

SOMMAIRE

TENY FISAORANA

SOMMAIRE

LISTE DES ABREVIATIONS

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

INTRODUCTION

PREMIERE PARTIE : GENERALITES SUR LE PETROLE

CHAPITRE I : HISTORIQUE DU PETROLE

CHAPITRE II. MODE DE FORMATION DU PETROLE

CHAPITRE III : CADRES GEOGRAPHIQUE, GEOLOGIQUE, ET STRUCTURAL DE LA ZONE D'ETUDE

DEUXIEME PARTIE : TRAVAUX D'EXPLORATION

CHAPITRE IV : NOTION SUR L'EXPLORATION

CHAPITRE V. METHODES D'EXPLORATION PETROLIERE

CHAPITRE VI : HISTORIQUE DE L'EXPLORATION PETROLIERE A MADAGASCAR

TROISIEME PARTIE : RESULTATS ET SYNTHESE DES TRAVAUX

CHAPITRE VII : TRAVAUX EFFECTUES PAR LES COMPAGNIES

CHAPITRE VIII : RESULTATS DES TRAVAUX

CHAPITRE IX : EVOLUTION DE LA RECHERCHE PETROLIERE A TSIMIRORO

CHAPITRE X : TSIMIRORO A L'ECHELLE MONDIALE

CONCLUSION

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES WEBOGRAPHIQUES

ANNEXES

TABLE DES MATIERES

LISTE DES ABREVIATIONS

API: American Petroleum Institute

AIE : Agence Internationale de l'Energie

BLT : Belinta

CEA : Commissariat à l'énergie atomique

CDM : Marokomony

CDT: Tsimiroro

CFP : Compagnie Française des Pétroles

HU: Hunt Oil

IFP : Institut Français du Pétrole

MRB : Maroboaly

MOSA: Madagascar Oil S.A

NSAI: Netherland Sewell and Associates Inc.

nT : Nanotesla

OMNIS : Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques

ONU : Organisation des Nations Unis

OPEP : Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole

PCIAC: Petro-Canada International Assistance Corporation

PP : Polarisation provoquée

PS : Polarisation spontanée

SPM : Société des Pétroles de Madagascar

S.A : Société Anonyme

SERP : Syndicat d'Etude et de Recherche Pétrole

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Les pionniers de la découverte du pétrole-----	3
Figure 2 : Accumulation et transformation des matières organiques -----	10
Figure 3: Migration du pétrole et système pétrolier -----	10
Figure 4: Piège anticlinal-----	14
Figure 5 : Piège par faille -----	15
Figure 6 : Dôme de sel-----	15
Figure 7 : Piège par discordance -----	16
Figure 8: Réservoir non conventionnel-----	17
Figure 9 : Localisation du gisement de Tsimiroro-----	19
Figure 10 : Illustration de la géologie de surface -----	20
Figure 11: Coupe géologique à travers de Tsimiroro -----	22
Figure 12 : Anomalie de Bouger de Madagascar -----	27
Figure 13: Schéma de principe de la gravimétrie, montrant un contraste de densité -----	28
Figure 14 Variation de l'anomalie suivant la profondeur-----	31
Figure 15 : Anomalie magnétique de Madagascar -----	35
Figure 16: Les ondes de volume -----	39
Figure 17: Acquisition sismique réflexion-----	40
Figure 18 : Acquisition sismique réfraction -----	41
Figure 19: Exemple de couverture multiple contenant 24 traces -----	43
Figure 20: Exemple de l'horizon sismique-----	44
Figure 21: Emplacement du forage -----	46
Figure 22 : Présentation du logiciel Oasis Montaj 6.4.2 -----	47
Figure 23 : Présentation du logiciel ArcGIS 10.2 -----	48
Figure 24: Organigramme de modelisation-----	49
Figure 25: les plus anciens des puits de Tsimiroro -----	58
Figure 26: Carte d'anomalie de Bouguer ($d=2$) de la zone d'étude -----	62
Figure 27: Carte d'anomalie magnétique de la zone d'étude -----	64
Figure 28: Section sismique de Tsimiroro -----	65
Figure 29: Résumé de forages par compagnies -----	66
Figure 30: Résumé des activités marquantes sur Tsimiroro-----	73
Figure 31: Puits de CSS -----	74
Figure 32: Principe de Steam Flooding -----	75
Figure 33: Puits de SAGD -----	76

Figure 34: Echelle chronologiques de Tsimiroro -----	78
Figure 35: Production du pétrole mondiale depuis 1900 -----	79
Figure 36: Ressources mondiales en pétroles non conventionnels-----	79
Figure 37: Prix du baril de pétrole -----	80

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Exemples de roches –mères -----	11
Tableau 2 : Exemples de roches réservoirs -----	12
Tableau 3: Exemples de roches-couvertures-----	13
Tableau 4 : Densité des roches -----	28
Tableau 5 Susceptibilité magnétique de quelques roches -----	33
Tableau 6: Exemple de Gamme de vitesse et de densité-----	45
Tableau 7: Résumé des Travaux -----	54
Tableau 8 : Colonne stratigraphique de Tsimiroro -----	60
Tableau 9 : Evolution d’exploration à Tsimiroro -----	71

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : CYCLES D’EXPLORATION.....	I
ANNEXE 2 : SCHEMA STRUCTURAL DU BASSIN DE MORONDAVA.....	II
ANNEXE 3: SCHEMA DU BASSIN DE MORONDAVA	III
ANNEXE 4 : BLOCS PETROLIERS DE MADAGASCAR.....	IV

INTRODUCTION

L'étude des hydrocarbures non conventionnels a été toujours menée en parallèle avec l'exploration pétrolière. Toutefois, le développement et la valorisation de ces ressources sont sporadiques et conjoncturels en fonction de l'intérêt économique et pétrolier des pays concernés. L'abondance de gisement minier pourrait contribuer à l'épanouissement et au développement économique du pays producteur. Parmi ces gisements, se distingue le pétrole, un des produits qui tient une place prépondérante dans tous les domaines. C'est même le pilier de tout fonctionnement, sachant que le pétrole a été baptisé « or noir », ce qui montre qu'il présente beaucoup de valeurs. Toute nation qui possède cette richesse et qui gère elle-même cette fortune pourrait économiquement assurer son avenir. Le pétrole est connu depuis de nombreuses années et son exploitation intensive a débuté au XXème siècle. Malgré son utilité, les pays qui détiennent cette richesse sont encore insuffisants en rapport avec les besoins mondiaux; c'est l'une des raisons de son coût exorbitant qui ne cesse d'augmenter. De plus, la croissance démographique très remarquable impose sa nécessité absolue pour les différentes utilités, comme l'huile moteur, le carburant, les produits cosmétiques, quelques médicaments, la construction routière, l'industrie pétrochimique. Grâce aux différentes recherches effectuées, certaines zones du sous-sol de Madagascar réservent du pétrole. Telle est la conjoncture actuelle qui demande à satisfaire la soif en pétrole et ses sous-produits.

Les futurs ingénieurs et les ingénieurs Malgaches cherchent, en partenariat avec les grandes compagnies pétrolières, les gisements de pétroles existant à Madagascar pour qu'ils constituent un levier qui débloquerait notre pays de cette impasse où il se trouve. L'objectif de ce mémoire est de présenter «l'évolution des travaux de recherche pétrolière de Tsimiroro ainsi que les problèmes rencontrés».

La Direction des hydrocarbures de l'Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques dispose d'un Département, dénommé Département de la Gestion des Banques de Données (DGBD), qui joue un rôle important pour la conservation de toutes les données et résultats des explorations pétrolières à Madagascar : les rapports des différents travaux géologiques, géophysiques et forages, les cuttings, les carottes et les bandes magnétiques. De ce fait, nous basons cette étude sur l'historique de l'exploration et éventuellement de la production du pétrole de Tsimiroro. Ce travail s'intitule : « EVOLUTION DE LA RECHERCHE PETROLIERE DE TSIMIRORO ».

Pour cela, cet ouvrage comporte trois parties :

- la première partie est consacrée aux généralités sur le pétrole, à la genèse et surtout aux rappels de ce que l'on appelle système pétrolier ;
- nous retenons dans la deuxième partie, les travaux de l'exploration ;
- et dans la troisième partie, on va voir les résultats et les synthèses des travaux et en savoir plus sur l'évolution de l'exploration du pétrole de Tsimiroro.

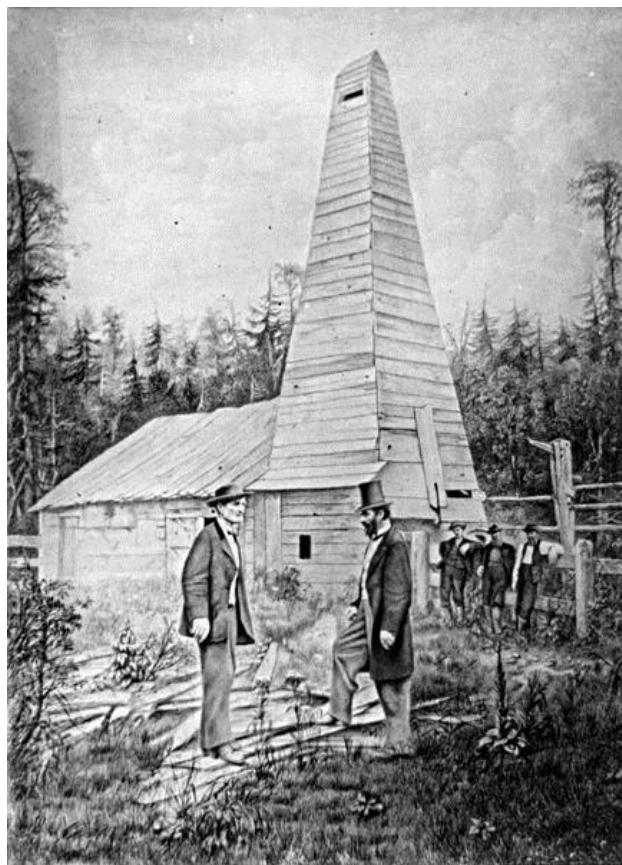
PREMIERE PARTIE :
GENERALITES SUR LE
PETROLE

Des notions sur la géologie pétrolière, ainsi que des idées sur les travaux d'exploration du pétrole, s'avèrent indispensables lorsqu'on parle de prospection pétrolifère. Les différentes étapes de formation du pétrole, depuis l'obtention d'une roche mère jusqu'à l'accumulation du pétrole dans un réservoir où les hydrocarbures sont piégés feront l'objectif principal de notre premier chapitre, axé sur le « Mode de formation du pétrole ». Le second chapitre s'intéresse aux « Cadres géographique, géologique et structural de la zone d'étude ».

CHAPITRE I : HISTORIQUE DU PETROLE

I.1. LA PREMIERE DECOUVERTE DU PETROLE [23]

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



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

Figure 1: Les pionniers de la découverte du pétrole

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

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

I.2. LES DATES CLES DE L'HISTOIRE DU PETROLE [25]

Le pétrole devenait alors un produit-clé et une grande puissance dans l'économie moderne mondiale. Le pétrole avait depuis largement contribué au développement technologique du XXème siècle et les problématiques qui s'annonçaient.

Voici la chronologie des évènements ayant spécialement marqués l'histoire du pétrole :

1859 : Premières découvertes de pétrole en Pennsylvanie par Edwin Drake et George Bissell.

1870 : John D. Rockefeller fonde la Standard Oil (Cleveland, Ohio), société de raffinage de pétrole, dont l'activité principale est la production du kérosène comme source d'éclairage. Elle détient rapidement 80 % du raffinage et 90 % du transport pétrolier américain.

1873: la famille NOBEL entreprend des recherches de pétrole dans la région de Bakou (de nos jours l'Azerbaïdjan).

1882 : T.EDISON invente l'ampoule électrique qui met en danger le développement du marché du pétrole.

1885 : ROTHSCHILD développe le marché du pétrole en Russie.

1892 : Marcus Samuel crée la compagnie Shell dont le but est le transport du pétrole par le canal de Suez.

1901 : Première concession anglaise au Moyen-Orient. Extraction pétrolière sur le territoire perse (Iran).

1901-1905 : Du pétrole est découvert et exploité dans différents États américains (Texas, Californie, Oklahoma).

1907 : Fusion des compagnies pétrolières Shell et Royal Dutch.

1911 : Démantèlement de la Standard Oil et création de sept entreprises : Standard Oil of New Jersey (50 % du capital) qui deviendra Exxon, Standard Oil of New York, plus tard Mobil, Standard Oil of California qui deviendra Chevron, Standard Oil of Ohio qui deviendra Sohio, Standard Oil of Indiana qui deviendra Amoco, Continental Oil qui deviendra Conoco, Atlantic qui deviendra Arco.

1913 : Création de l'Anglo Persian Oil Company, qui deviendra British Petroleum en 1954.

1920 : Accords de San Remo sur le partage de l'exploitation des ressources de l'Irak.

1922 : Le Venezuela devient un grand pays pétrolier.

