	68
Figure 33. Représentation des six profils pour la modélisation 3D.....	70
Figure 34. Top de la Sakoa en 3D	71
Figure 35. Top de la Sakamena moyenne en 3D	72
Figure 36. Top de la Sakamena inférieure en 3D.....	73
Figure 37. Top de la Sakamena supérieure en 3D.....	74
Figure 38. Top de l'Isalo (Intra-Isalo II) en 3D.....	75
Figure 39. Top du Jurassique inférieur (top de l'Isalo III) en 3D.....	75
Figure 40. Vue 3D du bassin de la zone d'étude	77
Figure 41. Zone possible pour piège d'hydrocarbure.....	82

LISTE DES PHOTOS

Photo 1. Affleurement d'une couche charbonneuse de la Sakoa	15
Photo 2. Affleurement de la Sakamena : (a) Sakamena inférieure : grès intercalé d'argile, (b) schiste de la Sakamena moyenne, (c) Sakamena supérieure	16
Photo 3. Grès grossier à stratification entrecroisée de l'Isalo I (source : auteur)	17
Photo 4. Suintement d'hydrocarbure en surface dans la zone d'étude (oil seepage).....	27
Photo 5. Satellite Allemand CHAMP embarquant un magnétomètre (en gros plan à droite)	41

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Exemples de vitesse sismique et de densité de quelques roches	29
Tableau 2. Susceptibilité magnétique de quelques roches	39
Tableau 3. Source du champ magnétique mesuré en un point.....	39
Tableau 4. Les unités et facteurs de conversion en magnétisme	40
Tableau 5. Résumé de travaux de forage de Mandabe-1	43
Tableau 6. Résumé de travaux de forage d'Ampandramitsetaka-1.....	44
Tableau 7. Résumé de travaux de forage d'Ambalabe-1	44
Tableau 8. Résumé de travaux de forage de Vohibasias-1	45
Tableau 9. Données géophysique.....	48
Tableau 10. Longueur total des lignes sismiques acquis dans la zone d'étude	48
Tableau 11. Localisation des quatre puits.....	50
Tableau 12. Information détaillé de la grille EMAG2 sous format XYZ ZIP	51
Tableau 13. Paramètres physiques des couches présentes dans la modélisation 2D.....	59
Tableau 14. Carte du système pétrolier de la zone d'étude	81

LISTE DES ABREVIATIONS ET DES UNITES

2D :	Deux dimensions
3D :	Trois dimensions
AGIP:	Agenzia Generale Italiana Petrolia
AMOCO :	American Oil Company
ASCII:	American Standard Code for Information Interchange
BD :	Base de données
BEICIP :	Bureau d'Etudes Industrielles et de Corporation de l'Institut Français de Pétrole
BGI:	Bureau Gravimétrique Internationale
CGS:	Centimètre Gramme Seconde
EAEG:	European Association of Exploration Geophysicists
EGM08:	Earth Gravity Model 2008
EMAG2:	Earth Magnetic Anomaly Grid 2
ESRI:	Environmental Systems Research Institute
Ga :	Giga d'année
GRID:	Global Resource Information
I.U.G.G :	Union International de Géologie et de Géophysique
IFP:	Institut Français du Pétrole
IGRF:	International Geomagnetic Reference Field
JPEG:	Joint Photographic Experts Group
KgHC/t.roche :	Kilogramme d'hydrocarbures par tonne de roche
m:	Mètre
Ma:	Million d'année
mD:	millidarcy
mGal:	milligal
NGDC:	National Geophysical Data Center
nT:	nanoTesla
Oe:	Oersted
OGO :	Orbiting Geophysical Observatories
OMNIS :	Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques
PAM:	Pan African Mining
POGO:	Polar Orbiting Geophysical Observatory
SGBD:	Système de Gestion de Bases de Données
SI:	Système International
SIG:	Système d'Information Géographique

SPM:	Société des Pétroles de Madagascar
TOC:	Total Organic Carbon
TWT:	Two Way Time
WGS84:	World Geodesic System 1984
ZEE:	Zone Economique Exclusive

INTRODUCTION

Le pétrole est au cœur de notre civilisation. Il est très difficile d'imaginer le monde fonctionné en son absence. Energie polyvalente et d'un usage extrêmement pratique, remplacer le pétrole ne sera pas facile. Si l'on se base sur notre consommation actuelle, les réserves prouvées de pétrole sont suffisantes pour couvrir nos besoins jusqu'à la prochaine cinquantaine d'année. Parallèlement, vue de l'évolution de la technique d'exploration, on a encore des nouvelles découvertes, et ce qui repousse encore la date d'expiration de l'exploitation des carburants fossiles.

Pour le cas de Madagascar, plusieurs études ont été menées dans trois grands bassins globalement situés dans la partie Ouest et Nord-Ouest de Madagascar : bassin d'Ambilobe, bassin de Mahajanga et bassin de Morondava. Depuis l'époque révolutionnaire en 1978, l'OMNIS (Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques) a déjà gouverné des études sérieuses dans ces trois bassins.

La découverte de réservoirs et de pièges pétroliers est très difficile, notamment dans les bassins peu explorés comme Madagascar. Pour guider cette tâche difficile, un outil de modélisation a donc été mis au point pour simuler la géologie d'un bassin et les processus de génération d'hydrocarbures à travers les temps géologiques. Dans ce présent ouvrage, on essaie de modéliser la partie centre Est du bassin de Morondava à l'aide des outils informatiques grâce à l'évolution et l'avancement de la technologie. Ceci nous conduit à faire des études plus approfondies par l'exploitation des données géophysiques comme les données gravimétriques, magnétiques et sismiques disponibles couplées par des études bibliographiques. Notre objectif est de tenter d'expliquer les conditions de présence d'hydrocarbure dans cette zone par modélisation 2D et 3D. Cela explique le choix du thème « **Modélisation 2D et 3D des données géophysiques de la partie Centre-Est du bassin de Morondava** ».

Afin de bien mener notre étude, ce travail est divisé en trois parties. Dans la première partie, nous parlerons le contexte général de la zone d'étude tout en détaillant les points essentiels touchant la zone (géologie, délimitation). La seconde partie raconte les méthodologies appliquées pour la recherche pétrolière, en commençant par les concepts de base de la géologie du pétrole, suivi des méthodes d'investigations géophysiques. Dans la troisième partie, elle est centrée sur la base de cet ouvrage en se focalisant sur la modélisation 2D et 3D du bassin.

PARTIE I. CONTEXTE GENERAL DE L'ETUDE

CHAPITRE I. CONTEXTE GEOLOGIQUE ET GEODYNAMIQUE DE MADAGASCAR

Ce chapitre consiste à octroyer les éléments essentiels qui concernent les éléments géologiques et géodynamiques de Madagascar. La notion de l'histoire géologique est évoquée car elle s'avère importante dans le positionnement de Madagascar durant les différentes phases tectoniques qu'elle a subies. Ce dernier se rattache beaucoup aux différentes formations sédimentaires et d'accumulation d'hydrocarbure qui sont la base de cette étude.

I.1. Généralités [16]

Madagascar, une des plus grandes îles du globe (592.000 km²), se situe au Sud de l'équateur, dans la partie occidentale de l'Océan Indien. Elle est séparée de l'Afrique par le Canal de Mozambique dont la largeur minimum, entre le Nord-Ouest de l'île et le Mozambique, est de 400 km. Sur son flanc Ouest et Est, Madagascar présente quatre grands bassins sédimentaires :

- Bassin de Morondava, localisé à l'Ouest et au Sud -Ouest, dont la superficie atteint environ 560 550 km² ;
- Bassin de Mahajanga, situé au Nord-Ouest, mesurant environ 137 950 km² ;
- Bassin d'Ambilobe, situé à l'extrême Nord, mesurant 81 700 km² ;
- Et le bassin de la côte Est, mesurant 40 000 km².

Rappelons que la formation d'un bassin s'effectue généralement durant des phases tectoniques en distension qui provoquent des mouvements verticaux dans la lithosphère. Il en résulte un amincissement de la lithosphère qui se manifeste au niveau de la croûte, d'une part à sa surface par un effondrement du substratum (ou subsidence), d'autre part à sa base par une remontée du Moho. Par ailleurs, cet amincissement se caractérise au niveau du manteau supérieur par une remontée de l'asthénosphère. Dans ce chapitre, nous aborderons l'aspect géologique de la subsidence dans le cadre géodynamique global afro et Indo-malgache. Cela nous conduira à étudier les différentes séries sédimentaires reconnues dans les bassins.



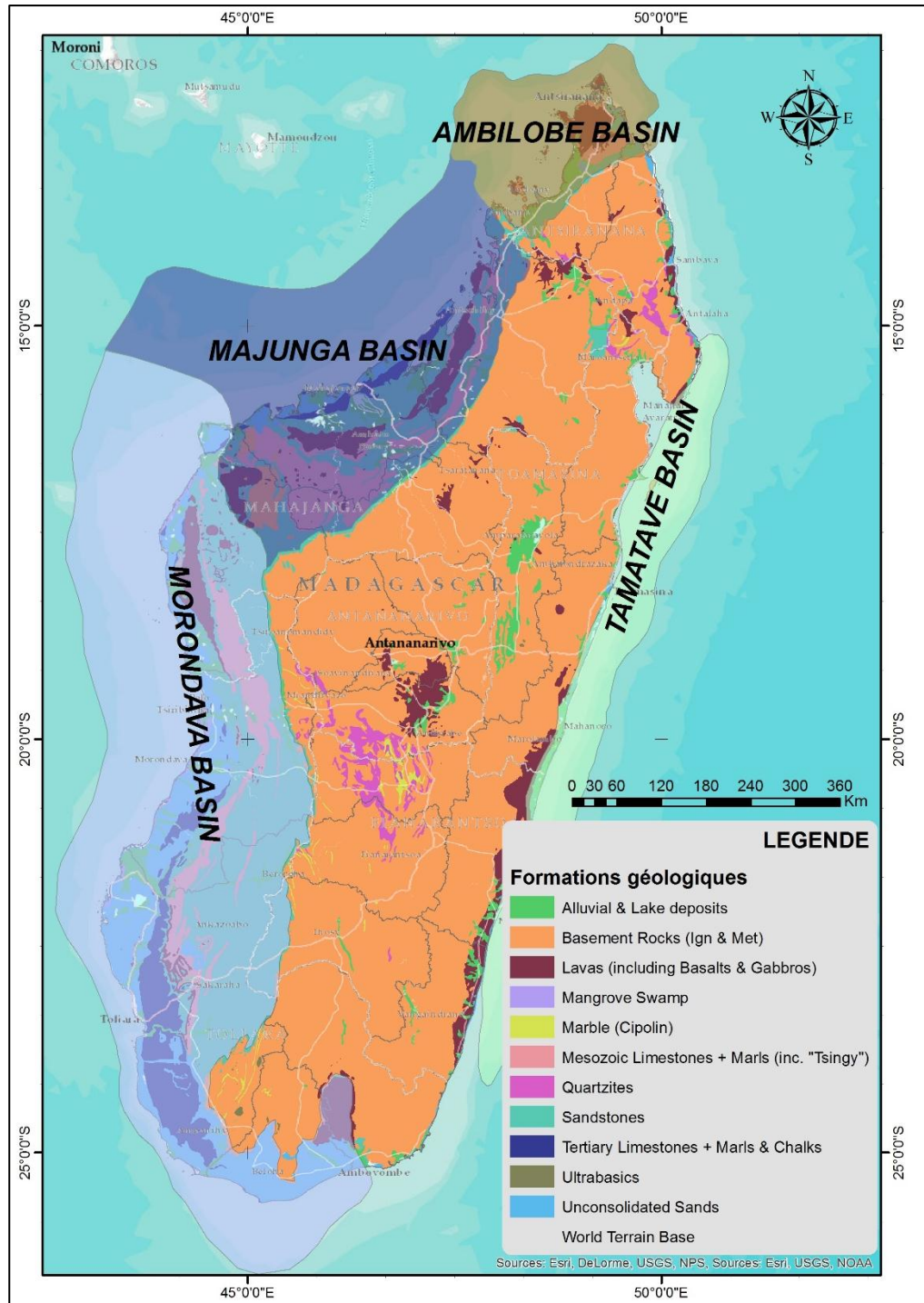


Figure 1. Répartition spatiale des bassins sédimentaires malagasy avec les formations géologiques générales (source : OMNIS)

1.2. Origine de Madagascar [2] [16] [20]

Madagascar, située entre les côtes de l'Afrique orientale et l'Océan Indien, a constitué à la fin du Protérozoïque une partie du Gondwana, et son évolution du Carbonifère jusqu'à l'Actuel témoigne des épisodes successifs de la dislocation de ce microcontinent.

Le Gondwana est le supercontinent qui comprenait, avant sa dislocation à la fin du Paléozoïque et au début du Mésozoïque, les domaines aujourd'hui dispersés de l'Amérique du Sud, l'Afrique, l'Australie, l'Antarctique et l'Inde. Les diverses étapes de l'évolution géologique de Madagascar permettent de rechercher les mécanismes qui ont abouti à séparer Madagascar des domaines qui lui sont originellement proches.

Après avoir fixé sa position initiale au sein de Gondwana, les données régionales correspondent aux trois périodes du dépôt du Karoo (Carbonifère terminal, Permo-Trias et Jurassique Inférieur), du Crétacé supérieur, et enfin du Néogène-Actuel, dont chacune correspond à un épisode de dislocation du Gondwana.

I.2.1. Le bassin du Karoo : le rifting afro-malagasy et ouverture du canal de Mozambique [9] [15]

L'éclatement du Gondwana, à la fin du Lias supérieur, 180 Ma est un événement postérieur au Karoo (Geiger et al., 2004). Cet éclatement est caractérisé par un épisode de rifting, daté du permien moyen, 250 Ma qui s'est développé jusqu'au Callovien, 154 Ma.

En effet, la séparation de Madagascar, Sri Lanka, Indes et Seychelles, du continent africain est précédée d'une période d'extension continentale : le Karoo. Le dépôt du Karoo s'étend du Néo Carbonifère, 300 Ma au Méso Jurassique, 183 Ma (Rabinowitz et al., 1983; Duncan et al., 1997; Rakotosolofa et al., 1999; Bumby et al., 2005; Catuneanu et al., 2005). En Afrique du Sud et Afrique de l'Est, le rifting Karoo est associé à de larges provinces volcaniques, qui sont datées de 184 Ma à 179 Ma (Duncan, 1997; Le Gall et al., 2002; Aubourg et al., 2008; Jourdan et al., 2007).

A Madagascar, des épisodes de rifting s'identifient de part et d'autre de l'île qui est montré dans la *figure 2* :

(i) à l'Ouest le Karoo, qui comprend la mise en place du bassin sédimentaire du Mozambique (Coffin et al., 1988; Salman et al., 1995);

(ii) et à l'Est, les phases d'initiation de l'ouverture de l'Océan Indien. Cette dernière est traduite par le cisaillement Nord-Est, Sud-Ouest au Nord de Mozambique (ligne X-X, *figure 2* ; Reeves et al., 2002).

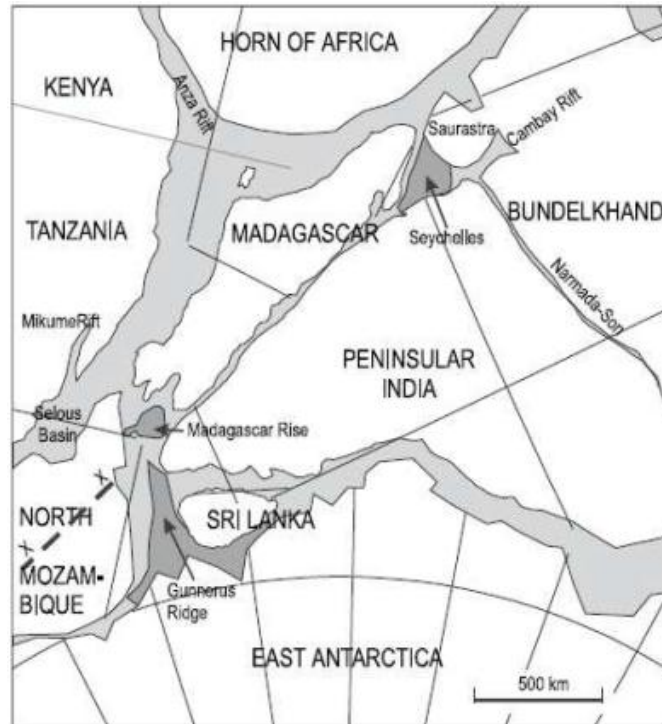


Figure 2. Reconstitution du Gondwana à 200 Ma (Reeves et al., 2002)

I.2.2. Série post-rift du Jurassique [13] [16]

A partir du Jurassique moyen, l'ouverture sub-méridienne des espaces océaniques du bassin de Somalie et du bassin de Mozambique entraîne un coulisement de Madagascar encore lié à l'Inde, vers le Sud, le long d'une zone faillée transformante située à l'emplacement de la ride de Davie. Cette phase durera jusqu'au Crétacé supérieur.

Les terrains du Jurassique et du Crétacé inférieur affleurent en bandes successives sur la bordure Est du plateau Mahafaly au Nord-Ouest de Betioky. Le Jurassique marque une tendance générale à la sédimentation marine (calcaires à polypiers du Jurassique moyen), même si on y trouve ponctuellement des dépôts continentaux ou lagunaires (niveaux à gypse). Le Crétacé inférieur, quand à lui est plutôt à dominante continentale et épicontinentale. Là encore, on signale plusieurs niveaux gypsifères.

I.2.3. Rifting créacé : la séparation de l'Inde [16] [18]

Sur la séparation continentale entre l'Inde et Madagascar, le scénario disponible est le suivant : l'arrivée d'un panache mantellique par le passage de Madagascar sur le point chaud actuel de Marion au Crétacé supérieur, est le responsable en surface de la mise en place d'une importante couverture de basaltes et, en profondeur, de la fragilisation de la lithosphère. Le rifting serait actif, au sens qu'il serait enclenché par cette activité thermique et magmatique, puis conduit par des forces de tension dont l'origine se situerait ailleurs aux limites de plaques. Ces forces aux limites sont responsables d'un étirement

Est-Ouest à Est Nord Est-Ouest Sud-Ouest à l'origine de la mise en place des dykes de la côte orientale. A cette époque, le mouvement transcurrent le long de la zone de fracture de Davie est remplacé par une extension pure, et par la suite, jusqu'à la limite Crétacé-Tertiaire, l'orientation des anomalies magnétiques dans le bassin des Mascareignes indique que la trajectoire de l'Inde est dirigée vers le Nord Est. Cette orientation est, aussi, celle des dykes du Sud-Ouest malagasy et de ceux de l'Afrique orientale.

Les bassins du Crétacé malgache sont contrôlés non seulement par la séparation de l'Inde et de l'Afrique, mais aussi par des tensions dont l'origine est à rechercher en direction de l'Atlantique. La figure qui illustre cet événement est présentée dans l'*annexe 7*.

I.3. Géologie de Madagascar [6] [7] [16] [21]

Depuis l'hypothèse sur son origine, la géologie de Madagascar résulte de plusieurs facteurs. Les dispositions géologiques de Madagascar se rassemblent essentiellement en trois groupes de roches :

- le socle Précambrien,
- les roches volcaniques,
- les séries sédimentaires.

I.3.1. Socle Précambrien

Le Socle Précambrien occupe essentiellement les deux tiers (2/3) orientaux de l'île soit environ 400 000 km² et constitue le substratum. Il représente l'extrémité orientale d'une chaîne orogénique panafricaine édifiée entre 800 et 500 Ma, le long de la marge orientale du continent Africain : la Chaîne Mozambicaine.

D'après la remise à jour de Hottin et Vachette (1976) sur la géochronologie du socle cristallin malgache, la formation géologique cristalline malgache se regroupe autour de trois périodes:

I.3.1.1. Katarchéen

D'âge supérieur à 3 000 Ma constitue le bouclier le plus ancien et comprend le système Antogilien. Il y a les formations des dômes granitiques ou pegmatites des massifs :

- Antongyl au Nord-Est,
- Ankazobe à l'Ouest,
- Angavo Centre-Est,
- Behara Sud.

I.3.1.2. Archéen

Ce sont des dépôts des séries graniteuses et calcaro-ferro-magnésiennes dessinant des sillons synclinoriaux Andriamena- Alaotra- Manampotsy-Ambatolampy - Maevatanàna,

ainsi que des dépôts des équivalents migmatitiques : Mangoro, Vondrozo, Anjafy, Famoizankova.

I.3.1.3. Protérozoïque

Ces domaines à des schistes cristallins dérivant de formations sédimentaires et volcano-sédimentaires d'âge Protérozoïque contrastent avec la lithologie du domaine archéen d'Antananarivo. La plupart de ces métasédiments (les quartzites) contiennent une population de zircons détritiques à 2.2-1.8 Ga, comparable à celle reconnue par Cox et al (1998, 2004) dans les quartzites de l'Iremo.

Le socle du protérozoïque comprend :

- Le groupe de Fort-Dauphin ;
- Le groupe d'Ampanrandava ;
- Les séries d'Amborompotsy et d'Ikalamavony ;
- La série schisto-quartzo-calcaire (SQC).

I.3.2. Roches Volcaniques

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

Les phénomènes volcaniques malgaches se sont produits à deux époques :

- Le volcanisme du Crétacé :

Dans les bassins sédimentaires, il y a des coulées inter stratifiées du Turonien et du Campanien.

- Volcanisme tertiaire et quaternaire :

A partir du sommet d'Ambre, les volcans du tertiaire et quaternaire sont représentés dans les îles de Nosy-Be, de Nosy Mitsio, le massif de l'Ankaizina, de Tsaratanàna, de l'Itasy et de l'Ankaratra.

I.3.3. Couvertures sédimentaires

Les dépôts sédimentaires de Madagascar sont intimement liés à la dislocation du Gondwana. Cette individualisation de l'île, accompagnée de trois phases principales de rifting, s'est accompagnée de la création de différents bassins sédimentaires (*figure3*):

- le rifting Karoo ;
- le rifting crétacé ;

- le rifting néogène et actuel.

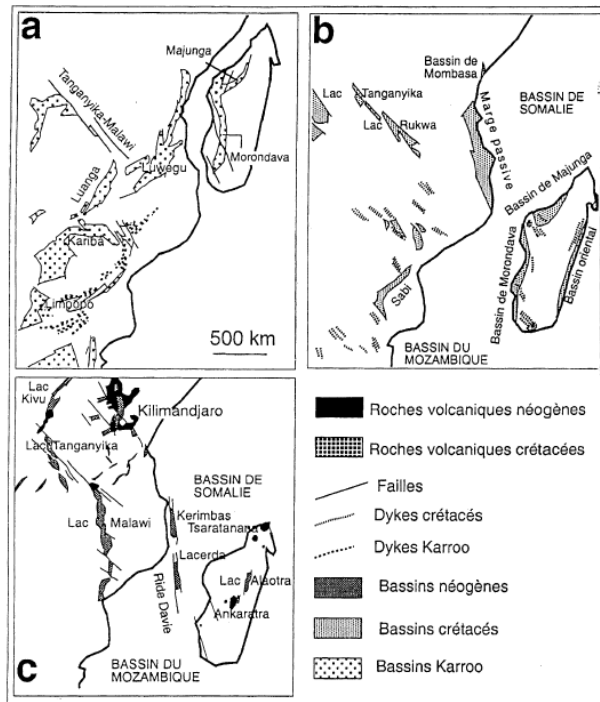


Figure 3. Situation des bassins sédimentaires de Madagascar et de l'Afrique orientale.
(D'après Razafindrazaka et al. 1999, in Groupe Campus, 1999)

Madagascar est en outre constitué de cinq bassins couvrant une surface totale de 820 400 km² s'étendant du bord du socle jusqu'à la Zone Economique Exclusive (ZEE) au large des côtes. Les trois principaux bassins, Ambilobe, Mahajanga et Morondava s'étendent dans la partie occidentale de l'île. Les deux petits bassins restant sont tous les deux marines : le bassin de Cap Sainte Marie dans le Sud et le bassin de la Côte Est (constituent le bassin de la côte orientale).

Les sédiments de Madagascar sont constitués par deux importants systèmes:

- la formation Karoo d'âge Permien-Eo-Lias contenant d'épais sédiments continentaux ;
- le Post Karoo principalement déposé dans un environnement marin.

CHAPITRE II. CONTEXTE GENERAL DE LA ZONE D'ÉTUDE

Dans le chapitre précédent, on a rappelé à l'échelle globale les phénomènes tectoniques ainsi que la géologie générale de Madagascar. La base de ce présent chapitre c'est de délimiter et d'essayer de connaître les différentes phénomènes et formations géologiques présentes dans la zone d'étude ainsi que dans le bassin de Morondava.

II.1. Délimitation géographique [14]

La partie intégrale de notre zone d'étude se situe dans le centre-Est du bassin de Morondava avec une surface 14394 km² dans l'ex-province de Toliara, mais elle touche une quelque partie de l'ex-province de Fianarantsoa. Elle est délimitée par les frontières de deux blocs pétroliers (Mandabe et Berenty). Trois régions et cinq districts ont été coupés:

- la région Menabe : district de Manja et Mahabo ;
- la région Atsimo Andrefana : district d'Ankazoabo Atsimo et Beroroha ;
- la région Ihorombe : district d'Ihosalotra.

II.2. Hydrographie générale

Deux catégories de réseaux hydrographiques caractérisent la zone d'étude:

- les cours d'eau à bassin versant mixte traversant à la fois le socle cristallin des Hautes Terres et le bassin sédimentaire de l'Ouest;
- les cours d'eau qui coulent uniquement sur les terrains sédimentaires et ne dépassent pas les 300 km.

Mais les deux catégories de réseaux hydrographiques coulent selon une direction générale Est-Ouest.

Le majeur réseau hydrographique de la zone c'est le fleuve Mangoky qui avait une direction Est-Ouest avec des affluents de direction Nord-Sud.

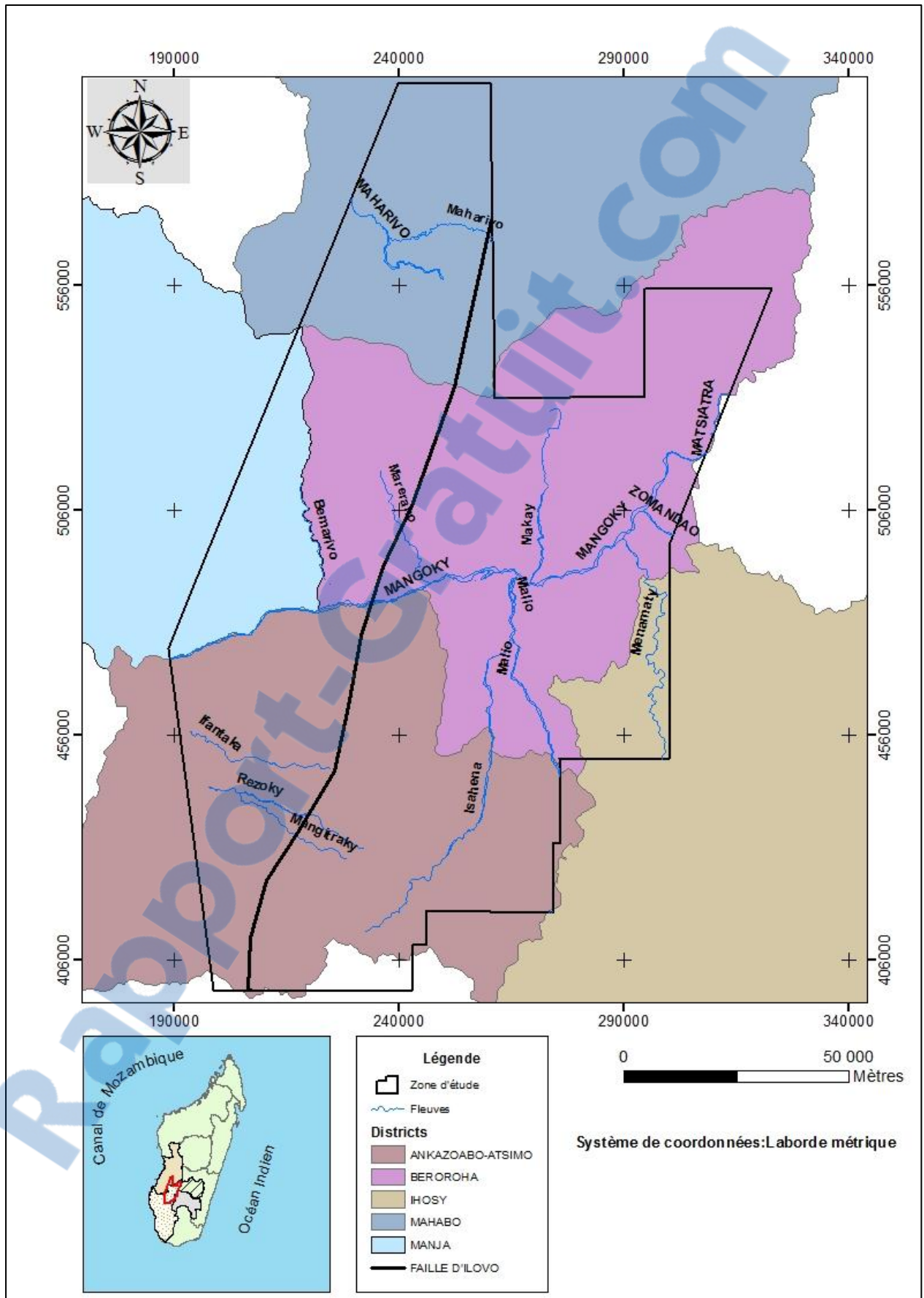


Figure 4. Délimitation de la zone d'étude (source : BD 500)

II.3. Bassin de Morondava

II.3.1. Stratigraphie [6] [16] [17]

Les travaux de Besairie et Collignon (1956), de Besairie (1960,1967) et de Radelli (1975) ont permis une classification des formations sédimentaires. Les divisions ainsi établies comprennent de bas en haut : la Sakoa (Permo-Carbonifère), la Sakamena (Permo-Trias), l'Isalo (Trias-Jurassique), le Crétacé, le Tertiaire et le Quaternaire.

Les formations sédimentaires dans le bassin définissent ainsi deux séries fondamentalement distinctes, aussi bien par leur mode de sédimentation que par leurs faciès: le Karoo et le Post-Karoo. L'*annexe 5* représente l'équivalent du Karoo et post-Karoo malagasy à l'échelle stratigraphique internationale (d'après Duval, 1999).

II.3.1.1. Le Karoo

Le Karoo essentiellement continental, va du Carbonifère supérieur au Lias. Il a été défini dans le Sud du bassin de Morondava, où il est extrêmement développé et évalué entre 6000 et 7000 m d'épaisseur (Besairie, 1971).

Il est subdivisé en trois groupes caractéristiques :

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

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

Le Karoo connu à l'affleurement est localisé dans l'extrême Est du bassin. Les groupes supérieurs du Karoo, à savoir l'Isalo et la Sakamena, ont été également reconnus dans les forages et en sismique, et s'étendent en profondeur nettement plus vers l'Ouest. Par ailleurs, le Karoo malagasy, bien étudié dans le bassin de Morondava (Besairie, 1971 ; Radelli, 1975; Razafimbelo, 1987) montre des variations importantes d'épaisseur lorsqu'on va du Nord vers le Sud.

Enfin, on y rencontre également de brèves incursions marines au Permo-Trias, qui se manifestent par des dépôts calcaires-notamment le calcaire de Vohitolia (Besairie, 1971) et évaporitiques (Radelli, 1975).

II.3.1.2. Post-Karoo

Il débute au Jurassique moyen et se différencie de la série précédente par son caractère marin franc et ses faciès beaucoup plus diversifiés.

Le Crétacé supérieur se caractérise par un épanchement de coulées basaltiques. Le Miocène présente peu d'affleurement et se caractérise par des calcarénites. Le Plio-

Quaternaire montre des séries grés-argileuses qui forment les plateaux de la zone côtière. On évalue l'épaisseur de la série post-Karoo à plus de 5 000 m vers la côte.

II.3.2. Tectonique [16]

L'analyse du schéma structural des bassins sédimentaires de l'Ouest malgache montre l'importance de la tectonique cassante.

Les principaux accidents ont une direction subméridienne et s'ordonnent préférentiellement selon la direction des deux failles principales qui affectent le socle malgache :

- la faille « côte-Est » orientée Nord Nord-Est-Sud Sud-Ouest ;
- la faille « Bongolava-Ranotsara » orientée Nord Nord-Ouest – Sud Sud-Est.

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

- la faille orientale qui, dans la partie sud du bassin, met en contact les formations inférieures du Karoo (à savoir la Sakoa et la Sakamena) avec le socle cristallin ; son équivalent dans le Nord du bassin étant la faille de Bongolava ;

- la faille de l'Ilovo qui limite à l'Ouest les affleurements de l'Isalo continental ;

- la faille de la Sikily qui coïncide avec la bordure ouest de l'affleurement du faciès mixte de l'Isalo d'âge Aalénien; son équivalent dans le Nord du bassin est la faille de Bemaraha.

- la flexure de Befandriana et la faille de Tuléar, apparaissant plus à l'ouest affectent surtout les dépôts mésozoïques et cénozoïques. Ces accidents sont des failles normales à regard ouest et ont souvent des rejets importants allant parfois jusqu'à 600 ou 1000 m (Besairie, 1971).