1924 : Création de la Compagnie Française des Pétroles, future Total.

1927 : Boom de la production pétrolière en Irak.

1933 : La Standard Oil de Californie investit fortement dans le forage de pétrole en Arabie saoudite.

1937 : Nationalisation de l'industrie pétrolière mexicaine.

1938 : Boom de la production pétrolière au Koweït et en Arabie saoudite.

1943 : Loi pétrolière de l'État vénézuélien qui récupère une partie des concessions et perçoit la moitié des recettes des sociétés. C'est le premier partage 50/50 entre un État producteur et les grandes compagnies.

1945 : Rencontre entre le président américain Roosevelt et le roi d'Arabie saoudite : les États-Unis échangent leur soutien au régime saoudien contre l'exploitation des richesses pétrolières.

1950 : Accord entre l'Arabie saoudite et la compagnie pétrolière Aramco généralisant le principe du partage des revenus pétroliers à 50/50 entre grandes compagnies et pays producteurs.

1951 : En Iran, nationalisation de l'industrie pétrolière par le Premier ministre Muhammad Mossadegh et création de la National Iran Oil Company.

1953 : Un coup d'État orchestré par la CIA renverse le gouvernement de M. Mossadegh en Iran.

1956 : Nationalisation des actifs de la Compagnie du canal de Suez par le président égyptien, Gamal Abdel Nasser ; Découverte de pétrole au Sahara et au Gabon. Boom de la production pétrolière en Algérie - alors française - et au Nigeria.

1959 : Découverte de gisements pétroliers en Libye

14 septembre 1960 : Création de l'OPEP par l'Arabie saoudite, l'Irak, l'Iran, le Koweït et le Venezuela.

1965 : Création d'Elf Erap en France.

1969 : Début de la production de pétrole en Chine.

15 février 1971 : Accords de Téhéran. Fin du principe 50/50.

Juin 1972 : Nationalisation de l'Irak Petroleum Company.

Octobre 1973 : Guerre du Kippour. Les États arabes décident une série de hausses des prix du baril en représailles au soutien américain à Israël. **Premier choc pétrolier**.

1974 : L'OPEP lève l'embargo pétrolier contre les États-Unis, le Danemark et les Pays-Bas ;
Création de l'AIE.

7 janvier 1975 : Les pays de l'OPEP décident une augmentation de 10 % du prix du pétrole.

1976 : Nationalisation de l'Aramco par l'Arabie saoudite.

Février 1979 : La révolution iranienne provoque une vaste perturbation des approvisionnements occidentaux de pétrole en provenance du golfe Persique. **Deuxième choc pétrolier**.

22 septembre 1980 : L'Irak attaque l'Iran. La première guerre du Golfe durera huit ans.

1982 : Début de la baisse des prix du pétrole.

L’OPEP établit des quotas de production, difficilement respectés par les États membres.

1985 : La hausse du dollar équivaut à un *troisième choc pétrolier*.

avril 1986 : Contre-choc pétrolier : effondrement des prix du pétrole (le baril chute à 7 dollars).

Août 1990-février 1991 : Deuxième guerre du Golfe. L’Irak envahit le Koweït, causant de nouvelles perturbations dans les approvisionnements de pétrole en provenance du golfe Persique.

Libération du Koweït par une coalition internationale menée par les États-Unis. L’ONU décide un embargo contre l’Irak.

21 décembre 1991 : Dissolution de l’Union soviétique, l’un des trois plus grands producteurs mondiaux de pétrole.

1992 : Baisse rapide des prix du baril.

28 novembre-1er décembre 1997 : L’OPEP se réunit à Djakarta et relève sa production de 10%, provoquant une baisse des cours de 40 %. Le prix du pétrole chute à 10 dollars le baril. L’OPEP rétablit les quotas en août.

1998 : La région de Bakou (et la mer Caspienne en général) devient le nouveau centre d’intérêt des compagnies pétrolières mondiales.

1999-2000 : Forte remontée des prix du baril à la suite d’un accord entre l’OPEP et les autres pays producteurs.

27-28 septembre 2000 : Le sommet de Caracas, deuxième de l’histoire de l’OPEP, marque le retour de l’organisation sur la scène internationale à l’occasion des 40 ans du cartel et réunit les onze États membres, ainsi que l’Angola, le Mexique, la Norvège, Oman et la Russie, invités en tant qu’observateurs.

11 septembre 2001 : Les attentats terroristes aux États-Unis causent une forte récession économique génératrice d’une contraction de la demande mondiale et de la baisse des prix du pétrole.

2002 : Sommet des pays riverains de la mer Caspienne qui n’aboutit pas à un accord sur le partage global des ressources en pétrole et en gaz.

Dans un contexte de grande incertitude concernant l'Irak et le Venezuela (et l'avenir de leur production), l'OPEP freine la surproduction de pétrole.

20 mars 2003 : Les troupes américano-britanniques attaquent l'Irak et renversent le régime de Saddam Hussein en avril. La troisième guerre du Golfe entraîne une perturbation des marchés pétroliers.

24 septembre 2003 : L'Irak redevient membre de plein droit de l'OPEP.

29 août 2005 : L'ouragan Katrina, qui dévaste la Louisiane et le Mississippi, détruit une partie des installations d'extraction pétrolière offshore du golfe du Mexique.

Août 2006 : Le pétrole atteint plus de 78 dollars le baril en août, soit un triplement des cours depuis 2002, avant de redescendre autour des 60 dollars à la fin de l'année.

17-18 novembre 2007 : Lors du 3ème sommet de l'OPEP à Ryad (Arabie saoudite), les chefs D'État des États membres s'engagent à continuer d'approvisionner les marchés de manière "suffisante et fiable".

2 janvier 2008 : Le baril atteint les 100 dollars à la bourse de New York, pour la première fois de son histoire, ce qui correspond à son plus haut niveau en dollars constants depuis avril 1980. Le baril franchit les 130 dollars en mai et les 140 dollars en juin. Dès juillet, le prix du baril s'effondre pour atteindre les 35 dollars à la fin de l'année.

2009-2010 : Le prix du baril remonte, atteignant les 90 dollars fin 2010.

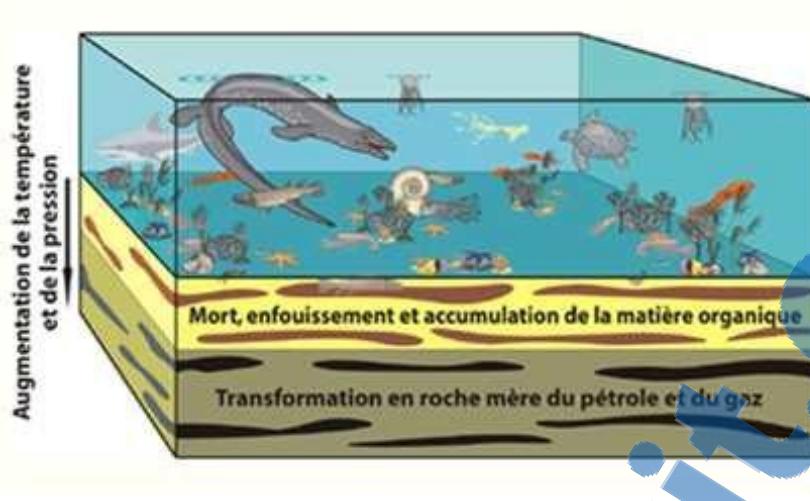
20 avril 2010 : L'explosion de la plateforme Deep Water Horizon de BP (British Petroleum) dans le golfe du Mexique provoque la plus grande marée noire de l'histoire de l'industrie pétrolière,

CHAPITRE II. MODE DE FORMATION DU PETROLE

La genèse du gisement dépend essentiellement de l'événement géologique, de l'évolution des bassins sédimentaires, et de l'origine de la stratigraphie. La principale origine du pétrole est la décomposition de matières organiques.

II.1 GENESE ET GEOLOGIE DU PETROLE [12]

L'origine de pétrole est rattachée à un grand nombre de phénomènes géologiques complexes et structuraux. Au cours des temps géologiques, des microfissures, des micro-cisaillements et des phénomènes d'extension se sont formés et ces accidents tectoniques favorisent la montée des gaz et des hydrocarbures piégés dans différentes structures. Les formations du pétrole sont typiquement en relation avec les roches mères et ses caractéristiques physiques avec les matières organiques qui le composent. Lors du dépôt des sédiments, une partie des particules solides déposées provient de matières organiques. Ces dernières, une fois enfouies, sont à l'origine du pétrole qui résulte de la transformation de matière organique provenant essentiellement de débris de taille microscopique. Dans les premières centaines de mètres de leur enfouissement, la matière organique se transforme et forme des assemblages macromoléculaires de produits carbonés appelés Kérogène. Les roches sédimentaires qui contiennent ce Kérogène sont appelées « roches mères ». Sous le poids des sédiments, le kérogène est transporté à des profondeurs importantes, où la température ambiante est suffisante pour entraîner un «cracking naturel » de la matière organique solide. Les chaînes organiques du kérogène sont alors brisées, entraînant la transformation de cette matière en hydrocarbures : pétrole ou gaz naturel.

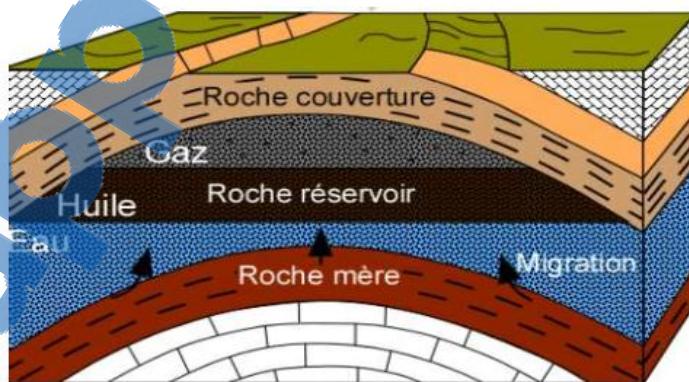


(Source internet)

Figure 2 : Accumulation et transformation des matières organiques

II.2.NOTION ET CARACTERISTIQUE DU SYSTEME PETROLIER [9] [20]

L'étape primordiale de la genèse du pétrole est la formation de la roche mère, strate qui mêle des restes de micro-organismes et de végétaux. Cette boue sédimentaire est enfouie jusqu'à trois kilomètres de profondeur où elle se transforme après plusieurs étapes en pétrole, eau et gaz. Sous la pression des gaz, le pétrole est expulsé de la roche mère (migration), jusqu'à ce qu'il rencontre une roche réservoir, puis une roche couverture imperméable, où il sera piégé et préservé. C'est cette succession d'étapes ordonnées qui produit un « système pétrolier », chacune étant indispensable pour obtenir un gisement exploitable.



(Source: Petrolia Haldiland)

Figure 3: Migration du pétrole et système pétrolier

Ainsi, il existe des conditions exigeantes nécessaires pour démontrer au mieux l'existence du pétrole dans une série sédimentaire, et on distingue :

II.2.1.Présence de roches-mères

Ce sont des roches riches en matière organique dans lesquelles cette dernière a pu se conserver et se transformer sans être détruite par des actions oxydantes. La roche-mère se trouve toujours dans un bassin sédimentaire. Elle a, en général, alimenté des roches sédimentaires plus poreuses. Quelques roches ignées ou métamorphiques suffisamment poreuses et proches ont pu recueillir du pétrole.

Tableau 1 : Exemples de roches -mères

SERIES PETROLIFERES	ROCHES-MERES
Argilo-sableuse (argiles, marnes schisteuses, sable ou grès)	Argiles et marnes noires à grain fin
Carbonatées (calcaires fins, dolomies de teint sombre)	Assises argileuses ou marneuses

Simultanément, sous l'effet de la pression, les hydrocarbures formés sont progressivement expulsés de la roche mère malgré leur forte imperméabilité, pour migrer dans des roches à plus forte porosité et perméabilité : c'est la migration primaire. Les roches-mères ont libéré le pétrole qui s'est en partie accumulé dans des roches poreuses ou fissurées appelées roches réservoirs.