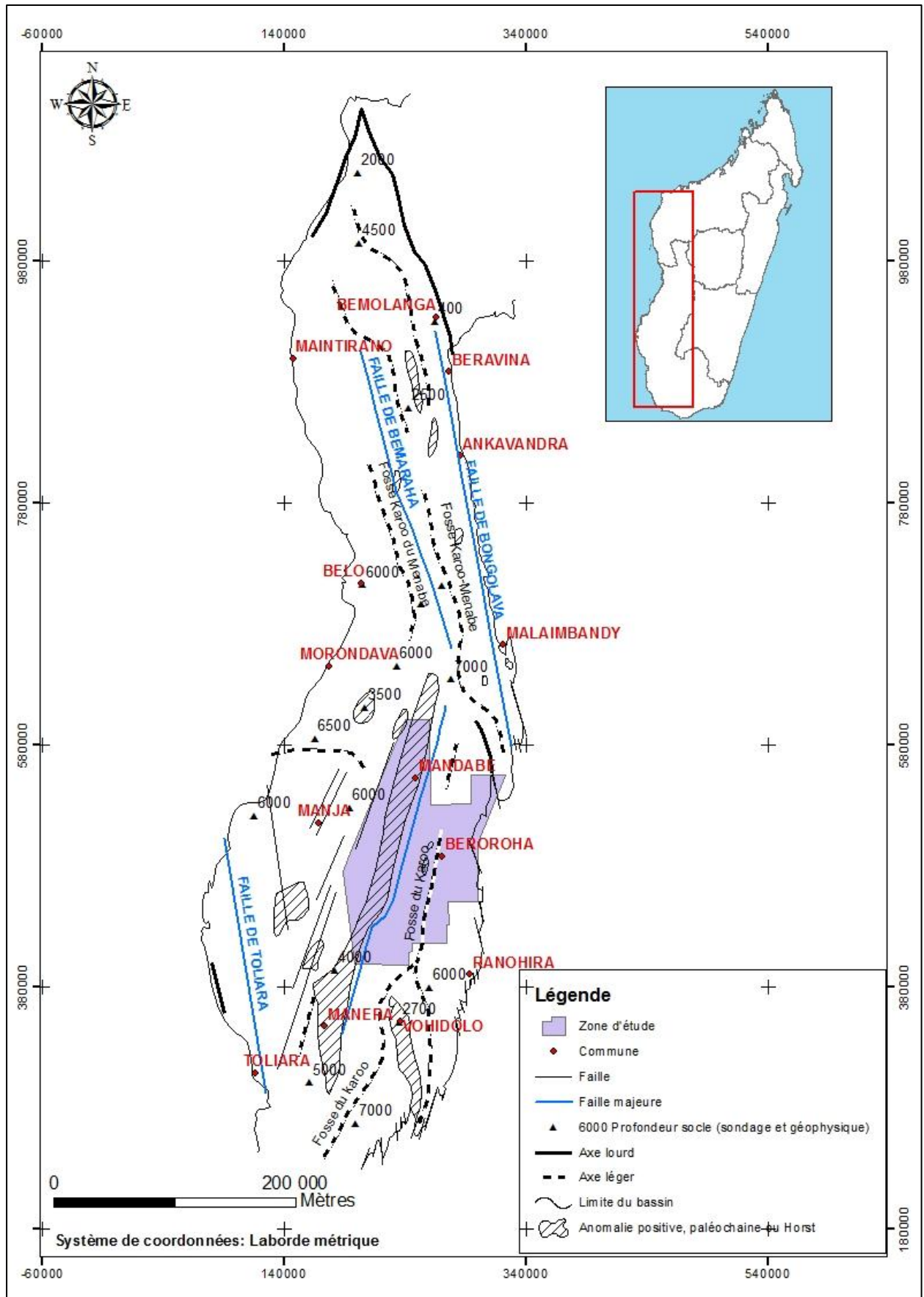


Figure 5. Schéma structurale du bassin de Morondava (source : Besairie1971, reconstitué)

II.4. Stratigraphie de la zone d'étude [6] [17]

II.4.1. Karoo

II.4.1.1. Groupe de la Sakoa

Le groupe Sakoa se compose d'une succession épaisse jusqu'à 2000 m (de tillites, grès, schistes, calcaires, et des charbons de feu d'âge Carbonifère-Permien). Wescott et Diggins (1997) ont interprété ces sédiments comme glaciaire, lacustre, marais, cône de déjection, tressé et cours d'eau sinueux, et de dépôts marins. Ils ont décrit une association palynologique de Stéfanien (*Carbonifère supérieur*) âge à partir de la base de la succession. La Sakoa peut également être mis en corrélation avec les sédiments glaciaires de la formation Indusie des bassins de rift Est-africain, et avec les charbons et les grès de la formation de Mchuchuma du Sud de la Tanzanie (Kreuser, 1995; Wopfner, 1994). Le sommet de la Sakoa est marqué par le faible calcaire marin de Vohitolia au début du Permien.



Photo 1. Affleurement d'une couche charbonneuse de la Sakoa (source : PAM)

II.4.1.2. Groupe de la Sakamena

Le groupe Sakamena se compose de trois unités, le grès du Sakamena inférieure, le schiste du Sakamena moyenne et le grès du Sakamena supérieure. Selon Wescott et Diggins (1998), l'épaisseur combinée de ces unités peut atteindre 4 000 m.

a. Sakamena inférieure

Elle se compose principalement de grès et conglomérats, avec des siltites, des roche-carbonatées et les schistes dans la partie inférieure, et avec quelques calcaires stromatolitiques, pisolitiques, oolitique et bioclastique dans la partie supérieure (les « faciès Vatambe » de Wescott et Diggins, 1998). Les grès et les conglomérats ont été déposés comme une série de cônes alluviaux et fan-deltas qui se répandent progressivement pendant le développement du demi-graben. Les conditions marines peu profondes ont dominé dans le demi-graben, avec des roche-carbonatées de large épaisseur qui se seront

déposées dans les parties les plus profondes, et les deltas progradantes dans des marges pour former des feuilles de coalescence. Les calcaires peu profonds formés par les dépôts de plage intertidale et les récifs d'algues qui se sont formés autour des franges maritimes de complexes fan-delta sont les assises des sables marins (Clark, 1996).

b. Sakamena moyenne

Elle est datée du Trias inférieur comprend des schistes gris foncé et des roches carbonatées nodulaires ou stratifiées, avec des grès hétérolithiques et cross-lits locaux. La formation Sakamena Moyenne se repose en discordance sur la formation basse Sakamena, cette discordance correspond à la transgression marine répandue dans le Trias inférieur. La diagraphie par câble et des données sismiques ont montré que la formation Sakamena Moyenne comprend une couverture sédimentaire épaisse à travers le complexe du rift de la partie orientale du bassin de Morondava. Il forme une couche relativement uniforme sur les sections sismiques, avec des fortes réflexions dans le haut et le bas. L'épaisseur est comprise entre environ 200 m à l'affleurement et à environ 650 m sous la surface.

c. Sakamena supérieure

La Sakamena dans le Trias Moyen est constituée par des grès. Ces grès se reposent en concordance sur les argilites et siltites dans la formation Sakamena moyenne. La formation Sakamena supérieure comprend une couverture épaisse et relativement uniforme de sédiments qui s'étend à travers les larges fossés, qui s'est établie dans le Trias inférieur. Besairie et Collignon (1972) ont interprété la formation Sakamena Supérieure comme un dépôt continental, mais des études plus récentes suggèrent une sédimentation dans une gamme de marin peu profond, à environnements deltaïques et fluvial.



Photo 2. Affleurement de la Sakamena : (a) Sakamena inférieure : grès intercalé d'argile, (b) schiste de la Sakamena moyenne, (c) Sakamena supérieure (source : auteur, Tullow)

II.4.1.3. Groupe de l'Isalo

La formation de l'Isalo comprend une succession uniforme, jusqu'à 6000m d'épaisseur, de grès cross-lits et des conglomérats dont les racines développées localement et les troncs d'arbres pétrifiés (Piqué et al, 1999). Ces sédiments sont interprétés comme des dépôts de chenaux fluviaux et des complexes de flux tressés. Besairie et Collignon (1972) et Luger et al. (1994) assigné dans l'Aalénien la partie la plus élevée de la formation de l'Isalo au voisinage de Sakaraha. Cet âge est discutable, cependant, parce que les grès à stratification entrecroisée dans la formation Andafia sont souvent confondus avec des grès Isalo. À première vue, ces grès ont une grande ressemblance, mais un examen plus approfondi des affleurements autour de Sakaraha a révélé une texture immature, avec des grains de quartz et de feldspath angulaires et des grains de mica abondant, les plus typiques de la Formation de l'Isalo.

Les grès d'Andafia représentent probablement le grès de l'Isalo érodé et remanié, et donc ils sont beaucoup plus matures, avec des grains de quartz arrondis et beaucoup moins de feldspath et de quartz. Besairie et Collignon (1972) a également attribué dans l'Aalénien la formation de l'Isalo le long de la rive Sud-Est du plateau de Bemaraha à la rivière dans le Nord bassin de Morondava. Le terme «Isalo » tel qu'il est actuellement appliqué à Madagascar intègre largement les grès de différents âges et appartenant à plusieurs séquences de dépôt distincts. L'Isalo I et L'Isalo II sont dans l'âge du Trias alors que l'Isalo IIIa, IIIb et IIIc sont du Jurassique moyen. Le seul trait commun ; qu'ils partagent et qu'ils sont tous inter-lits et pourtant ils sont traditionnellement combinés dans la formation Isalo, ou «Série Isalo ».



Photo 3. Grès grossier à stratification entrecroisée de l'Isalo I (source : auteur)

II.4.2. Post-Karoo

Le post-Karoo de notre zone d'étude se caractérise par trois séries datées de Lias supérieur et de jurassique moyen. Elles sont en général formées dans la partie Ouest de la faille d'Ilovo.

II.3.2.1. Série de Sakaraha ou Bemaraha inférieur

Le Bemaraha inférieur correspond à un plateau incliné vers l'Ouest et limité à l'Est par une cuesta majeure. Entre Manambolo et Tsiribihina, les terrains sont calcaréo-marneux à dominante marneuse. Au Manambolo, l'épaisseur est d'environ 120 mètres. Cette épaisseur augmente vers le Sud jusqu'à la Tsiribihina et décroît ensuite.

L'épaisseur atteint son maximum avec 260 mètres sur la route de Miandrivazo-Belo avec une formation inférieure de calcaires souvent lithostratigraphiques, très pauvre en marnes et une formation supérieure de calcaires d'abord lumacheliques puis de calcaires sublithographiques et de marnes.

II.3.2.2. Série d'Ankazoabo ou Bemaraha moyen

Au Nord de Tsiribihina, une sédimentation marine continue déposait les calcaires du Bemaraha, au Sud du fleuve et dès le parallèle 700, la partie moyenne du Bemaraha a été affectée des rythmes oscillants de régressions et transgressions marines avec dépôts de faciès mixtes.

La série est à faciès mixte mais à large dominance gréseuse avec grès à stratification entrecroisée et argile de nature continentale et intercalations clairsemées de bancs et de lentilles calcaires. Cette série représente une vaste formation deltaïque où des incursions marines de courte durée ont déposé des calcaires.

II.3.2.3. Série de Sakanavaka ou Bemaraha supérieur

Le Bemaraha supérieur est composé de calcaires et de marnes marines. C'est là la série la plus épaisse du Jurassique moyen. La largeur d'affleurement diminue du Nord vers le Sud depuis 25 kilomètres sur le Manambolo jusqu'à 7 kilomètres sur le parallèle 675. La série est affectée par des failles longitudinales.

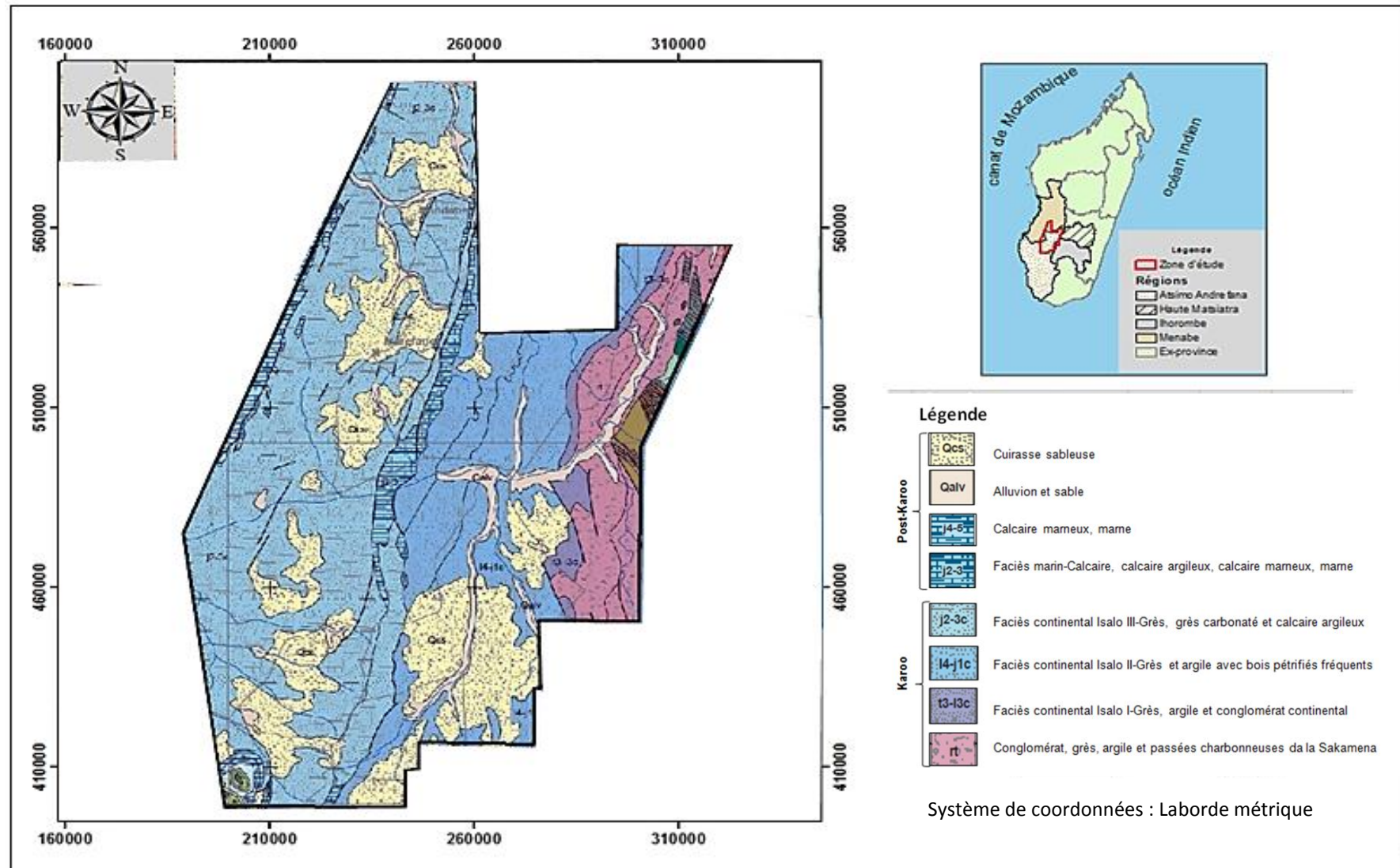


Figure 6. Carte géologique de la zone d'étude (source : PGRM 2012)

PARTIE II. METHODOLOGIES APPLIQUEES A L'EXPLORATION PETROLIERE

CHAPITRE III. NOTIONS DE BASE SUR L'ORIGINE DES RESSOURCES EN HYDROCARBURES

Afin de concentrer dans les différentes méthodes d'explorations pétrolières, il est primordial de présenter les bases sur l'origine des ressources en hydrocarbures. Ainsi ce chapitre va détailler tous ce qu'il faut savoir sur la génération du pétrole dont qui nous a conduit d'entrer dans l'étude un peu plus profonde.

III.1. Introduction aux ressources d'hydrocarbure

L'objectif est de comprendre pourquoi et comment les sédiments peuvent générer des ressources en hydrocarbures. En premier lieu, il y a l'accumulation de sédiments, à la formation d'une roche-mère et à leur enfouissement qui permet à la matière organique de parvenir à la maturité, puisqu'elle est enfouie de plus en plus profondément, générant du kérogène, puis du pétrole et du gaz après des millions d'années. Autrement dit, les sédiments s'enfouissent dans le sous-sol avant de générer des fluides hydrocarbures.

Après enfouissement, la migration ascendante des fluides hydrocarbures a eu lieu après leur expulsion de la roche-mère.

La transformation de la matière organique en pétrole et en gaz est rendue possible grâce aux fortes pressions et températures qui existent en subsurface. Cette transformation de matière organique entraîne une surpression au niveau de la roche-mère jusqu'à l'apparition d'une micro-fracturation de la matrice. Cela permet l'expulsion du pétrole et du gaz, sachant qu'avec la profondeur, la proportion de gaz augmente [19].

III.2. Système pétrolier [19]

Les champs d'hydrocarbures sont découverts dans les bassins sédimentaires. Ils sont répartis sur les différents continents (onshore) et océans (offshore) de la planète. L'accumulation de sédiments déposés sur les fonds marins ou lacs a formé des bassins sédimentaires qui ont été déformés au fil des ans par des mouvements tectoniques. Un système pétrolier décrit tous les paramètres requis pour permettre aux accumulations d'hydrocarbures d'exister.

Il est caractérisé par trois composantes principales *liées à la géologie* :

- la présence d'une *roche-mère* : c'est la roche qui peut produire des hydrocarbures à partir de sa matière organique préservée.
- la présence d'une *roche-réservoir* : c'est une roche dans laquelle des hydrocarbures se sont accumulés au fil du temps. Elle est perméable, comme le carbonate ou le grès ;

- la présence d'une *roche-couverture* : il s'agit de la roche qui empêche les hydrocarbures de fuir. Les roches-couvertures sont imperméables, comme le sel ou le schiste.

Le système pétrolier se caractérise également par des *processus dynamiques* dus au mouvement des fluides.

- le premier processus est *la migration* des hydrocarbures : une fois la matière organique transformée en pétrole ou gaz, les hydrocarbures peuvent être expulsés de la roche-mère dans des conditions spécifiques. Ensuite, ils continuent à se déplacer à travers les sédiments et failles perméables pour atteindre la roche-réservoir.

- le second processus est appelé « *piégeage* » : la migration d'un grand volume d'hydrocarbures dans un piège entraîne l'accumulation de liquides ou de gaz. Le gaz en haut, l'eau en bas et le pétrole entre les deux.

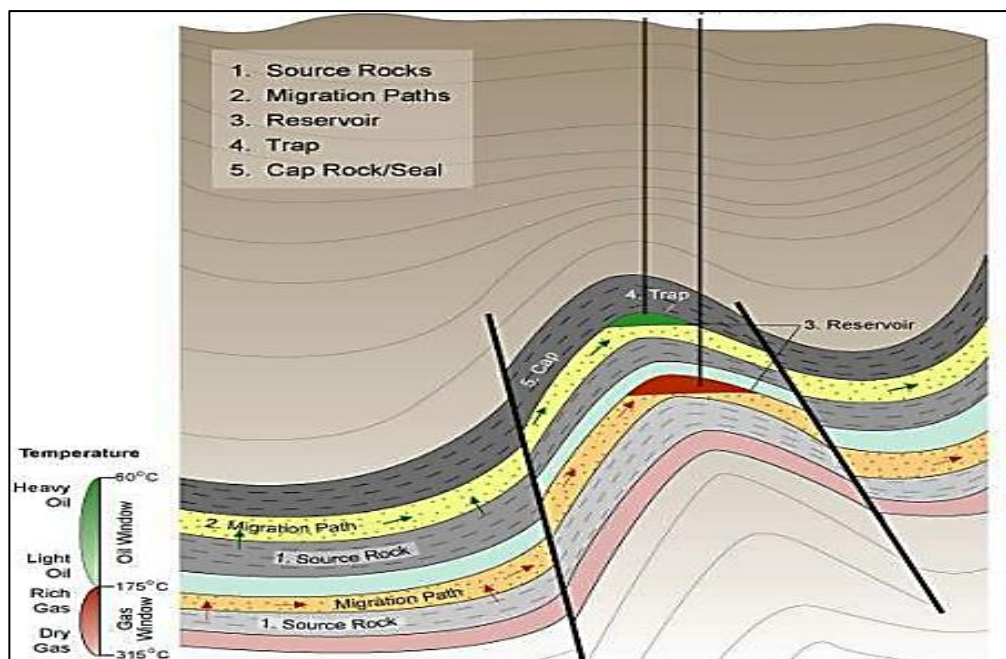


Figure 7. Le système pétrolier (source : IFP)

III.3. Accumulation et enterrement de dépôt [19]

Les dépôts sont principalement constitués de fragments de roches et de minéraux (comme des particules d'argile, des grains de sable fin...) dus à l'érosion, mais aussi de matière organique venant d'organismes morts qui a été préservée de la destruction (plantes, animaux, et surtout une très forte proportion de planctons et de phytoplanctons).

Il existe différents environnements de dépôt qui génèrent différents types de matière organique. Celle-ci se transforme en kérogène, un mélange de composés organiques contenant diverses proportions d'atomes d'hydrogène et de carbone : les composants de base de toutes les ressources d'hydrocarbures.

- le *kérogène de type I* fait référence aux dépôts lacustres de plantes, de micro-organismes... ;

- le kérogène de type II correspond à des dépôts marins tels que les deltaïques, de plate-forme continentale ou de pente et pélagiques contenant du phytoplancton. Il s'agit de loin du type de kérogène le plus commun ;
- enfin, le type III correspond aux dépôts terrestres ou, plus généralement, au kérogène dérivé des plantes terrestres.

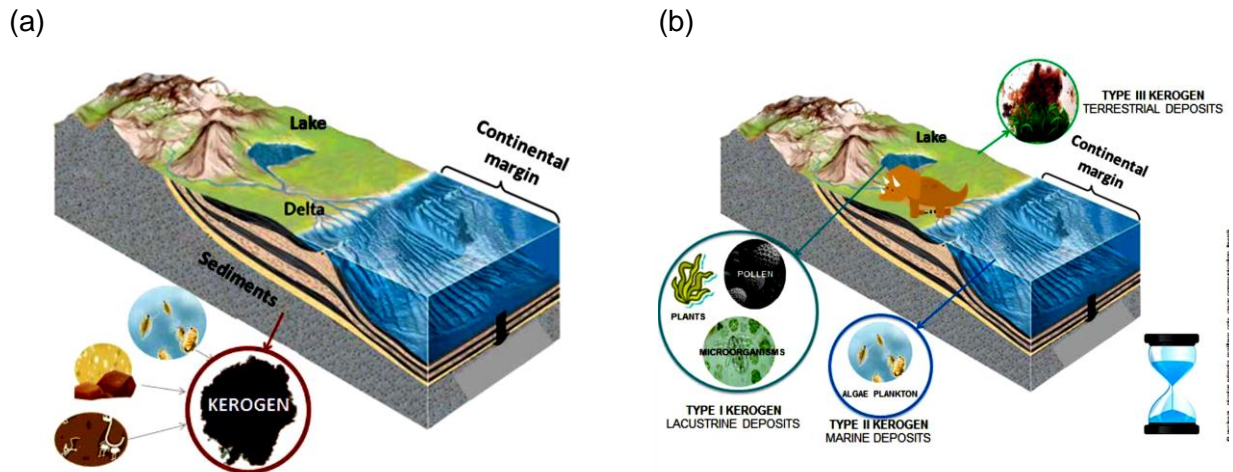


Figure 8. (a) accumulation et enterrément de dépôt ; (b) les différents type d'origine du kérogène (source : IFP)

III.4. Maturation de la matière organique

Au cours de l'enfouissement, la matière organique qui contient dans la roche mère va se transformer en kérogène, entre environ 55 et 60°C. La roche-mère n'est pas encore totalement mature, la température étant encore faible pour casser les liaisons chimiques du kérogène.

À de plus grandes profondeurs, l'augmentation de la température permet de craquer ces liaisons, ce qui permet la génération de pétrole à partir du kérogène situé dans la porosité de la matrice rocheuse. Ce phénomène se produit à des températures comprises entre 60 et 120°C, en fonction des types de kérogène et des conditions thermodynamiques du site. Nous appelons «fenêtre à huile», l'intervalle de température dans lequel le pétrole est généré. Elle correspond à un intervalle de profondeur où les conditions thermiques sont idéales pour transformer le kérogène en pétrole. Le rapport gaz/pétrole augmente progressivement au profit du gaz au fil du temps et au fur et à mesure que la profondeur augmente. À des températures supérieures, seul du gaz sec est généré. Outre des hydrocarbures, du dioxyde de carbone et de l'eau sont également générés lors de ce processus continu. Comme pour le pétrole, une fenêtre à gaz est définie. C'est l'intervalle de température dans lequel on observe la génération de gaz [19].



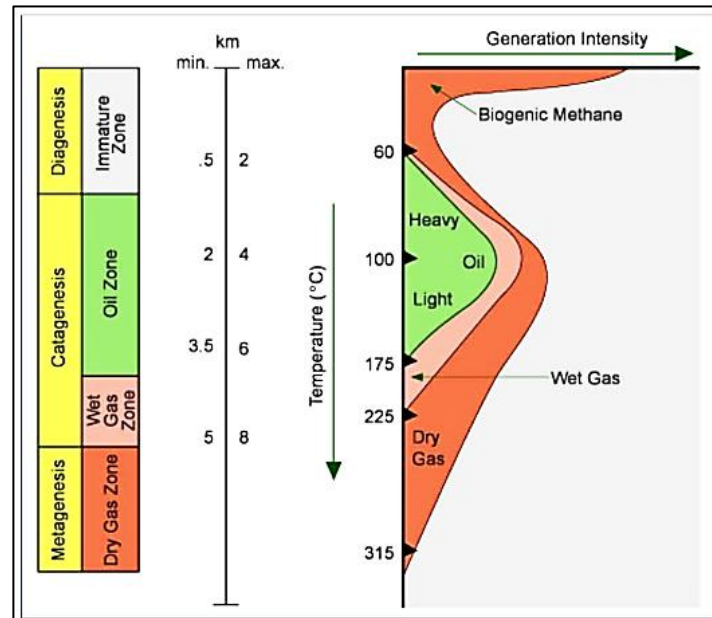


Figure 9. Maturation d'hydrocarbure (source : IPIMS)

III.5. Migration des fluides d'hydrocarbures [4] [5]

On distingue classiquement trois phases de migration :

- la migration primaire ou expulsion :

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

- la migration secondaire :

La migration secondaire désigne les mécanismes de déplacement des hydrocarbures depuis leur lieu d'expulsion (roche mère) vers leur lieu d'accumulation dans un réservoir ou magasin (roche-réservoir) qui constitue sous certaines conditions un piège (nécessité d'une roche couverture). L'expulsion à partir de roches à grain fin (le cas de toutes les roches mères) vers un réservoir suppose des chemins de migration le long de drains.

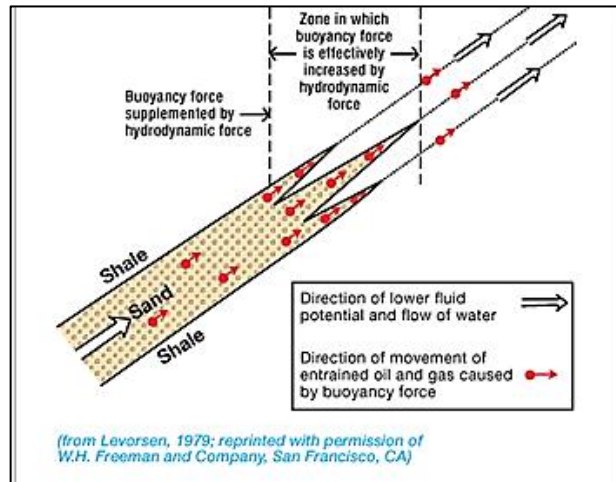


Figure 10. Migration secondaire d'hydrocarbure par flottaison ou « buoyancy » (source : IPIMS)

- la migration tertiaire ou dysmigration :

C'est la « fuite » des hydrocarbures qui à partir d'un piège où ils se sont accumulés et concentrés, se déplacent vers la surface du sol ou vers un autre piège, souvent appelé gisement de récupération.

III.6. Types de pièges d'hydrocarbure

La présence d'un piège par lequel l'hydrocarbure en voie de migration se trouvera arrêté est la dernière condition nécessaire pour l'accumulation en quantités suffisantes de ce dernier pour donner un gisement commercial. Ces pièges font suite à la combinaison de plusieurs facteurs physiques qui favorisent l'accumulation et la conservation du pétrole. Les pièges peuvent être structuraux, stratigraphiques ou mixtes, c'est-à-dire la combinaison des deux [19].

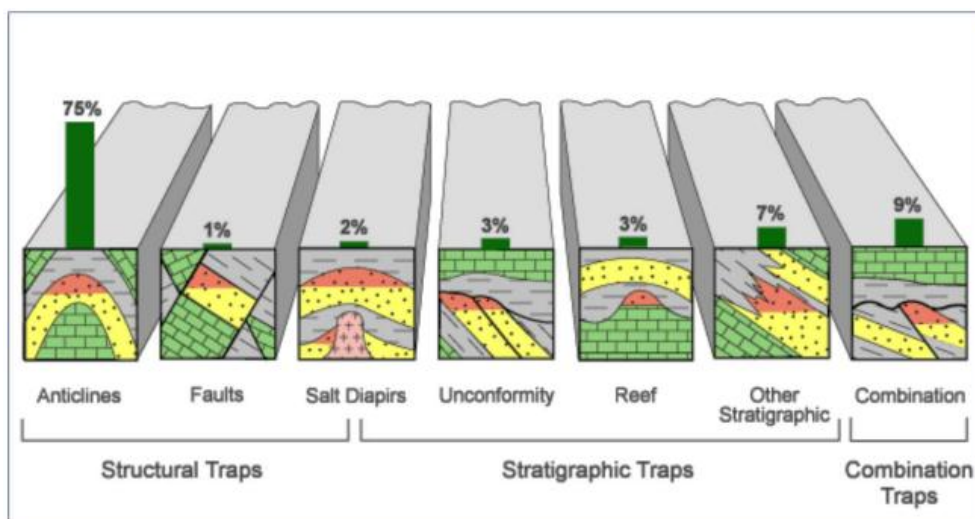


Figure 11. Les différents types de pièges pétroliers (source : IPIMS)

CHAPITRE IV. METHODES D'EXPLORATION GÉOPHYSIQUE

Dans ce mémoire, nous basons beaucoup plus sur les méthodes d'exploration géophysique à savoir la sismique, la gravimétrie et la magnétique. Avant d'introduire dans l'étude approfondie, on va traiter dans ce chapitre les notions de base pour chaque méthode.

IV.1. Rappel sur les activités d'exploration pétrolière

Les activités d'exploration pétrolière a pour objectif :

- la découverte d'accumulations d'hydrocarbures techniquement et économiquement exploitables ;
- la reconnaissance des gisements dans les bassins sédimentaires par des forages ;
- la localisation des forages d'exploration à partir d'une série d'opérations de reconnaissance aboutissant ;
- la détection indirecte des hydrocarbures à partir de la surface ;
- la vérification de la présence d'hydrocarbure et le test de leur mobilité par forage des réservoirs identifiés ;
- la mise en œuvre des techniques géologiques et géophysiques de plus en plus complexes et coûteuses.

L'industrie pétrolière se sépare schématiquement en deux branches : l'«amont» (exploration, production) et l'«aval» (raffinage transport et distribution).

L'exploration commence par la connaissance géologique de la région, puis passe par l'étude détaillée des structures géologiques (principalement par imagerie sismique, même si la magnétométrie et la gravimétrie peuvent être utilisées) et la réalisation de puits. On parle d'exploration « frontière » lorsque la région n'a pas encore de réserve prouvée, le risque est alors très élevé mais le prix d'entrée est faible, et le retour peut être important.

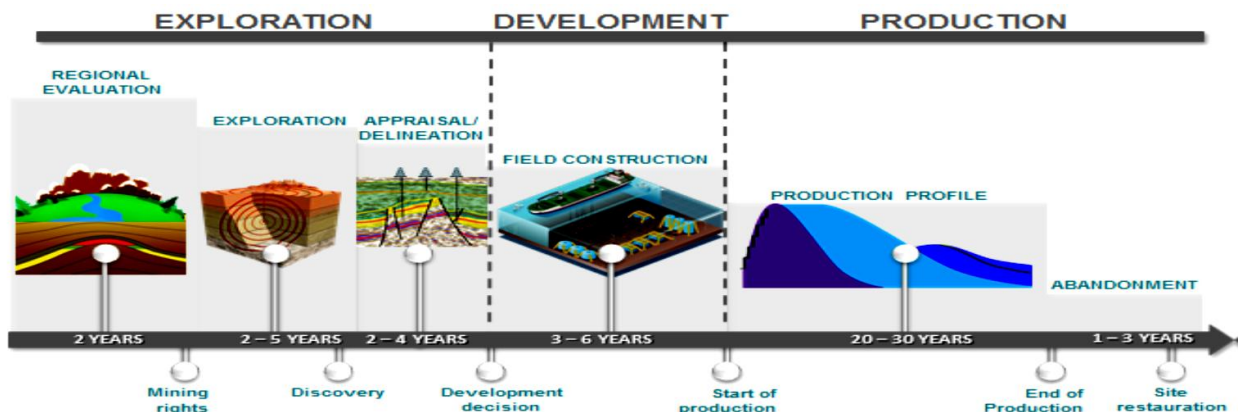


Figure 12. Cycle global de l'exploration-production (source : IFP)

IV.2. Reconnaissance géologique [4] [5]

IV.2.1. Principe

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

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



Photo 4. *Suintement d'hydrocarbure en surface dans la zone d'étude (oil seepage)*
(source : Tullow)

IV.2.2. Indentification des régions pétrolifères

Le terme système pétrolier est plus restrictif que celui, employé plus haut, de zone pétrolière ou de *province pétrolière*, espace géographique correspondant à un groupe de sous-bassins. Chaque province peut en effet comporter un ou systèmes pétroliers selon la richesse du bassin en horizons roches mères et réservoirs (ex : Moyen-Orient). A l'intérieur d'un bassin et considérant un système pétrolier particulier, le géologue explorateur définit ensuite deux autres notions, celle du « play » et celle du « prospect » qui désigne respectivement un ensemble d'objectifs à caractères semblables et un objectif particulier pour l'exploration dans le bassin. Le système pétrolier fait l'objet d'une analyse au niveau du bassin et son identification se fait généralement par l'âge de la roche mère et des réservoirs productifs, alors que, l'objectif pétrolier (le play ou le prospect) est d'abord défini par le réservoir et le piège. Dans l'analyse du système pétrolier, on attachera une grande importance au *moment critique* (la période géologique capitale pour ma production d'une

ressource), alors que pour la recherche de *plays* ce sont les conditions actuelles qui sont essentielles pour définir l'aspect économique de l'objectif.

En résumé, on peut distinguer quatre niveaux dans l'investigation pétrolière :

- Le bassin sédimentaire, la zone pétrolière ;
- Le système pétrolier ;
- Le play ;
- Le prospect.

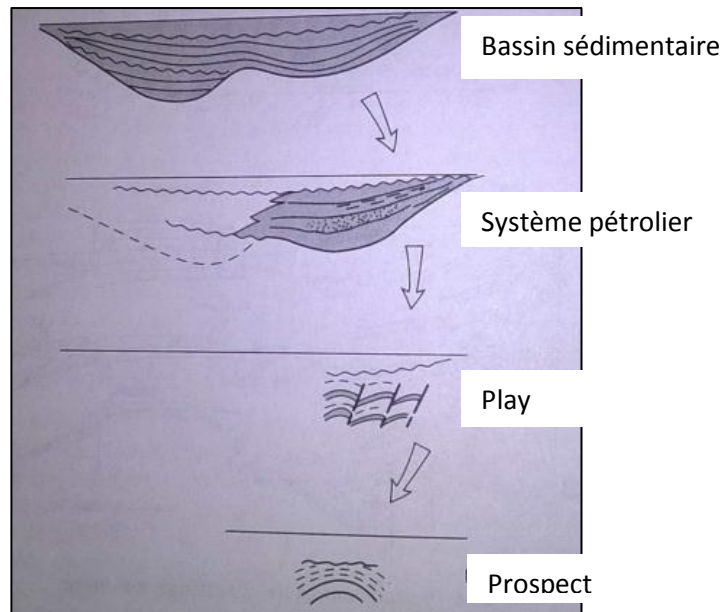


Figure 13. Les niveaux de l'investigation pétrolière : Bassin sédimentaire, système pétrolier, play, prospect [4]

IV.3. Prospection sismique [8] [10] [12]

IV.3.1. Principe de base

Une source sismique, un coup ou une vibration contrôlée, produit des ondes de vibration en surface qui se propagent dans toutes les directions dans le sous-sol. En arrivant sur des limites de couches rocheuses qui se différencient les unes des autres par leur impédance acoustiques (impédance = densité de la roche x vitesses de propagation de l'onde), les ondes sismiques sont, selon les lois de l'optique, soit réfléchies ou réfractées.