II.2.2. Présence de roches réservoirs

Les roches réservoirs ou roches magasins, sont des roches poreuses et perméables dans lesquelles le pétrole pourra se loger. Par opposition aux roches mères, compactes et finalement imperméables, les roches réservoirs sont caractérisées par la présence en leur sein de vides généralement inférieurs à quelques millimètres de diamètre, leur conférant des qualités de porosité et de perméabilité. La porosité détermine directement la quantité de pétrole pouvant s'accumuler dans le réservoir. La perméabilité, liée à la communication des pores entre eux, commande les facilités de circulation des fluides, et en particulier le débit des puits. Si la porosité a une relation directe avec le volume de pétrole ou de gaz en place, la perméabilité détermine la productivité des puits. Les roches réservoirs sont constituées essentiellement par

des roches détritiques, formées par l'empilement de petits grains de quartz ou de carbonates, comme les sables et les grès, et par certaines roches carbonatées, calcaires et dolomies. Ces roches correspondent le plus souvent à des milieux de dépôts agités et peu profonds. Dans un certain nombre de cas, notamment au large de paléo fleuves importants, des courants de turbidité peuvent entraîner des formations détritiques sur le talus continental. Ces dépôts peu consolidés à fortes porosité et perméabilité constituent l'objectif majeur de l'exploration en mer profonde. L'enfouissement en profondeur est généralement nuisible aux qualités de porosité et de perméabilité. Cependant, certains phénomènes de diagenèse, comme la transformation des calcaires en dolomies, ou des déformations structurales provoquant des fractures et des fissures peuvent être à l'origine de nouvelles caractéristiques de réservoir. Dans le cas de champs vietnamiens au large des côtes, par exemple, leurs roches réservoirs datent des temps précambriens, il y a plus d'un milliard d'années, alors que les roches-mères au-dessus datent de l'époque miocène, il y a plus de 10 millions d'années. Par la tectonique de la lithosphère et le jeu de failles résultant, les roches magasins ont pu être connectées avec la roche-mère.

Tableau 2 : Exemples de roches réservoirs

SERIES PETROLIFERES	ROCHES-RESERVOIRS
Argilo-sableuse (argiles, marnes schisteuses, sable ou grès)	Argiles et sables
Carbonatées (calcaires fins, dolomies de teint sombre)	Calcaire et dolomie

II.2.3. Présence de roches couvertures

Ce sont des roches imperméables, superposées aux précédentes et empêchant la fuite des hydrocarbures vers la surface du sol. Pour assurer l'étanchéité des réservoirs qu'elles surmontent les roches-couvertures doivent être à la fois plastiques, imperméables et suffisamment épaisses. La plasticité et l'épaisseur sont toutes nécessaires dans les régions de tectonique violente où les couvertures risquent d'être étirées et rompues. Dans les régions à structure calme ces deux qualités sont moins indispensables et la protection des réservoirs.

Tableau 3: Exemples de roches-couvertures

SERIES PETROLIFERES	ROCHES-COUVERTURES
Argilo-sableuse (argiles, marnes schisteuses, sable ou grès)	Horizons argileux ou schisteuses
Carbonatées (calcaires fins, dolomies de teint sombre)	Calcaires compacts et horizons d'anhydrite ou de sel

II.2.4. Présence de pièges

Les hydrocarbures, soumis aux sollicitations de diverses actions de pression des terrains, de déplacement des aquifères ou de différence de densité par rapport à l'eau, ont tendance à se déplacer au sein des couches perméables : ce sont les migrations secondaires. Ce sont les lieux par lesquels le pétrole en voie de migration se trouvera arrêté et dont il pourra s'accumuler en quantités suffisantes pour donner des gisements.

Un piège, condition indispensable de tout gisement, est une zone où le réservoir, couvert par une couche imperméable, est fermé latéralement par des terrains imperméables ou par une déformation des couches. La théorie très récente des années 60 et 70 de la tectonique des plaques permet d'expliquer la formation de pièges (plissements, failles), la formation des bassins sédimentaires (ouverture de l'Atlantique Sud, formation de montagnes sources des débris d'érosion des sédiments...). Ce sont des zones où les roches réservoirs sont surmontées par un toit imperméable dans des structures variées.

II.3. TYPES DE PIEGE [12]

Le réservoir a la capacité d'accumuler de grandes quantités d'hydrocarbures. La couverture stoppe leur remontée vers la surface. Mais c'est insuffisant pour que s'accumulent des hydrocarbures et que se forme un gisement de pétrole ou de gaz. En fait, dès leur arrivée sous la couverture, ces hydrocarbures se déplacent dans les espaces où ils peuvent continuer leur remontée. Il faut donc une zone fermée afin que s'accumulent des hydrocarbures en quantité suffisante pour qu'ils soient exploitables économiquement. Cette zone fermée, ou « piège », est obtenue par des déformations des couches rocheuses. Un piège rempli d'hydrocarbures peut, selon les cas, retenir du pétrole seulement, du gaz seulement ou les deux à la fois. S'il y

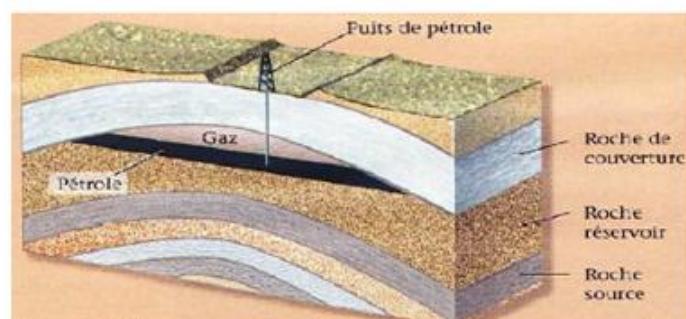
a les deux en même temps, les gaz sont plus légers et s'accumulent au sommet du piège et le pétrole se trouve en dessous.

Les pièges peuvent être classifiés selon les deux catégories suivantes :

II.3.1.Pièges structuraux

Piège anticinal

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

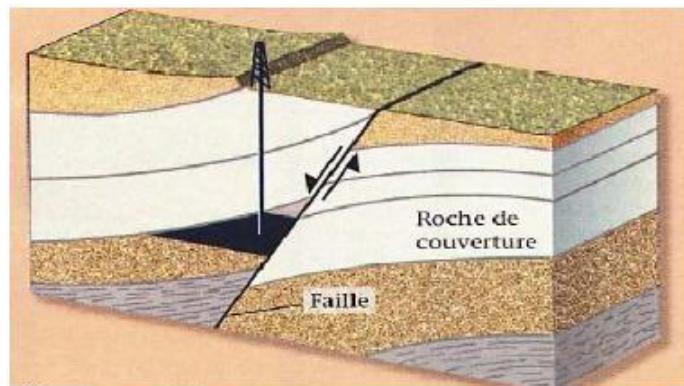


(Source encarta)

Figure 4: Piège anticinal

Piège par faille

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

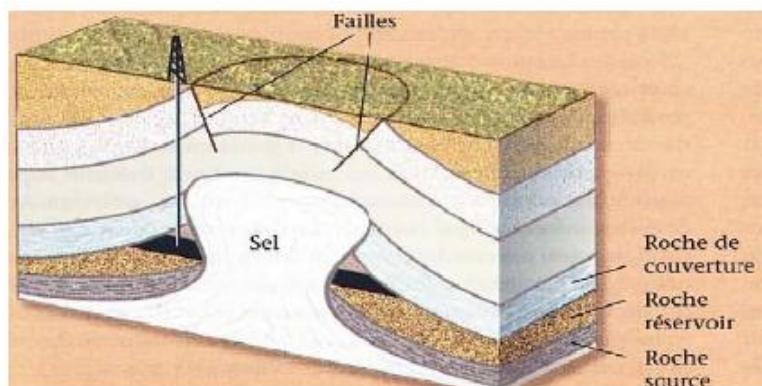


(Source encarta)

Figure 5 : Piège par faille

Piège causé par un dôme de sel

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



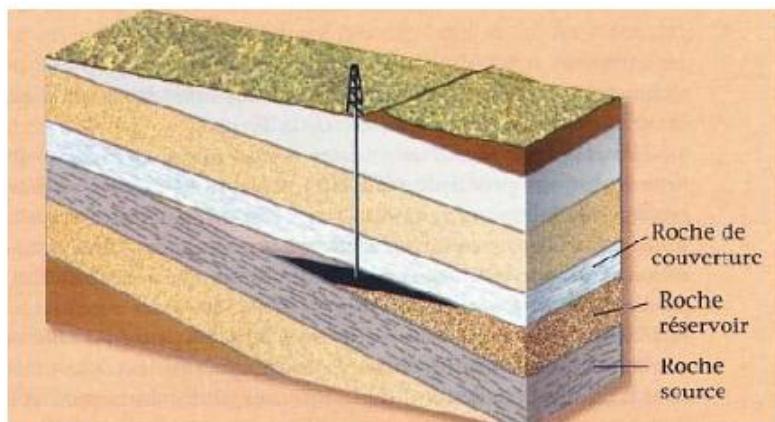
(Source encarta)

Figure 6 : Dôme de sel

II.3.2. Piège stratigraphique

Dans un piège stratigraphique, une couche de roche réservoir se termine en biseaux ou subit un changement latéral de faciès (c'est-à-dire que la lithologie subit une variation latérale : par exemple, une couche de grès se termine et une couche d'argile commence), ou encore par

discordance. Les hydrocarbures migrent vers le haut le long de la couche et s'accumulent au niveau de la terminaison.



(Source encarta)

Figure 7 : Piège par discordance

II. 4.DIFFERENTS TYPES D'HYDROCARBURES [12]

II.4.1 Hydrocarbures conventionnels

Dans le cas du pétrole conventionnel, les hydrocarbures formés au niveau de la roche-mère migrent vers la roche réservoir, poreuse et perméable. Ils s'y accumulent et forment des gisements dont l'exploitation se fait par simple forage.

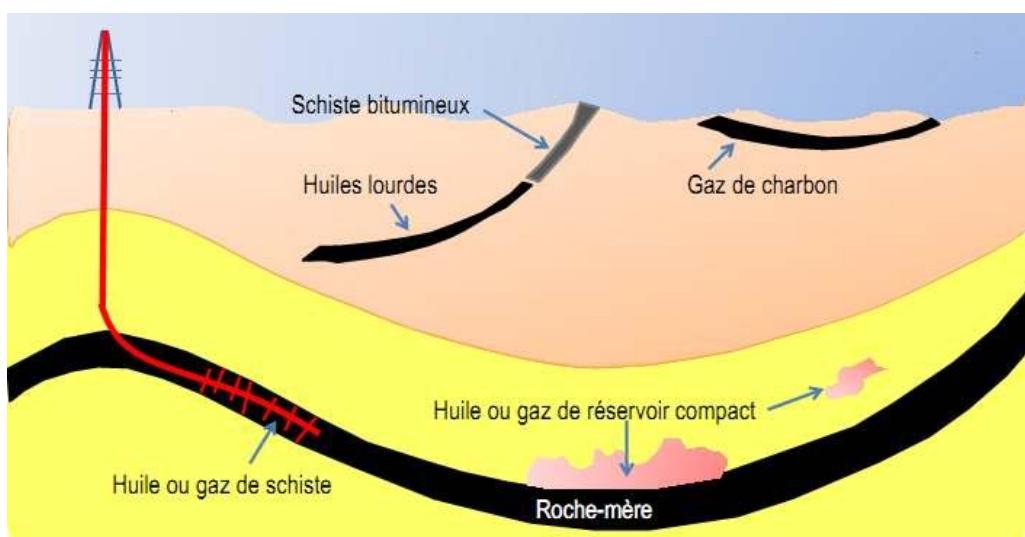
Dans une première phase, l'exploration consiste à rechercher des pièges qui ont été chargés en hydrocarbures. Dans une deuxième phase, la production est assurée par des puits forés à l'aplomb du piège, en utilisant des mécanismes de déplétion naturelle ou de réinjection d'eau ou de gaz. Le taux de récupération, c'est-à-dire le pourcentage d'hydrocarbures conventionnels récupérés en surface, est de l'ordre de 30 à 50 % pour l'huile et de 50 à 80 % pour le gaz. Elle peut être améliorée grâce aux techniques de forage horizontal et de stimulation.

II.4.2 Les hydrocarbures non conventionnels

Les pétroles non conventionnels sont constitués par une catégorie spéciale de système d'hydrocarbures, à côté de leurs homologues conventionnels et des gaz. Ils résultent du vieillissement de pétroles légers originels. Dans des conditions favorables, ils peuvent quelquefois faire l'objet d'une exploitation économiquement rentable. On connaît de par le monde des pays qui ont trouvé des intérêts à exploiter leur gisement d'huile lourde ou de bitume. A titre d'exemple, le gisement d'Athabasca au Canada peut être cité. Les accumulations de pétroles non conventionnels n'ont pas de préférence quant à la profondeur

de gisement. En effet, même si la majorité des réserves existantes sont contenues dans des réservoirs gisant à de faibles profondeurs, il n'est pas rare de récupérer en cours de forage, des cuttings à indices de bitume en provenance de grandes profondeurs.

Les huiles lourdes constituent une catégorie d'hydrocarbures liquides intermédiaires entre les pétroles légers conventionnels et les bitumes. Elles résultent également du vieillissement d'un pétrole léger originel, suite à la perte des fractions volatiles. Mais contrairement à la perte presque totale des fractions légères pour le bitume, à cause de l'exposition à l'atmosphère, il en reste encore une partie dans les huiles lourdes, justifiant leur état résiduel encore plus ou moins fluide, mais pourtant pas assez pour qu'elles puissent s'écouler adéquatement.



(Source: modifier par US geological survey fact sheet 0113-01)

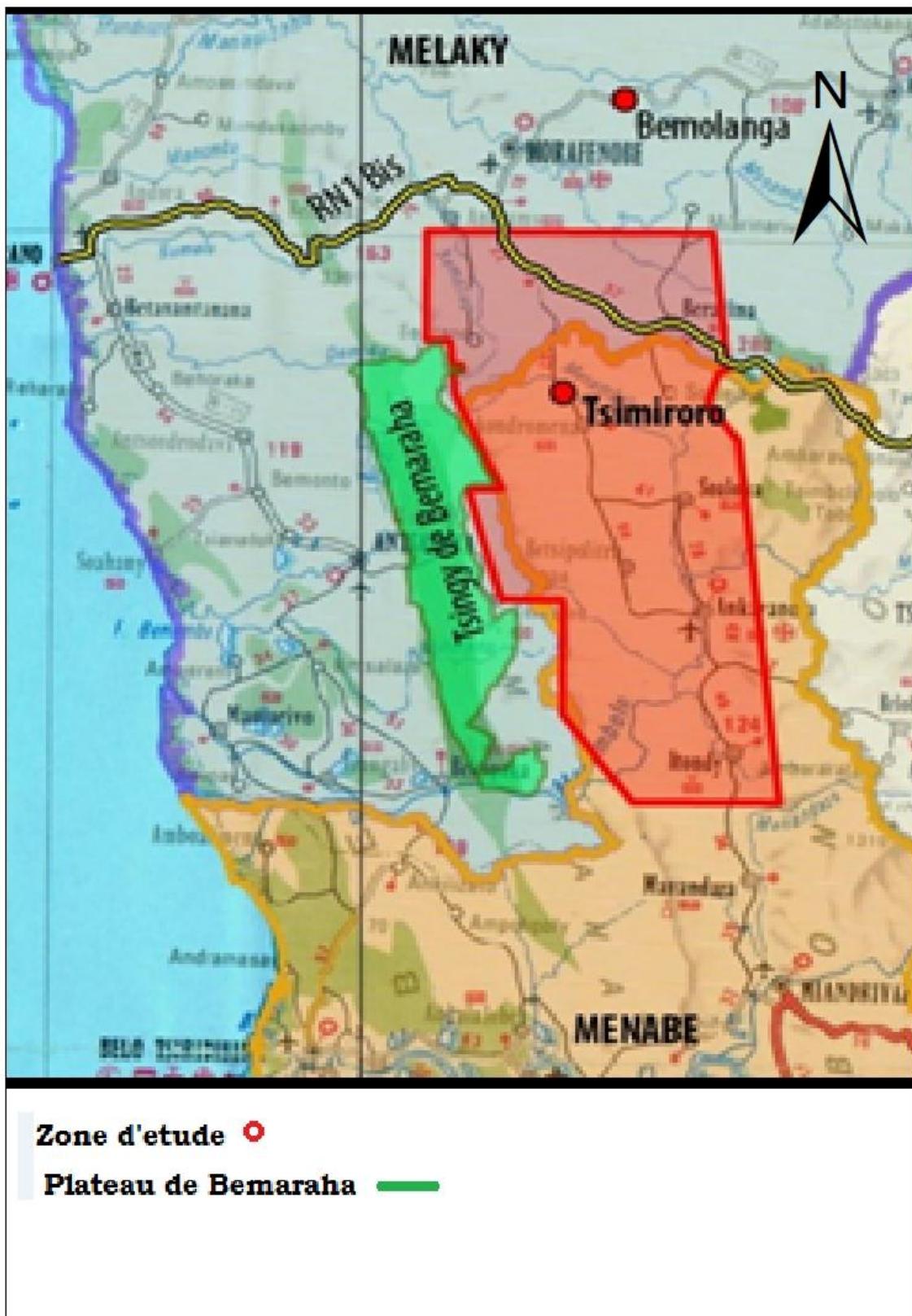
Figure 8: Réservoir non conventionnel

CHAPITRE III : CADRES GEOGRAPHIQUE, GEOLOGIQUE, ET STRUCTURAL DE LA ZONE D'ETUDE

III.1 LA GEOGRAPHIE [2] [8]

La zone d'étude se trouve dans les terrains sédimentaires Ouest Malgache appartenant au secteur Nord du Bassin de Morondava, entre les fleuves Manambao et Manambolo. La zone de Tsimiroro est localisée dans le couloir dépressionnaire Karoo, au Sud de Bemolanga et au Nord de Maroaboaly. Le permis habituel est grossso modo limité par les coordonnées Laborde X = 231 500 - 280 000 Est et Y = 825 000 - 921 000 Nord. Son centre se trouve, sur route, à 450 km au Nord-Ouest d'Antananarivo et à 170 km à l'Est de Maintirano.

La zone est à cheval entre la Région Melaky et celle de Menabe. Elle est dominée à l'Est par la chaîne cristalline du Bongolava et à l'Ouest par le plateau calcaire du Bemaraha. Actuellement, le gisement d'huile lourde de Tsimiroro se trouve dans le bloc pétrolier 3104, détenu par la société Madagascar Oil S.A (MOSA).



(Source Madagascar Oil)

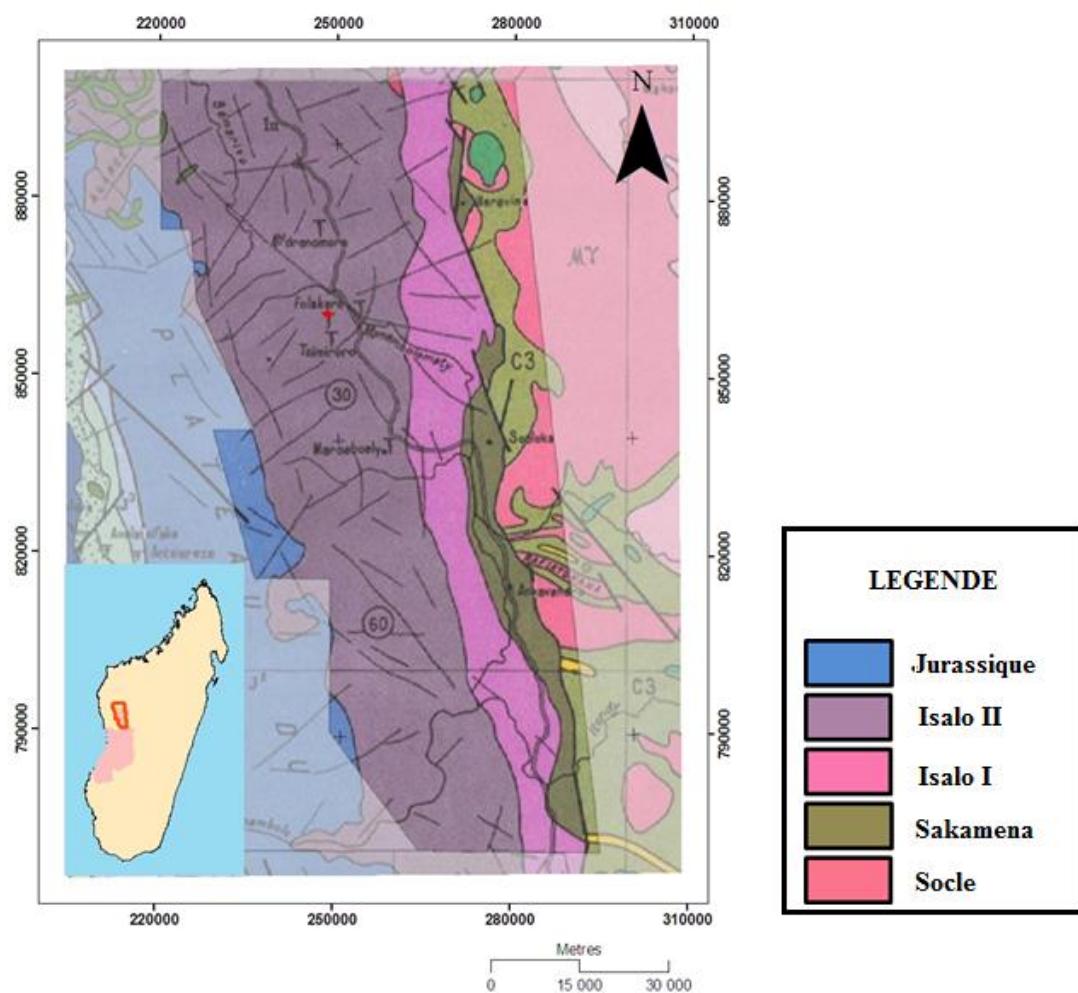
Figure 9 : Localisation du gisement de Tsimiroro

III.2 CADRES GEOLOGIQUE ET STRUCTURAL

III.2.LA GEOLOGIE [2]

Stratigraphiquement, le territoire comprenant Tsimiroro et Folakara est assez bien connu grâce aux anciens travaux.

La sédimentation correspond à un dépôt d'une zone plane subsidence lente, le mécanisme de la sédimentation prend une direction préférentielle Sud-Nord. Il semble que vers le Nord et l'Ouest, les couches prennent plus d'importance en puissance et également en affleurement. Les formations plus anciennes Sakoa-Sakamena seraient mieux couvertes sous l'Isalo II qui évolue vers un faciès argileux.



(Source Madagascar Oil)

Figure 10 : Illustration de la géologie de surface

Des levés géologiques et des résultats gravimétriques ont permis de mettre en évidence l'existence probable d'une structure anticlinale. Cette structure orientée suivant une direction Nord Nord-Ouest-Sud Sud Est est légèrement décalée à l'Est par rapport à la structure observée par la géologie de surface. Dans cette zone, il est possible d'avoir des pièges de types biseaux stratigraphiques, lithologiques ou même structuraux. La remontée vers le Nord de la formation ancienne, comme la Sakamena au Fonjay, confirme la présence de la Sakamena en profondeur, de part et d'autre du horst de Tsimiroro.

La région est sillonnée de filons de dolérite qui peuvent créer des difficultés techniques pour une future mise en valeur.

III.2.2 LA STRUCTURE [2]

La structure de Tsimiroro repose sur un horst du socle, long de 80 km du Nord au Sud, et large de 10 km d'Ouest à l'Est. Sur ce horst se sont déposées des séries sédimentaires provenant des érosions rythmiques du socle proche. L'axe du horst est parallèle au contact entre le socle et le bassin sédimentaire dont il est distant de 30 km. Le flanc oriental est raide et comporte des failles normales, tandis que le flanc Ouest est de pendage plus doux et moins accidenté.

Le recouvrement sédimentaire appartient à la série Isalo Supérieure des dépôts Karoo. La structure comprend deux parties:

- la partie Nord renferme les sous-structures de Bemahatazana, de Bekodoka et d'Analamavo.
- la partie Sud est constituée par les sous-structures d'Ankisatra-Folakara, d'Ankilimirafy-Tsimiroro et de Marokomony-Andrakaraka.



(Source SPM)

Figure 11: Coupe géologique à travers de Tsimiroro

Les principaux éléments structurels sont les failles et un réseau d'intrusions magmatiques traversant la région de Tsimiroro. Un réseau dense de dykes ignés a pénétré l'ensemble de la zone. Ils ont été mis en évidence comme un obstacle potentiel à l'injection de vapeur durant la phase pilote. Le profil de dyke sur le terrain peut être négatif ou positif. Leur mise en place date du Crétacé Inférieur et a lieu dans les fractures verticales liées aux failles du horst.

DEUXIEME PARTIE : TRAVAUX D'EXPLORATION

CHAPITRE IV : NOTION SUR L'EXPLORATION [6]

Pour trouver du pétrole, on cherche dans des bassins sédimentaires, dans lesquels du pétrole et du gaz ont pu se former. Ces derniers ont ensuite dû avoir la possibilité de migrer à travers des roches poreuses capables de contenir de grandes quantités de fluide. En dépit des techniques de repérage modernes telles que l'imagerie satellite, les études géophysiques et sismiques tridimensionnelles et les différentes méthodes pratiques d'analyses géochimiques, la découverte d'un nouveau gisement reste incertaine jusqu'à la mise en place du forage. Seul ce dernier pourra confirmer la présence de ce précieux liquide.

IV.1.PHASE D'EXPLORATION

IV.1.1 Déroulement de la phase d'opérations pétrolières

La phase d'un projet pétrolier se divise en trois grandes étapes :

- La phase d'exploration pétrolière ;
- La phase de développement ;
- La phase d'exploitation pétrolière.