IV.3.2. Sismique réflexion

La sismique réflexion est une méthode de prospection géophysique dans laquelle une source émet des ondes élastiques qui pénètrent dans le sol, s'y propagent et se réfléchissent sur les interfaces séparant des milieux différents où les vitesses des ondes varient (par exemple, des couches géologiques).

Elle est surtout utilisée (et plus que toute autre méthode) pour cartographier les structures des sections sédimentaires.

Le principe est simple. Supposons une interface entre deux milieux de vitesses différentes. L'onde issue de S est réfléchiée en point R de l'interface et est détectée au géophone en G. Si h_1 est l'épaisseur de la première couche, et t_R le temps mis pour l'onde réfléchiée pour arriver à G, alors :

$$t_R = \frac{2}{v_1} \sqrt{\left(h_1^2 + \frac{x^2}{4}\right)}$$

ou

$$h_1 = \frac{1}{2} \sqrt{(v_1^2 t_R^2 - x^2)}$$

Le graphe de R en fonction de la distance au géophone x est une hyperbole.

Tableau 1. Exemples de vitesse sismique et de densité de quelques roches (Source : livre « le Pétrole » de JACQUES FLANDRIN et Al.)

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

IV.3.3. Acquisition et traitement des données

IV.3.3.1. Chaîne sismique

Elle comprend trois parties, la source sismique, les capteurs, le laboratoire d'enregistrement sur le terrain avec ses prétraitements (généralement il s'agit d'un laboratoire d'enregistrement numérique) puis le laboratoire des traitements ultérieurs où des méthodes sophistiquées permettent de tirer le meilleur profit des données recueillies sur le terrain.

a. Sources

Il faut distinguer les sources utilisées à terre de celles que l'on fait fonctionner en mer. On utilise à terre des sources par vibreur. Le signal émis est de longue durée, environ 10 secondes.

La panoplie des sources de la sismique marine est plus étendue. On peut utiliser des explosifs, des appareils à décharge électrique (étinceleurs) et toute une gamme de canons : canons à air, canons à eau, canons à vapeur.

b. Capteurs

Ils transforment l'énergie sismique en voltage électrique. À terre on utilise des géophones, en mer des hydrophones. Les premiers sont des capteurs électromagnétiques à bobine mobile, la bobine se déplaçant par inertie dans l'entrefer d'un aimant solidaire du bâti. Les hydrophones transforment les variations de pression dans l'eau en une tension électrique. Le principe est basé sur la réponse piézo-électrique d'une céramique.

c. Laboratoire d'enregistrement

Les données sont enregistrées sous forme numérique. Le pas choisi définit l'échantillonnage du signal enregistré par les capteurs. La fréquence d'échantillonnage f_e doit être au moins deux fois plus grande que la plus haute fréquence du signal à conserver.

d. Filtrages

Ils sont utilisés en plusieurs points de la chaîne d'enregistrement puis lors du traitement. Il existe trois types principaux les filtres : les filtres dans le domaine spectral, les filtres dans le domaine temporel et les filtres dans le domaine spatial, ou en nombre d'onde.

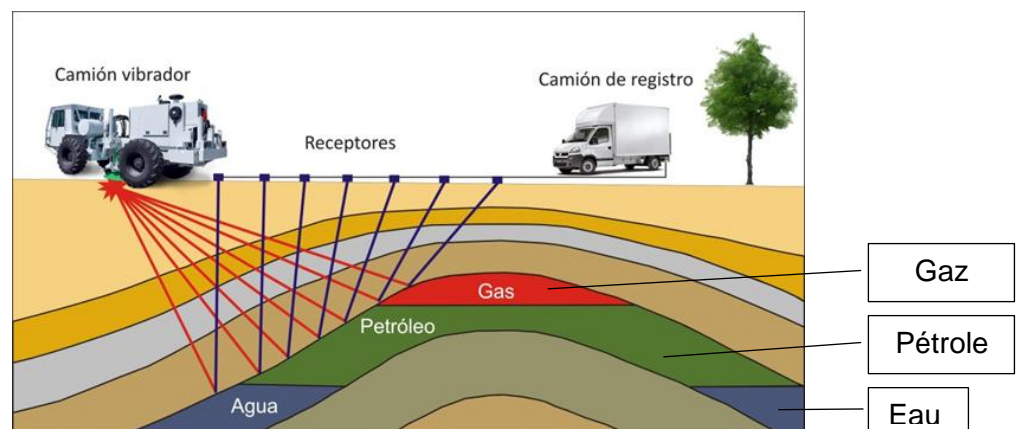


Figure 14. Acquisition sismique terrestre

IV.3.3.2. Traitement

L'évolution des techniques est en continuel progrès et dans chacune des étapes que nous allons examiner la complexité des traitements s'accroît sans cesse. Ceci dans un objectif constant qui est toujours l'amélioration du rapport signal sur bruit. Tout ce qui ne

correspond pas au signal sismique et à ses réflexions sur différents miroirs peut être considéré comme du bruit.

Parmi les opérations que nous avons décrites plusieurs peuvent être considérées comme faisant partie du traitement, les filtrages en particulier. Mais d'autres peuvent se faire après que la campagne sismique ait été achevée. C'est en particulier tout ce qui touche à la sommation de traces de la couverture multiple pour les différents tirs et que l'on inclut dans les opérations de traitement proprement dit. Examinons ces opérations successives :

a. Corrections statiques et dynamiques

Les premières consistent à corriger les anomalies de temps de parcours dues aux différences d'altitude des géophones ainsi que des variations des vitesses superficielles.

Les corrections dynamiques correspondent aux trajets différents des rais réfléchis sur le même PCR dans un dispositif de couverture multiple. Avant la sommation des traces il convient de corriger les temps de parcours de ces écarts de temps. Cette correction nécessite la connaissance des lois de vitesse dans les couches parcourues par les rais.

b. Mixage et composition

Ces traitements ont pour objectif de réduire l'amplitude des bruits incohérents. Dans une opération de mixage on ajoute à l'énergie d'une trace donnée 25 à 50 % de celle de la trace qui la précède ou de la trace qui la suit, voire les deux. Cette opération entraîne une certaine distorsion du signal. Dans la composition on additionne l'énergie de deux ou plusieurs traces après avoir corrigé les trajectoires des rais pour les rendre égales en temps et éviter ainsi un déphasage.

L'élimination des bruits systématiques et cohérents concerne trois domaines principaux :

- l'élimination du pédalage ;
- l'élimination des multiples ;
- la déconvolution avant sommation ;
- la déconvolution après sommation.

c. Migration

L'objectif de la migration est de replacer les réflexions inclinées en bonne position par rapport au point milieu de la section.

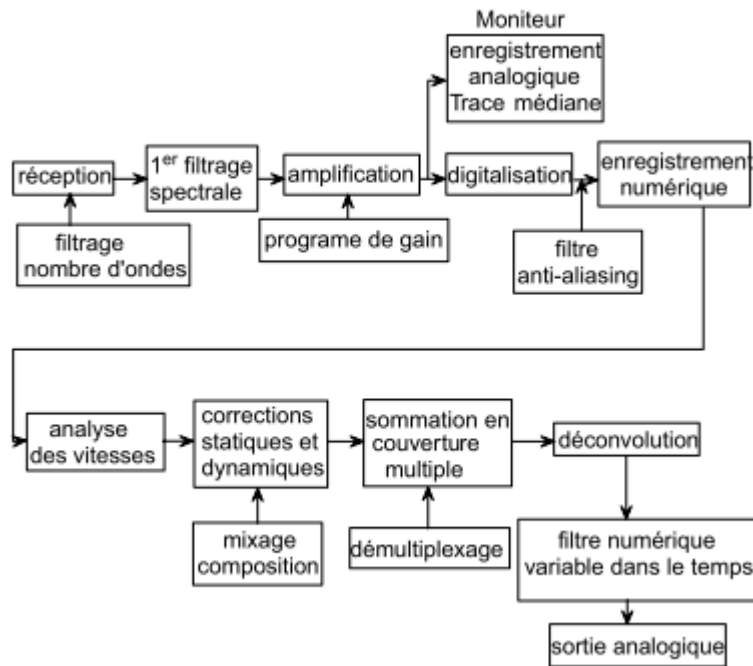


Figure 15. Chaîne de traitement

IV.4. Prospection gravimétrique [11] [15] [18]

La méthode gravimétrique repose sur la mise en évidence d'anomalies de la pesanteur (ou ses dérivées) dues à l'inégale répartition des densités dans le sous-sol. C'est une méthode géophysique non destructive, applicable sur tout domaine marin ou terrestre et à toute échelle (gravimétrie de reconnaissance, gravimétrie de détail).

IV.4.1. Application dans le domaine pétrolier

La méthode gravimétrique a été utilisée initialement en prospection pétrolière pour localiser les dômes de sel et plus tard pour rechercher les structures anticlinales. Avec le développement de la technologie instrumentale et du traitement de l'information, son utilisation s'est depuis diversifiée.

Pour le cas de notre étude, la méthode gravimétrique permet de détecter l'extension, la profondeur, l'identification des couches géologiques suivant la différence de densité des roches dans le bassin, de décrire l'allure du toit du socle.

IV.4.2. Principe de base de la gravimétrie

IV.4.2.1. Un ellipsoïde de révolution : le sphéroïde

Pour prédire le champ gravitationnel de la terre en tout point, sa forme et ses variations de densité doivent être connues. À cause de sa rotation, la terre n'est pas sphérique. Sa forme peut être approximée par un ellipsoïde de révolution, parfois appelée sphéroïde et caractérisée par son coefficient d'aplatissement :

$$R = \frac{R_{\text{équateur}} - R_{\text{pôles}}}{R_{\text{équateur}}} = \frac{1}{298.247}$$

Où $R_{\text{équateur}}$ est le rayon de la Terre à l'équateur (6378.139 km) et $R_{\text{pôles}}$ le rayon de la Terre au pôle.

Sur l'ellipsoïde, la gravité de référence g_0 pour un point de latitude φ est (formule acceptée depuis 1967 par l'Union International de Géologie et de Géophysique (I.U.G.G.)):

$$g_{th}(\varphi) = 9.7803[1 + 5.2789 \times 10^{-3} \sin^2 \varphi + 23.462 \times 10^{-6} \sin^4 \varphi]$$

IV.4.2.2. Le géoïde

La formule de g_{th} donnée précédemment suppose que le niveau des océans est lisse et que la densité ne varie qu'en profondeur. Or, il n'en est rien. On sait que cette surface a des bosses et des creux de plusieurs dizaines de mètres et que la densité peut varier suivant toutes les directions. Ceci nous amène alors à définir le concept de géoïde que l'on définit par la surface équipotentielle correspondant à la surface des océans aux repos. Sur les continents, le géoïde correspond à la surface définie par l'eau contenue dans un canal étroit reliant les océans de part et d'autre du continent.

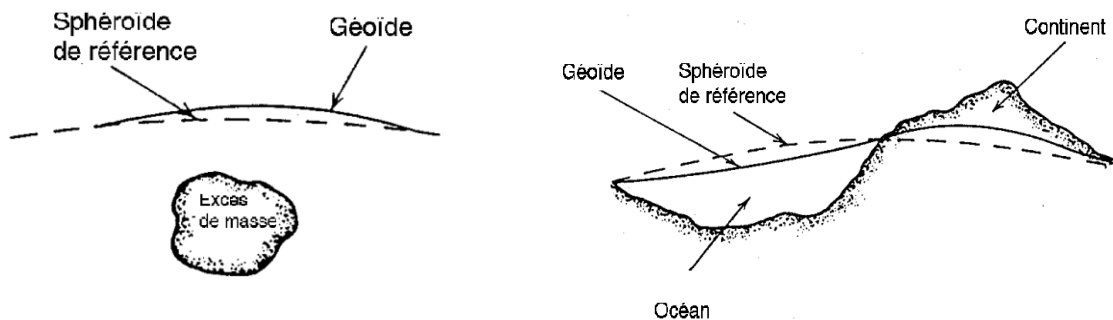


Figure 16. Représentation figurée d'un sphéroïde de référence et d'un géoïde

IV.4.2.3. Densité

Par définition, la densité d'un matériau est le rapport entre le poids d'un volume donné et le poids du même volume d'eau, c'est donc une grandeur sans unité contrairement à la masse volumique et au poids volumique.

Pour les milieux superficiels du sous-sol, la densité de la fraction solide est toujours très proche de $d_s=2.67$. De ce fait, pour un sol saturé on aura :

$$d = d_s(1 - n) + n$$

où n étant la porosité,

et pour un sol non-saturé,

$$d = d_s(1 - n) + nS_r$$

Si l'on néglige le poids de la fraction gazeuse, S_r étant le degré de saturation en eau.

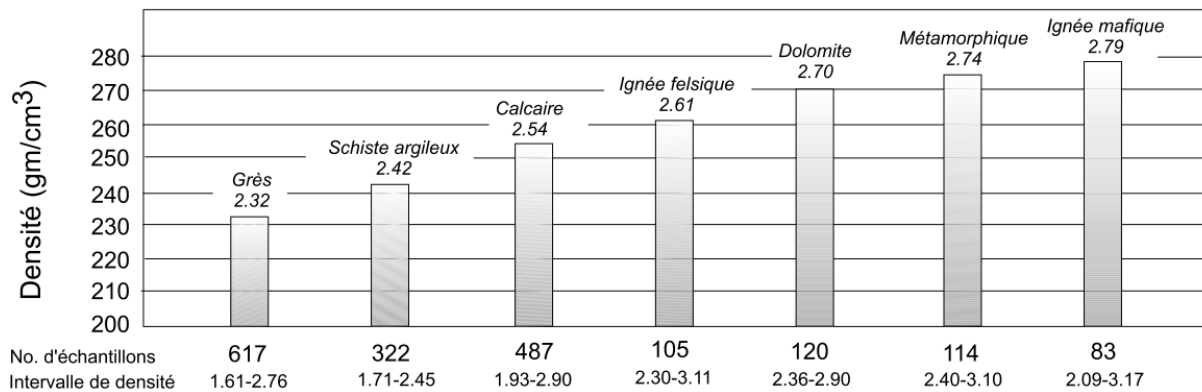


Figure 17. Densités moyennes d'échantillons de surface et de carottes mesurée au laboratoire (d'après Mobil Oil Co)

IV.4.3. Causes non géologiques des variations de g

Les causes non géologiques sont diverses : les stations de mesure ne sont pas à la même distance du centre de la Terre, ni sur une surface parfaitement sphérique, l'attraction luni-solaire varie au cours d'une prospection et enfin l'appareillage dérive. L'effet perturbateur de ces causes non géologiques doit être supprimé en apportant différentes corrections aux valeurs mesurées.

IV.4.3.1. Correction d'altitude

Nous mesurons une altitude sur le terrain et nous la comparons à une station de référence. La correction d'altitude est donnée par la valeur :

$$\Delta g_h = 0.3086 \text{ mgal/m}$$

g diminue de 0.3086 mgal/m lorsqu'on s'élève dans l'air.

IV.4.3.2. Correction de plateau

La correction de plateau tient compte de la masse comprise entre le référentiel et la station de mesure. Pour une tranche de hauteur h, l'attraction est donnée par :

$$\Delta g_p = -0.04191 \rho_B h \text{ mgal/m} \quad (h > 0)$$

Où ρ_B est la densité présumée de la croûte terrestre ($\rho_B = 2.67 \text{ g/cm}^3$ en moyenne).

IV.4.3.3. Correction de terrain

Avant de descendre à l'altitude de référence, une station située en A et avant de retirer le plateau situé sous point A, il faut niveler le terrain à l'altitude de A (figure 18).

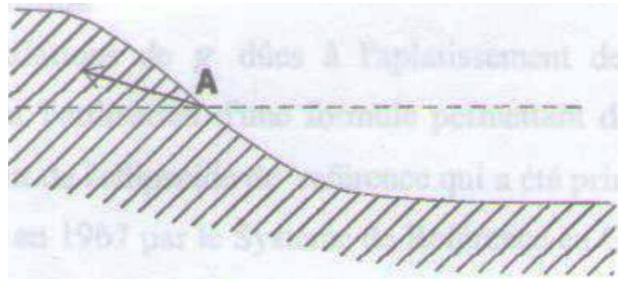


Figure 18. Correction de terrain

Une masse topographique située au-dessus de A (colline) diminue de g , de sorte que la correction correspondante, qui élimine cet effet doit être positive. S'il s'agit d'un creux de relief en dessous de A, la correction correspond à des masses qu'il faut apporter et la correction sera également positive.

IV.4.3.4. Correction de latitude

Pour tenir compte des variations de g dues à l'aplatissement de la Terre aux pôles, une convention internationale a été établie pour l'utilisation d'une formule permettant de calculer la valeur théorique de g en fonction de la latitude, en un point de l'ellipsoïde de référence qui a été pris comme modèle de la Terre. La formule est donnée par :

$$\Delta g_L = 0.081 \sin 2\Phi \text{ mgal}/100m \text{ (N} \rightarrow \text{S)}$$

IV.4.3.5. Correction d'attraction luni-solaire

Comme en témoignent les marées, l'action de la Lune et du Soleil à la surface de la Terre varie au cours du temps. Grâce aux tables publiées chaque année par l'« European Association of Exploration Geophysicists (EAEG) », il est aisé de prévoir et au besoin d'éliminer cet effet luni-solaire. La marée maximale due à la Lune est de 0.11 mgal et celle du Soleil 0.05 mgal. La variation luni-solaire est inférieure à 0.05 mgal/h. Cette correction doit être appliquée lors d'études précises.

IV.4.3.6. Correction de dérive instrumentale

Les gravimètres utilisés en prospection sont conçus pour exécuter des mesures relatives de g . Ils comportent un ressort dont la longueur varie lorsque g varie. Malheureusement même au repos, ces ressorts continuent de s'allonger comme si la pesanteur augmentait alors que celle-ci reste stable : on dit qu'il y a dérive instrumentale.

IV.4.4. Causes géologiques des variations de g

IV.4.4.1. Modèle et réalité

Si la Terre était constituée de couches concentriques homogènes, chacune serait caractérisée par une densité d , les seules variations de g observables auraient des causes non géologiques. Dans ce cas, la prospection gravimétrique serait inutile. Heureusement la réalité est tout autre : les surfaces qui séparent les diverses formations pétrographiques de

densité différentes ont été modelées par l'érosion, la tectonique et par des venues magmatiques.

IV.4.4.2. Anomalie de Bouguer

L'anomalie de Bouguer est la différence entre la pesanteur g observée, corrigée des variations spatiales et temporelles (dérive instrumentale et marée luni-solaire) rattachée à une valeur de base (la base étant une station de coordonnées géographiques connues et dont le g absolu est aussi connu) et la pesanteur g théorique calculée au point d'observation.

L'anomalie de Bouguer est :

$$\Delta g_B = \Delta g_{\text{observé}} \pm \sum 5 \text{ corrections}$$

$$\text{Avec } \Delta g_{\text{observé}} = g_{\text{observé}} - g_{\text{théorique}}$$

1. correction de dérives de l'appareil
2. correction de latitude $\Delta g_L = 0.081 \sin 2\Phi \text{ mgal}/100m$
3. correction d'altitude $\Delta g_h = 0.3086 h \text{ mgal}/m$
4. correction de plateau $\Delta g_p = -0.04191 \rho_B h \text{ mgal}/m$
5. correction de terrain Δg_T

IV.4.5. Présentation de données et documents de base

Les documents de base pour l'interprétation sont le profil gravimétrique et la carte d'anomalie. Le profil gravimétrique est la représentation des données gravimétriques suivant une dimension : la courbe est obtenue en portant en abscisses les positions des stations et en ordonnées les valeurs relatives Δg correspondantes, corrigées et filtrées. Une anomalie (figure 22b) sur un tel profil est caractérisée par des paramètres qui sont principalement la longueur d'onde, la magnitude, le rayon de courbure et la pente maximale (figure 22a).

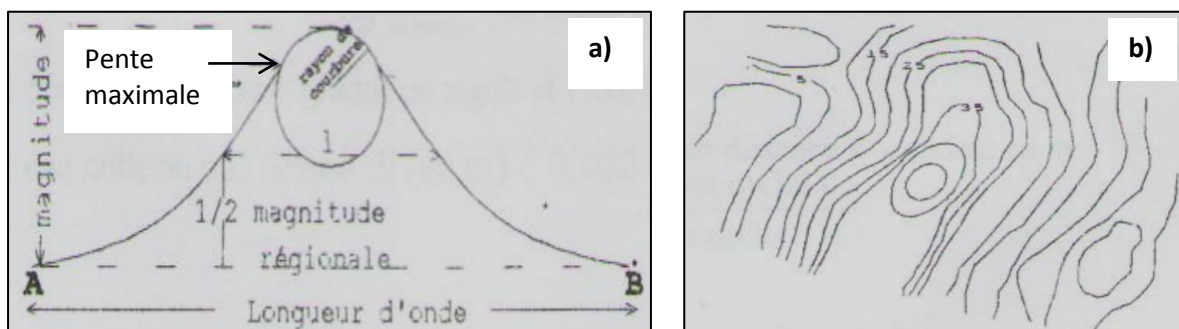


Figure 19. (a) Paramètres caractéristiques d'une anomalie vue en profil ; (b) anomalie gravimétrique vue en plan

IV.4.6. Interprétation des résultats

L'interprétation directe de quelques-unes des caractéristiques d'une anomalie gravimétrique permet d'obtenir rapidement diverses informations qualitatives et semi-quantitatives quant à la nature et à la position du corps perturbateur.

La forme et l'orientation de l'anomalie, vue en plan, sont le reflet de la forme plus ou moins modifiée, et de l'orientation de la structure perturbatrice, pour autant que celle-ci soit située à faible profondeur. Les anomalies provoquées par des corps profonds tendent à prendre des formes circulaires ou du moins ovoïdes.

La magnitude des anomalies est sur les profils gravimétriques l'un des paramètres les plus significatifs. Elle est proportionnelle au volume du corps perturbateur et au contraste de densité entre celui-ci et les roches encaissantes, et généralement inversement proportionnelle à sa profondeur.

IV.5. Prospection magnétique [15] [10]

Nous avons vu en gravimétrie que le paramètre fondamental dans la modélisation était la densité. En prospection magnétique, c'est la susceptibilité magnétique des roches qui joue un rôle semblable. Elle permet de caractériser la composition de ces roches.

IV.5.1. Application courantes pour la recherche pétrolière

En exploration pétrolière, la méthode magnétique sert à :

- étudier l'anomalie régionale des bassins sédimentaires à partir des anomalies en vue de la création de la carte structurale ;
- estimer l'épaisseur des séries sédimentaires ;
- étudier des structures géologiques qui pourraient indiquer la présence d'un piège de pétrole ou de gaz ou qui pourraient avoir influencées le dépôt et la concentration des minéraux ;
- interpoler entre les affleurements sans être obligé de forcer ou de creuser.
- détecter indirectement les pièges structuraux (faille, plis).

IV.5.2. Principe de base

IV.5.2.1. Eléments du champ magnétique

Dans le repère local, on définit (*figure 20*) :

- ***B*** : vecteur champ magnétique ;
- ***F*** : module du vecteur champ = intensité du champ magnétique exprimé en Tesla (T), ou plus couramment en nano-Tesla (nT), compte tenu des ordres de grandeur du champ magnétique terrestre et de ses variations ;
- ***H*** : projection du vecteur champ magnétique dans le plan {x, y} = composante horizontale du champ, en nT ;

- **D** : Déclinaison magnétique ; c'est la direction du Nord magnétique, indiquée par l'aiguille d'une boussole et plus rigoureusement, l'angle entre la composante et la direction du Nord géographique dans le plan horizontal.
- **I** : Inclinaison magnétique ; c'est l'angle entre la composante horizontale du champ et le vecteur champ magnétique lui-même.

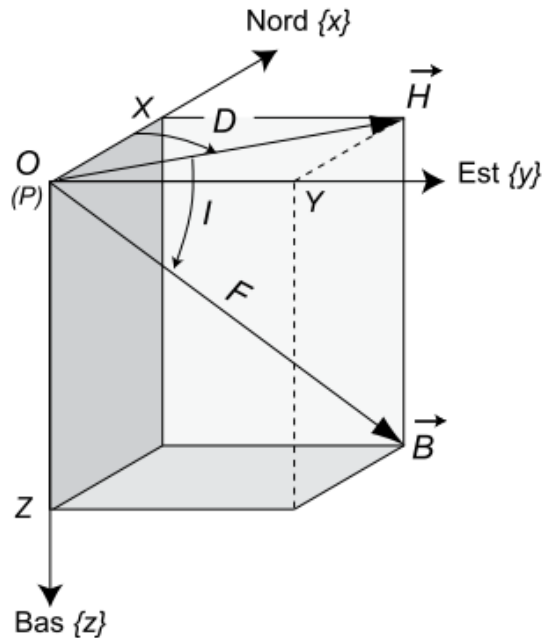


Figure 20. Le repère local : composant du champ magnétique terrestre.

IV.5.2.2. 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 :

$$\vec{I} = k\vec{H} \quad (\text{A.m}^{-1})$$

Où

\vec{I} : intensité d'aimantation

k : susceptibilité magnétique

\vec{H} : champ inducteur

Toutes les substances appartiennent à trois classes d'aimantation: le diamagnétisme, le paramagnétisme et le ferromagnétisme.

Tableau 2. Susceptibilité magnétique de quelques roches

TYPES DE ROCHES	SUSCEPTIBILITE MAGNETIQUE
MAGNETITE	0.1
ILMENITE	0.03
ROCHE BASIQUE	10^{-2} à 10^{-3}
ROCHES ACIDE	10^{-4}
GRES ET ARGILE	10^{-5}
CALCAIRE ET DOLOMIE	10^{-6}

Tiré du livre le Pétrole de JACQUES FLANDRIN et Al.

IV.5.2.3. Origine du champ magnétique mesuré en un point

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

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

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

Tableau 3. Source du champ magnétique mesuré en un point (source : IGRF)

Champ	Source	Ordre de grandeur
Principal	Le noyau interne de la terre	Dizaine de 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

IV.5.2.4. 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 nano Tesla (nT), d'après l'inventeur renommé Nikola Tesla.

Tableau 4. Les unités et facteurs de conversion en magnétisme, (Blakely, 1995).

	Unité cgs	Unité SI	Conversion
Induction magnétique (B)	Gauss (G)	Tesla (T)	1 gauss=0.0001 T
	Gamma (*)	nanoTesla (nT) (**)	1 gamma (*)= 1nT (**)
Aimantation induite (M ou J)	Gauss (G) (***)	A/m	1 gauss (***)=10 ³ A/m
Champ magnétique (H et H')	Oersted (Oe)	A/m	1 Oersted=10 ³ /4π A/m

(*) 1 gamma = 10⁻⁵ gauss

(**) 1 nanoTesla = 10⁻⁹ tesla

(***) aussi appelé emu/cm³ (Polarisation magnétique, Intensité de magnétisation)

IV.5.3. Données magnétiques

IV.5.3.1. Levé magnétique

Les anomalies peuvent être grandes ou petites et pourraient être soit une augmentation, soit une diminution du champ de la terre et dépendront de la profondeur d'enterrement, le degré et la direction de l'aimantation et l'attitude de la formation relative à l'orientation du champ de la terre à ce lieu.

IV.5.3.2. Les différents modes de prospection magnétique

a. Prospection magnétique à terre

La prospection magnétique à terre est une opération qui consiste à mesurer la distribution du champ magnétique terrestre et ses composantes afin de déterminer les paramètres géomagnétiques et géophysiques de la zone étudiée.

Les stations d'observations dans le cas d'une recherche pétrolière, sont généralement espacées de 400 mètres à une dizaine de kilomètres environ.

b. Magnétisme aéroporté

La majeure partie des opérations spatiales est réalisée efficacement à partir d'un avion. Le détecteur est monté sur un pylône ou tracté en arrière par câble. Cet appareil volant survole le long des lignes parallèles à une altitude constante (lignes de contrôle aux intervalles). Le principal avantage est de permettre à des grandes superficies, éventuellement difficiles d'accès, d'être levées rapidement et à moindre coût que par lever au sol. Les magnétomètres à vapeur de Césium sont le type le plus souvent mis en œuvre pour les levées aéromagnétiques.

c. Prospection magnétique en mer

La prospection magnétique en mer, est en général réalisée à l'aide d'un poisson remorqué par un bateau, contenant un magnétomètre. C'est le cas avec le Système Magnétomètre Marin (SMMII) de Thomson Marconi Sonar. Ce système permet de repérer la présence de corps ferreux qui modifient le champ terrestre local (anomalies).

L'information recueillie peut donner, après traitement, plusieurs, informations intéressantes, comme la masse de fer, la profondeur d'enfouissement, etc...

d. Le magnétisme satellitaire

La mesure du champ magnétique terrestre par satellite se fait grâce au magnétomètre embarqué sur le satellite. Les anomalies magnétiques détectées sont le reflet de caractéristiques géologiques majeures telles que la composition et la température de la formation des roches, le magnétisme rémanent et la structure géologique à une échelle régionale.

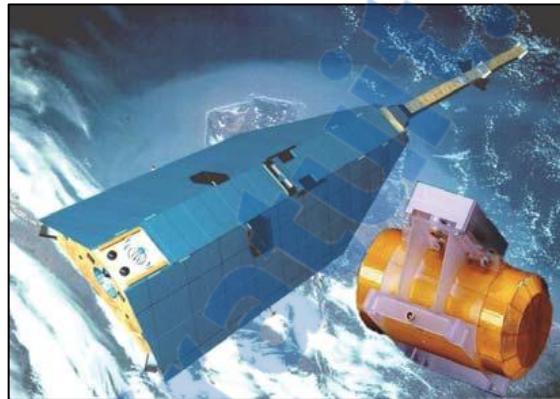


Photo 5. Satellite Allemand CHAMP embarquant un magnétomètre (en gros plan à droite)

IV.5.4. Traitement des données magnétiques

La prospection magnétique est fondée sur l'interprétation des anomalies du champ magnétique terrestre.

On a :

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

Il faut donc procéder à un certain nombre d'opérations pour ne tenir compte que le champ d'anomalie $\vec{B}_a(O, t)$ qui reflète les variations d'aimantation des roches dans le sous-sol.

IV.5.4.1. Réduction des observations

La réduction d'un levé consiste à éliminer les variations transitoires $\vec{B}_t(O, t)$ du champ magnétique et nécessite de disposer d'une station fixe dite station de réduction.

IV.5.4.2. Détermination du champ principal

Pour avoir $\vec{B}_p(O, t)$, il faut la latitude et la longitude du point O. il existe plusieurs modèles proposées pour calculer le champ principal mais on adopte généralement le modèle d'IGRF.

IV.5.4.3. Réduction au pôle

La réduction au pôle consiste à enlever l'effet de l'inclinaison magnétique ainsi mettre l'anomalie à la verticale de la source. Dans le cas de Madagascar, l'inclinaison magnétique et la déclinaison magnétique sont négatives, après la réduction au pôle, l'anomalie va se déplacer vers le Sud.

PARTIE III. MODELISATION 2D ET 3D

CHAPITRE V. APERCUS SUR LES ETUDES ANTERIEURES [1] [3]

Après avoir rappelé les différentes méthodes d'exploration géophysiques dans le chapitre IV, on va synthétiser dans ce présent chapitre les différentes études antérieures. Des études à partir des données géophysiques, en particulier les données gravimétriques, magnétiques, sismiques et forage, ont été déjà collectées. Dans ce travail, ce chapitre nous conduit à la bonne compréhension l'ouvrage afin d'avoir des résultats plus pertinents.

V.1. Historique de l'exploration : bassin de Morondava

SPM, opère entre 1948 et 1965 un travail dans le bassin de Morondava. Des données gravimétriques et aéromagnétiques ont été acquies et trente-cinq puits forés.

Au début des années 70, CONOCO et CHEVRON ont exécuté la gravimétrie, aéromagnétiques et des études sismiques dans la partie onshore et ont foré huit puits. Pendant la même période COPETMA et AGIP opéraient dans la partie offshore, où quatre puits ont été forés. À la fin de cette décennie, l'OMNIS a tiré des études sismiques dans des petites différentes régions du bassin.

Pendant la dernière tournée d'exploration qui commence en 1982, OXY, AMOCO et OMNIS explorent dans la partie onshore et la compagnie MOBIL dans la partie offshore, qui exécute des études différentes, y compris la gravimétrie, l'aéromagnétique et la sismique. Neuf puits ont été forés pendant cette période, deux par OXY, un par MOBIL, cinq par AMOCO et un récemment par OMNIS.

V.2. Forage

Quatre puits d'exploration ont été forés dans la zone d'étude parmi les 65 puits dans le bassin de Morondava (offshore et onshore). Les deux puits se trouvent dans la partie Est de la faille d'Ilovo : Ambalabe-1 et Vohibasias-1, puisque les deux autres dans la partie Ouest : Mandabe-1 et Ampandramitsetaka-1. La *figure 21* montre leur emplacement ainsi que les tableaux 5, 6, 7 et 8 résument les informations.