IV.1.1.1. Phases d'exploration pétrolière

Avant de commencer les travaux de recherches, chaque compagnie doit obtenir un permis de recherche, en accord avec l'Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques (OMNIS), qui est le représentant du gouvernement de l'État malgache. Elle pourrait s'octroyer un ou plusieurs blocs pétroliers selon ses intérêts. L'OMNIS peut lui remettre des bases de données concernant chaque bloc. Il peut aussi prendre des décisions avant d'aborder les étapes suivantes.

a) *Exploration par acquisition sismique*

Tous travaux d'exploration sont précédés d'une phase préparatoire qui consiste à déterminer les lignes sismiques. L'acquisition sismique se fait par transmission d'ondes vibratoires sous la surface du sol, traversant les couches géologiques de différentes densités. La réflexion de ces ondes est captée, traitée et interprétée en 2D ou 3D par les géophysiciens, qui permettent de déterminer les structures géologiques de la zone à étudier. Ces informations servent aux géologues à estimer les zones favorables où les hydrocarbures pourraient être retenus.

b) Exploration par forage

Après les informations obtenues lors des études sismiques, la compagnie passe aux forages d'explorations afin de découvrir un nouveau gisement de gaz ou d'hydrocarbures. Ces forages de reconnaissance ont pour objectif d'étudier les traits généraux de la structure géologique profonde, d'apprécier les prospectives pétrolifères ou gazières et de délimiter les aires propices à la formation de piège. L'exploration de ces gisements est une étape importante, onéreuse et souvent longue, environ entre 8 à 10 ans. Mais l'implantation des puits permet de recueillir le maximum d'information de la réserve.

IV.1.2Phase de développement

Une fois que le gisement est commercialement exploitable selon les études économiques des experts, la compagnie passe à la phase de développement. Cette phase couvre la préparation des diverses infrastructures (forage de production, pipeline, installation des stockages etc.) durant environ 3 à 5 ans, afin que la compagnie se prépare à l'exploitation pétrolière.

IV.1.3Phase d'exploitation pétrolière

Après la phase de développement, l'exploitation pétrolière comprend la totalité des travaux que la compagnie exécute sur les structures ayant donné des résultats positifs d'explorations. La période d'exploitation est environ de 25 à 30 ans pour le pétrole, de 35 à 40 ans pour le gaz.

CHAPITRE V.METHODES D'EXPLORATION PETROLIERE [14] [16]

L'exploration (ou prospection) pétrolière a pour but la découverte d'accumulation d'hydrocarbures liquides et gazeux, techniquement et économiquement exploitables. Elle commence par l'identification des indices permettant de supposer où se trouve le pétrole et en quelle quantité. Géologue et géophysicien collaborent à cette enquête minutieuse à fort enjeu économique qui commence à la surface de la terre pour descendre vers le sous-sol.

Par conséquent, on a trois principales étapes :

- L'étude géologique des affleurements en surface ;
- L'étude des profondeurs par les prospections géophysiques ;
- Le forage d'exploration.

V.1 : RECONNAISSANCE GEOLOGIQUE [18]

V.1.1. 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.

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

Les caractéristiques géologiques des gisements pétroliers diffèrent en fonction de leur âge (de 5 à 400 millions d'années), de leur profondeur (de 1 à 10 km) et de leur thermique (la

formation de l'huile se situant entre 60 et 150 °C).

V.1.2. Identification des régions pétrolifères

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

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

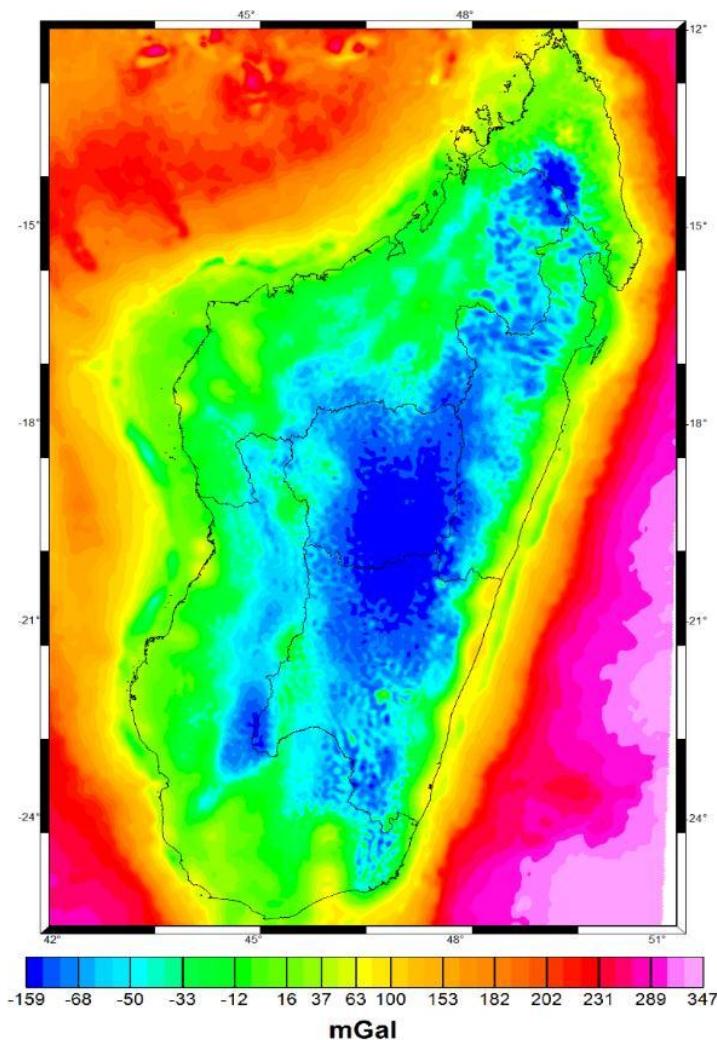
Les géologues dressent une carte du sous-sol à partir des informations obtenues en surface par examen des affleurements et dans les airs par photogéologie. Lorsqu'une zone favorable (prospect) est repérée par les géologues depuis la surface, c'est au tour des géophysiciens d'explorer le sous-sol.

V.2. METHODES D'INVESTIGATION GEOPHYSIQUES [10] [18]

Toutes recherches pétrolières doivent faire appel à la géophysique pour obtenir des renseignements sur la constitution des structures profondes du sous-sol. Les différentes méthodes de prospection géophysiques peuvent être classées en deux groupes : celui où sont mesurés des phénomènes physiques naturels (gravité, magnétisme,) et celui où les mesures concernent des phénomènes provoqués (ondes sismiques et courants électriques). Dans la première, les géophysiciens mesurent des anomalies, positives ou négatives, par rapport à la valeur théorique du paramètre étudié ; dans la seconde, sont mesurés les temps de propagation des ondes élastiques provoquées ou la résistivité des terrains vis-à-vis des courants émis. Les méthodes du premier groupe, qui intéressent des phénomènes naturels, sont rapides et moins coûteuses, mais fournissent des indications d'ordre qualitatif plutôt que quantitatif. Elles sont généralement utilisées comme méthodes de reconnaissance qui s'intéresse à des régions de vaste étendue. Les méthodes du second groupe sont longues et coûteuses mais apportent des renseignements d'ordre quantitatif dont l'interprétation est plus facile et qui sont plus directement utilisables que les précédentes. Elles sont habituellement effectuées pour la reconnaissance de détail ou de semi détail de secteurs ciblés. Dans cette partie, on va décrire les trois méthodes géophysiques les plus utilisées en prospection pétrolière.

V.2.1.Prospection Gravimétrique [18]

La gravimétrie a pour objet la mesure de l'intensité de la pesanteur en un point donné, et elle exploite les résultats de cette mesure, effectuée en un grand nombre de stations. Une masse importante et profonde de roches basiques très denses, une remontée du substratum cristallin d'un bassin sédimentaire ou un anticinal peu profond de calcaires compacts provoqueront, à des échelles différentes, des augmentations locales de la pesanteur. Au contraire, l'existence d'une grande épaisseur de grès et de marnes ou celle d'un dôme de sel se traduira par des diminutions locales de la pesanteur. Enfin, une faille à fort rejet séparant deux compartiments constitués par des terrains de densités différentes sera matérialisée par une anomalie alignée suivant cette faille.



(Source BGI)

Figure 12 : Anomalie de Bouger de Madagascar

V.2.1.1. Principe de la gravimétrie

Une variation de la densité du sous-sol induit une variation de la force d'attraction gravitationnelle, selon la figure suivante :

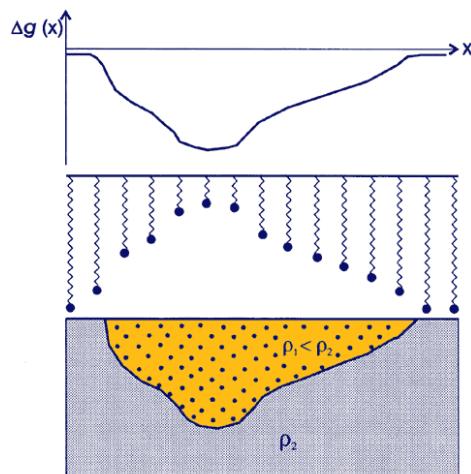


Figure 13: Schéma de principe de la gravimétrie, montrant un contraste de densité

La méthode gravimétrique n'est pas spécifique ; seuls les contrastes de densité entre roches donnent lieu à des anomalies. Le sel, dont la densité est relativement faible, donnera des contrastes négatifs avec les roches sédimentaires usuelles ; une roche métamorphique, au contraire, se manifestera au contact des mêmes roches par un contraste positif ; d'où, en un contexte géologique donné, des probabilités de présence, soit d'une structure salifère, soit d'un bombement, d'une cuvette ou d'une faille du socle cristallin.

Tableau 4 : Densité des roches

Types de roches	Densité moyenne [g/cm ³]
Basalte	2.99
Granite	2.64
Schistes	2.64
Marnes	2.4
Grès	2.35
Calcaires	2.55
alluvions	1.95

Source : Handbook of physical constants

On utilise surtout la gravimétrie dans les phases préliminaires de la prospection des hydrocarbures, dans le but d'avoir à peu de près une idée des mouvements du socle cristallin ou de ceux d'une couche moins profonde, présentant un contraste suffisant avec les roches environnantes.

V.2.1.2. Différents modes de levés gravimétriques

Grâce à l'amélioration des technologies instrumentales, plusieurs modes gravimétriques sont maintenant possibles, dont les levées gravimétriques, à terre, en mer, en avion et par satellite.

V.2.1.3. Levés gravimétriques à terre

En fonction des buts recherchés (prospection pétrolière, minière ou pour le génie civil, mesures associées au nivelllement), de la topographie et des facilités de déplacement, l'espacement des mesures peut être très variable : de moins de 100m en zone urbaine pour l'identification de fontis ou d'anciennes carrières, à quelques kilomètres pour des études de grande reconnaissance. La mesure elle-même est assez rapide, inférieure à 10 minutes, et il est possible de mesurer une cinquantaine de points distants de quelques centaines de mètres ou quelques kilomètres par jour. Si l'on désire effectuer une levée gravimétrique précise pour une application géophysique, on doit l'associer à une levée précise de nivellation. Si on se contente d'utiliser un altimètre, basé sur le principe du baromètre, la précision de l'altitude ne sera au mieux que de 5 m, avec en conséquence une anomalie dont la précision ne sera pas meilleure que 2 milligals.

V.2.1.4. Levés gravimétriques aéroportés

Depuis quelques années, des gravimètres ont été embarqués en avion, installés sur une plateforme stabilisée. La connaissance de la trajectoire de l'avion est, du fait de la vitesse bien plus grande que dans le cas d'un navire, beaucoup plus critique. Le positionnement en 3 dimensions de l'avion étant effectué de manière très précise par technique GPS différentielle (en déployant un réseau de balises au sol), il est possible de restituer la gravité au sol avec une précision de 2 à 10 mgals à une résolution qui dépend de l'altitude de l'avion et de la distance moyenne entre les lignes de vol successives. De telles campagnes ont été effectuées avec succès, par exemple sur le Groenland, la Suisse, et les Alpes françaises.

- Mesure de la gravimétrie par satellite**

Les anomalies de petite et moyenne étendue sont détectables facilement à l'aide de gravimètres, mais les anomalies globales, à l'échelle d'un pays, d'un continent ou d'un océan, sont beaucoup

plus difficiles à appréhender de cette manière, non seulement parce que les mesures classiques, dites de terrain, prennent beaucoup de temps à cette échelle et peuvent être difficiles du point de vue accessibilité, mais aussi à cause de la difficulté que l'on rencontre à séparer ces variations étendues de fluctuations à plus courte échelle et des dérives instrumentales ; de fait, celles-ci rendent presque impossible l'utilisation des gravimètres à ce type de détermination, en particulier en mer. Heureusement, les satellites artificiels ont apporté une solution à la mesure globale et régionale des variations du champ de gravité, définie comme étant le champ d'attraction dû à la partie gravitationnelle.

- ***Principes des mesures par satellite***

L'étude du champ de gravité terrestre (qui dérive du potentiel de gravitation, appelé géo-potentiel) à partir des satellites artificiels, est un domaine pluridisciplinaire, incluant des méthodes de mécanique céleste, de géodésie spatiale et de géophysique. Le problème de mécanique céleste consiste à décrire le mouvement du satellite perturbé non seulement par les variations du géo-potentiel, mais aussi par de nombreuses autres causes : attraction de la Lune et du Soleil ; attraction résultant des marées océaniques ainsi que des déformations de marées solides de la Terre (considérée comme corps élastique déformé dans son ensemble par la Lune et le Soleil). D'autres forces, d'origine non gravitationnelle, doivent être prises en compte : la force de frottement que le satellite subit presque continuellement et due à la haute atmosphère qui, bien que très tenue, n'en exerce pas moins un effet non négligeable même à des altitudes supérieures à 2000 km ; la force due aux radiations émises par le Soleil qui exercent une pression sur la surface exposée du satellite... pour ne citer que les principales. Le problème de géodésie spatiale est la comparaison du mouvement décrit par les équations de la mécanique céleste avec la position observée du satellite, afin d'en déduire les divers paramètres de gravitation ou autres, qui entrent dans les équations précitées et qui permettent de décrire les forces en présence.

V.2.1.5. Traitement des données gravimétriques

V.2.1.5.1. L'anomalie de Bouguer

L'anomalie de Bouguer notée Δg_B , est l'anomalie du champ gravitationnel mesurée plus ou moins la somme de toutes les corrections. Les anomalies de Bouguer sont représentatives des anomalies de densité dans le sous-sol.

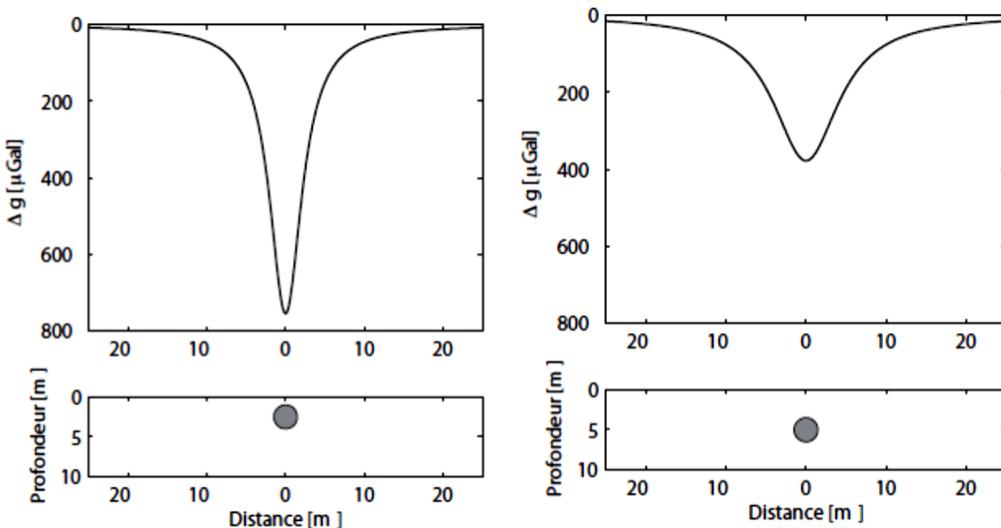
$$\Delta gB = \Delta g_{\text{mesuré}} \pm \Sigma \text{corrections}$$

$$\text{Avec : } \Delta g_{\text{mesuré}} = g_{\text{mesuré}} - g_{\text{théorique}}$$

$\Delta gB = \Delta g_{\text{mesuré}}$ Avec: Δg mesuré \pm somme corrections (4) = g mesuré- g théorique (5)

L'anomalie de Bouguer peut provenir de plusieurs niveaux :

- à grande profondeur, telle des variations du socle métamorphique ou cristallin;
- à profondeur moyenne, telle une lentille de sel à l'intérieur d'une colonne sédimentaire;
- à faible profondeur, telle les variations de l'épaisseur du mort -terrain.



a)source situant à une faible profondeur) ; b) source à plus grande profondeur'

Figure 14 Variation de l'anomalie suivant la profondeur

V. 2.1.5.2. Corrections

Il faut au préalable corriger les valeurs mesurées de l'ensemble des causes extérieures qui influencent la mesure, telles la dérive, l'altitude, la latitude, le plateau, le relief. Afin d'effectuer ces corrections, nous devons aussi effectuer des mesures topographiques précises (localisation et altitude relatives des points de mesures) à l'aide de niveaux et de théodolites. Cinq corrections sont à effectuer :

- Correction de dérive:** elle comprend la dérive instrumentale liée à la fatigue du ressort (puisque la raideur du ressort n'est pas une constante absolue) et la dérive causée par les marées;

□ **Correction de latitude:** IL faut effectivement faire cette correction puisque g varie en fonction de la latitude pour deux raisons:

□ L'aplatissement de la Terre: le rayon du pôle étant plus petit, nous sommes donc plus près et donc plus attirés;

L'effet de rotation de la Terre : à l'équateur l'attraction est plus forte vers l'extérieur ;

□ **Correction d'altitude:** nous mesurons une altitude sur le terrain et nous la comparons à une station de référence. La correction d'altitude montre que lorsque nous nous élevons d'un mètre, la pesanteur diminue de 0,3mgal ;

□ **Correction de plateau:** il faut enlever l'effet des terrains;

Ces deux dernières corrections regroupées (altitude et plateau) constituent la correction de Bouguer.

□ **Correction de terrain:** relief ou topographie: enlever l'effet des reliefs avoisinants;

V.2.1.6. .Interprétation des données gravimétriques

L'interprétation gravimétrique repose sur le choix de modèles représentatifs en première approximation des structures géologiques généralement rencontrées. On étudie ainsi un certain nombre de problèmes géologiques qui peuvent être résolus par la gravimétrie et les approximations effectuées. A cause de l'impossibilité de mesurer les propriétés physiques des roches sous la surface, l'interprétation des données gravimétriques est plutôt théorique. Dans le cas général, le but des mesures est de connaître la forme d'une discontinuité supposée de la densité moyenne à partir des mesures de "g" en surface, en se donnant le contraste de densité. Très souvent plusieurs interprétations sont faites à partir d'une même série de données, en faisant varier le contraste de densité. Puisque toutes ces solutions sont correctes tant que l'on considère uniquement les données géophysiques, on pourra ultérieurement choisir celle qui s'accorde le mieux avec les données géologiques.

La carte d'anomalie de Bouguer et d'anomalie magnétique sont les résultats de la superposition des effets de structures géologiques situées à des profondeurs grandes, moyennes et superficielles. Cette carte renferme également des informations sur les discontinuités présentes dans le sous-sol. Lors de l'analyse, pour associer les anomalies observées à des structures particulières, plusieurs considérations seront prises en compte. Les anomalies positives sont

associées soit à des intrusions de roches lourdes dans la croûte, soit à un relèvement du socle, soit à des roches sédimentaires denses. Les anomalies négatives sont associées soit à des dépôts des roches légères dans la croûte, soit à un épaissement de la croûte, soit à un effondrement du socle pour la gravimétrie. Les anomalies représentées par des iso-anomales fermées, chaque courbe iso-valeur dessinant une figure proche d'un cercle, sont caractéristiques des anomalies tridimensionnelles, sphérique. Ce modèle convient à l'étude des dômes, cuvettes et amas. Les anomalies représentées par des iso-anomales dessinant grossièrement des ellipses sont caractéristiques des structures cylindriques ; ce modèle convient à l'étude des structures synclinale et anticlinale, filons et galeries.

V.2.2. Prospection Magnétique [19]

Parmi les méthodes géophysiques de grande reconnaissance, ou de grandes profondeurs la magnétométrie est l'une des méthodes utilisées pour la reconnaissance des grands bassins sédimentaires, reposant sur un socle basique ou ultra basique fortement dense ou fortement magnétisé. La prospection magnétique est utilisée pour la reconnaissance des formations du sous-sol, l'une des variations du champ magnétique terrestre sont provoquées par les différences de « susceptibilité magnétique » des roches. La susceptibilité magnétique est un coefficient dont les valeurs ne sont notables que pour les corps ferromagnétiques, tels la magnétite et l'ilménite, mais deviennent faibles pour les roches cristallines et très faibles pour les roches sédimentaires. Le tableau suivant montre quelques grandeurs des susceptibilités magnétiques des roches.

Tableau 5 Susceptibilité magnétique de quelques roches

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

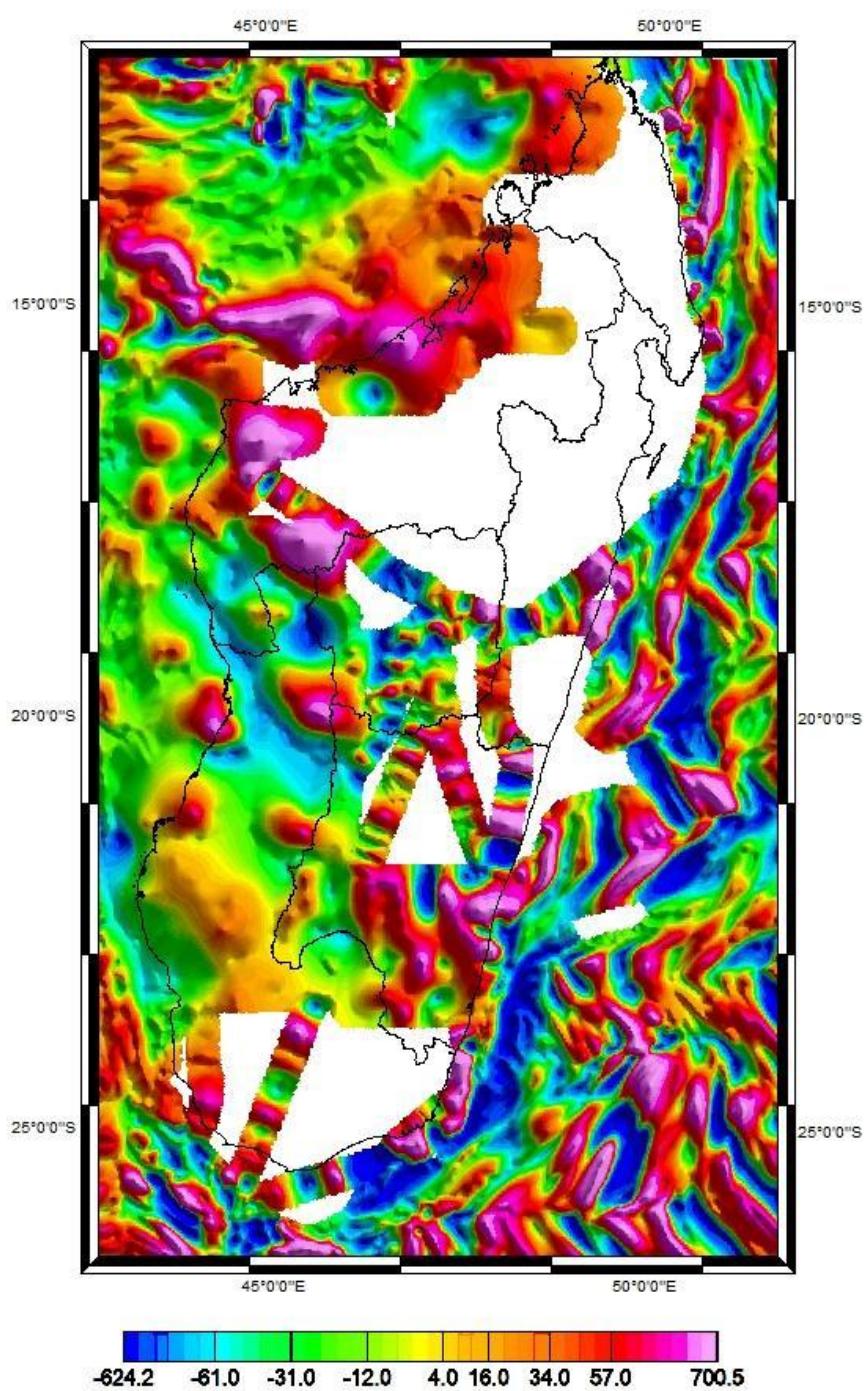
Source : tiré du livre le pétrole de JACQUES FLANDRIN et Al.

En pratique, la susceptibilité magnétique des roches dépend essentiellement de leur teneur en magnétite. Des chiffres du tableau précédent, nous retiendrons essentiellement que les ordres de grandeur relatifs de cette susceptibilité varient de 100 pour les roches basiques (basaltes, gabbros, etc.), à 10 pour les roches acides (granite, etc.) et à 1 pour les roches sédimentaires.

V.2.2.1. Généralités de la méthode magnétique

Le champ magnétique terrestre est composé par des lignes de forces qui, sur de faibles étendues, peuvent être considérées comme parallèles entre elles. La grandeur et la direction de ce champ varient avec la position des points de mesure, c'est-à-dire avec la latitude (λ) et la longitude (φ).

La magnétométrie présente un intérêt pour le géologue, la présence dans le sous-sol de roches à susceptibilité magnétique élevée fait subir une distorsion aux lignes de forces du champ magnétique et provoque des « anomalies» qui peuvent être présentées en courbes d'anomalies magnétique sur des cartes (figure 1). Cette distorsion est fonction non seulement de la susceptibilité propre des roches mais aussi de la profondeur plus ou moins grande à laquelle celles-ci se situent, l'importance des anomalies variant suivant l'inverse du cube des distances ($1/d^3$). Il s'ensuit que la présence, à très faible profondeur, de masses peu importantes de roches à forte susceptibilité, peut masquer entièrement les anomalies résultant de l'hétérogénéité des couches plus profondes. On distingue, parmi les anomalies constatées, des anomalies régionales intéressant des zones extrêmement étendues, qui proviennent de différenciations du magma profond et relèvent de la physique du globe et des anomalies résiduelles affectant des secteurs plus réduits. Les anomalies régionales sont éliminées de façon à laisser ressortir les anomalies résiduelles présentant un intérêt particulier pour le mineur ou pour le pétrolier.