V.2.1. Mandabe-1 (MDB-1)

Tableau 5. Résumé de travaux de forage de Mandabe-1

Opérateur	SPM
Date d'exécution	23/06/1958-08/11/1958
Profondeur atteinte par le forage (TD) (en m)	2749 Lias inférieur
Élévation (en m)	338

Résultats	<p><u>INDICE :</u> Pas d'indice</p> <p><u>TEST :</u> - Core porosity 10-17%, perm 200mD. - Fluorescences visibles seulement après essai au chloroforme (2577.5-2589.2)</p>
-----------	--

V.2.2. Ampandramitsetaka-1 (FD-1)

Tableau 6. Résumé de travaux de forage d'Ampandramitsetaka-1

Opérateur	SPM
Date d'exécution	24/11/1955-28/03/1956
Profondeur atteinte par le forage (TD) (en m)	2700.5 Lias supérieur
Elévation (en m)	433
Résultats	<p><u>INDICE :</u> Huile : possibilité d'oxydation et dégradation des hydrocarbures (test de fluorescence orange et faible) Gaz : trace de gaz à 1310m</p> <p><u>TEST :</u> La porosité atteint de 25% avec une perméabilité de 2 000 mD dans le grès supérieur.</p>

V.2.3. Ambalabe-1 (AB-1)

Tableau 7. Résumé de travaux de forage d'Ambalabe-1

Opérateur	SPM
Date d'exécution	26/06/1955-27/10/1955
Profondeur atteinte par le forage (TD) (en m)	2180.9 Sakamena inférieure
Elévation (en m)	366,4
Raison d'implantation	<p>Tester la structure identifiée par la gravimétrie, l'aéromagnétisme et la sismique. Elle se présente comme un anticlinal allongé, délimité au NE par une faille subméridienne.</p> <p>L'objectif principal est la Sakamena Inférieure prévue entre 1800 et 2400m, et couverte par les argiles de la Sakamena Moyenne.</p>

Résultats	<p><u>INDICES</u> Quelques fluorescences dans la base de l'Isalo-II et dans les Argiles de la Sakamena Moyenne.</p> <p><u>TESTS</u> 1222.00-1230.00m : tâches d'huile brunâtre 1395.00 – 1450.00m : tâches d'huile brunâtre 1490.00 – 1495.00m : tâches d'huile brunâtre 1570.00 – 1590.00m : tâches d'huile brunâtre 2165.00 – 2180.00m : émanation de Gaz</p>
-----------	---

V.2.4. Vohibasia-1 (VBS-1)

Tableau 8. Résumé de travaux de forage de Vohibasia-1

Opérateur	OXY
Date d'exécution	30/06/1986- 16/08/1986
Profondeur atteinte par le forage (TD) (en m)	2878 Sakamena inférieure
Élévation (en m)	265,80m
Raison d'implantation	Explorer l'anticlinal contenant trois niveaux de grès dans la Sakamena Inférieure : - 1219.50-1463.40m : niveau supérieur - 1829.20-1951.20m : niveau moyen - 2134.10-2286.50m : niveau Inférieur
Résultats	<p><u>INDICES</u> - 2655.00-2659.00m : couche de Gaz sur 4m. (C1àC5) - 2670.00-2690.00m : couche de Gaz sur 20m. (C1àC5) -1289.00-1355.00m (4230'- 4445'): Huile continue sur 66m. - 1387.00-1417.00m (4550'- 4650'): Huile discontinue -1494.00-1509.00m (4900'- 4983'): Huile + Gaz sur 15m.</p>

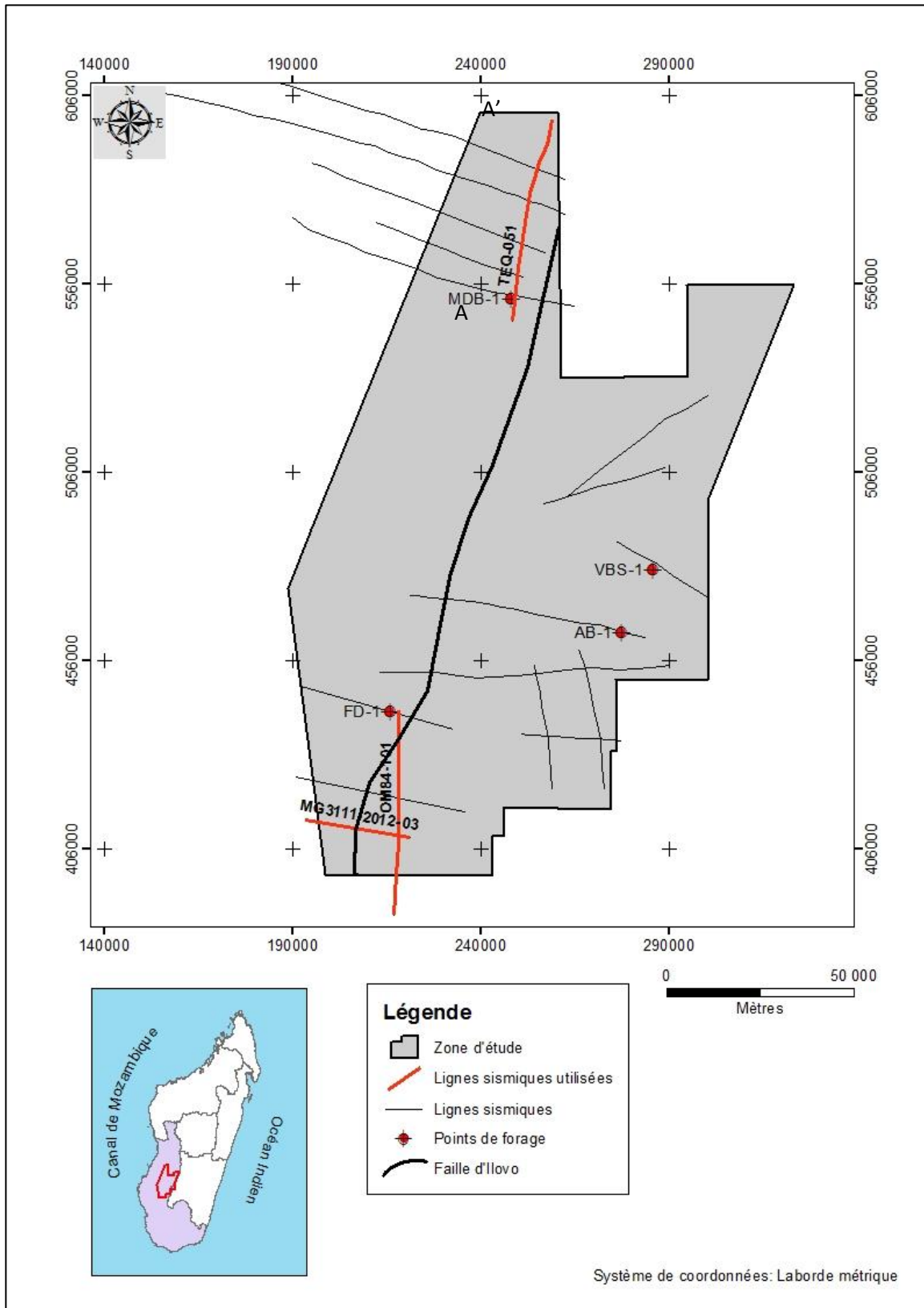


Figure 21. Carte de localisation des lignes sismiques disponibles et points de forage (source : BD 500)

V.3. Etudes géophysiques

V.3.1. Etude Gravimétrique et magnétique

Des études géophysiques sont récemment effectuées dans la zone d'étude telle qu'une levée gravimétrique et une prospection magnétique.

En 2006 et 2009, des études de champs potentiels fournissent des données à plus haute résolution, cependant, l'étude GETECH 2012 est d'une manière aérienne plus étendu, assistant dans l'identification d'orientation structurale.

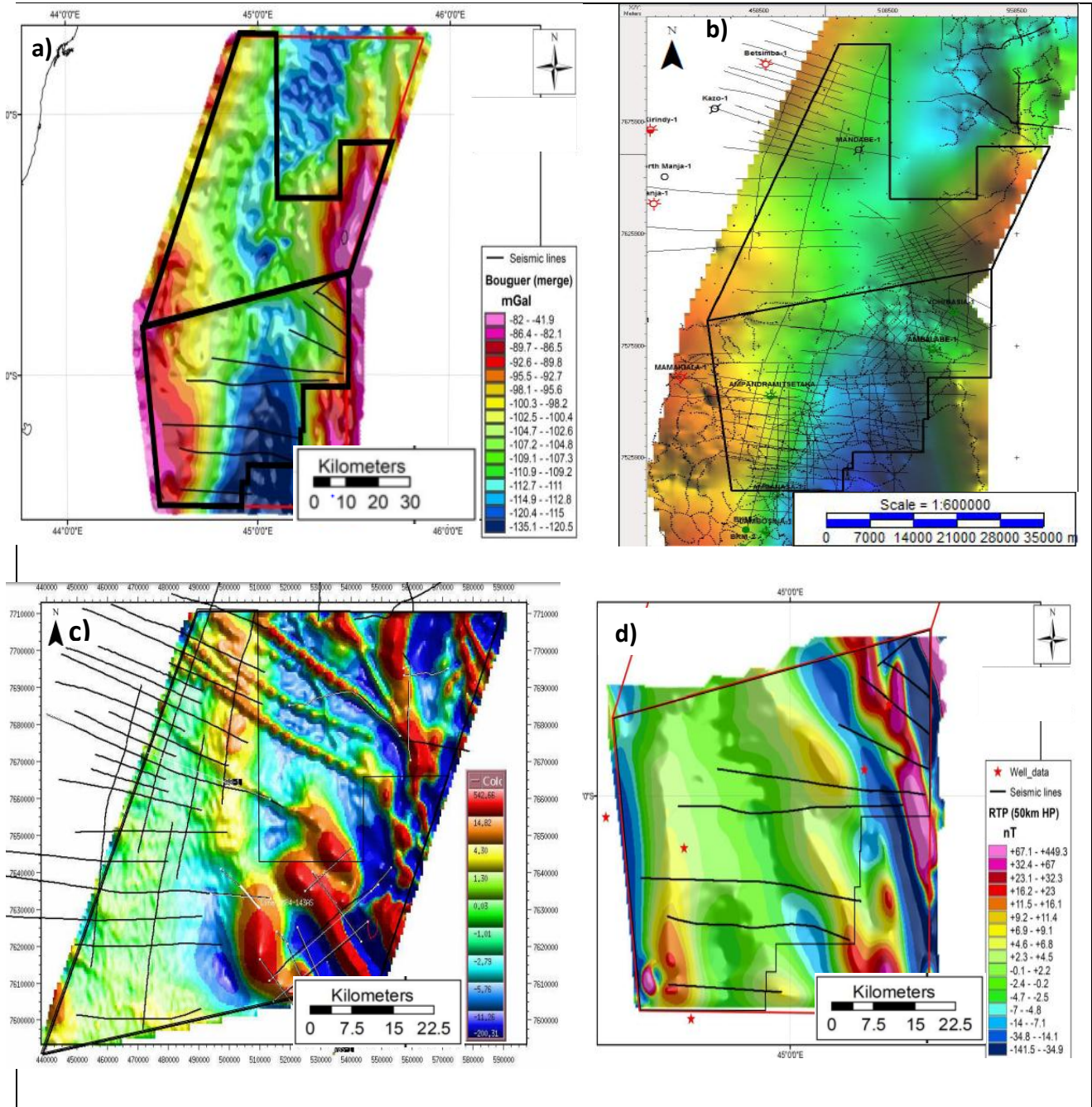


Figure 22. Carte d'anomalie: a) Bouguer Gravity (Tullow Oil, 2006 & 2009 Merge), b) Bouguer Gravity (GETECH, 2012), c) anomalie magnétique réduit au pôle dans la partie Nord, d) anomalie magnétique réduit au pôle dans la partie Sud (source : Tullow)

V.3.2. Etude sismique

Depuis 1950 à 2005, l'exploration d'hydrocarbure dans les bassins de Madagascar par plusieurs compagnies a eu fourni les données géophysiques suivantes :

Tableau 9. Données géophysique (*source: BEICIP, 1988 et OMNIS, 2005*)

Types de données géophysiques	Rapport	
	BEICIP (1988)	Rapport de l'OMNIS (2005)
Aeromagnétique	170 000 km	195 000 km
Gravimétrie	54 000 km	87 000 km
Sismique 2D	46 000 km	71 000 km
Sismique 3D	-	3 600 km ²
Micro-magnétique	-	11 000 km
Magnétique	-	33 000 km

D'après ce tableau, la quantité de données acquises a augmenté remarquablement de 1988 à 2005. Ceci a pu être expliqué par l'ouverture des blocs pétroliers de Madagascar par des compagnies internationales et également la volonté du gouvernement Malagasy pour développer les activités pétroliers.

A ce sujet des données acquises, BEICIP (1988) a déclaré que des nombreuses données sismiques modernes ont été recueillies et traitées. Seulement autour 12 000 kilomètres de données récemment acquises sont de bonne qualité.

Dans le bassin offshore de Morondava, autour de 6000 kilomètres de ligne sismiques sont pauvres à moyennes qualités et qui ont été tirés entre 1969 et 1986 tandis que 11 000 kilomètres de ligne sismique de bonne qualité étaient enregistrés au cinq dernières années. Un secteur large comme le couloir Karoo n'est pas exploré par un aperçu sismique et le bassin occidental, Sud de la région de Manja, sont sous-explorés avec des données à pauvre qualité.

Dans la zone d'étude nous avons la totalité de la longueur des lignes sismiques suivante :

Tableau 10. Longueur total des lignes sismiques acquis dans la zone d'étude (*source : Tullow*)

Donnée sismique disponible Zone	Anciennes	Récentes
	Nord	1708 km
Sud	1979 km	912 km (haute qualité)

CHAPITRE VI. PRESENTATION DES DONNEES

Avant d'entrer dans la modélisation proprement dite, nous allons présenter toutes les données disponibles. Ces dernières sont acquises par des compagnies ainsi que des organismes internationales qui se spécialisent dans le domaine géophysique. Nous avons utilisées des données numériques satellitaires pour la gravimétrie et magnétique, tandis que la sismique et forage sont présentés sous format JPEG.

VI.1. Données sismiques

Dans ce mémoire, nous utilisons des données sismiques sous forme de section en format JPEG. Dans la zone d'étude, il y a dix-sept sections sismiques disponibles qui ont été acquies pendant les travaux antérieurs.

Parmi ces sections sismiques, nous choisissons les lignes sismiques TEQ-051, MG3111-2012-03_KTMIG_PSTM_2014 et OM84-101_MIG_LYN pour corrélérer avec les modèles 2D obtenues à partir les données gravimétriques et magnétiques. La compilation de la carte des lignes sismiques et forage est présentée dans la *figure 21*.

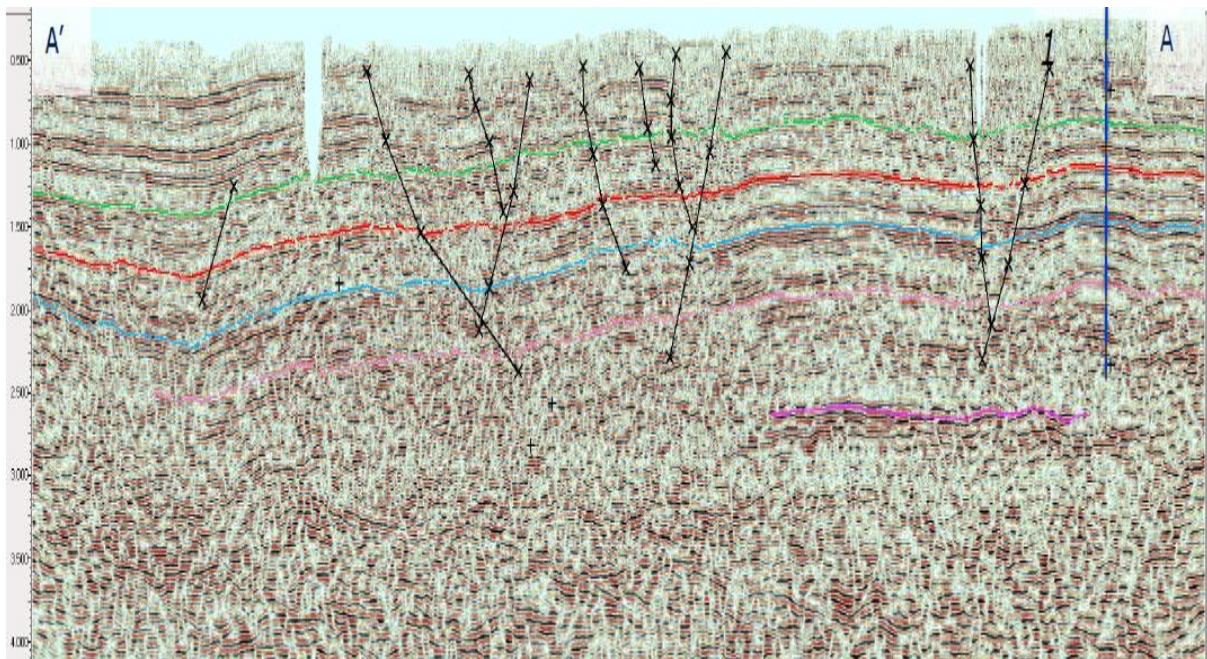


Figure 23. Exemple d'un profil sismique (TEQ-051) (*Source* : Tullow)

VI.2. Données de forages

Rappelons que les travaux d'explorations antérieurs sont divisés en quatre phases (Clark 1997). La première phase et deuxième phase ont eu lieu respectivement entre les années 1950 à 1965 et 1968 à 1975. La troisième phase a débuté en 1982 et la dernière phase en 1990.

Nos puits d'exploration sont forés pendant la première et troisième phase d'exploration. Le *tableau 11* suivant résume la localisation des quatre puits.

Tableau 11. Localisation des quatre puits

Nom du puits	Région	Emplacement dans la zone	Coordonnées (Laborde métrique)
Mandabe-1 (MDB-1)	Menabe	Nord	X : 248 290 Y : 552 160
Ampandramitsetaka (FD-1)	Atsimo Andrefana	Sud-Ouest	X : 215 025 Y : 442 290
Ambalabe-1 (AB-1)	Ihorombe	Sud-Est	X : 277 300 Y : 463 400
Vohibasiasia-1 (VBS-1)	Atsimo Andrefana	Sud-Est	X : 285 695 Y : 480 297

A l'aide de ces puits d'exploration, on essaie d'examiner quelques informations caractéristiques du sous-sol à savoir la coupe litho-stratigraphique des roches traversées au cours du forage. La figure de chaque puits est illustrée dans l'*annexe 2*.

VI.3. Données gravimétriques

Il existe diverses méthodes de levées gravimétriques dont la méthode terrestre, marine, aérienne et par satellite. Les données utilisées dans cette étude proviennent des archives de BGI (Bureau Gravimétrique Internationale), <http://bgi.omp.obs-mip.fr>, accessibles à tout public. Les bases de données de BGI sont les résultats des levées gravimétriques par satellite à l'échelle mondiale. Les archives de BGI sont téléchargeables sous forme de données ASCII (American Standard Code for Information Interchange ou Code Américain Normalisé pour l'Échange d'Information) [24].

VI.4. Données magnétiques

La mesure du champ magnétique terrestre par satellite se fait grâce au magnétomètre embarqué sur le satellite. Les anomalies magnétiques détectées sont le reflet de caractéristiques géologiques majeures telles que la composition et la température de la formation des roches, le magnétisme rémanent et la structure géologique à une échelle régionale.

Les données magnétiques obtenues par satellite proviennent de la grille globale EMAG2 (Earth Magnetic Anomaly Grid 2), gratuitement, sur le site web suivant: <http://www.geomag.org/models/emag2.html>. EMAG2 est le résultat d'une collaboration

internationale avec plus de cent fournisseurs de données dans le monde entier. C'est une mise à jour significative du candidat de NGDC's pour le World Digital Magnetic Anomaly Map.

Actuellement, la génération la plus récente de la grille magnétique est celle provenant de la grille globale EMAG2. EMAG2 est un mis à jour important du précédent grille magnétique mondial. La résolution a été améliorée de 3 arc min à 2 arc min, et l'altitude a été réduit de 5km à 4km en haut de la géoïde.

EMAG2 fournit des données compilées des anomalies magnétiques obtenues par satellite, bateau et avion. Ce sont des données qui ont déjà été corrigées (réduites au pôle), donc prêtes pour l'interprétation [23].

Tableau 12. Information détaillé de la grille EMAG2 sous format XYZ ZIP

Earth Magnetic Anomaly Grid EMAG2	
DOWNLOAD	File Name emag2.xyz.gz
	Data Type map, data compilation
Location Info	Computer Program Not specified
Keywords	File Size 431.69 MB - 1 file
Instructions	Expert Level Science Overview (General)
	Contributor Stefan Maus
	Source http://geomag.org/models/emag2.html
	Resource Matrix The Earth's Magnetic Field
Show All	Export URL's

CHAPITRE VII. TECHNIQUE DE LA MODÉLISATION 2D ET 3D

La modélisation 2D et 3D est l'une des méthodes adoptées sur la recherche pétrolière grâce à l'évolution de la technologie. Elle demande des logiciels spécifiques pour le traitement. Dans cette étude, nous utilisons deux types de logiciels inséparables pour traiter les données obtenues tels que l'ArcGis d'ESRI et GEOSOFT.

VII.1. Principe de la modélisation 2D et 3D

VII.1.1. Principe de modélisation 2D

La modélisation 2D c'est une représentation du sous-sol à deux dimensions. L'objectif est de mettre en évidence les structures et les formations géologiques probables de la région. Elle serait possible seulement si on impose des contraintes dans le but de bien ajuster nos courbes théoriques sur les points expérimentaux. Le programme de modélisation en 2D utilisé pour les profils gravimétriques et magnétiques simultanément, était la GM-SYS dans GEOSOFT, c'est une application développée par le Northwest Geophysical Associates en 1999, le calcul des anomalies tient exclusivement compte des masses comprises entre 0 et 15 km de profondeur, des structures et des formations géologiques de la région.

Pour notre cas, cette méthode consiste à reconstituer les différentes couches sédimentaires malagasy et la profondeur du substratum (socle Précambrien) dont le premier est connu par piège d'hydrocarbure.

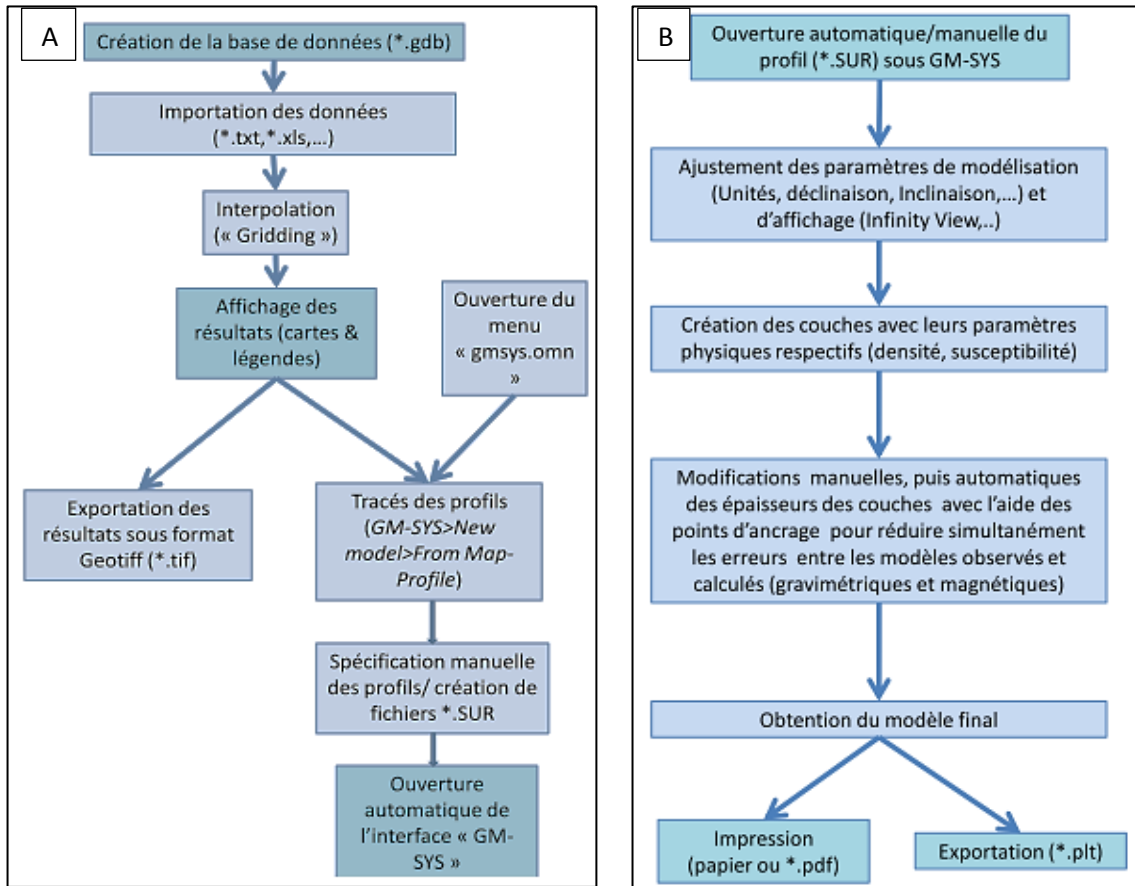


Figure 24. Organigramme : (A) processus de traitement des données avec GM-SYS du logiciel GEOSOFT (phase I), (B) Organigramme de processus de traitement des données avec GM-SYS du logiciel GEOSOFT (phase II) [18]

VII.1.2. Principe de modélisation 3D

La modélisation 3D est une nouvelle approche pour l'étude des systèmes géologiques, elle permet d'optimiser la capacité d'analyse et de renforcer la visualisation des environnements géologiques complexes. Le présent travail consiste à étudier et à appliquer cette nouvelle méthode pour la construction d'un modèle 3D de la région centre Est du Bassin de Morondava en utilisant les données géophysique et puits. Ce modèle sera capable d'illustrer l'interaction entre les différents éléments structuraux et sédimentaires.

Un modèle 3D est doté de points avec des coordonnées XYZ mais sur une surface donnée. Le logiciel GEOSOFT a la fonction d'interpolation des points de coordonnées XYZ en une surface. Pour modéliser en 3D, il est donc nécessaire d'avoir des données de plusieurs points d'une même surface de coordonnées XYZ. C'est la raison pour laquelle il est impératif d'effectuer plusieurs modélisations 2D longitudinaux et transversaux, c'est-à-dire en maillage et de les regrouper par surface ou marqueur dans une seule et même base de données pour la réalisation du modèle tridimensionnel.

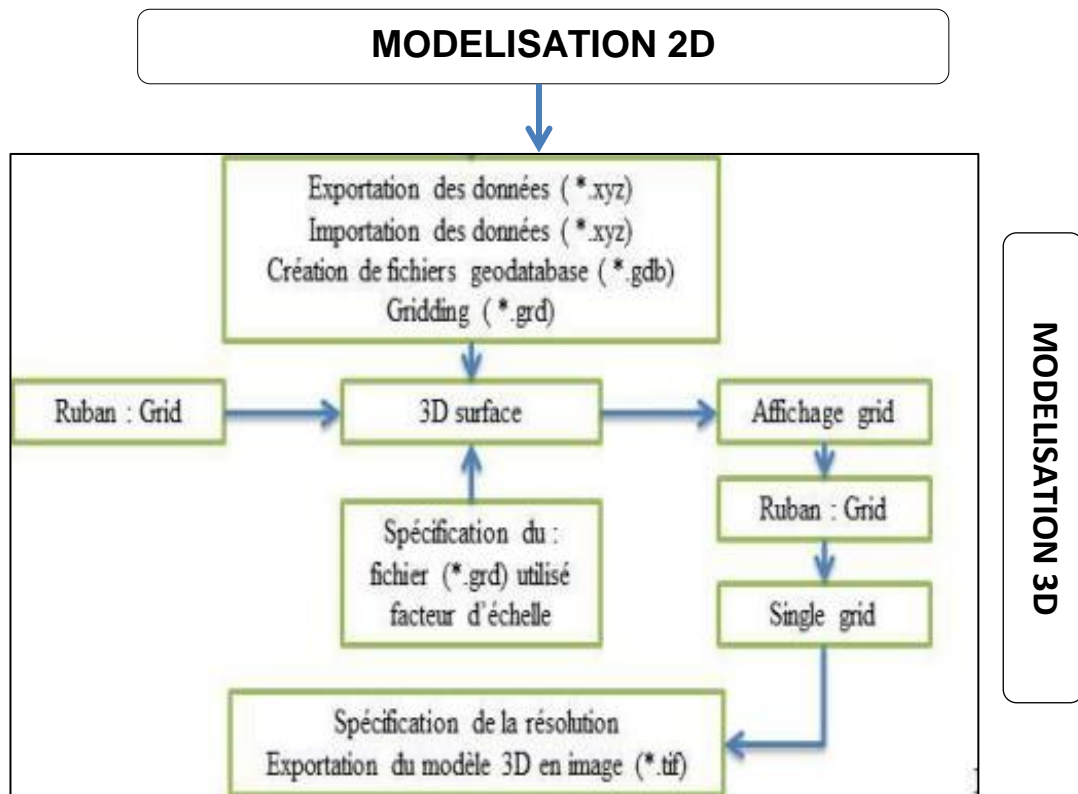


Figure 25. Organigramme de traitement pour la modélisation 3D

VII.2. Logiciels de traitement

VII.2.1. Oasis Montaj (Géosoft)

Oasis Montaj de Geosoft est un logiciel de traitement des données et de cartographie. Il permet de gérer, manipuler, visualiser et cartographier les données géoréférencées dans le domaine des Sciences de la Terre [25]. Il fournit un environnement optimal pour l'intégration, la visualisation et la comparaison de grands volumes des données. Il a aussi des extensions qui apportent des fonctions complémentaires telles que l'analyse géophysique, géochimique ou géologique.

VII.2.2. ArcGis d'ESRI

Le système ArcGIS™ d'ESRI® est un système d'informations géographiques intégré (SIG) contenant trois parties principales: le logiciel ArcGIS Desktop, une suite intégrée d'applications SIG avancées ; la passerelle ArcSDE®, interface permettant de gérer les géodatabases dans un système de gestion de bases de données (SGBD), le logiciel ArcIMS®, SIG sur Internet permettant la circulation des données et des services.

Nous utilisons pour ce mémoire le logiciel ArcGis Desktop pour tous traitements. 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 [26].

CHAPITRE VIII. MODÉLISATION 2D

La modélisation 2D consiste à réaliser les différentes couches de sédiments suivant les paramètres géophysiques tels que la densité et la susceptibilité des roches. Ces derniers nous permettent de procéder un modèle de coupe transversale et longitudinale suivant la profondeur et coupe l'élongation des formations plus intéressante.

VIII.1. Traitement des données

VIII.1.1. Réalisation de la carte d'anomalie gravimétrique

Pour avoir la carte d'anomalie de Bouguer, le traitement se fait à l'aide du logiciel OASIS Montaj 6.4 puis l'image a été exportée vers le logiciel ArcGis10.1 qui permet la superposition des différentes données en vue de l'élaboration de la carte. Les valeurs des anomalies de Bouguer sont importées sur Geosoft sous format texte puis interpolées grâce à la fonction « GRID » pour obtenir la carte d'anomalie de Bouguer.

La *figure 25* ci-après résume les étapes de traitements pour la réalisation de la carte d'anomalie gravimétrique:

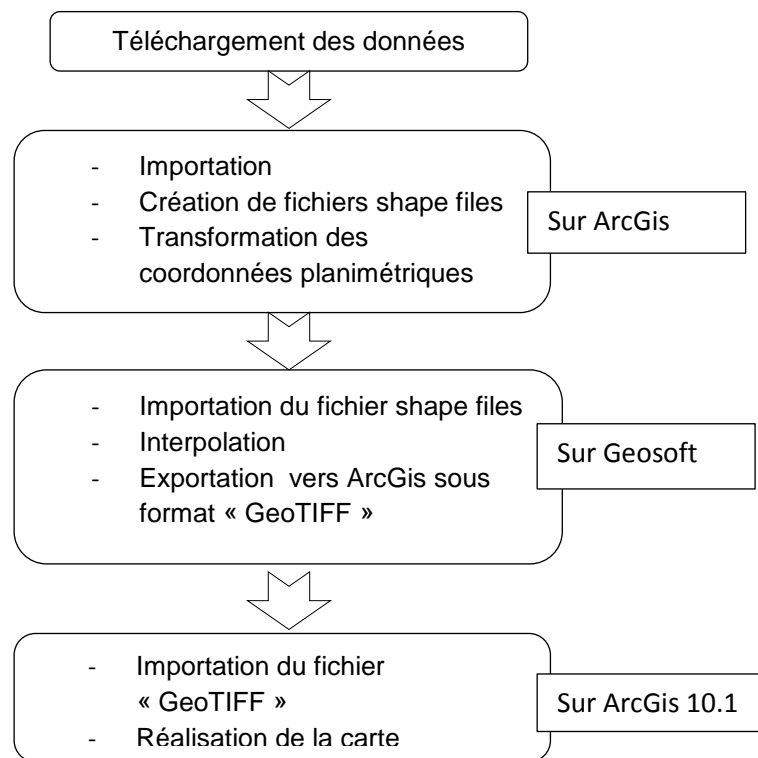


Figure 26. Schéma simplifié des étapes de traitements des données gravimétriques sur ArcGis et Geosoft

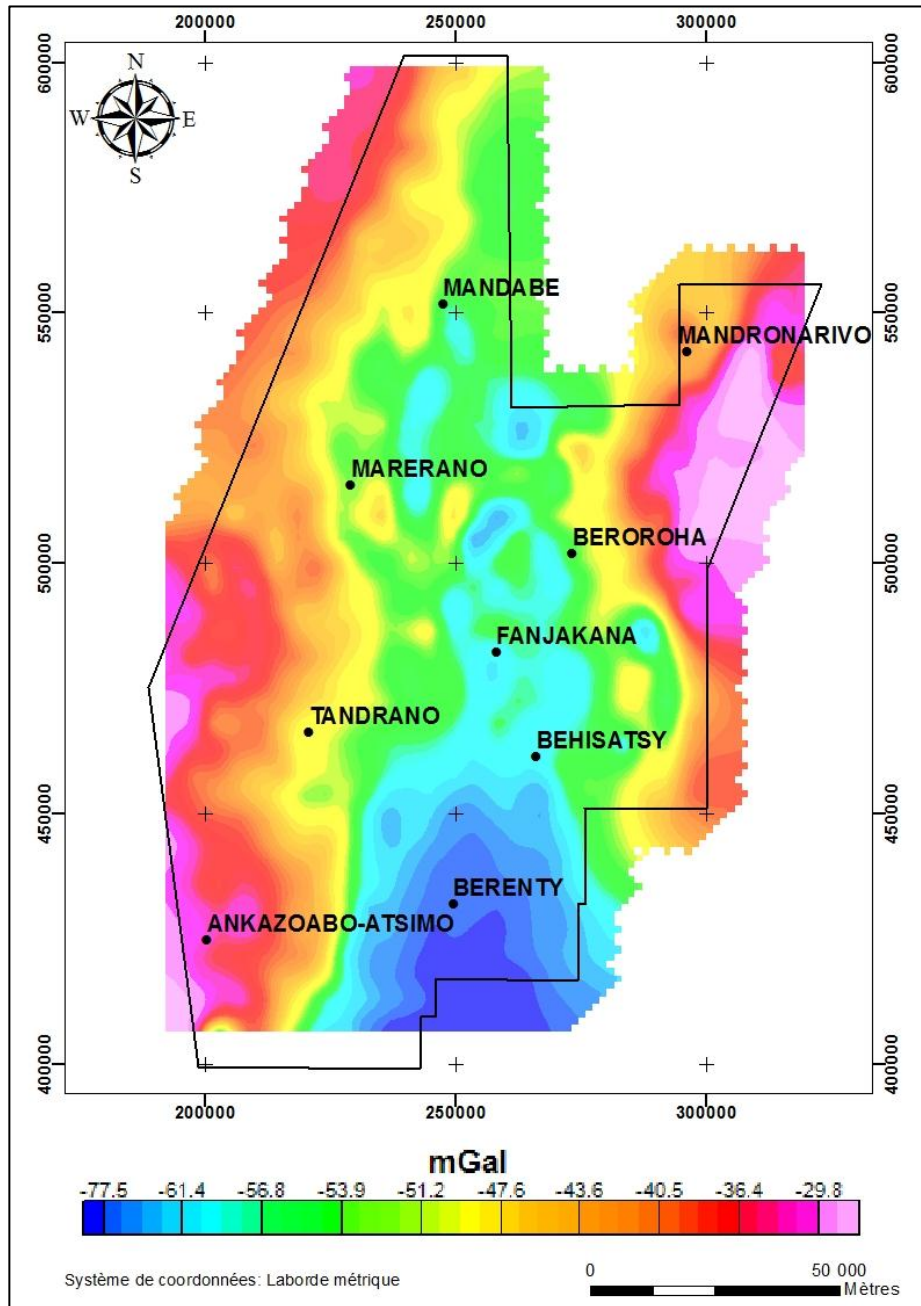


Figure 27. Carte d'anomalie de Bouguer à densité 2.67 (*source* : EGM08 traité sur Geosoft)

La carte d'anomalie de Bouguer de la zone d'étude est dominée par des anomalies négatives qui varient en général de -75 à -25 mGal. Cette carte montre trois parties d'anomalies gravimétriques :

- la première c'est la partie orientale longant du Sud vers le Nord (à l'Est de Beroroha et de Mandronarivo) : la valeur de l'anomalie est moyennement négative de l'ordre de -35 mGal. Cette anomalie signifie le prolongement du socle sous les sédiments qui est à faible profondeur. Elle est en bonne cohérence avec les données géologiques.
- la deuxième zone d'anomalie se trouve dans la partie centrale (Berenty, Behisatsy, Fanjakana, Marerano et Mandabe) avec une allure générale du Sud vers le Nord : les

valeurs de l'anomalie varient de -75 à 50 mGal. Elles occupent une étendue importante autour et suivant la direction de la fosse du Karoo. A l'extrême Sud (Berenty), on estime que les sédiments atteignent le maximum de profondeur.