(d'après EMAG2)

Figure 15 : Anomalie magnétique de Madagascar

Le champ magnétique terrestre

- *Champ principal $B_P(s,t)$*
- *champ d'anomalie $B_a(s)$*

► *champ transition* $B_t(s,t)$

Tel que: $B(s,t) = Bp(s,t) + Ba(s) + Bt(s,t)$ (1)

□ **Le champ transitoire B :** résulte de la superposition d'un champ externe (t) dont les sources primaires proviennent de l'interaction entre les rayons solaires et l'environnement terrestre et d'un champ interne induit (s, t) dans le globe conducteur:

$$(s,t) = (t) + (s,) \quad (2)$$

▪ *Champ primaire externe:* il résulte d'un courant électrique circulant dans l'ionosphère. La géométrie de ce champ est très complexe.

▪ *Le champ d'anomalie* (source induit): des courants sont induits dans un corps conducteur plongé dans un champ magnétique variable. Il y a donc apparition d'un champ induit. Ce champ est présent dans tout l'espace, il décroît lorsqu'on s'éloigne du corps conducteur.

□ **Le champ d'anomalie (s):** c'est le champ magnétique moyen engendré par les roches aimantées des couches superficielles. Son intensité varie de quelques nT à quelques milliers de nT.

□ **Le champ principal** évolue très lentement dans le temps, quelque dixième de nT sur sa composante. Les périodes des événements vont de quelque mois à 100 ans. La description de sa variation et de sa distribution renseigne sur le mouvement possible du noyau. Les longueurs d'onde sont comprises entre quelques dixièmes de mètres à quelques milliers de kilomètres. Sa géométrie est très variable, liée aux structures géologiques à l'alimentation des roches de la croûte terrestre.

Le champ magnétique terrestre est composé de trois termes:

Application au domaine pétrolier

Dans le domaine pétrolier, la méthode magnétique constitue un outil de reconnaissance utilisé aux côtés des autres méthodes, notamment la gravimétrie, la sismique (réflexion) et la magnétotellurique. Elle permet de donner approximativement la profondeur, la topographie et les caractéristiques géophysiques des roches constituant le socle. La méthode magnétique peut être utilisée lors des levées de reconnaissances à différentes échelles: 1:1 000 000 ; 1: 500 000; portant sur des grandes surfaces et permettant d'étudier l'aspect général du champ magnétique

et la délimitation des zones pouvant faire l'objet d'une prospection de détail. La prospection magnétique utilisée pour la recherche des gisements de pétrole (avec le variomètre) a connu peu de succès, car les hétérogénéités très superficielles du sous-sol, le relief de la surface, ou la présence de canalisations (métalliques) entraînant des anomalies locales mais assez intenses qui empêchent de discerner l'anomalie large d'origine profonde liée au socle (utilisée le plus souvent lors des études de bassins).

- ***Prospection magnétique à ter***

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. Lors d'une campagne de reconnaissance, le premier travail consiste à localiser la zone d'étude, les topographes fixeront ensuite sur le terrain à la demande du chef de mission le réseau de stations prédefini (stations d'observations). Les stations d'observations dans le cas d'une recherche pétrolière, sont généralement espacées de 400 mètres à une dizaine de kilomètres environ.

- ***Prospection magnétique par satellite (magsat)***

MAGSAT est un satellite scientifique de la NASA (1979-1980), il a fait les premières mesures précises, réparties dans le monde du champ magnétique de vecteur près de la Terre. Le satellite a volé à une altitude de 300-550 km, dans une quasi-polaire inclinaison. Cette méthode de levée permet d'obtenir une étude quantitative du champ magnétique terrestre. Le satellite Magsat d'une masse de 180 kg est construit par le laboratoire de l'université Johns Hopkins. Il comprend deux parties bien distinctes : la plate-forme et le module dédié à l'instrumentation. Ce dernier comprend le magnétomètre vectoriel et scalaire, deux viseurs d'étoiles et le système ATS (Application Technologie Satellite) qui détermine l'orientation relative des manomètres par rapport aux viseurs d'étoiles. Pour mesurer le vecteur du champ magnétique avec la précision de 0.01% attendue, la position du capteur du manomètre doivent être connue avec une précision de 15 secondes d'arc. La plateforme utilisée est une plateforme de recharge du satellite SAS-3. Le satellite est stabilisé par 3 axes. Quatre panneaux solaires fournissent en moyenne de 120 à 130 Watts. Les données sont enregistrées sur deux bandes magnétiques et transmises à la terre avec un débit de 312 kilobits/seconde.

V.2.2.2 Traitement des données magnétiques

Comme on a dit plus haut, la prospection magnétique est basée sur l'interprétation des anomalies du champ magnétique terrestre (ou champ d'anomalie Ba). Donc des traitements s'imposent, comme l'élimination du champ d'anomalie principale (Bp) et du champ d'anomalie transitoire (Bt), et aussi la réduction au pôle. L'élimination du champ transitoire (Bt) est dite « réduction des observations » nécessite de disposer d'une station fixe (appelée aussi station de réduction). Cette étape de traitement ramène les différentes mesures des différentes stations à un même instant t1. Pour avoir le champ principal (Bp) il faut la latitude et la longitude du point 0.

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 se trouve à l'aplomb du corps responsable.

V.2.2.3. Interprétation des mesures magnétiques

Interprétation qualitative

L'interprétation qualitative permet la reconnaissance des tendances, des formes et des motifs dans les données magnétiques. Les anomalies étroites qui s'étendent sur des grandes distances sont des dykes. Des anomalies elliptiques avec des valeurs positives et négatives avoisinantes sont des cheminées intrusives. Les plissements et la formation des failles deviennent faciles à distinguer sur les cartes magnétiques en courbes de niveau, et se présentent comme des plissements et des déplacements dans les contours magnétiques. On peut reconnaître des types de roche en faisant des comparaisons entre l'effet magnétique dans les zones couvertes et les zones où les roches affleurent. Une grande partie de l'interprétation qualitative est réalisée par l'extrapolation des données d'une zone où le rapport entre les données magnétiques et la géologie est bien établi à une zone d'intérêt où il n'y a que des données magnétiques disponibles.

V.2.3. Prospection Sismique [19]

La prospection sismique est la méthode géophysique la plus utilisée pour déterminer les structures du sous-sol. Elle est basée sur l'observation en surface d'ondes élastiques ayant pénétré dans le sol.

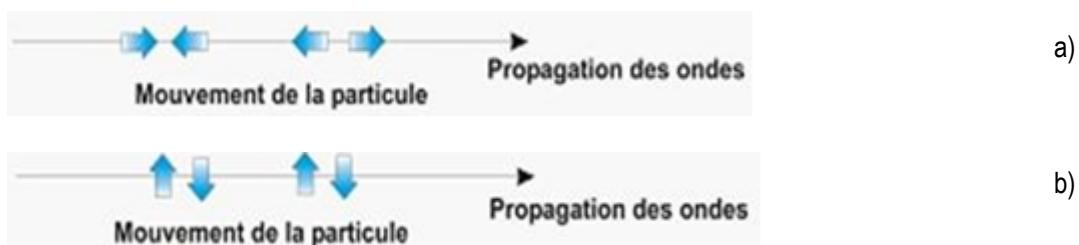
V.2.3.1. Principe de base

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

- **Les Ondes sismiques**

- **Signal sismique**

Un signal sismique est une représentation, en fonction du temps, du mouvement du sol produit par un ébranlement provoqué ou non. Sur un signal on distingue deux ondes : ondes P ou ondes longitudinales dont la direction du mouvement des particules est parallèle à la direction de propagation des ondes, et les ondes S qui sont de direction perpendiculaire à celle des ondes P.



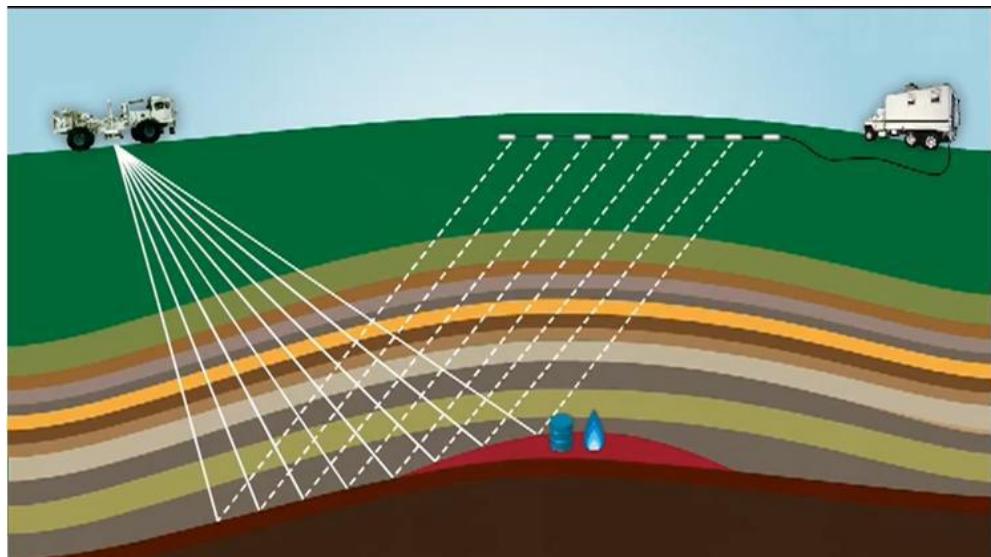
a) Propagation des ondes P. b) Propagation des ondes S.

Figure 16: Les ondes de volume

Les méthodes de prospection sismique varient suivant les ondes utilisées : ondes réfléchies et onde réfractée.

➤ Ondes réfléchies

Elles apparaissent à la surface de séparation des assises ou des paquets de roches d'impédance d'ondes acoustiques. A partir du temps d'arrivée des ondes réfléchies, on détermine la profondeur des surfaces réfléchissantes. Et on calcule les valeurs approchées des vitesses moyenne de la propagation des ondes dans l'intervalle de surface du sol.



(Source Internet)

Figure 17: Acquisition sismique réflexion

➤ Ondes réfractées

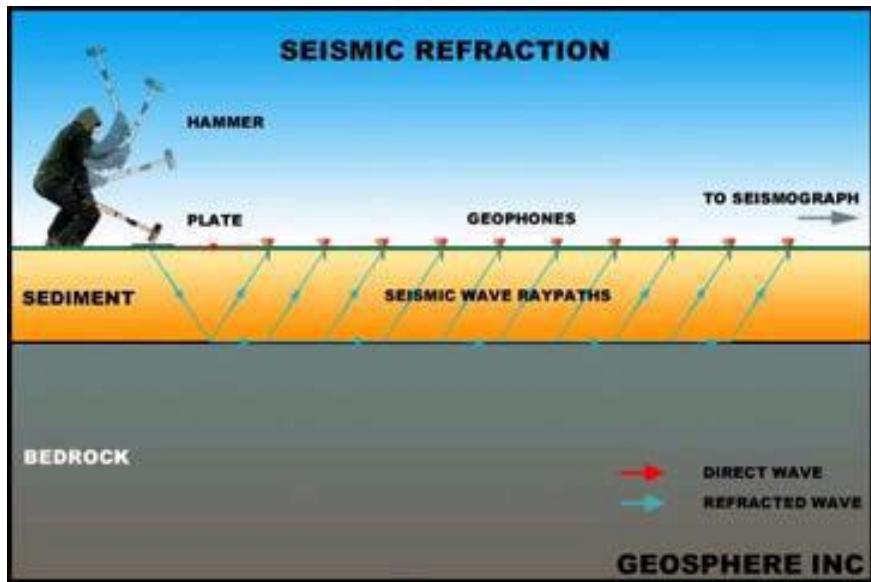
Avec l'incidence d'une onde entretenue artificiellement sur la surface de séparation de deux milieux, une partie de cette dernière est réfléchie, tandis que l'autre subit une réfraction et passe dans le milieu inférieur sous forme d'une onde passante.

Au point de la surface de séparation où l'angle de réfraction atteint 90° et l'onde passante commence à glisser le long de la surface de séparation, on obtient dans le milieu supérieur une onde réfractée qui propage également le long de la discontinuité avec une vitesse élevée appelée vitesse frontière.

L'onde réfractée revient à l'endroit un peu éloigné du lieu de l'explosion.

En fonction du temps d'arrivée de l'onde réfractée on détermine la profondeur de la surface de réfraction et la vitesse de la frontière.