- la troisième partie dans la bordure occidentale (Ankazoabo-Atsimo, à l'Ouest de Mandabe, Marerano et Tandrano) a une valeur de l'ordre de -35 mGal. Cette anomalie peut être due à un soulèvement du socle due au mouvement de la croûte terrestre.

VIII.1.2. Réalisation de la carte d'anomalie magnétique

Pour la réalisation de la carte d'anomalie magnétique, elle est semblable à celle de l'anomalie de Bouguer et traitée par les mêmes logiciels.

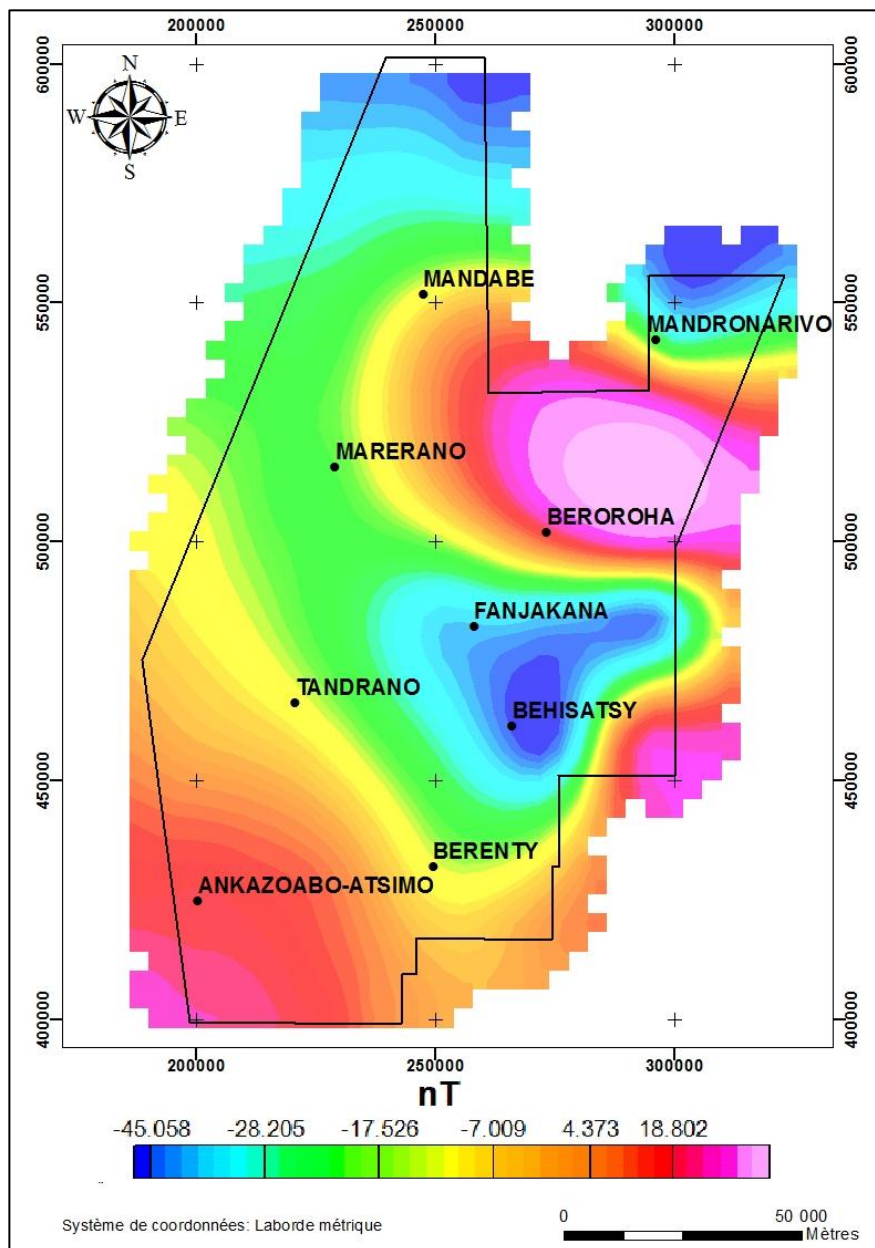


Figure 28. Carte d'anomalie magnétique (source : EMAG2 traité sur Geosoft)

La carte d'anomalie magnétique est dominée par des zones d'anomalies négatives avec un intervalle aux alentours de -45 à -7 nT et une anomalie positive à l'ordre de 18 nT. On remarque que l'anomalie positive (Est Beroroha et Au Sud d'Ankazoabo Atsimo) est due à l'effet du socle qui a une forte valeur de susceptibilité magnétique. L'anomalie négative est probablement causée par des formations sédimentaires épaisses à faible susceptibilité magnétique qui se déposent sur le substratum (socle). Elle est en bonne corrélation avec l'anomalie gravimétrique qui signifie l'existence d'une fosse du Karoo.

VIII.2. Choix de profil

Trois profils ont été modélisés avec les données gravimétriques et magnétiques dont le premier a une direction Nord-Sud dans la partie Ouest de notre zone (AA'), le deuxième, une direction Est-Ouest dans le centre Nord (BB') et le troisième une direction Nord-Est-Sud-Ouest dans la partie Sud Est (CC').

Dans ce mémoire, nous choisissons ces profils pour avoir le maximum d'information dans le bassin mais aussi pour corrélérer avec les forages déjà existant ainsi que des profils sismiques pré-interprétés. Ils coupent l'anomalie magnétique fortement positive à négative et l'anomalie gravimétrique fortement négative à moyennement négative. De plus, il est important de couper les éléments structuraux majeurs tels que la fosse du Karoo et la faille de l'Ilovo (Besairie 1971).

Notons que tous ces profils sont des extraits par les données satellitaires EGM08 (donnée gravimétrique) et EMAG2 (donnée magnétique). Ils sont modélisés avec le logiciel OASIS MONTAJ/GM-SYS version 5.01 de GEOSOFT en s'adoptant aux résultats sur les valeurs de densité et de susceptibilité des couches obtenues par les travaux antérieurs et des divers recherches par échantillonnages des roches.

De plus, trois lignes sismiques ont été utilisées pour un surplus d'information pour que le résultat soit fiable. Ils sont montrés dans la *figure 23*.

VIII.3. Modélisation 2D

Dans la modélisation 2D, chaque modèle présente cinq ou sept 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 13*.

Tableau 13. Paramètres physiques des couches présentes dans la modélisation 2D

Couche	Densité (D) en g/cm ³	Susceptibilité magnétique (S) en cgs
1	2.75	0.003
2	2.55	10 ⁻⁶
3	2.5	10 ⁻⁶
4	2.5	0.001
5	2.4	10 ⁻⁶
6	2.4	10 ⁻⁶
7	2.45	10 ⁻⁶
8	2.4	10 ⁻⁶

Les données gravimétriques utilisées pour toutes les modélisations se rapportent aux anomalies de Bouguer et celle des données magnétiques aux anomalies magnétiques. La délimitation des différentes couches est estimée à partir des logs stratigraphiques obtenus par forage, par des travaux cartographiques et sismiques antérieurs.

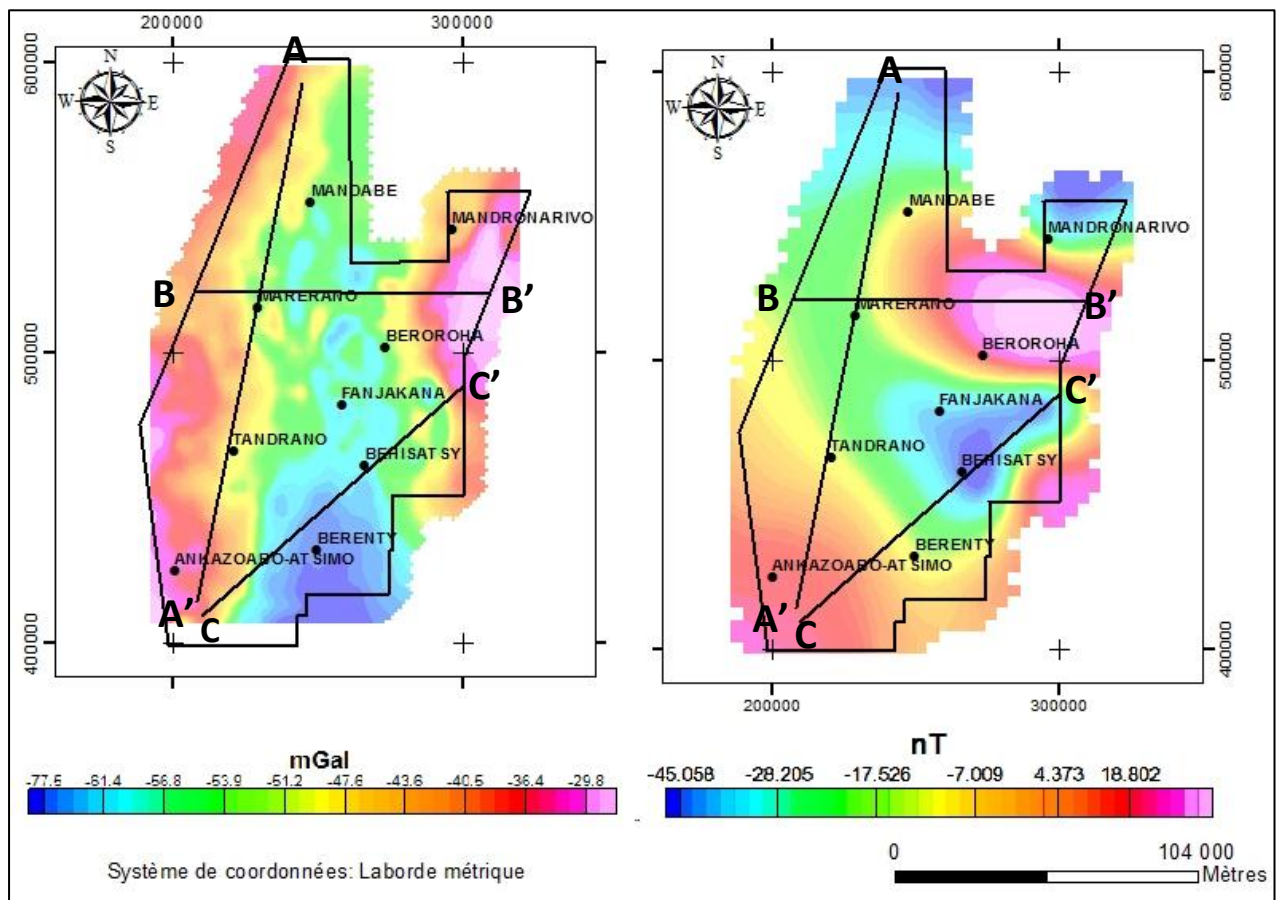


Figure 29. Localisation des trois profils AA', BB' et CC'

VIII.3.1. Profil AA'

Ce modèle est réalisé en traversant notre zone d'étude du Nord au Sud, suivant la coupe AA' qui débute au Nord de Mandabe et se termine près d'Ankazoabo-Atsimo avec une longueur d'environ 182 Km.

En général, l'allure des courbes des anomalies augmente du début jusqu'à la fin du profil. En terme d'anomalie magnétique, il commence par l'anomalie négative de l'ordre de -40nT et augmente progressivement jusqu'à 20nT, par contre l'anomalie gravimétrique est fortement négative et qui va osciller entre -55mGal et -35mGal.

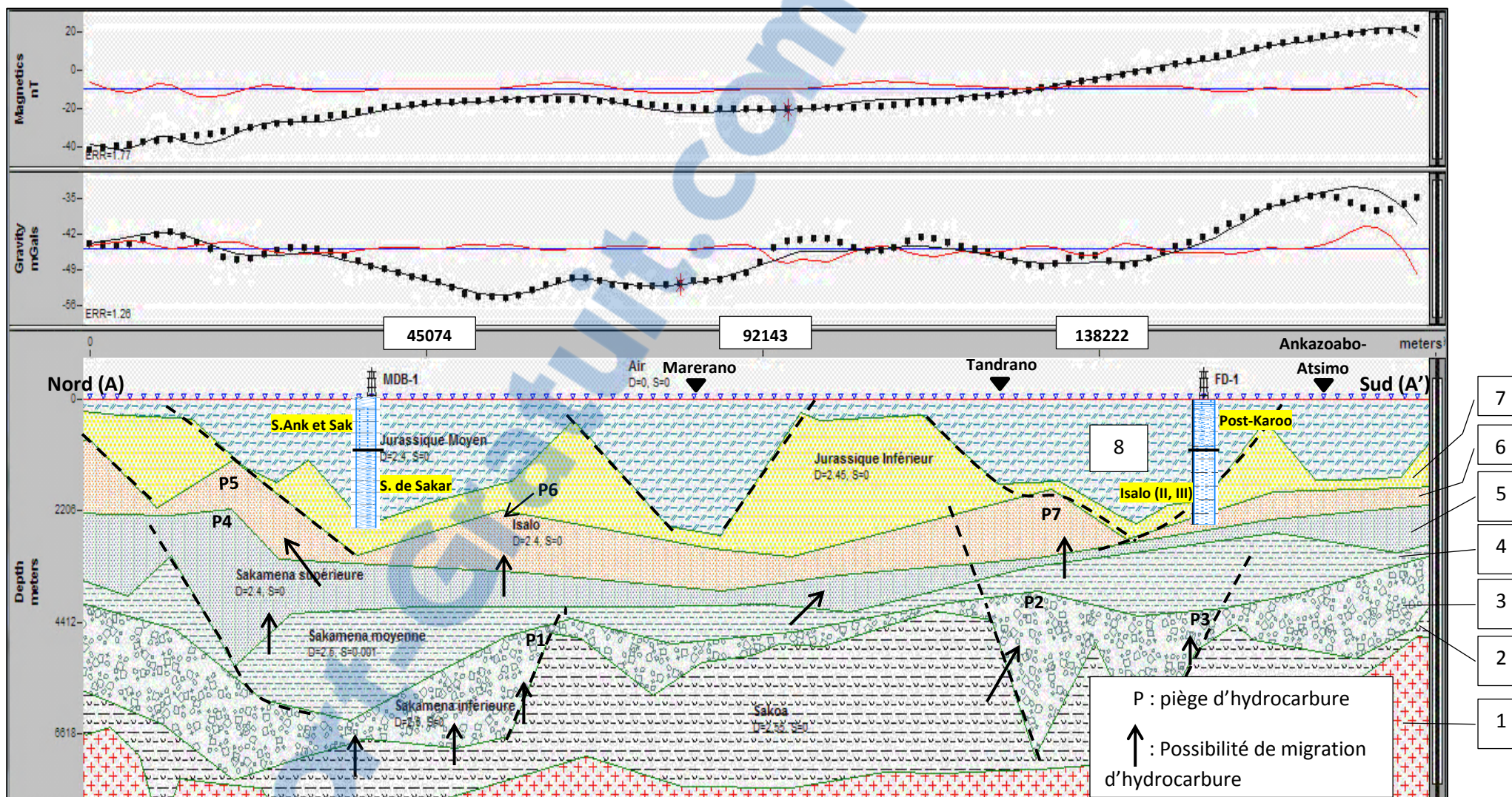


Figure 30. Modélisation 2D du Profil AA'

S. Ank et Sak : Serie d'Ankazoabo et de Sakanavaka
 S. de Sakar : Serie de Sakaraha

La modélisation obtenue met en évidence une succession de huit formations en termes de densités et de susceptibilités différentes. L'erreur entre les valeurs calculées et celles observées est très faible (inférieure à 1.8). Ce qui indique la bonne qualité de notre modélisation. On peut déduire que le modèle obtenu est plus proche de la réalité.

La couche 1 est marquée par les valeurs de densité 2.75 et de susceptibilité de 0.003, elle marque le substratum rocheux (ou socle) de la zone d'étude. On remarque un effondrement vers le Nord du profil pour atteindre la profondeur de 7600m mais elle augmente en surface dans la partie Sud et se trouve à 4600m de profondeur. On évoque alors une présence d'horst dans la partie d'Ankazoabo-Atsimo et un graben au Nord de Mandabe.

La couche 2 remplit l'effondrement du socle dans la partie Nord du profil. Elle est caractérisée par les valeurs de densité 2.55 et de susceptibilité presque nulle (10^{-6}) et géologiquement marqué par la formation de Sakoa. Cette couche est plus épaisse au centre du profil et devient plus mince dans la partie Sud, plus précisément au point d'abscisse $X=173000m$ juste avant la fin du profil. Elle est considérée comme la roche mère de la zone (BEICIP, 1988).

La couche 3, au-dessus de la formation Sakoa a une densité de 2.5 avec susceptibilité très faible (10^{-6}). Elle pourrait être la couche de nature géologique Sakamena inférieure. On voit bien dans cette couche des failles qui se situent au Nord du profil (entre les points d'abscisse 123070 et 150623m). Son épaisseur varie en moyenne 800m dans le centre et atteint jusqu'à 2000 m dans la partie Nord et Sud. Très connue par sa nature géologique qui est dominée par des grès et conglomérats, elle peut porter le rôle d'une roche réservoir (BEICIP, 1988). On y observe trois endroits favorables à l'accumulation d'hydrocarbure P1, P2 et P3 (*figure 29*).

La couche 4 surmonte la couche 3 avec une densité de 2.5 et de susceptibilité magnétique 0.001. Elle peut être marquée par la formation Sakamena moyenne dominée par des schistes (Besairie, 1971). Comme la Sakamena inférieure, elle est plus mince au centre et plus épaisse dans les deux extrémités (Nord et Sud). Cette couche est plus importante dans la recherche pétrolière parce qu'elle est connue comme une roche mère. Il est possible de justifier la condition de génération d'hydrocarbure par sa richesse en matériaux organiques (TOC atteint de 14% (BEICIP, 1988)). Elle est bien enfouie (avec une profondeur de 2300 à 5000m), donc, la condition de génération d'hydrocarbure est favorable.

La couche 5 doit avoir une densité de 2.4 et de susceptibilité magnétique très faible (10^{-6}). Elle représente la Sakamena supérieure. Elle est plus mince dans la partie Sud et

affectée par une faille à l'extrême Nord. Comme la Sakamena moyenne, elle est éprouvée comme une roche réservoir (BEICIP, 1988), mais aussi joue le rôle d'un drain qui facilite la migration d'hydrocarbure. On remarque un endroit favorable P4 à l'accumulation d'hydrocarbure dans cette couche. Il est localisé aux alentours du point d'abscisse $X=16531.8\text{m}$ juste à côté droite de la faille.

La couche 6 avait une densité de 2.4 avec susceptibilité 10^{-6} . Elle est définie comme la formation d'Isalo. Elle peut signifier la combinaison de l'Isalo I et une partie de l'Isalo II en terme stratigraphique (Duval, 1999). Cette couche a des épaisseurs très variables qui sont à l'ordre de 1000m au centre et qui va s'amincir aux deux extrémités. On remarque trois endroits favorables à l'accumulation d'hydrocarbure dans cette couche (P5, P6 et P7) qui sont localisés respectivement aux voisinages des points d'abscisses $X= 20205.5\text{m}$, $X= 56942.8\text{m}$ et $X= 132254\text{m}$. On remarque que la base de l'Isalo II peut jouer le rôle d'une roche mère (BEICIP, 1988).

La couche 7 est identifiée par sa nature géologique datée du Jurassique inférieur avec sa valeur de densité de l'ordre de 2.45 et une susceptibilité magnétique (10^{-6}). Elle est possiblement formée par l'Isalo II et une partie de l'Isalo III (tiré à partir de l'échelle stratigraphique internationale (Duval, 1999) montrée dans l'annexe 5). L'épaisseur de cette couche est très variable allant de 300 à 1500m. Des séries de failles sont très marquées dans cette formation (Nord du puits Mandabe-1, aux alentours de Marerano et de Tandrano) qui engendrent un effondrement et une surrection de la couche encaissante. Cette couche peut aussi assurer le rôle d'une roche réservoir (BEICIP, 1988).

La couche 8 représente la partie supérieure de notre zone. Elle est datée du Jurassique moyen, caractérisée par une valeur de densité 2.4 avec une susceptibilité magnétique presque nulle. Elle épouse la couche 7 en la remplissant du Nord vers le Sud. Sa puissance est en général plus épaisse (atteint jusqu'à 2200m) sauf sous les points $X= 66148\text{ m}$, $X=106538\text{m}$ et $X=160923\text{m}$ qui sont dus au soulèvement de la couche 7. Elle est éventuellement formée par l'Isalo III à facies mixte et du Post-Karoo (Duval, 1999).

La partie Nord de ce modèle est corrélée par la section sismique TEQ-05 tandis que la partie Sud est restituée par les sections MG3111-2012-03 et OM84-101. Ils sont montrés dans l'annexe 1.

VIII.3.2. Profil BB'

Ce modèle est effectué en traversant notre zone d'étude de l'Est à l'Ouest suivant la coupe BB' commençant à l'extrême Est au point de coordonnées $X=304400\text{m}$ et $Y=520100\text{m}$ et se termine à l'Ouest au point de coordonnées $X=207500\text{m}$ et $Y=521300\text{m}$ avec une longueur totale de l'ordre de 90 Km.

En général, l'allure de la courbe d'anomalie magnétique augmente du début jusqu'à la fin du profil, elle commence par l'anomalie négative de l'ordre de -18nT et augmente progressivement jusqu'à 81nT à l'extrême Est. Par contre, l'anomalie gravimétrique est fortement négative et va fluctuer entre -56mGal (minimum de valeur au centre) et -32mGal .

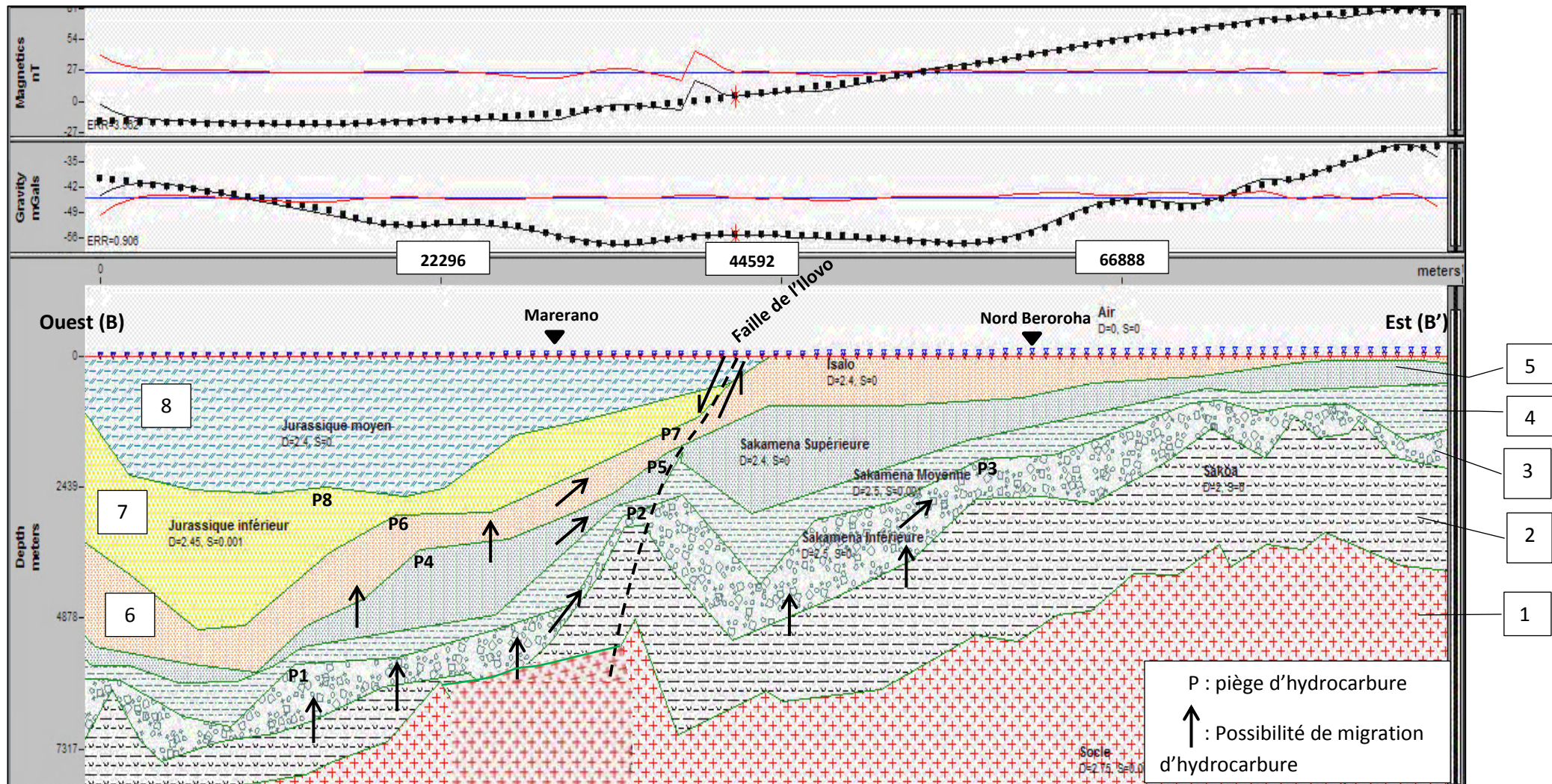


Figure 31. Modélisation 2D du Profil BB'

La modélisation obtenue met en évidence une succession de huit formations en termes de densités et de susceptibilités différentes. L'erreur commise entre les valeurs calculées et celles observées est faible.

Dans ce modèle, les paramètres physiques sont identiques comme ceux du modèle précédent.

La couche 1 symbolise le substratum rocheux. A l'Est du profil, elle atteint le minimum de profondeur qui est à l'ordre de 3590 m au point d'abscisse $X=78687\text{m}$. Elle s'incline progressivement vers l'Ouest surtout dans la partie Ouest de la faille d'Ilovo. Ce dernier marque ainsi une subsidence pouvant aboutir au maximum de profondeur à l'ordre de 7700m. A l'extrême Est, on y observe une présence d'horst.

La couche 2 représente la formation Sakoa. Elle suit l'allure du socle à partir de la faille jusqu'à l'extrême Est. Sa puissance est homogène à l'ordre d'environ 2000m. A partir de Marerano, son épaisseur est très variable peut-être due à la présence de la faille qui affecte la couche y afférente. Elle est caractérisée par sa nature comme une roche mère.

La couche 3 figure la Sakamena inférieure qui surmonte sur la formation Sakoa. A Beroroha, elle est plus épaisse avec une épaisseur de 1300m, tandis qu'à l'extrême Est, elle est moins épaisse jusqu'au bout du profil. A Marerano, sa puissance atteint le minimum à l'ordre de 200m seulement et elle commence à augmenter à partir du point d'abscisse $X=30860\text{m}$ jusqu'à l'Ouest avec une épaisseur de 800m environ. On y observe trois pièges d'hydrocarbure P1, P2 et P3 respectivement aux points d'abscisses $X=12766\text{m}$, $X=34182\text{m}$ et $X=57703\text{m}$.

La couche 4 est constituée par la Sakamena moyenne. Comme dans le modèle ci-dessus, elle représente la roche mère. Son épaisseur est légèrement homogène avec une valeur de 1200 m. En terme d'enfouissement (à partir de 2000m de profondeur), elle peut probablement générer une bonne qualité d'hydrocarbure entre l'extrême Ouest et le point d'abscisse $X=52019.9\text{m}$ (point entre la faille de l'Ilovo et Beroroha).

La couche 5 représente la Sakamena supérieure. Son épaisseur est très varié le long du profil. On remarque deux endroits où sa puissance est plus épaisse. Ces lieux sont localisés aux alentours des points d'abscisses $X=22296\text{m}$ et $X=44592\text{m}$. Dans les restes, elle est moins épaisse à l'ordre de 200m. Cette couche est l'une des parties le plus cible grâce à son rôle de réservoir pétrolier (composé de grès poreux). Dans ce modèle, on remarque deux endroits P4 ($X=22200\text{m}$) et P5 ($X=371556\text{m}$) favorables au piégeage d'hydrocarbure.

La couche 6 est marquée par le groupe de l'Isalo : l'Isalo I et une partie de l'Isalo II. Elle s'affleure au Nord de la faille et plonge peu à peu vers l'Ouest jusqu'au point d'abscisse $X=6400\text{m}$ qui atteint la profondeur d'environ 4900 m. Son épaisseur est plus

homogène à l'ordre de 650m sauf au niveau de la surface au Nord de Beroroha. La base de la formation Isalo II peut tenir le rôle d'une roche mère (BEICIP, 1988). On y observe deux pièges d'hydrocarbure P6 (X= 19376m) et P7 (X=39236m).

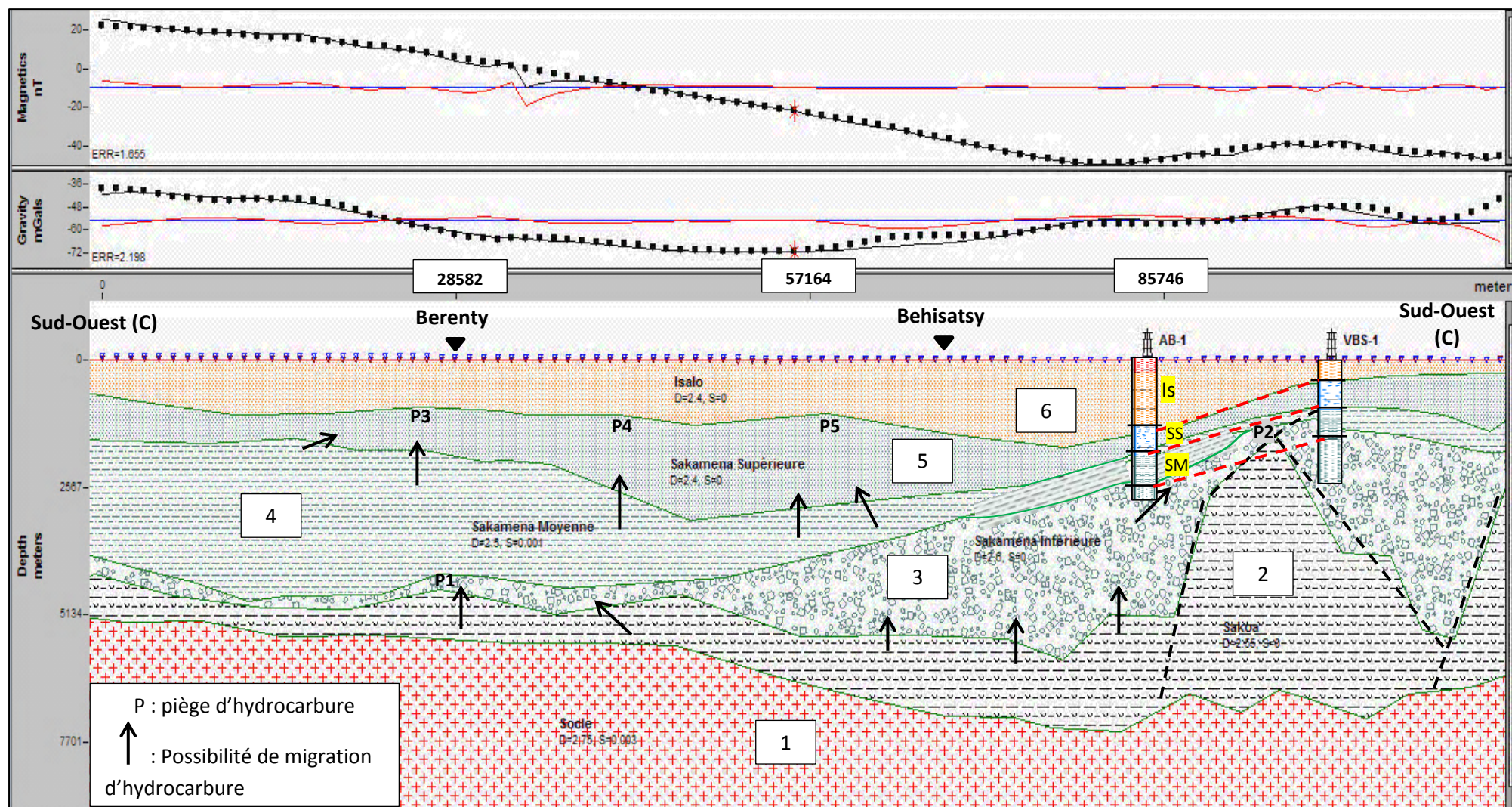
Datée du Jurassique inférieur, la couche 7 est constituée par le groupe de l'Isalo II et de l'Isalo III. Sa puissance est forte avec une intervalle de 800 à 2400m (X=10000m) et on observe qu'elle n'apparaît qu'à l'Ouest de la faille d'Ilovo. Elle peut jouer aussi le rôle d'une roche réservoir grâce à sa nature géologique composée de grès avec intercalation d'argile (Besairie 1971) dont cette dernière peut tenir le rôle d'une roche couverture (BEICIP, 1988). Dans cette partie, on remarque un piège d'hydrocarbure P8 au point d'abscisse X= 14729m.

La dernière formation, c'est la couche 8 datée de Jurassique moyen. Elle est très épaisse avec une intervalle de 1000 à 2500m (aux alentours du point d'abscisse X=14700 m). Il est possible qu'elle soit formée d'une part par l'Isalo III à facies mixte et d'autre part par les formations du Post-Karoo. Elle ne s'affleure qu'à partir du point d'abscisse X=44592m à côté de la faille jusqu'à l'extrême droite du profil.

VIII.3.3. Profil CC'

Ce modèle est effectué en coupant la partie Sud-Est de notre zone et a suivi le profil CC' avec d'environ 115km. Il a une direction Nord-Est-Sud-Ouest en commençant au Sud d'Ankazoabo-Atsimo au point C de coordonnées X=210000m et Y=409000m et se termine au Nord-Est du puits Mandabe-1 au point C' avec une coordonnées X=296600 et Y=486000m.

D'une côté, l'allure de la courbe d'anomalie magnétique tend d'une manière décroissante du gauche vers la droite du profil. Elle varie de 25nT et diminue progressivement jusqu'à -45nT. D'autre côté, l'anomalie gravimétrique est toujours fortement négative et qui va branler entre -36mGal et -70mGal.



Is : Isalo
 SS : Sakamena supérieure
 SM : Sakamena Moyenne

Figure 32. Modélisation 2D du Profil CC'

La modélisation obtenue montre une succession de six 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 du premier modèle.

La couche 1 représente le socle. Ce modèle illustre la profondeur de la fosse du Karoo. Dans la partie gauche du profil, sa profondeur est à l'ordre de 5200m, tandis qu'à partir de Behisatsy à VBS-1 elle peut atteindre l'ordre de 7500m. Dans ce dernier, on remarque un effondrement du socle.

La couche 2 est connue comme la formation Sakoa. Elle est affectée par des failles aux environs du puits VBS-1. Entre VBS-1 et AB-1, on remarque une forte puissance qui peut arriver à 3000m. A partir d'AB-1 jusqu'à l'extrême gauche du profil, l'épaisseur est légèrement homogène à l'ordre de 800m. Comme le modèle précédent, c'est l'une de notre roche mère.

La couche 3 représente la formation Sakamena inférieure. Elle est aussi affectée par les mêmes failles qui touchent la couche sous-jacente (couche2). Son épaisseur est très varié, à l'environ de Behisatsy, AB-1 et VBS-1, il peut aboutir à l'ordre de 2500m ; tandis qu'à partir du point d'abscisse $X=50178$ m jusqu'à l'extrême gauche elle va s'amincir peu à peu avec la moyenne de 500m. De plus, on y observe un soulèvement au centre des deux puits (AB-1 et VBS-1). On y trouve deux pièges d'hydrocarbures P1($X=27161$ m) et P2 ($X=94746$ m).

La couche 4 symbolise la formation Sakamena moyenne. A gauche du point d'abscisse $X=57164$ m, son épaisseur varie de 1400m à 3000 m, tandis qu'à partir de Behisatsy elle va s'amincir surtout au-dessous d'AB-1 (200 m). Etant considéré comme roche mère, elle est probable de générer beaucoup plus d'hydrocarbure dans la partie gauche du profil, grâce à sa forte puissance.

La couche 5 représente la formation Sakamena supérieure. Au centre, elle atteint le maximum d'épaisseur à l'ordre de 1900m et aux deux extrémités, sa puissance est environ 500m sauf au-dessous d'AB-1 avec une épaisseur de 200 m. Eprouvée comme une roche réservoir, on y remarque trois endroits P3 ($X=25814$ m), P4 ($X=41680$ m) et P5 ($X=58502$ m) qui sont favorables au piégeage d'hydrocarbure.

La couche 6 représente la partie supérieure du modèle. Elle symbolise le groupe de l'Isalo (Isalo I et Isalo II). Elle atteint le maximum d'épaisseur entre Behisatsy et AB-1(1700m). Du Behisatsy jusqu'à l'extrême gauche, l'épaisseur est moyennement homogène à l'ordre de 1000m et elle devient plus mince à partir de VBS-1 jusqu'à l'extrême droite avec une moyenne de 300m.

CHAPITRE IX. MODELISATION 3D

Suite à la modélisation 2D, la modélisation 3D consiste à la réalisation des couches géologiques à trois dimensions. Cette méthode sert alors à visualiser la formation géologique à un aperçu de haute qualité suivant son extension.

IX.1. Modélisation 3D

Dans ce chapitre, nous allons tenter d'exploiter les connaissances acquises dans les précédents chapitres, afin de construire un modèle 3D de la zone d'étude. Ainsi, on essaie de modéliser toutes les roches qui ont des potentiels pétroliers. Pendant la modélisation 2D, nous avons vu plusieurs couches de roches datées du Précambrien au Jurassique moyen. On constate que chaque type de couche n'a pas un rôle commun. De ce fait, nous avons tiré que la zone d'étude avait trois types de roche mère et trois types de roche réservoir.

Pour avoir un bon modèle, nous avons ajouté trois autres profils DD', EE' et FF', c'est-à-dire qu'on réduit la distance entre profil pour avoir une maille plus serrée. Donc, nous avons six profils au total. Le travail s'est opéré à l'aide du même logiciel GEOSOFT. La modélisation 2D de ces trois profils est présentée dans l'annexe 4.

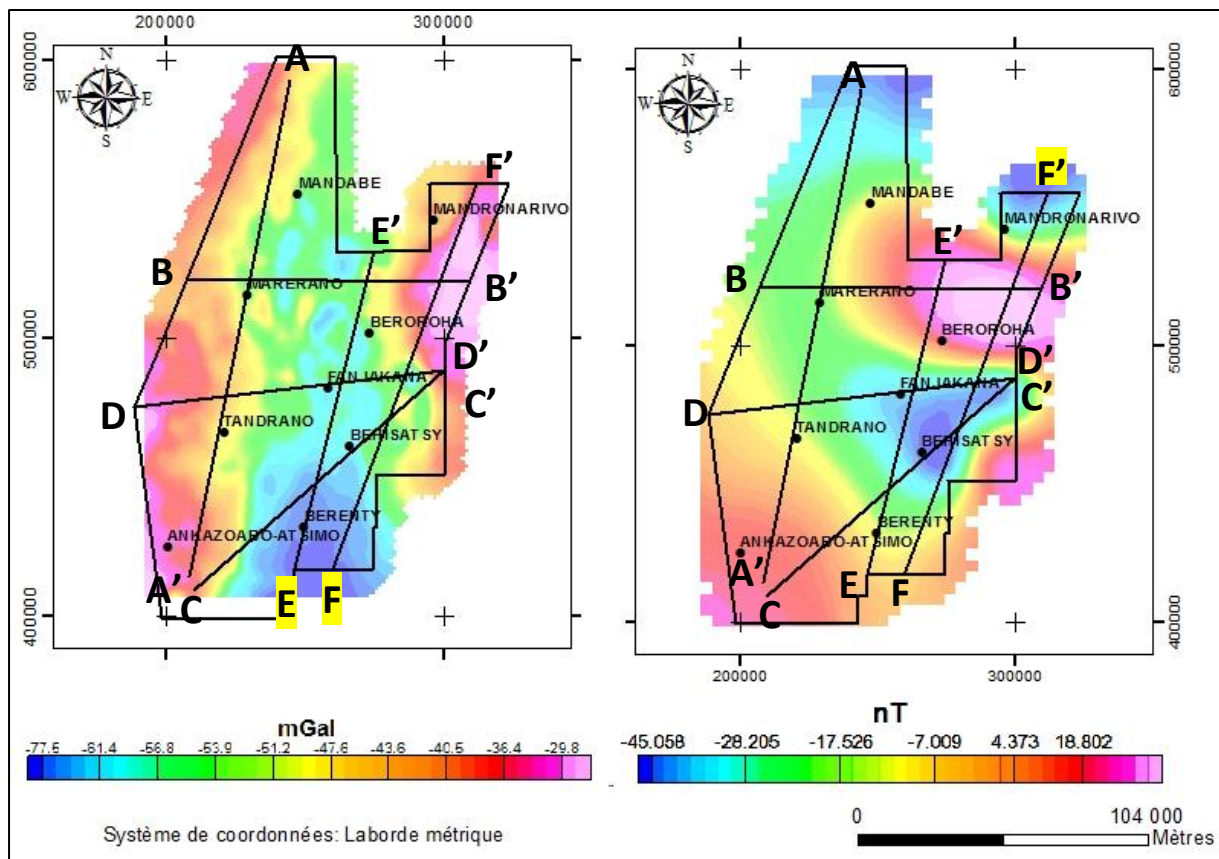


Figure 33. Représentation des six profils pour la modélisation 3D

IX.2. Modélisation de la roche mère

Comme nous avons parlé dans l'interprétation 2D, il y a trois types de roches mères: Sakoa, Sakamena moyenne et Isalo II. Suite à l'insuffisance de données, nous ne pouvons pas modéliser l'Isalo II.

Notons que pour toutes les modélisations, nous avons modélisé le top de la formation.

IX.2.1. Modélisation de la Sakoa

C'est une roche très connue formée par des roches intéressantes dans le domaine du géoscience pétrolier. Elle est formée par de schiste, calcaire et de charbon de feu (Besairie1971).

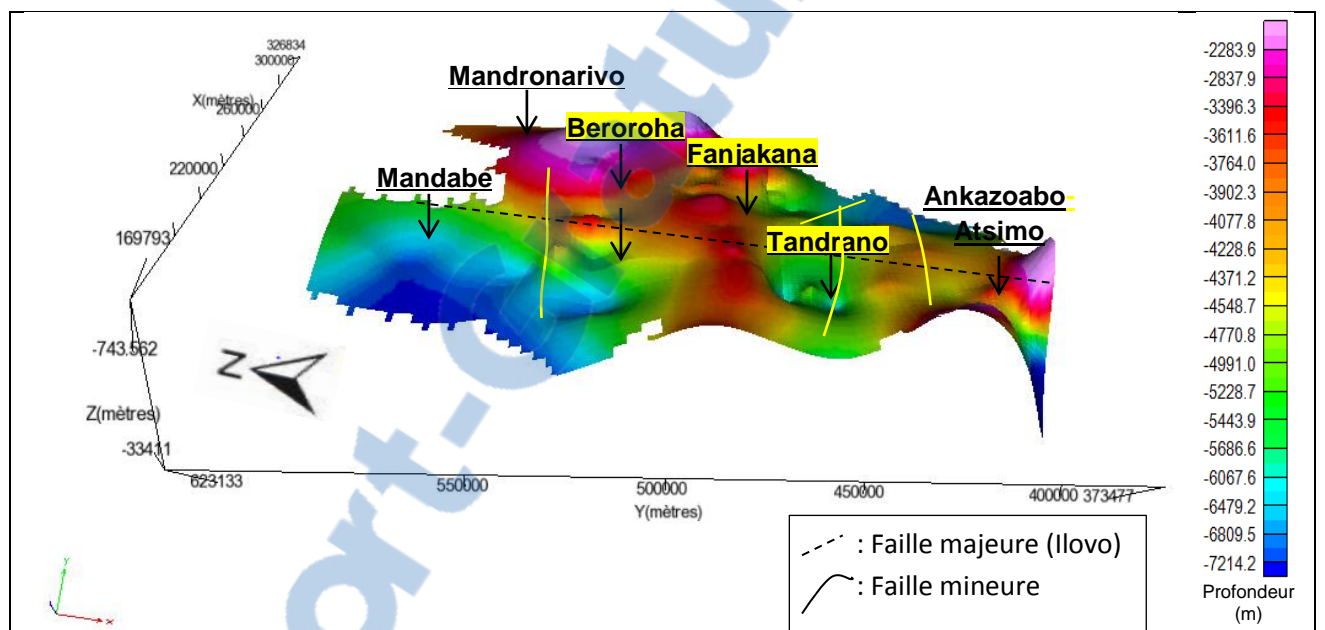


Figure 34. Top de la Sakoa en 3D

Les éléments de considération d'une roche mère sont les suivants :

- type de matière organique : type I, II, III, IV;
- TOC (Total Organic Carbon);
- HI (Hydrogen Index);
- vitrinite réflectance (%R) (échelle de %R (0-5)) ;
- conditions de génération : fenêtre d'huile (80-120°C/ 2-4km) et de gaz (100-200°C/3-6km) ;
- extension latérale et épaisseur ;
- distribution des roches mères.

Pour la modélisation des roches mères et l'interprétation, posons que les quatre premiers éléments sont favorables. Nous nous focalisons donc aux trois derniers.

La profondeur de cette couche est comprise entre -7200m et -2200m. La profondeur minimale se situe aux alentours de Mandronarivo et Beroroha. On remarque à l'Ouest de Mandabe, Tandrano et au Sud-Est de Fanjakana une profondeur qui peut atteindre la valeur maximale.

En termes de génération d'hydrocarbure, notre roche mère est très étendue, épaisse, donc, il est possible de générer de l'hydrocarbure. Pour ce dernier, on observe deux parties distinctes :

- la partie colorée en jaune, orange, rouge et rose, il est possible de trouver un lieu de genèse d'huile ayant une profondeur moyenne de -3500m ;
- la deuxième partie colorée en vert et bleu, il est possible de générer le gaz grâce au forte enfouissement des sédiments qui peut atteindre jusqu'à -7200m.

D'après ce modèle 3D, on conclut que la formation Sakoa peut générer un peu plus de gaz par rapport à l'huile.

IX.2.2. Modélisation de la Sakamena moyenne

Comme la formation Sakoa, la Sakamena moyenne est une formation très intéressante. Elle est dominée par des formations schisteuses. Elle couvre toute la partie de notre zone.

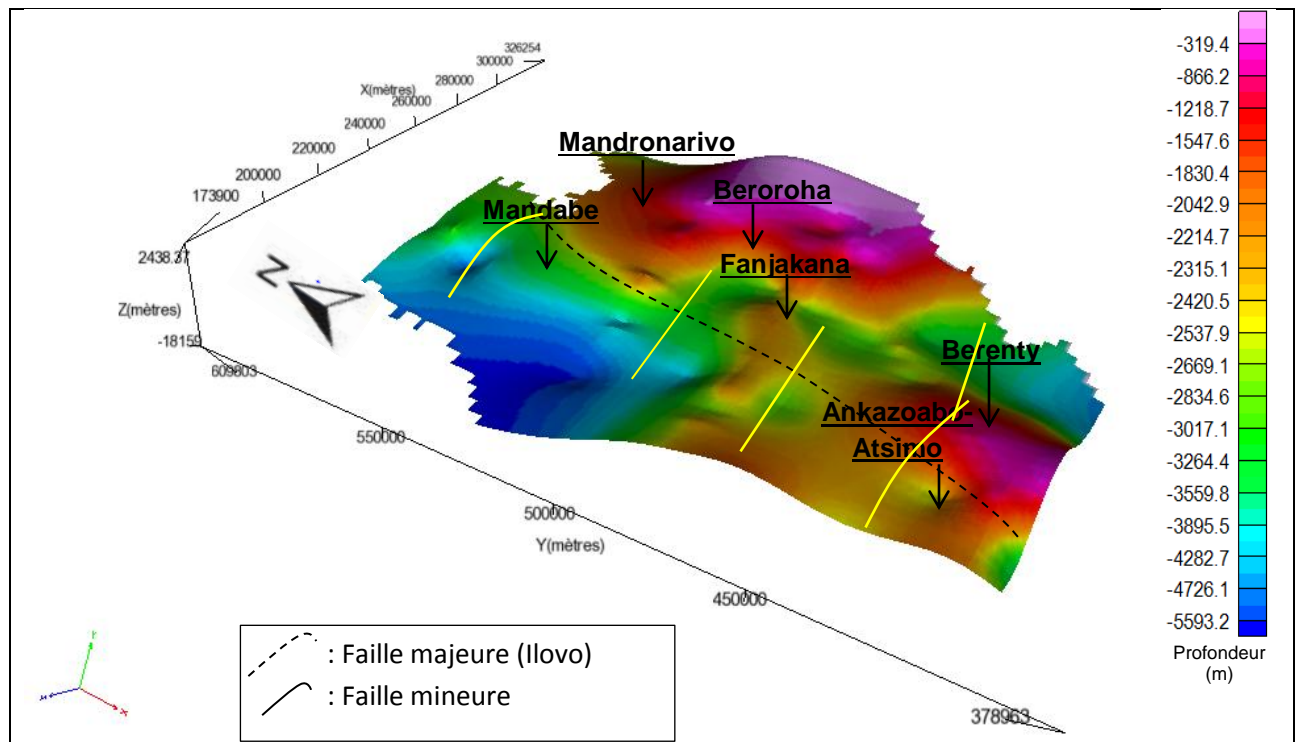


Figure 35. Top de la Sakamena moyenne en 3D

La profondeur de cette couche est comprise entre -5600m et -300m. La profondeur minimale se situe à l'Est de Beroroha et aux alentours de Berenty et Ankazoabo-Atsimo. Deux parties atteignent la profondeur maximale comme à l'Ouest de Mandabe et à l'Est de Berenty avec une profondeur -5500m. On y observe que l'intervalle de profondeur pour générer l'huile est plus étroit et qui n'est que dans la partie colorée en orange, tandis que la partie plus profonde est plus dominante (bleu et vert).

On en déduit donc que cette couche peut produire des hydrocarbures légers voire gazeux.

IX.3. Modélisation des roches réservoirs

Pour notre zone d'étude, on observe trois groupes de roche réservoir qu'on peut tirer à partir de la modélisation 2D : à savoir la Sakamena inférieure, Sakamena supérieure et Isalo (Trias moyen-Lias supérieur).

IX.3.1. Modélisation de la Sakamena inférieure

Cette couche est dominée par des grès et des conglomérats (Besairie, 1971) qui peuvent signifier qu'elle tient le rôle d'une roche réservoir.

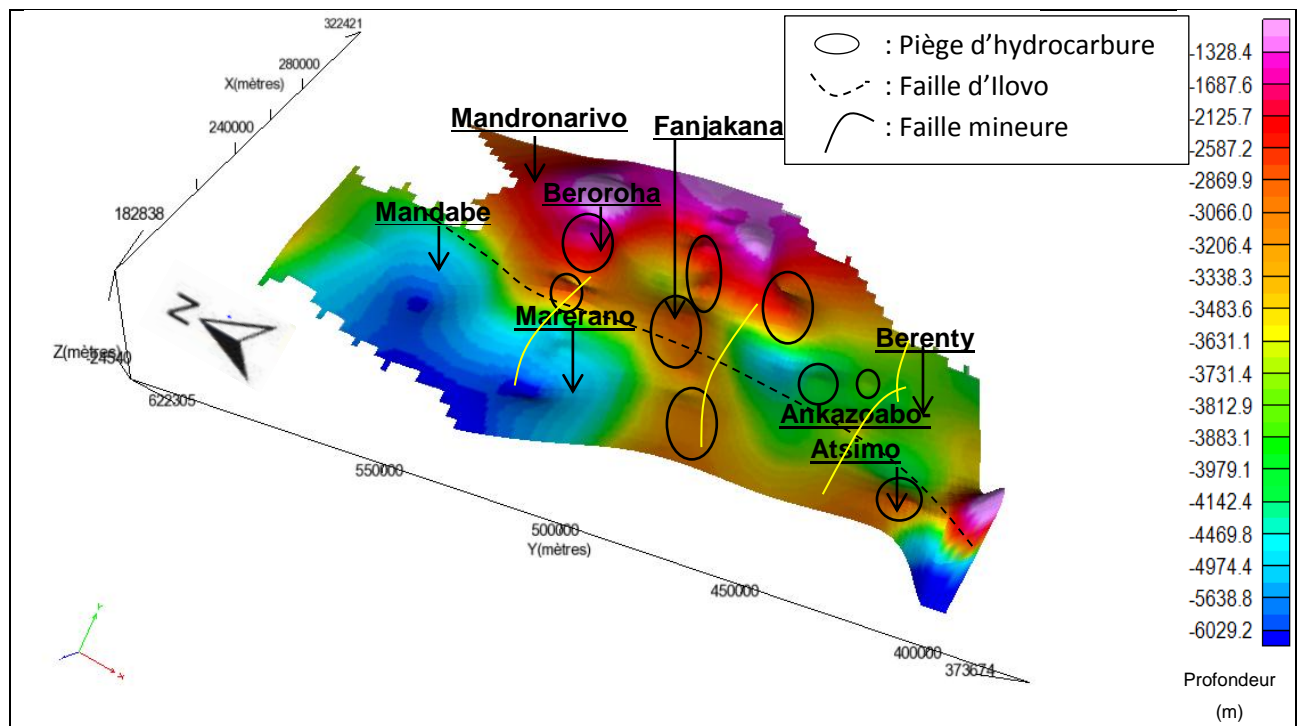


Figure 36. Top de la Sakamena inférieure en 3D

La profondeur de cette couche est comprise entre -6000m et -1300m dont celle qui est minimale se situe à l'extrême Est de notre zone (à l'Est de Beroroha et Fanjakana). Une partie accède la profondeur maximale et se situe entre Mandabe et Marerano. Aux alentours de Berenty, la couche est moyennement enfoncée à l'ordre de -3500m.

Nous remarquons neuf pièges possibles pour l'accumulation d'hydrocarbure. Ils ont la forme d'un anticlinal.

IX.3.2. Modélisation de la Sakamena supérieure

Cette couche est dominée par des grès (Besairie, 1971). Ce qui est favorable à l'accumulation d'hydrocarbure.

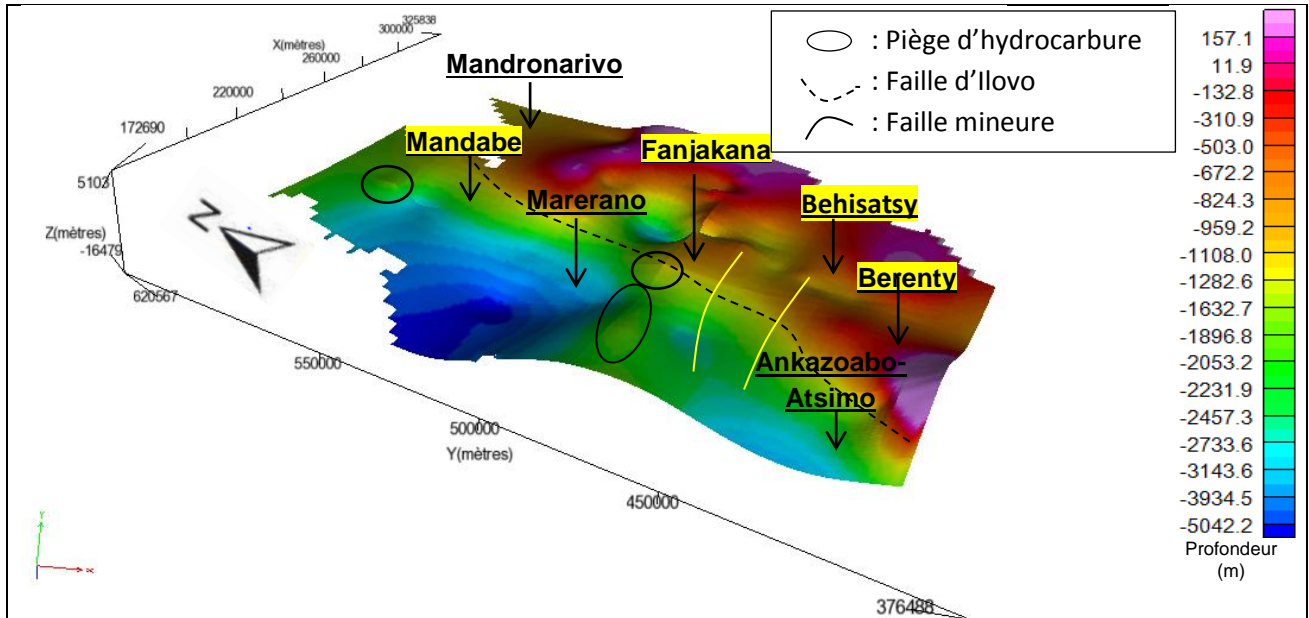


Figure 37. Top de la Sakamena supérieure en 3D

La profondeur de cette couche est comprise entre -5000m et +150m. La profondeur minimale se situe à l'extrême Est de notre zone qui signifie que cette couche est affleurée en surface. Elle s'enfonce progressivement vers l'Ouest surtout à l'Ouest de la faille d'Ilovo. Elle atteint le maximum de -5000m à l'Ouest de Marerano et Mandabe.

On y observe trois pièges possibles pour l'accumulation d'hydrocarbure. On peut tirer d'après la modélisation que ces pièges se trouvent tous à l'Ouest de la faille.

IX.3.3. Modélisation de l'Isalo et du Jurassique inférieur

D'une part, le terme Isalo dans la modélisation désigne la combinaison de l'Isalo I et une partie de l'Isalo II. On constate que ce modèle a une probabilité de représenter l'intra-Isalo II. D'autre part, le Jurassique inférieur indique une partie de l'Isalo II et de l'Isalo III. Il est éventuellement le top de l'Isalo III.

Cette hypothèse peut tirer à partir de l'équivalent du Karoo et post-Karoo malagasy à l'échelle stratigraphique internationale (Duval, 1999) montré dans l'annexe 5.

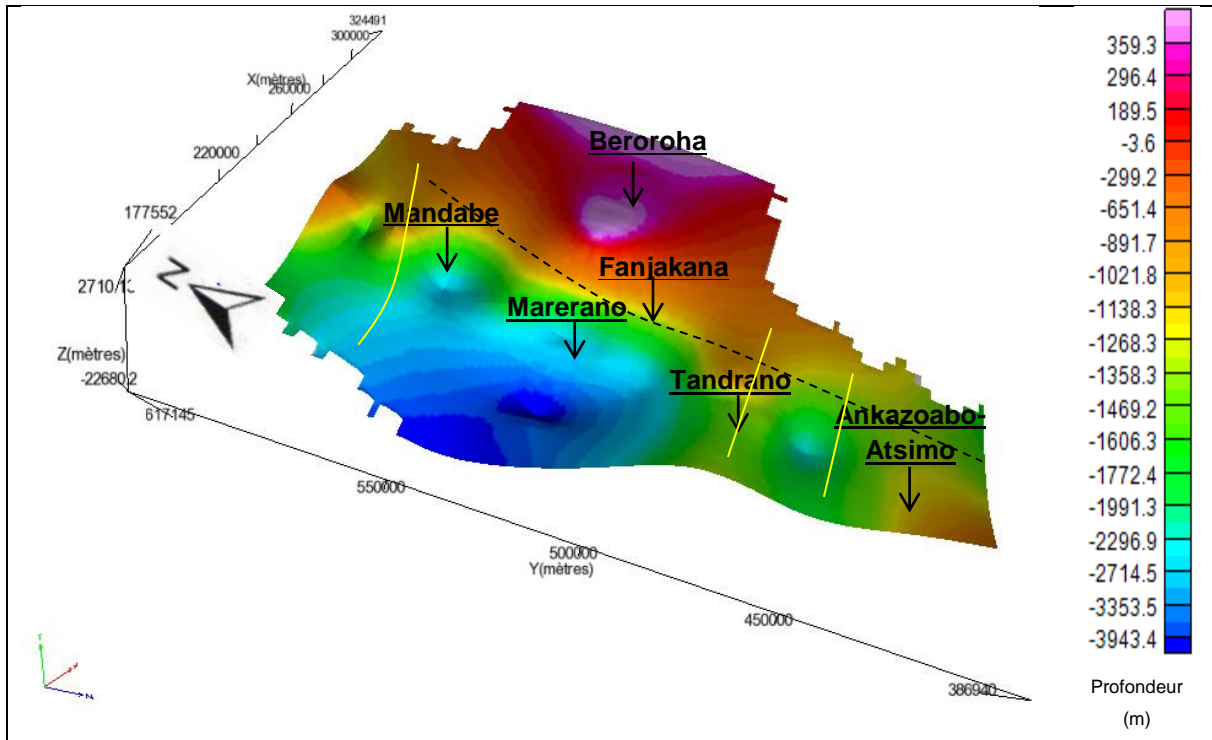


Figure 38. Top de l'Isalo (Intra-Isalo II) en 3D

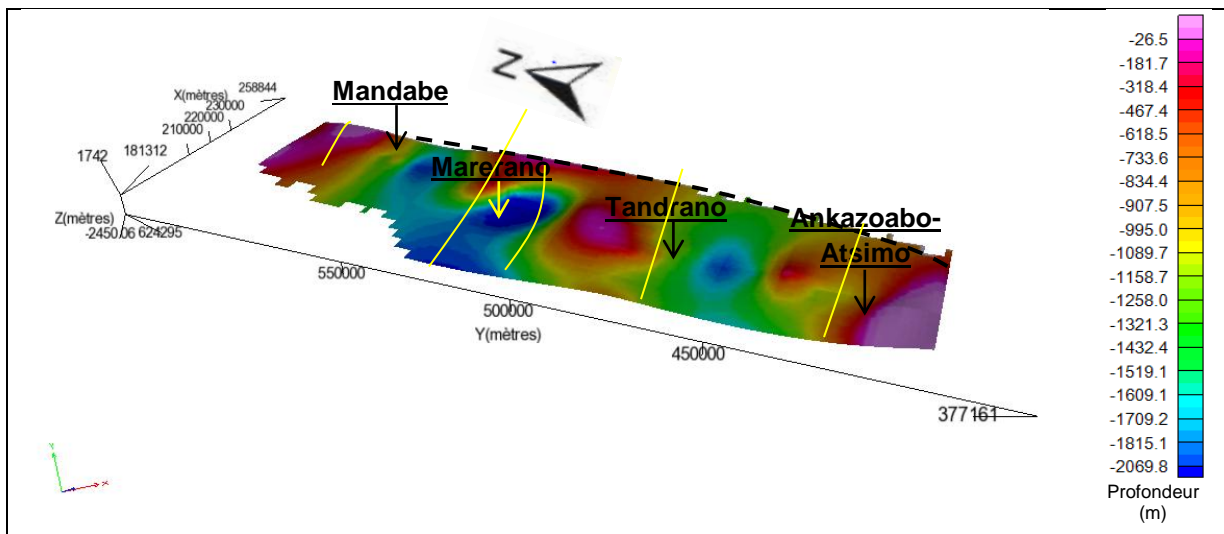


Figure 39. Top du Jurassique inférieur (top de l'Isalo III) en 3D

Pour la *figure 37*, on divise en deux parties le modèle. La couche est à faible profondeur voire nulle à l'Est de la faille, parfois positive (+189 à +360m) puisque que dans la partie Ouest, elle s'enfouie progressivement pour atteindre le maximum surtout à l'Ouest de Marerano (-4000m). Nous ne remarquons pas des pièges, mais, il est possible qu'on les trouve notamment à l'Ouest de la faille.

Dans la *figure 38*, la couche est peu enfouie. Le maximum de profondeur est de -2000m. Il est probable d'y trouver des pièges aux alentours de Marerano, grâce à la profondeur plus marquante.

IX.4. Modèle 3D de la zone d'étude

Après avoir effectué la modélisation individuelle de chaque roche qu'on a rencontré dans notre zone d'étude, on peut présenter un modèle tridimensionnel qui n'est autre que la superposition des différentes couches. Le modèle 3D du bassin est illustré dans la *figure 40*.

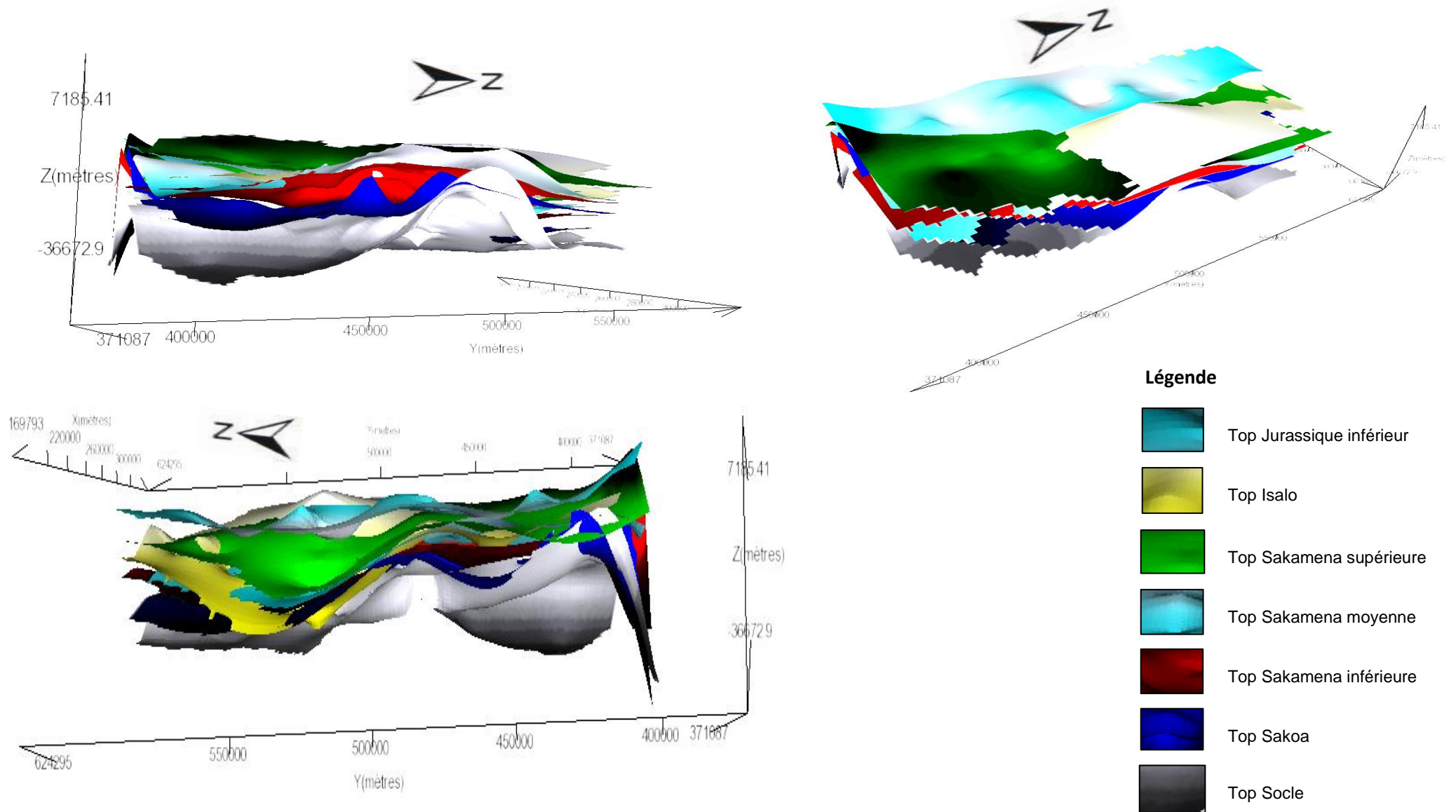


Figure 40. Vue 3D du bassin de la zone d'étude

CHAPITRE X. SYNTHÈSE DES RESULTATS

Avant d'entrer dans le résultat du travail, il faut identifier les éléments du système pétrolier possible pour évaluer la potentialité pétrolière de la zone d'étude.

X.1. Système pétrolier

X.1.1. Roche mère

Trois principales roches mères ont été identifiées dans notre zone d'étude (BEICIP, 1988).

X.1.1.1. Source potentielle

La Sakamena moyenne est considérée comme principale roche mère dans le bassin de Morondava. Cependant, ses potentielles sont tout à fait variable. La valeur du TOC varie de 0.5 à 2%, mais ne dépasse pas de 3kg HC/t. de roche.

La partie basale de l'Isalo peut montrer une source potentielle avec un TOC jusqu'à 1-2% et localement atteignant 10-13%.