D'où la figure suivante:



(Source Internet)

Figure 18 : Acquisition sismique réfraction

- **Sismique réflexion**

Largement employée pour la prospection industrielle, cette méthode a permis la découverte de très nombreux gisements de pétrole. Le principe de cette méthode est simple, des ondes sismiques sont engendrées par l'explosion des charges explosifs qui se propagent à travers les terrains sédimentaires, se réfléchissent sur les surfaces de séparation des formations de nature différentes. Les ondes réfléchies sont enregistrées à la surface de la terre par une série de géophones (on shore) et des hydrophones (offshore).

Si on connaît la vitesse de propagation des ondes sismiques dans les différents niveaux, la mesure des temps de propagation permet de calculer leur profondeur.

V.2.3.2.Acquisition et traitement des données

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

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

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

V.2.3.3.Acquisition des données

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

V.2.3.4.Système d'émission

La source sismique est provoquée :

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

V.2.3.5.Système de récepteur

On groupe des géophones étalés sur plusieurs mètres de manière à obtenir un signal d'amplitude acceptable. L'ensemble de ces géophones est appelé « trace terrain ». A chaque trace terrain est relié un canal du laboratoire qui enregistrera la trace sismique correspondant.

Deux propriétés fondamentales sont enregistrées par les capteurs : l'amplitude de l'onde réfléchie et la durée du trajet de l'onde. Ainsi, à chaque position de récepteur est enregistré un signal qui représente l'amplitude de la réflexion en fonction du temps. Il constitue les colonnes d'une image sismique.

V.2.3.6.Système d'enregistrement

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

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

D'où la figure suivante :

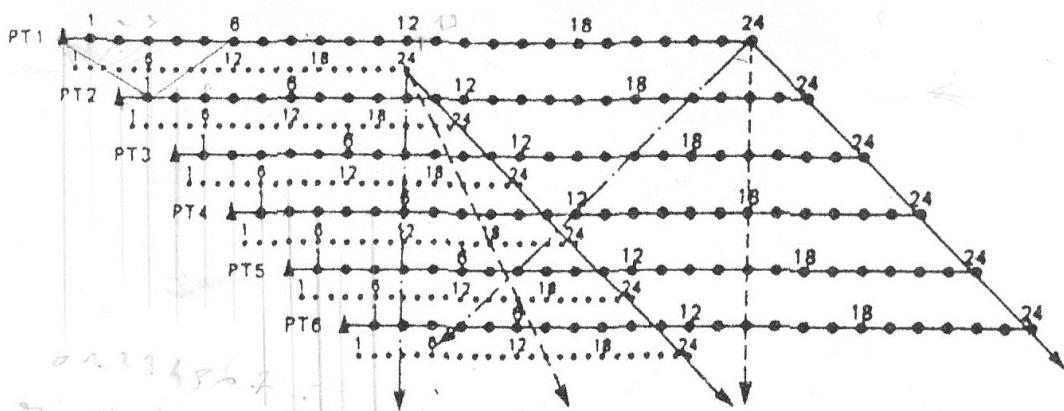


Figure 19: Exemple de couverture multiple contenant 24 traces

V.2.3.7. Objectif de la prospection par sismique réflexion

Cette méthode est utilisée pour l'étude de surface réfléchissante et permet de dégager, et cartographier les différentes formes structurales des assises sédimentaires.

Elle est le principal procédé de prospection sismique, de découverte et d'investigation détaillée de formes structurales des couvertures sédimentaires productive de pétrole et du gaz.

La détection des horizons réfléchissants se fait par enregistrement des signaux utiles émis par ses horizons ou par un profilage (profile sismique).

L'amplification des signaux utiles est leur restitution sur le fond d'ondes parasites (exemple : bruit de fond marin, les ondes multiples etc...) sont réalisés par l'augmentation du nombre d'enregistreurs sismiques (géophones ou hydrophones), ou par perfectionnement de l'appareillage utilisé et le mode de traitement des signaux.

Dans la section sismique obtenue on distingue des miroirs isolés d'extension variés épisodiquement repartis et des horizons réfléchissants en constante corrélation.

Ces horizons sont identifiés à des surfaces de séparation géologique bien déterminé appelés « horizon sismique » qui sont illustrés sur la figure ci-dessous :

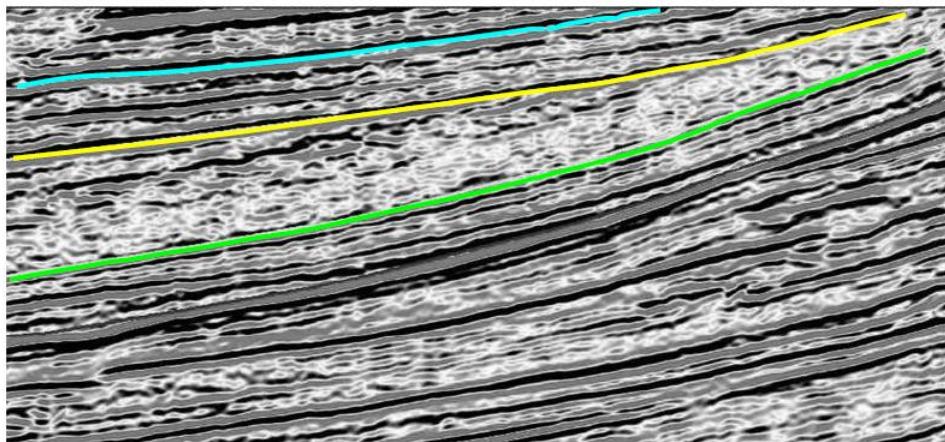


Figure 20: Exemple de l'horizon sismique

V.2.3.8. Paramètres géo-sismiques

V.2.3.8.1. Notion sur les vitesses sismiques

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

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

Tableau 6: Exemple de Gamme de vitesse et de densité

Nature des terrains	Vp[m/s]	Vs [m/s]	ρ [g /cm ³]
Eboulis, terre végétale	300-700	100-300	1.7-2.4
Sable sec	400-1200	100-500	1.5-1.7
Sable humide	1500-4000	100-1200	1.9-2.1
Argiles	1100-2500	200 -800	2.0-2.4
Marnes	2000-3000	750-1500	2.1-2.6
Grès	3000-4500	1200-2800	2.1-2.4
Calcaires	3500-6000	2000-3300	2.4-2.7
Craie	2300-2600	1100-1300	1.8-2.3
Sel	4500-5500	2500-3100	2.1-2.3
Anhydrite	4000-5500	2200-3100	2.9-3.0
Dolomie	3500-6500	1900-3600	2.5-2.9
Granite	4500-6000	2500-3300	2.5-2.7
basalte	5000-6000	2800-3400	2.7-3.1
charbon	2200-2700	1000-1400	1.3-1.8
eau	1450-1500	-	1
glace	3400-3800	1700-1900	0.9
huile	1200-1250	-	0.6-0.9

V.2.3.8.2. Porosité

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

V.3. FORAGE EXPLORATION [6]

Après avoir mené différentes études géologiques et géophysiques, les experts ont déterminé l'emplacement théorique d'un piège à pétrole, le prospect. Afin de confirmer les théories, il faut à présent forer, c'est-à-dire percer en profondeur, afin de confirmer la présence d'hydrocarbures. Dans cette partie, nous nous intéresserons uniquement au forage vertical

terrestre, conscients que d'autres types de forages existent tel le forage horizontal sur terre, ainsi que diverses autres techniques d'extraction en mer.

Avant d'implanter les installations de forage très coûteuses, il faut d'abord déterminer l'endroit idéal où s'effectuera le forage. Pour ce faire, les installations sont implantées en fonction de la topographie du terrain et des précieuses informations recueillies lors de l'exploration. Dans le cas du forage vertical terrestre que nous étudierons, les installations se situent directement au-dessus du gisement, à la verticale de l'épaisseur maximale de la poche supposée contenir des hydrocarbures (voir schéma ci-dessous). [17]

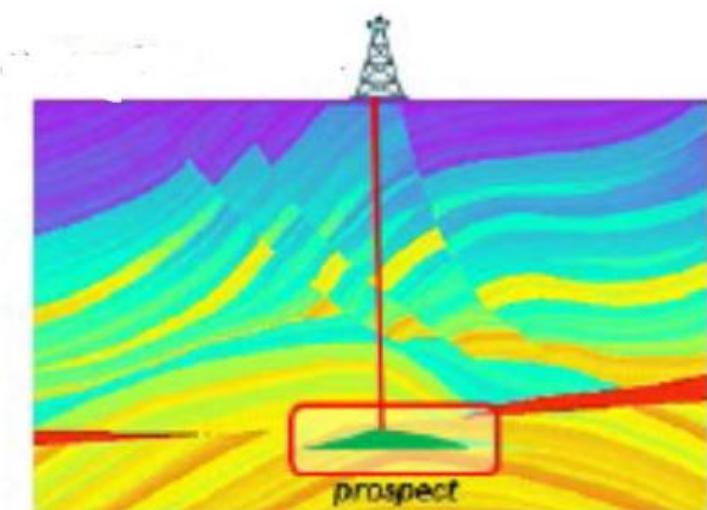


Figure 21: Emplacement du forage

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

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

V.4.LOGICIEL DE TRAITEMENT

Le traitement des données se fait par des logiciels bien spécifiques. Les données géophysiques sont traitées avec le logiciel Geosoft (Oasis Montaj 6.4.2) tandis que les cartes sont réalisées avec le logiciel ArcGis10.

V.4.1.Oasis Montaj 6.4.2

C'est un logiciel de traitement de données et de cartographie très performant et répondant aux besoins spécifiques d'investigation et d'exploration dans le domaine des Sciences de la Terre. Il permet une analyse rapide afin de contribuer à la résolution des problèmes pour faciliter la prise de décision. Oasis Montaj est utilisé pour:

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

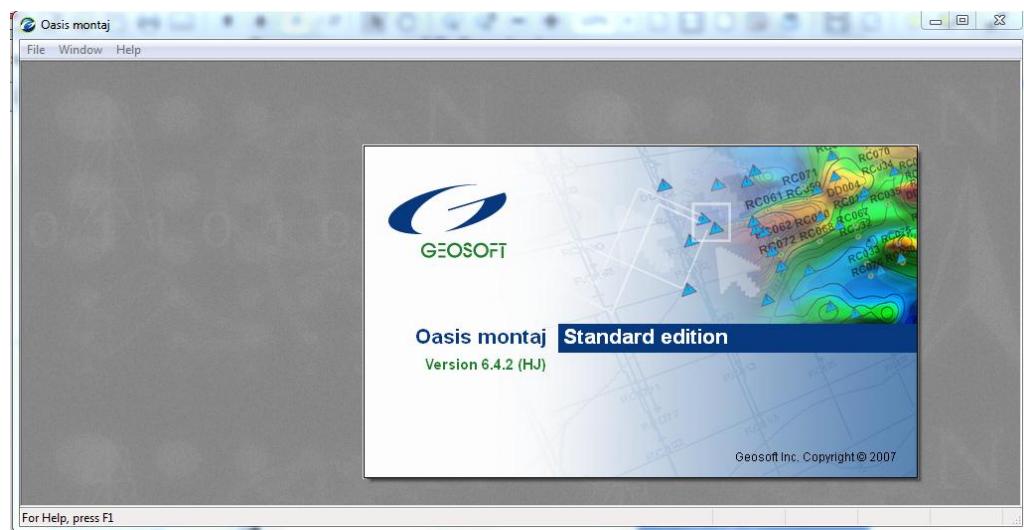


Figure 22 : Présentation du logiciel Oasis Montaj 6.4.2

V.4.2.ArcGis 10

L'ArcGis est un ensemble de logiciels d'information géographique (ou logiciel SIG) développée par la société Américaine ESRI (Environmental Systems Research Institute). C'est un logiciel SIG qui permet de visualiser, d'interroger, d'analyser et de mettre en page les données. C'est un logiciel qui fournit des outils interactifs pour explorer, sélectionner, afficher,

éditer, symboliser et classifier des données ou pour créer automatiquement, mettre à jour ou gérer les métadonnées grâce aux composants ArcCatalog, ArcMap et ArcToolBox.



Figure 23 : Présentation du logiciel ArcGIS 10.2

V.4.2.1.Traitement des données étapes de modélisation

L'essentiel du travail se fait avec le logiciel Oasis Montaj 6.4.2. Néanmoins, le logiciel ArcGis10 est indispensable pour les modifications des données téléchargées et pour l'affichage des cartes après traitement des données.

4.2.1.1. Technique de modélisation 2D

L'objectif de la modélisation 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. La modélisation des profils gravimétriques et magnétiques se fait simultanément. 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.

4.2.1.2. Technique de modélisation 3D

Un modèle 2D est doté de points ayant des coordonnées XYZ sur une ligne donnée. Cependant, un modèle 3D est doté aussi de points avec des coordonnées XYZ mais sur une surface donnée. Le logiciel Oasis Montaj 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.

L'organigramme ci-après résume les étapes de traitement des données, de la modélisation 2D jusqu'à la modélisation 3D :