Selon les différentes analyses, la formation Sakoa montre du bas au bon potentiel qui peut atteindre 199kg HC/t. de roche, mais des études plus détaillées sont exigées. Le potentiel de cette source reste mal testé.

X.1.1.2. Degré de maturation

Dans la zone d'étude, la Sakamena est immature à prématuré à l'affleurement. La fenêtre d'huile se situe aux hautes structures comme ceux de Vohidolo ou Sakaraha et une zone de transition/gaz dans les différentes fosses (Berenty-Vohidolo). La fenêtre d'huile est obtenue dans le Jurassique supérieur à Cénomaniens et la localisation de la zone de gaz dans la fin Lias inférieur. Dans l'ensemble, le degré de maturation n'a pas changé depuis le crétacé inférieur. A l'Ouest de la faille d'Ilovo, la Sakamena moyenne était dans la zone de gaz à la fin du Lias inférieur.

A l'Ouest des failles de Bemaraha et Ilovo, la roche mère est située dans la zone de gaz dans le Dogger inférieur.

La Sakoa offre localement des possibilités intéressantes d'être une roche mère. Il est immature à mature dans les affleurements, mais très mature depuis le Trias dans le sous-sol.

X.1.2. Migration

La Sakamena moyenne est partiellement située dans la fenêtre d'huile depuis le Crétacé moyen (BEICIP, 1988). Une trace d'huile dans le puits Sakaraha-1 et le puits de Vohidolo-1 était probablement expulsé durant cette période. Dans la partie profonde, l'expulsion d'hydrocarbure a commencé en Lias inférieur (huile et gaz). Le manque des

expositions observées dans les différents puits suggère que la source potentielle de la Sakamena moyenne a été probablement basse à proximité de ces puits.

Les hydrocarbures sont principalement générés par la roche mère de la Sakamena et ils ont commencé à être expulsés durant le Jurassique inférieur, Jurassique moyen où la roche mère se situe dans la zone de gaz.

La possibilité de migration des hydrocarbures est illustrée dans les *figures 30, 31 et 32*.

X.1.3. Réservoir

Il est composé par des grès très épais intercalés avec de diverses quantités de schiste (BEICIP, 1988).

- les grès massifs de la Sakamena supérieure et les grès d'Isalo I montrent des qualités de bon réservoir avec des porosités de 15-25% et la perméabilité de plusieurs centaines de millidarcies.

- pour les grès de l'Isalo II, la porosité varie de 3 à 26%, avec une perméabilité de 0.1 à 1000mD, feldspathique avec le ciment de kaolinite (le plus commun en sables d'Isalo II).

- dans la Sakamena inférieure, les caractéristiques du réservoir sont fortement variées. Les porosités et perméabilités jusqu'à 20% et 3000mD ont été mesurées, mais quelques intervalles dévoilaient une basse valeur due au processus diagénétique et du matrice d'argile.

- on y observe aussi des roches réservoirs dans la formation d'Ankazoabo et Sakaraha avec une porosité de 10 à 17% et de perméabilité jusqu'à 200mD (rapport de puits Mandabe-1 et de Sakaraha). On remarque que ce dernier type de réservoir ne peut pas être observé dans le modèle 2D.

X.1.4. Pièges

Les types de pièges attendus dans la formation Karoo de notre zone d'étude devraient être similaires à ceux observés dans le bassin de Morondava. Des couches affectées par des failles listriques normales et inverses qui ont été identifiées dans les sections sismiques peuvent agir comme des bons pièges. Ces pièges sont liés aux blocs basculés, horsts et aux renversements.

X.1.5. Roche couverture

Le schiste de Sakamena moyenne peut considérer une efficace roche couverture de la Sakamena inférieure. Pour l'Isalo I et la séquence Sakamena supérieure, le schiste est intercalé dans la partie supérieure et peut agir en tant que roche couverture pour les grès intercalés. La partie supérieure de l'Isalo I peut être scellée par la partie basale de l'Isalo II

qui est caractérisée par des schistes. Dans l'Isalo II, l'intercalation des schistes sont plus développés et peuvent former une bonne couverture pour les grès poreux.

X.2. Résultats

Dans la rédaction de ce mémoire, nous avons simulé la logique du raisonnement scientifique, on a commencé par un chapitre de généralités sur la région d'étude en traitant l'aspect lithologique, stratigraphique et structural du bassin. Les données ont été communiquées par des documents à modèle 2D (cartes géologiques, coupes géologiques) et 3D.

Résumons toutes les informations que nous venons d'expliquer dans un tableau appelé « charte du système pétrolier ».

On ajoute trois colonnes pour indiquer la présence de roches-mères, de roches réservoirs et de roches-couvertures bien observées suite à la modélisation des bassins. Les dernières colonnes présentent les périodes de génération et de migration du pétrole et du gaz. Puis, chaque piège possible dans ce bassin est illustré schématiquement. Il est important de déterminer les types des pièges et les dates de migration des hydrocarbures : on remarque que le piège doit être formé avant et pendant la migration des hydrocarbures, et l'intégrité du piège doit être préservée jusqu'à ce qu'une quantité suffisante d'hydrocarbures soit générée pour remplir le piège.

Les étoiles indiquent les formations où des accumulations sont possibles et qui pourraient devenir des réservoirs potentiels d'hydrocarbures. Notre résultat montre que la Sakamena inférieure et la Sakamena supérieure pourraient avoir une ressource potentielle en hydrocarbure en termes de réservoir.

Tableau 14. Charte du système pétrolier de la zone d'étude (source : auteur ; Duval (1999))

SYSTÈME	SERIE	ETAGE	Roche mère	Réservoir	Roche couverture	Migration	Génération d'hydrocarbure	Piège	Objectif de l'exploration	Formation majeure			
CRETACE	GALLIQUE	CENOMANIEN					FENETRE D'HUILE	Blocs basculés, renversements liés à des failles listriques, horsts, plissements anticlinaux		ANKARAFANTSIKA-TSIANDAVA (Grès)			
	NEOCOMIEN	ALBIEN									SITAMPIKY (Grès)		
		APTIEN											
		HAUTERIVIEN											
		VALANGINIEN											
JURASSIQUE	MALM	BERRIASIEN										DUVALIA (Marne)	
		PORTLANDIEN											
		KIMMERIDGIEN											
	DOGGER	OXFORDIEN											Marne
		CALLOVIEN			???								Schiste, calcaire, grès
		BATHONIEN											
		BAJOCIEN											
	LIAS	AALENIEN									Sel, schiste, calcaire, grès		
		TOARCIEN									ANDAFIA BERONONO (schiste)		
		PLEINSBACHIEN											
SINEMURIEN													
TRIASSIQUE	SUPERIEUR	HETTANGIEN									Isalo II (grès, schiste)		
		RHETIEN											
		NORIEN											
	MOYEN	CARNIEN											
		LANDINIEN									Isalo I (grès)		
INFERIEUR	ANISIEN							★	SAKAME-NA	Sup (grès)			
PERMIEN	SUPERIEUR	SCYTHIEN									Moy (schiste)		
											Inf (grès)		
CARBONIFERE	SUPERIEUR								★	SAKOA	(grès, schiste, calcaire)		

En résumé, nous avons trouvé douze structures prospectables dans notre zone grâce à la superposition du modèle 2D, 3D et la géologie. A partir de cette étude, on peut créer la *figure 39* ci-après.

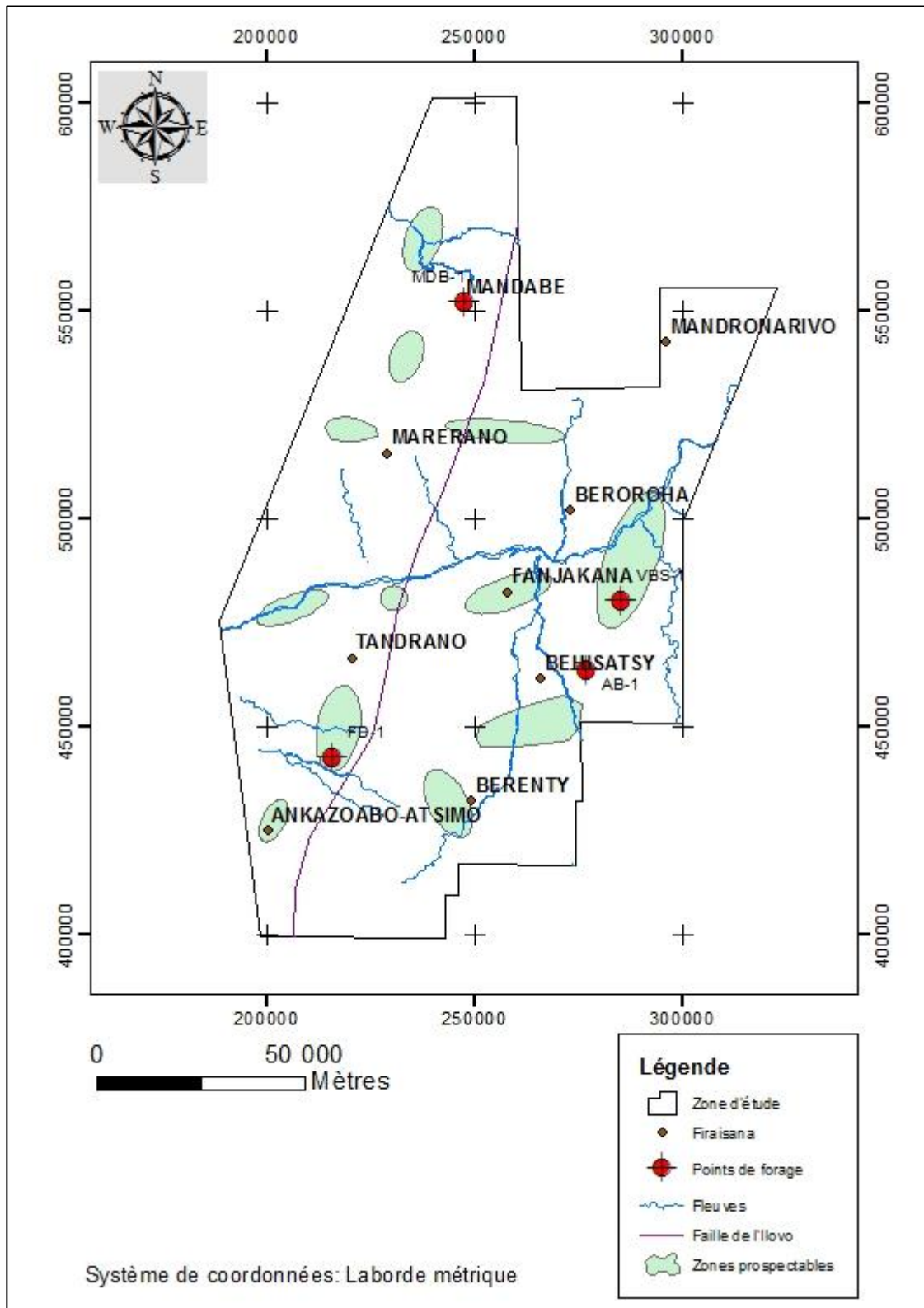


Figure 41. Zone possible pour piège d'hydrocarbure (source : BD 500, auteur)

CONCLUSION

Au terme de ce travail, on peut dire que, l'étude a permis d'avoir une vision panoramique des deux méthodes de prospection géophysique très utilisées en recherches pétrolières à grande échelle en s'appuyant sur la gravimétrie et le magnétisme, des méthodes qui constituent l'arsenal des géosciences pétrolières.

Ce travail a montré la valeur de la potentialité en termes de ressource en hydrocarbure de la partie Centre-Est du bassin de Morondava. Avant de parvenir à la connaissance de cette potentialité, il est primordial de faire une étude qui s'accroît sur la géologie à partir des travaux déjà effectués. Cette étude nous a permis de réaliser la modélisation 2D et 3D à partir des données géophysiques. De nos jours, ce dernier est l'une des excellentes méthodes que l'on peut utiliser à la recherche pétrolière.

L'interprétation et la modélisation conjointes des profils magnétiques et gravimétriques ont montré une importante épaisseur de la formation Karoo qui peut fluctuer à l'ordre de 3000m et 8000m. Elles ont aussi permis de retrouver les principales zones structurales de la partie centre Est du bassin de Morondava comme les horsts (Ankazoabo-Atsimo, Fanjakana, Beroroha et Nord-Ouest de Tandrano) et grabens (Est de Berenty, Behisatsy, aux alentours de Mandabe, Est de Tandrano et Nord de Beroroha). D'autre part, des plissements anticlinaux qui pourraient constituer des pièges à hydrocarbures ont été identifiés à partir de la modélisation 2D et 3D dans les roches considérées comme des roches réservoirs. La combinaison de ces interprétations avec les données géologiques et puits nous a permis d'identifier les systèmes pétroliers de la formation Karoo. Cette étude a montré que la Sakamena inférieure, Sakamena supérieure, l'Isalo I et Isalo II et Isalo III constituent des bons réservoirs d'accumulation d'hydrocarbures grâce à la nature des roches et aussi à leurs caractères pétrophysiques excellents. Ces hydrocarbures peuvent être générés par deux types de roches tels que la formation Sakoa et Sakamena moyenne et ils sont expulsés pendant le dépôt sédimentaire du Lias inférieur et du Crétacé moyen. La roche couverture est constituée par des argiles ou des schistes interstratifiés dans les formations gréseuses de l'Isalo et de la Sakamena moyenne.

Enfin, l'étude menée montre la possibilité d'existence d'une ressource en hydrocarbure dans cette partie de Madagascar d'où l'intérêt pour le pays à procéder à des études plus détaillées dans cette zone: multiplication des puits de forage, mailles plus serrées pour les gravimétries et magnétiques, recours à la sismique réflexion 3D.

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages

- [1] **Mann A., Clark D. N., Stewart D. N., Allen M.**, 1997. *Madagascar: re-appraisal of the stratigraphy, tectonic framework and previous exploration activity*. Report N°7952/IIb, project N°IIb/GR126. Antananarivo, Madagascar. 325p.
- [2] **Alan S. Collins**, 2006. *Madagascar and the amalgamation of Central Gondwana Research 9*. p 3-16.
- [3] **BEICIP**, 1988. *Petroleum potential of Madagascar*. BEICIP, Madagascar. Vol. 1. 315 p.
- [4] **Biju B.-Duval**, 1999. *Géologie sédimentaire: Bassins, Environnements, dépôts et formation du pétrole*. Edition Technip, publication de l'IFP. Pp.667-672.
- [5] **Jahn F., Cook M. & Graham M.**, 2003. *Hydrocarbon exploration*. Developments in Petroleum Science 46. 1^è Edition. 384p.
- [6] **Besairie H.** 1971. *Géologie De Madagascar ; Les terrains Sédimentaires..* Annales géologiques de Madagascar. Fascicule n°XXXV. 447p.
- [7] **Besairie H.**, 1973. *Précis de la géologie Malgache*. Annales géologiques de Madagascar. Fascicule n°XXXVI., Tananarive.143p.
- [8] **Dubois J., Diament M., Cogné J. P.**, 2011. *Géophysique, Cours et corrigés*. 4^è Edition. 249 p.
- [9] **Carthy M. and Rubidge**, 2005. *La dislocation du Gondwana*. pp.3-16.
- [10] **Chouteau M.**, 2001. *Méthodes électriques, électromagnétiques et sismiques*. Géophysique appliquée II, CLQ 3203. Ecole Polytechnique de Montréal. 78 p.
- [11] **Chouteau M.**, 2002. *Géophysique Appliquée I. Gravimétrie*. Ecole Polytechnique de Montréal.98p.
- [12] **O.P.U.**, 2003. *La Géophysique pour Le géologues*. Les méthodes sismiques. Tome 4. Ecole Polytechnique de Montréal. 128 p.
- [13] **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.
- [14] **Robequain C.**, 1953. *Géologie et morphologie à Madagascar*. Annales de Géographie, t. 62, n°329. pp. 60-67.

Travaux universitaires

- [15] **Randrianasolo E. B.**, 2009. *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. Thèse doctorat. Université Joseph-Fourier-Grenoble, 2009. French. 307 p.

- [16] **Rajaomazava F.**, 1992. *Etude de La subsidence du Bassin Sédimentaire de Morondava (Madagascar) dans Le cadre de l'évolution Géodynamique de La marge Est-Africaine*. Centre Géologique et Géophysique, Université des Sciences et Techniques du Languedoc. 193 p.
- [17] **Guyot L.**, 2002. *Reconnaissance hydrogéologique pour l'alimentation en eau d'une plaine littorale en milieu semi-aride : Sud-Ouest de Madagascar*. Thèse de Doctorat. Université de Nantes. 228p.
- [18] **RAHARIMANANIRINA C.**, 2011. *Le plateau continental de l'extrême sud de Madagascar-Etudes tectonique et géophysique*. Thèse doctorat. Université d'Antananarivo. 163 p.

Communication

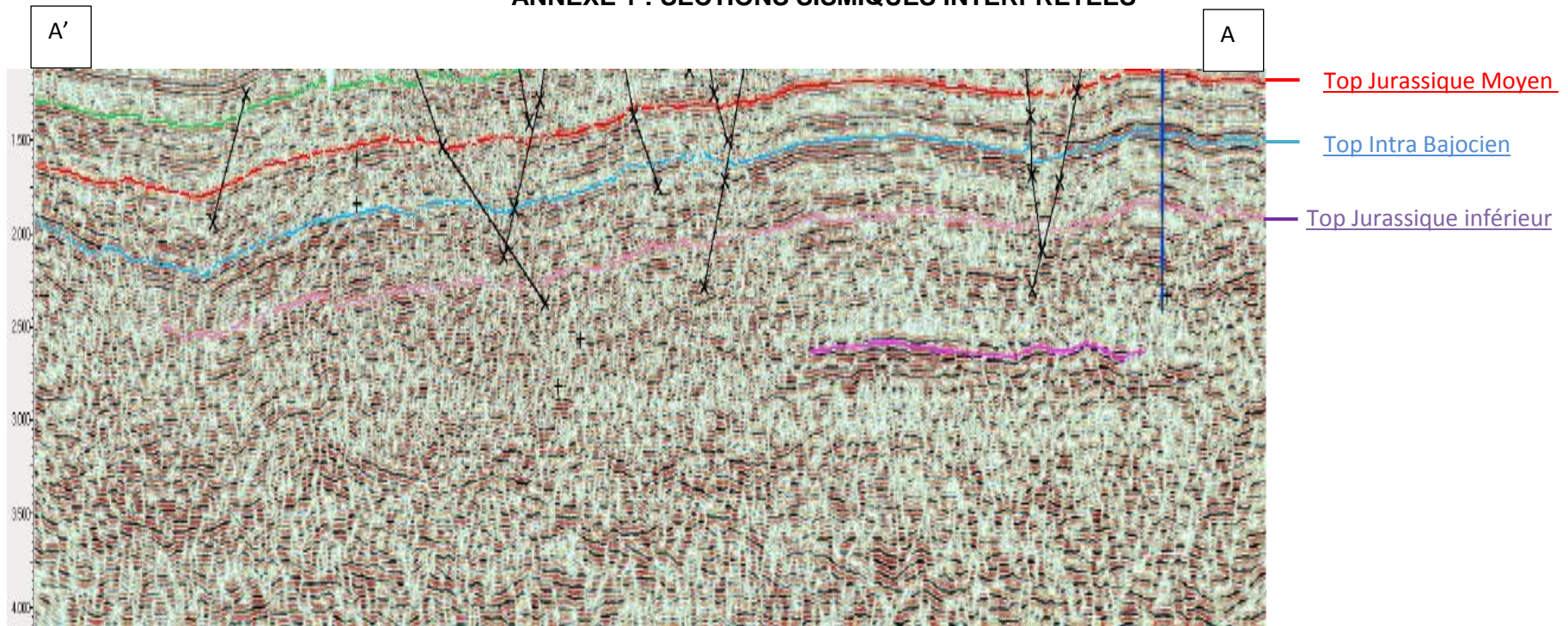
- [19] **IFP School**, Juillet 2015. *Massive Open Online Course (MOOC) from Exploration to distribution*.

WEBOGRAPHIE

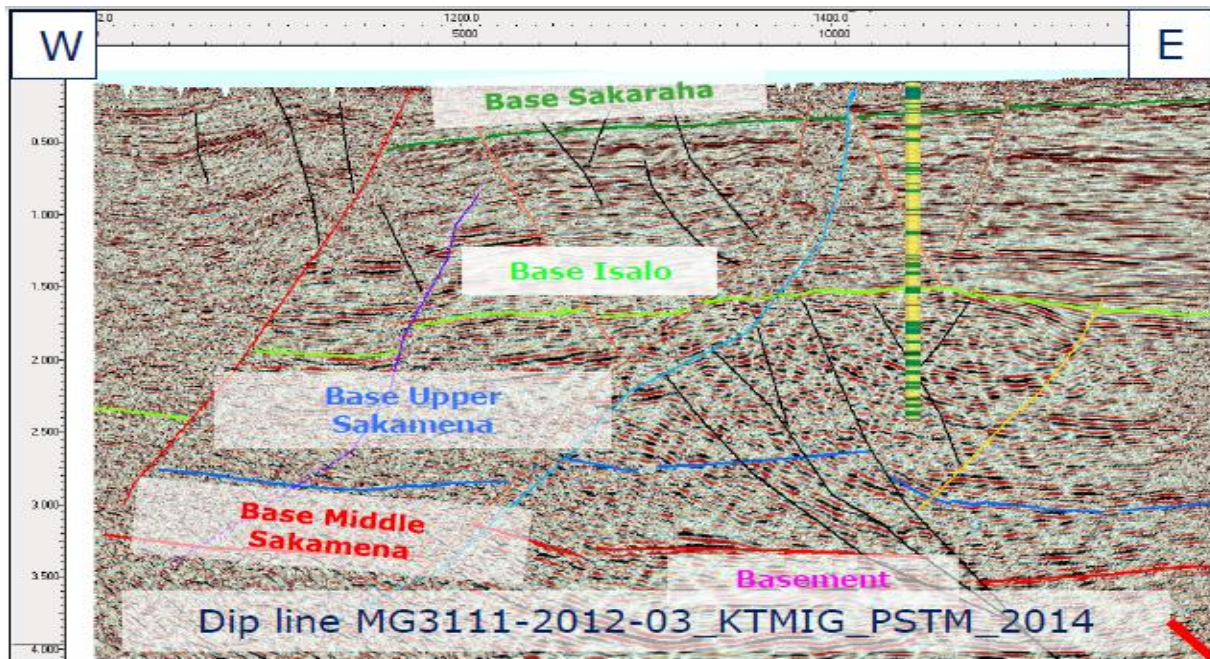
- [20] <http://www.eamf.eu/index.../84-resume-de-l-histoire-geologique-de-madagascar>
- [21] <http://www.omnis.mg/fr/hydrocarbon-fr/sedimentary-basins-fr> (consulté le 18/03/2016)
- [22] <http://www.ipims.com/data/gl11/G0114.asp?UserID=98154&Code=3344> (consulté le 24/03/2016)
- [23] <http://www.geomag.org/models/emaq2.html> (consulté le 11/04/2016)
- [24] <http://bqi.omp.obs-mip.fr> (consulté le 12/04/2016)
- [25] <http://www.geosoft.com> (consulté le 15/04/2016)
- [26] <http://www.tuto.arcgis.com> (consulté le 15/04/2016)
- [27] <http://wdc.kugi.kyoto-u.ac.jp/> (consulté le 20/04/2016)

ANNEXE

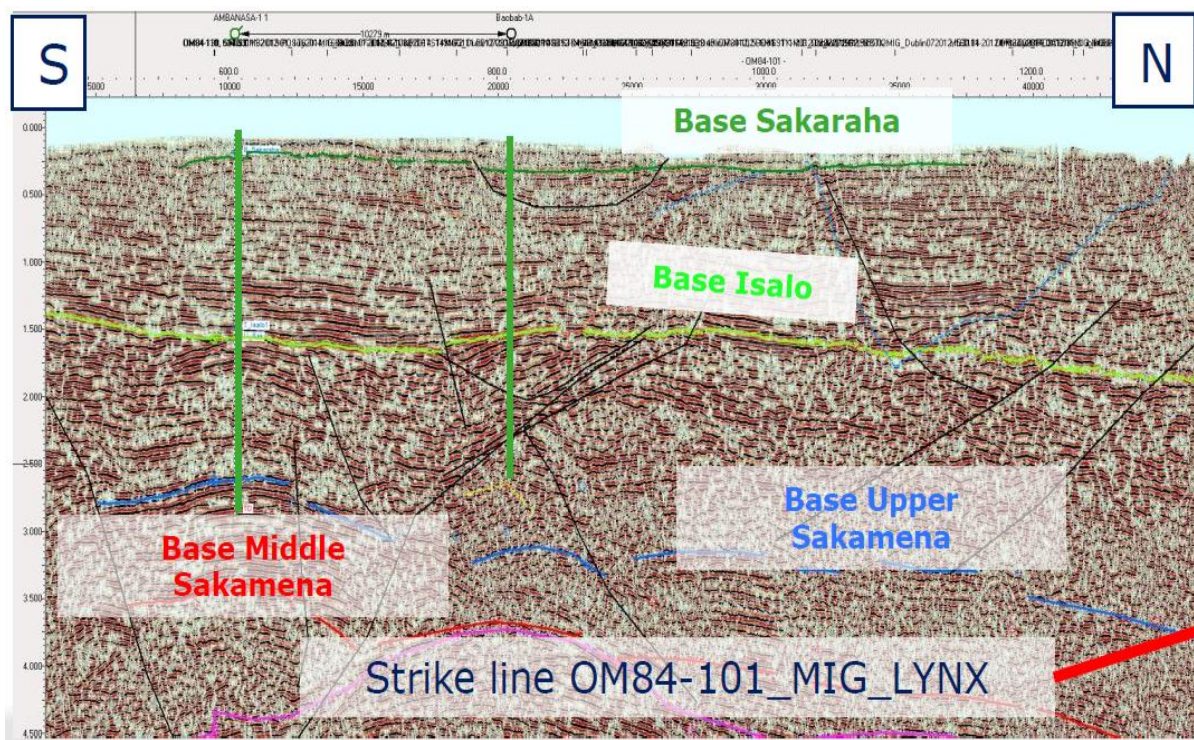
ANNEXE 1 : SECTIONS SISMIQUES INTERPRETEES



Section sismique TEQ-051 (TWT)



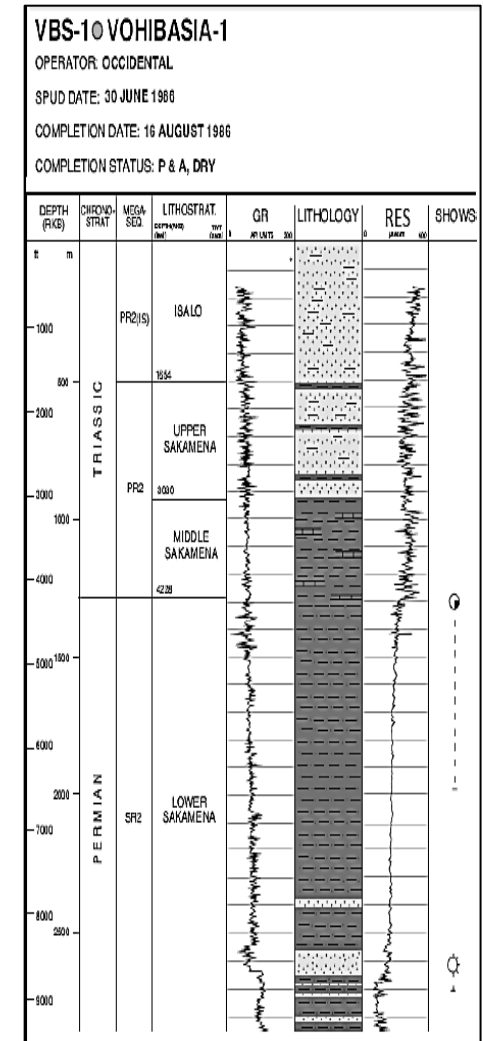
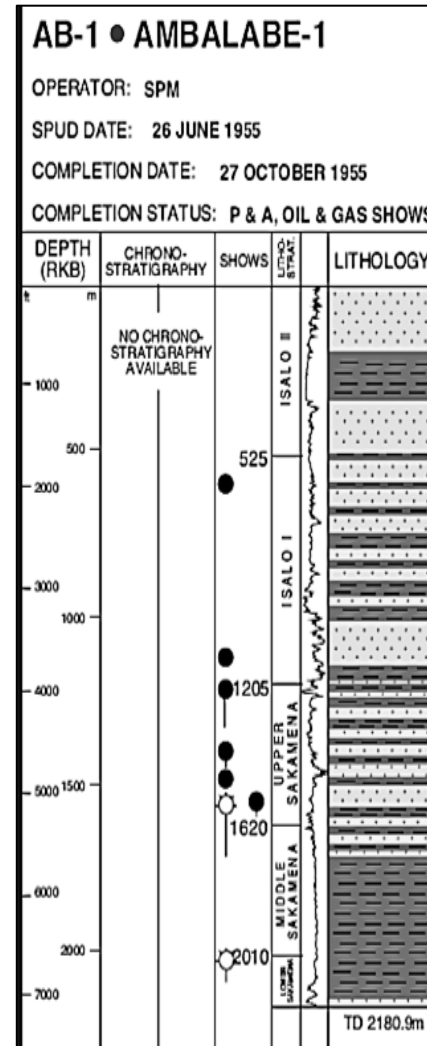
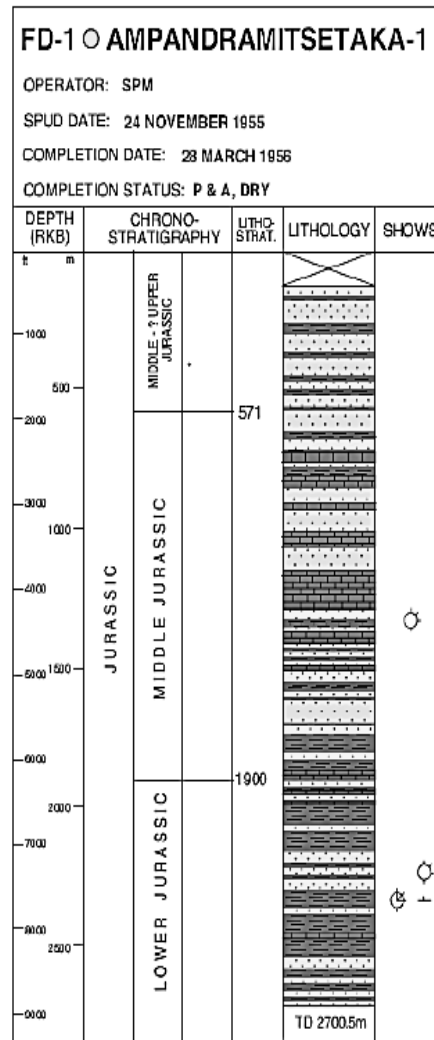
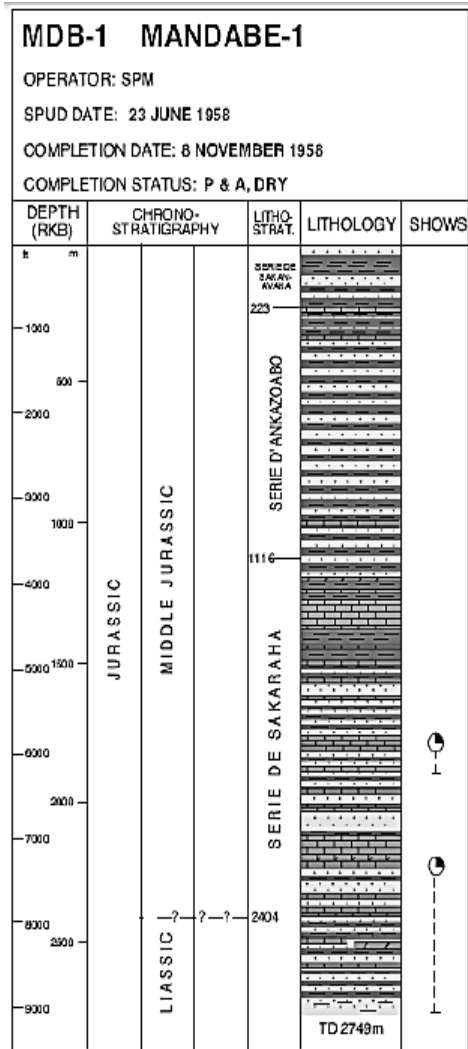
Section sismique MG3111-2012-03_KTMIG_PSTM_2014 (TWT)



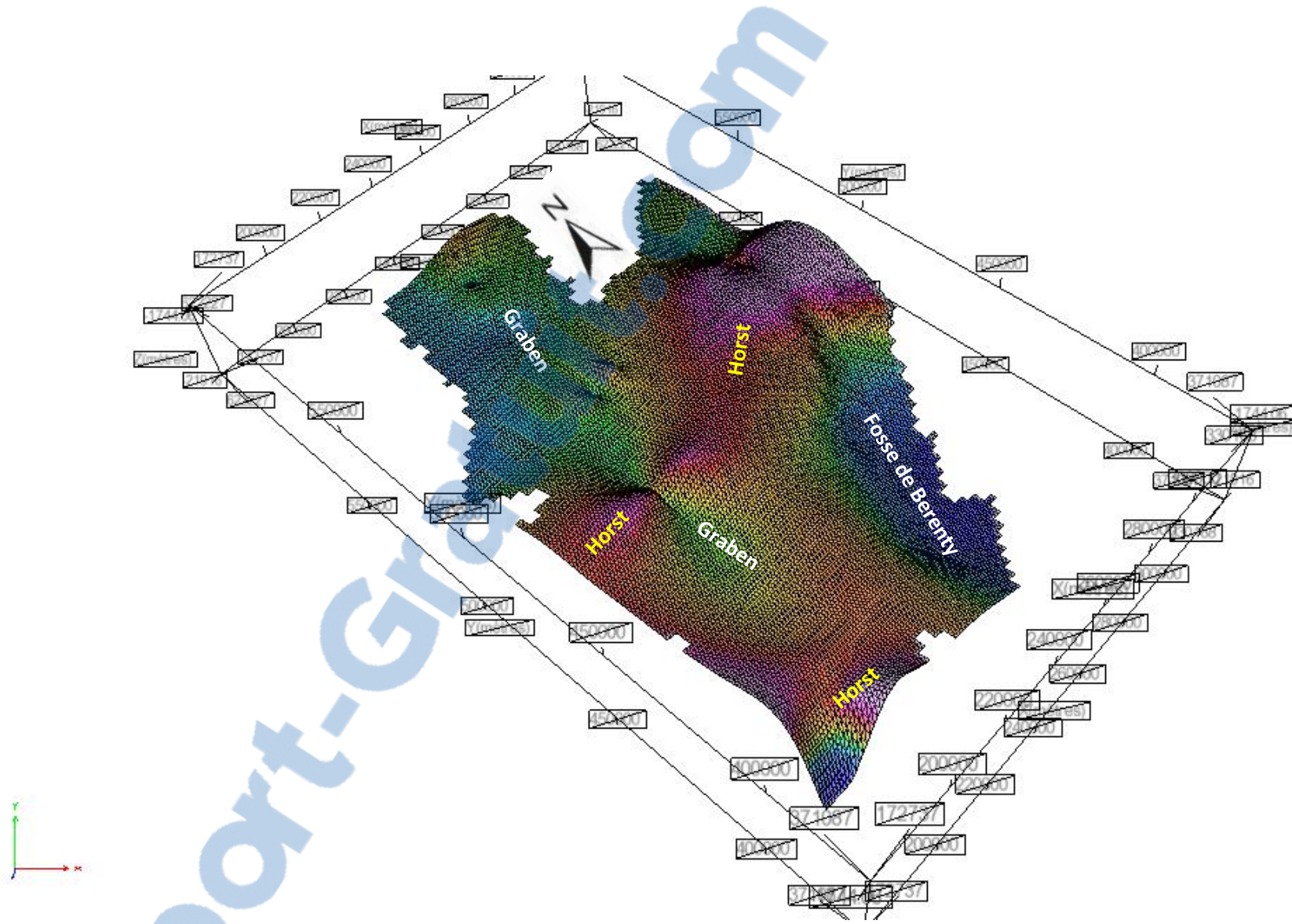
Section sismique OM84-101_MIG_LYNX (TWT)

La Base Sakaraha représente la base du Jurassique moyen.

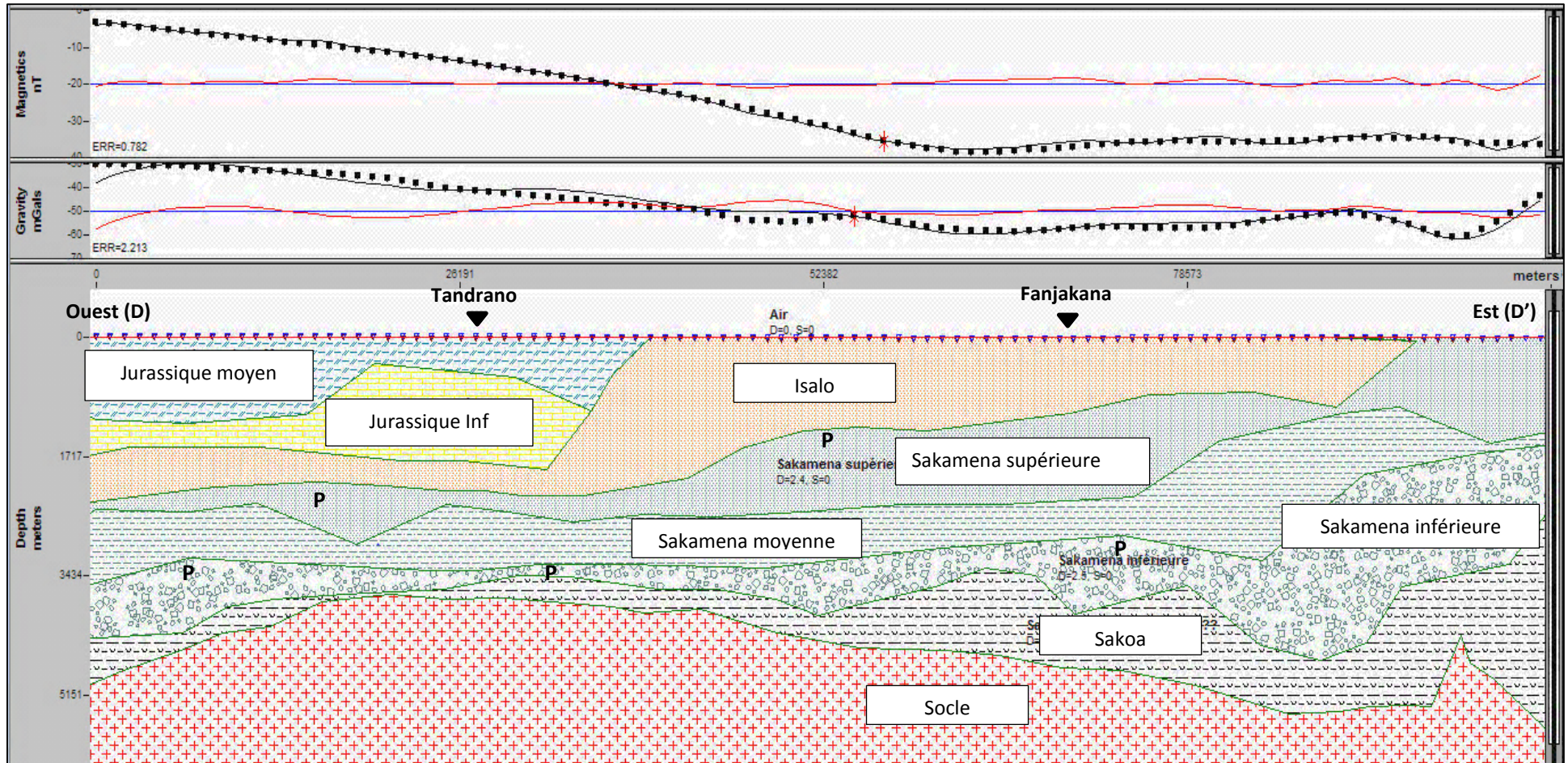
ANNEXE 2 : LOG STRATIGRAPHIQUE DES QUATRE PUIITS DE FORAGE DANS LA ZONE (Source : OMNIS)



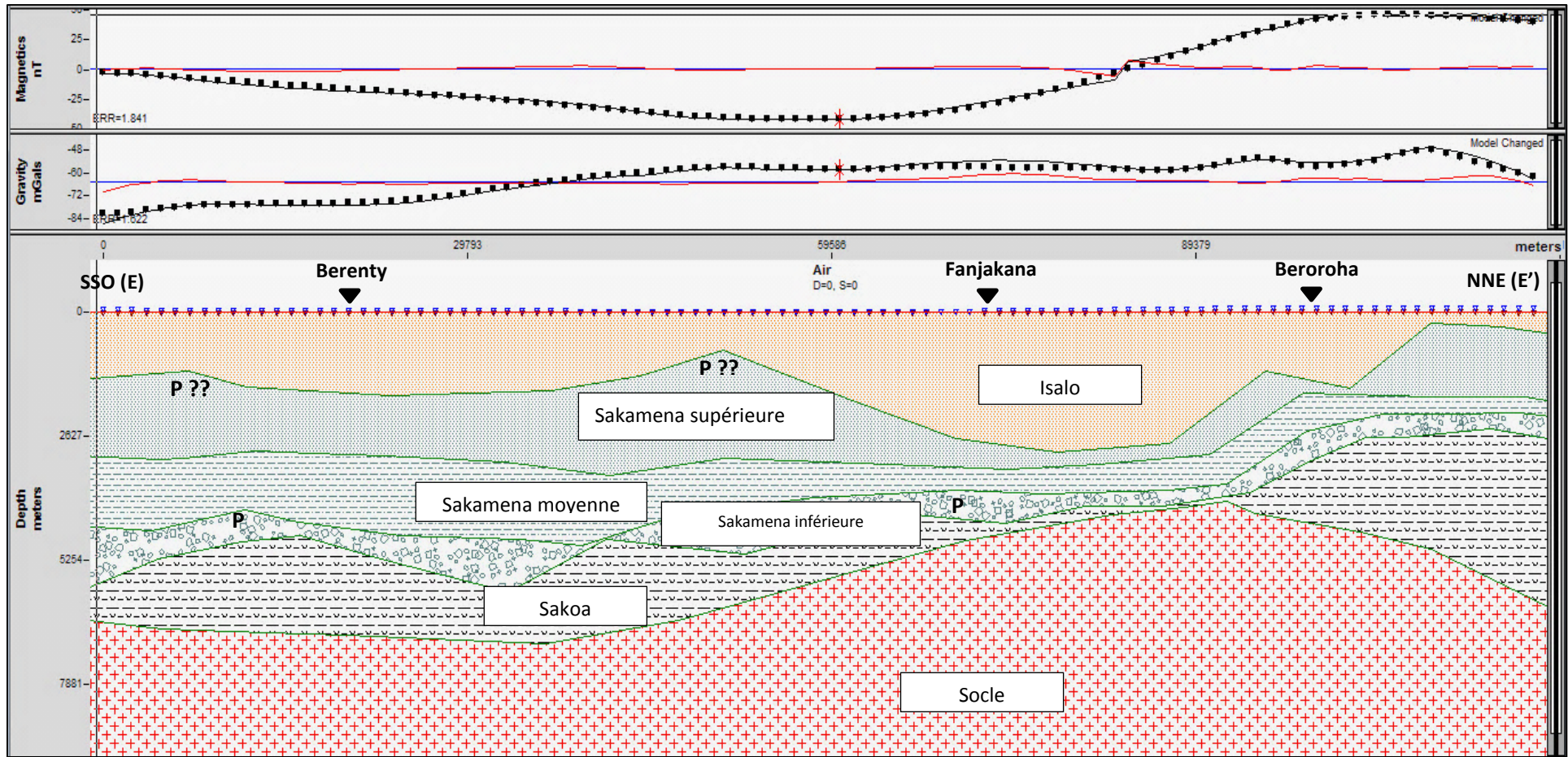
ANNEXE3 : MODELE 3D DU TOP DU SOCLE



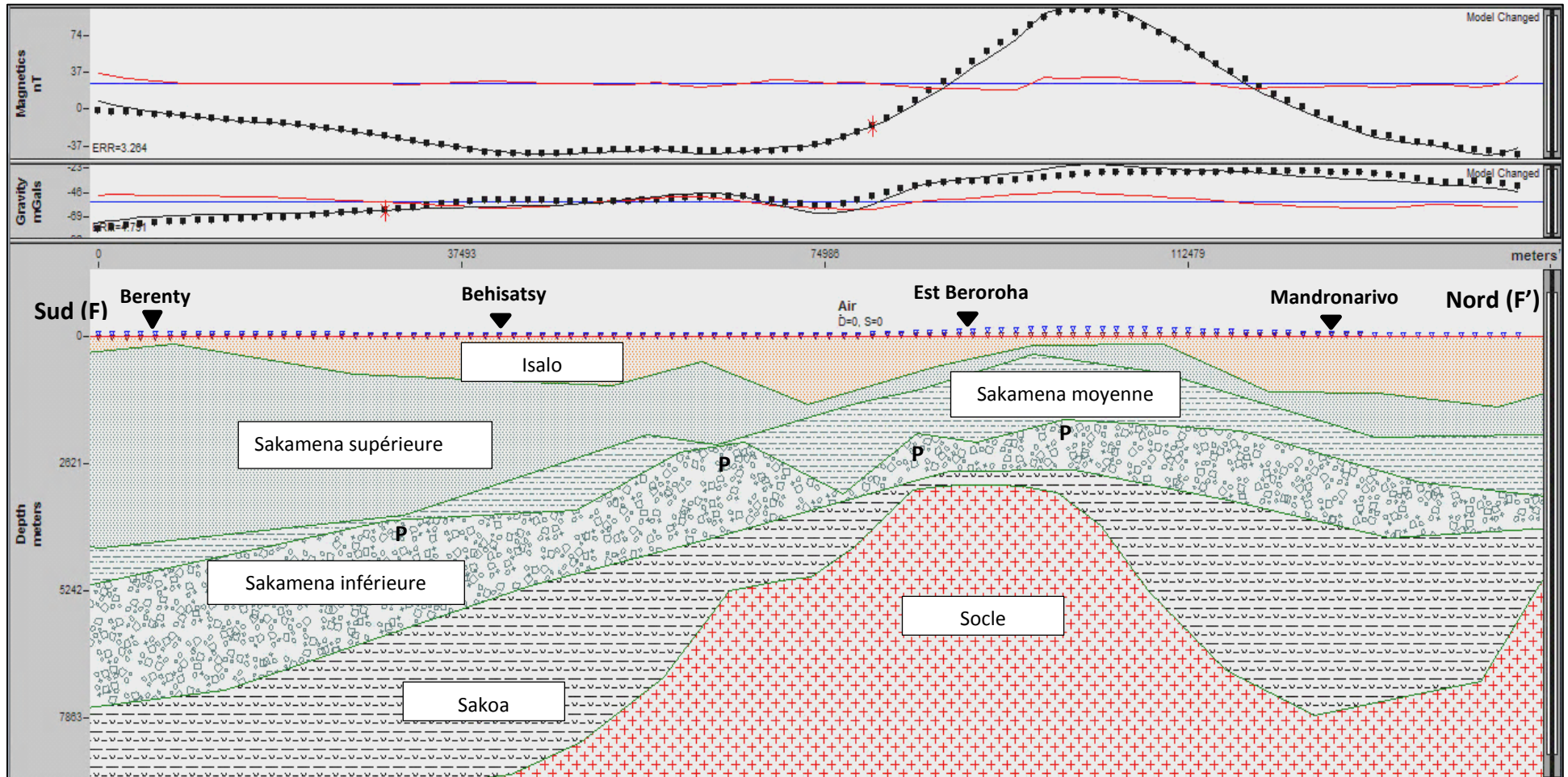
ANNEXE 4: MODELISATION 2D DES PROFILS DD', EE' ET FF'



Modélisation 2D du Profil DD'



Modélisation 2D du Profil EE'



Modélisation 2D du Profil FF'

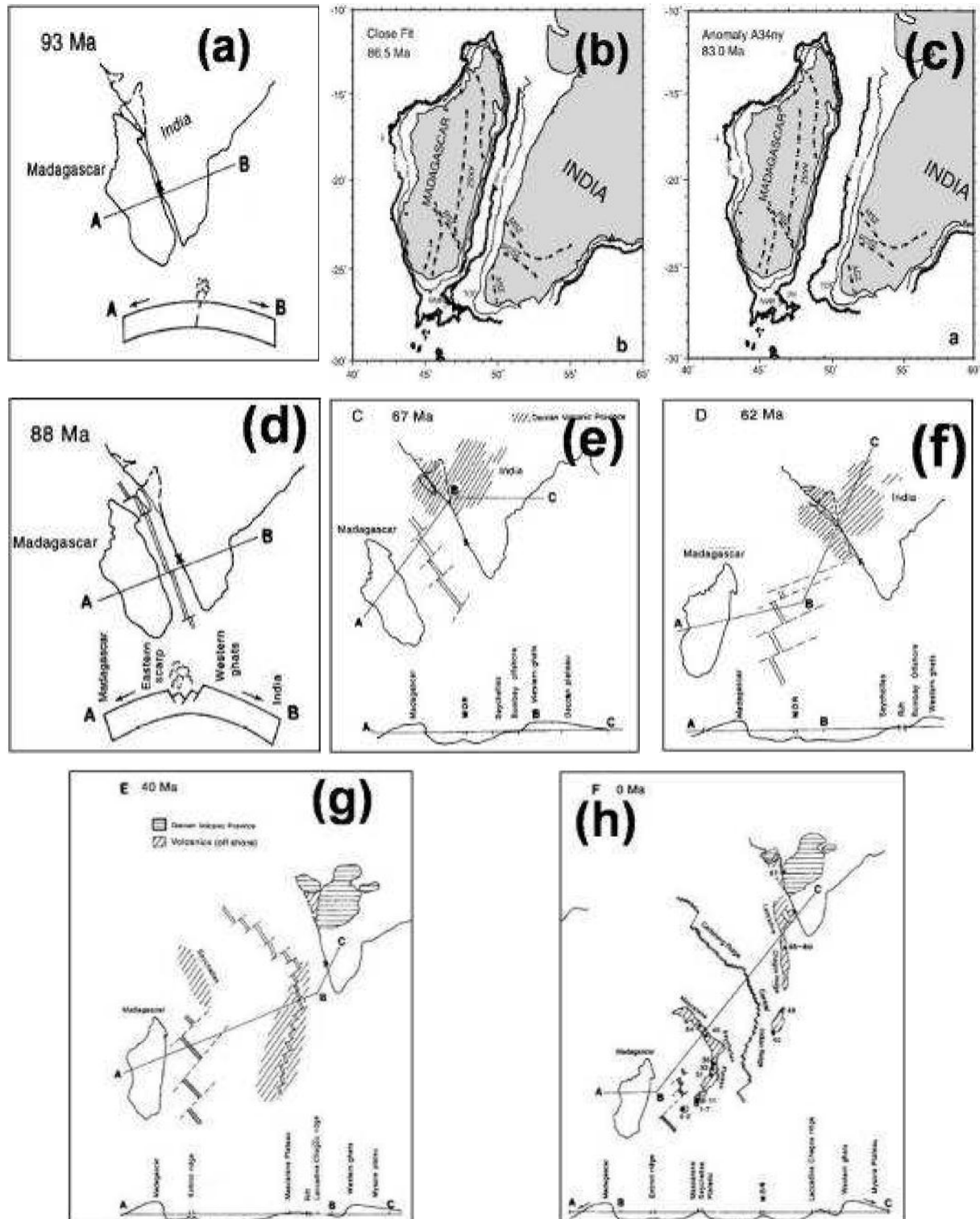
**ANNEXE 5 : ÉQUIVALENT DU KAROO ET POST-KAROO MALAGASY A L'ECHELLE
STRATIGRAPHIQUE INTERNATIONALE (d'après Duval, 1999)**

AGE(M y)	ERE	EPOCH		STAGE	MAJOR FORMATION		
0.1	CENOZOIC	ANTHROPOGENE	HOLOCENE		POST - KAROO	QUATERNARY (sandstone)	
1.64			PLEISTOCENE			PLIOCENE (sandstone)	
5.2		NEOGENE	PLIOCENE			TERTIARY (Shale/Calcareous)	
23.3			MIOCENE			KATSEPE (Calcareous)	
35.4		PALEOGENE	OLIGOCENE				
56.5			EOCENE	PRIBONIAN			
				LUTENIAN			
				YPRESIAN			
65		PALEOCENE	DANIAN				
MESOZOIC		CRETACEOUS		MAASTRICHTIAN			
			CAMPANIAN				
			SANTONIAN				
			CONIACIAN				
	97		GALLIC	TURONIAN		ANKARAFANTSIKA-TSIANDAVA (Sandstone)	
				CENOMANIAN			
	NEOCOMIAN		ALBIAN		SITAMPIKY (sandstone)		
			APTIAN				
			HAUTERIVIAN				
			VALANGINIAN				
		BERRIASIAN					
	145	MALM	PORTLANDIAN		DUVALIA (Marl)		
			KIMMERIDGIAN				
			OXFORDIAN				
	157	DOGGER	CALLOVIAN		DOGGER		
			BATHONIAN				
			BAJOCIAN				
			AALENIAN				
	178	LIAS	TOARCIAN		ANDAFIA BERONONO (shale)		
PLEINSBACHIAN							
SINEMURIAN							
HETTANGIAN							
208	TRIASSIC	LATE	RHETIAN	KAROO			
			NORIAN				
			CARNIAN				
		MIDDLE	LANDINIAN				
			ANISIAN				
		EARLY	SCYTHIAN				
PALEOZOIC	PERMIAN	LATE	SAKA MENA	ISALO2(sandstone/shale)			
		MIDDLE					
		EARLY					
	CARBONIFEROUS	LATE		ISALO 1(sandstone)			
		MIDDLE					
		EARLY					
	363	DEVONIAN			UPPER (sandstone)		
409	SILURIAN	MIDDLE (shale)					
439	ORDOVICIAN						
510	CAMBRIAN	LOWER (Sandstone)					
570	PRECAMBRIAN	SAKOA (sandstone/shale/calcareous)					

ANNEXE 6 : FICHIERS TELECHARGEABLES DISPONIBLES D'EMAG2**(Source : <http://geomag.org/models/EMAG2/acknowledgments.html>)**

TYPE	FORMAT	MBYTE	CONTENUS
Carte haute résolution	PDF	160	EMAG2 : Un Poster (version 2.0)
Carte haute résolution	JPG	160	EMAG2 : Un Poster (version 2.0)
Carte haute résolution	JPG	145	EMAG2 : Une image (version 2.0)
Article	JPG	10	EMAG A2-arc minute resolution Earth Magnetic Anomaly: Un manuscrit de la grille compilé avec les données magnétiques satellitaires, aéroportées, marine pour la publication en Géochimie, Géophysique
Google-Earth	KMZ	0.1	Plugging for google Earth Requires installation of Google Earth. See also the related Google Earth Community Forum posting
XYZ ZIP	Zipped ASCII	442	EMAG2 (version 2.0) ASCII grille des anomalies du champ magnétique total à 4Km au-dessus de l'ellipsoïde WGS84
GMT grd	NET COF	228	GMT (Generic Mapping Tools) compatible netCOF grid avec une resolution de 2 arc-minutes.
Color relief	GEOTIFF	132	Un 24-bit RG8 : Image géoréférencée (GeoTIFF) pour une visualisation en couleur de relief de la grille EMAG2 pouvant être ouverte avec ArcGIS

ANNEXE 7 : Reconstitution paléogéographique de Madagascar et Inde lors de l'ouverture de l'Océan Indien : (a), (d), (e), (f), (g), (h) sont extraites de Subrahmanya (1998) et (b), (c) de Yatheesh et al. (2006).



ANNEXE 8 : CARTE GEOLOGIQUE DE MADAGASCAR (Source : OMNIS)

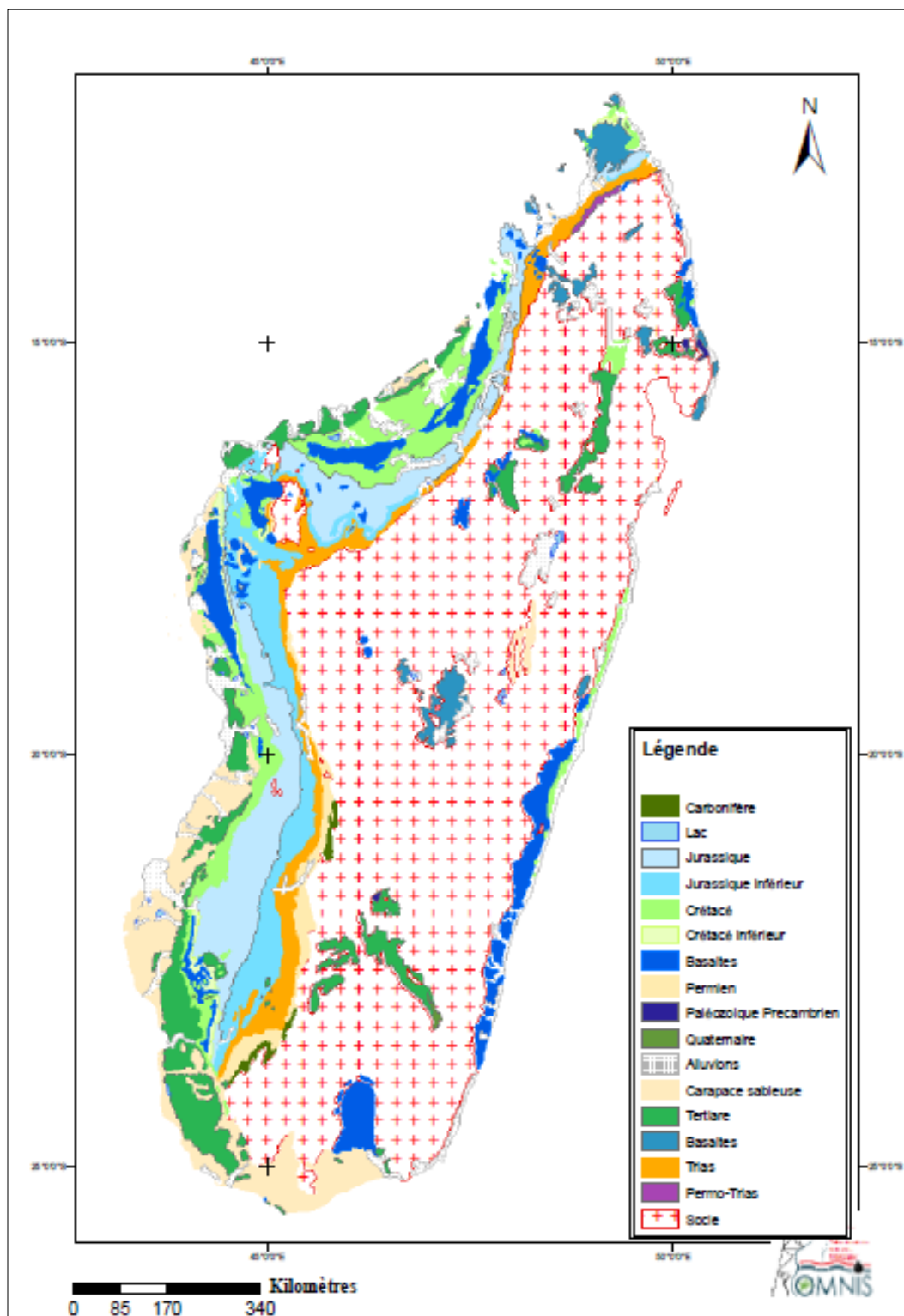


TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS	I
SOMMAIRE	II
LISTE DES FIGURES	III
LISTE DES PHOTOS	V
LISTE DES TABLEAUX	V
LISTE DES ABREVIATIONS ET DES UNITES	VI
INTRODUCTION	1
PARTIE I. CONTEXTE GENERAL DE L'ETUDE	2
CHAPITRE I. CONTEXTE GEOLOGIQUE ET GEODYNAMIQUE DE MADAGASCAR .	3
I.1. Généralités	3
I.2. Origine de Madagascar.....	4
I.2.1. Le bassin du Karoo : le rifting afro-malagasy et ouverture du canal de Mozambique	5
I.2.2. Série post-rift du Jurassique	6
I.2.3. Rifting crétacé : la séparation de l'Inde.....	6
I.3. Géologie de Madagascar	7
I.3.1. Socle Précambrien.....	7
I.3.1.1. Katarchéen	7
I.3.1.2. Archéen	7
I.3.1.3. Protérozoïque	8
I.3.2. Roches Volcaniques	8
I.3.3. Couvertures sédimentaires	8
CHAPITRE II. CONTEXTE GENERAL DE LA ZONE D'ÉTUDE	10
II.1. Délimitation géographique.....	10
II.2. Hydrographie générale	10
II.3. Bassin de Morondava	12
II.3.1. Stratigraphie.....	12
II.3.1.1. Le Karoo	12
II.3.1.2. Post-Karoo.....	12
II.3.2. Tectonique	13
II.4. Stratigraphie de la zone d'étude.....	15
II.4.1. Karoo.....	15
II.4.1.1. Groupe de la Sakoa.....	15
II.4.1.2. Groupe de la Sakamena.....	15
II.4.1.3. Groupe de l'Isalo	17
II.4.2. Post-Karoo	17

II.3.2.1.	Série de Sakaraha ou Bemaraha inférieur	18
II.3.2.2.	Série d'Ankazoabo ou Bemaraha moyen	18
II.3.2.3.	Série de Sakanavaka ou Bemaraha supérieur	18
PARTIE II. METHODOLOGIES APPLIQUEES A L'EXPLORATION		
PETROLIERE		20
CHAPITRE III. NOTIONS DE BASE SUR L'ORIGINE DES RESSOURCES EN		
HYDROCARBURES		
III.1.	Introduction aux ressources d'hydrocarbure.....	21
III.2.	Système pétrolier	21
III.3.	Accumulation et enterrement de dépôt	22
III.4.	Maturation de la matière organique	23
III.5.	Migration des fluides d'hydrocarbures	24
III.6.	Types de pièges d'hydrocarbure	25
CHAPITRE IV. METHODES D'EXPLORATION GEOPHYSIQUE		
IV.1.	Rappel sur les activités d'exploration pétrolière.....	26
IV.2.	Reconnaissance géologique	27
IV.2.1.	Principe	27
IV.2.2.	Indentification des régions pétrolifères	27
IV.3.	Prospection sismique	28
IV.3.1.	Principe de base	28
IV.3.2.	Sismique réflexion.....	28
IV.3.3.	Acquisition et traitement des données	29
IV.3.3.1.	Chaîne sismique	29
IV.3.3.2.	Traitement.....	30
IV.4.	Prospection gravimétrique.....	32
IV.4.1.	Application dans le domaine pétrolier	32
IV.4.2.	Principe de base de la gravimétrie.....	32
IV.4.2.1.	Un ellipsoïde de révolution : le sphéroïde	32
IV.4.2.2.	Le géoïde.....	33
IV.4.2.3.	Densité.....	33
IV.4.3.	Causes non géologiques des variations de g	34
IV.4.3.1.	Correction d'altitude.....	34
IV.4.3.2.	Correction de plateau	34
IV.4.3.3.	Correction de terrain.....	34
IV.4.3.4.	Correction de latitude	35
IV.4.3.5.	Correction d'attraction luni-solaire.....	35
IV.4.3.6.	Correction de dérive instrumentale	35
IV.4.4.	Causes géologiques des variations de g	35
IV.4.4.1.	Modèle et réalité	35
IV.4.4.2.	Anomalie de Bouguer	36

IV.4.5.	Présentation de données et documents de base	36
IV.4.6.	Interprétation des résultats	37
IV.5.	Prospection magnétique	37
IV.5.1.	Application courantes pour la recherche pétrolière	37
IV.5.2.	Principe de base	37
IV.5.2.1.	Eléments du champ magnétique	37
IV.5.2.2.	Susceptibilité magnétique.....	38
IV.5.2.3.	Origine du champ magnétique mesuré en un point	39
IV.5.2.4.	Valeur théorique du champ magnétique terrestre	39
IV.5.3.	Données magnétiques	40
IV.5.3.1.	Levé magnétique	40
IV.5.3.2.	Les différents modes de prospection magnétique	40
a.	Prospection magnétique à terre	40
b.	Magnétisme aéroporté.....	40
c.	Prospection magnétique en mer	40
d.	Le magnétisme satellitaire.....	41
IV.5.4.	Traitement des données magnétiques.....	41
IV.5.4.1.	Réduction des observations	41
IV.5.4.2.	Détermination du champ principal.....	41
IV.5.4.3.	Réduction au pôle.....	41
PARTIE III. MODELISATION 2D ET 3D.....		42
CHAPITRE V.APERCUS SUR LES ETUDES ANTERIEURES.....		43
V.1.	Historique de l'exploration : bassin de Morondava.....	43
V.2.	Forage	43
V.2.1.	Mandabe-1 (MDB-1)	43
V.2.2.	Ampandramitsetaka-1 (FD-1)	44
V.2.3.	Ambalabe-1 (AB-1)	44
V.2.4.	Vohibasiasia-1 (VBS-1)	45
V.3.	Etudes géophysiques.....	47
V.3.1.	Etude Gravimétrique et magnétique	47
V.3.2.	Etude sismique.....	48
CHAPITRE VI. PRESENTATION DES DONNEES.....		49
VI.1.	Données sismiques	49
VI.2.	Données de forages	49
VI.3.	Données gravimétriques.....	50
VI.4.	Données magnétiques	50
CHAPITRE VII. TECHNIQUE DE LA MODÉLISATION.....		52
VII.1.	Principe de la modélisation 2D et 3D	52
VII.1.1.	Principe de modélisation 2D	52
VII.1.2.	Principe de modélisation 3D	53

VII.2.	Logiciels de traitement.....	54
VII.2.1.	Oasis Montaj (Géosoft)	54
VII.2.2.	ArcGis d'ESRI	54
CHAPITRE VIII. MODÉLISATION 2D.....		55
VIII.1.	Traitement des données.....	55
VIII.1.1.	Réalisation de la carte d'anomalie gravimétrique	55
VIII.1.2.	Réalisation de la carte d'anomalie magnétique	57
VIII.2.	Choix de profil	58
VIII.3.	Modélisation 2D	58
VIII.3.1.	Profil AA'	60
VIII.3.2.	Profil BB'	64
VIII.3.3.	Profil CC'	67
CHAPITRE IX. MODELISATION 3D.....		70
IX.1.	Modélisation 3D	70
IX.2.	Modélisation de la roche mère.....	71
IX.2.1.	Modélisation de la Sakoa	71
IX.2.2.	Modélisation de la Sakamena moyenne	72
IX.3.	Modélisation des roches réservoirs	73
IX.3.1.	Modélisation de la Sakamena inférieure.....	73
IX.3.2.	Modélisation de la Sakamena supérieure.....	74
IX.3.3.	Modélisation de l'Isalo et du Jurassique inférieur	74
IX.4.	Modèle 3D de la zone d'étude	76
.....		77
CHAPITRE X.SYNTHESE DES RESULTATS		78
X.1.	Système pétrolier.....	78
X.1.1.	Roche mère.....	78
X.1.1.1.	Source potentielle	78
X.1.1.2.	Degré de maturation	78
X.1.2.	Migration	78
X.1.3.	Réservoir	79
X.1.4.	Pièges	79
X.1.5.	Roche couverture.....	79
X.2.	Résultats	80
CONCLUSION		83
BIBLIOGRAPHIE		84
WEBOGRAPHIE		86
ANNEXE		I
TABLE DES MATIERES.....		XIII

ANDRIATAHIANA Salohy Nantenaina

Tel: 033 06 238 12

Bloc 16/ Porte 558, CUR Vontovorona

E-mail : salohynant@gmail.com



Titre : Modélisation 2D et 3D des données géophysiques de la partie Centre-Est du bassin de Morondava

Nombre de pages : 86

Nombre de figures : 41

Nombre de photos : 5

Nombre de tableaux : 14

RESUME

La partie Centre Est du bassin sédimentaire de Morondava est considérée comme une zone très attirante pour l'exploration pétrolière. Plusieurs travaux ont été exécutés tels que des explorations géophysiques, travaux géologiques, sismique et forage. Ce travail consiste à exploiter ces données antérieures pour faire avancer la modélisation 2D et 3D du bassin. On arrive à découvrir l'une des plate-formes les plus performantes qui existent de nos jours dans le domaine de modélisation géologique : le logiciel GEOSOFT et ArcGis d'ESRI. A l'aide de ces logiciels et en basant sur les données disponibles sur la zone d'étude, nous avons créé des modèles 2D et 3D de cette région. Le résultat obtenu nous montre qu'il y ait une forte probabilité d'existence d'accumulation d'hydrocarbure dans ce bassin pétrolier, précisément dans le système Karoo.

Mots clés : Explorations géophysiques, bassin pétrolier, modélisation 2D et 3D, Karoo.

ABSTRACT

The center part of East Morondava sedimentary basin is regarded as a zone very attracting for the petroleum exploration. Several works was carried out such as geophysics explorations, geological work, seismic and drilling. This work consists in exploiting these data to advance the 2D and 3D modeling of the basin. One manages to discover one of the most powerful platforms who exist nowadays in the field of geological model: GEOSOFT and ArcGis of ESRI software. Using this software and while basing on the available data on the study zone, we created a 2D and 3D models of this area. The result obtained shows us that there is a high probability of existence of hydrocarbon accumulation in this petroleum basin, precisely in the Karoo system.

Keywords: Geophysics explorations, petroleum basin, 2D and 3D modeling, Karoo.

Rapporteurs : Monsieur RAZAFINDRAKOTO Boni Gauthier

Monsieur ANDRIAMBOAVONJY Mamy Rija

Rapport-gratuit.com 
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES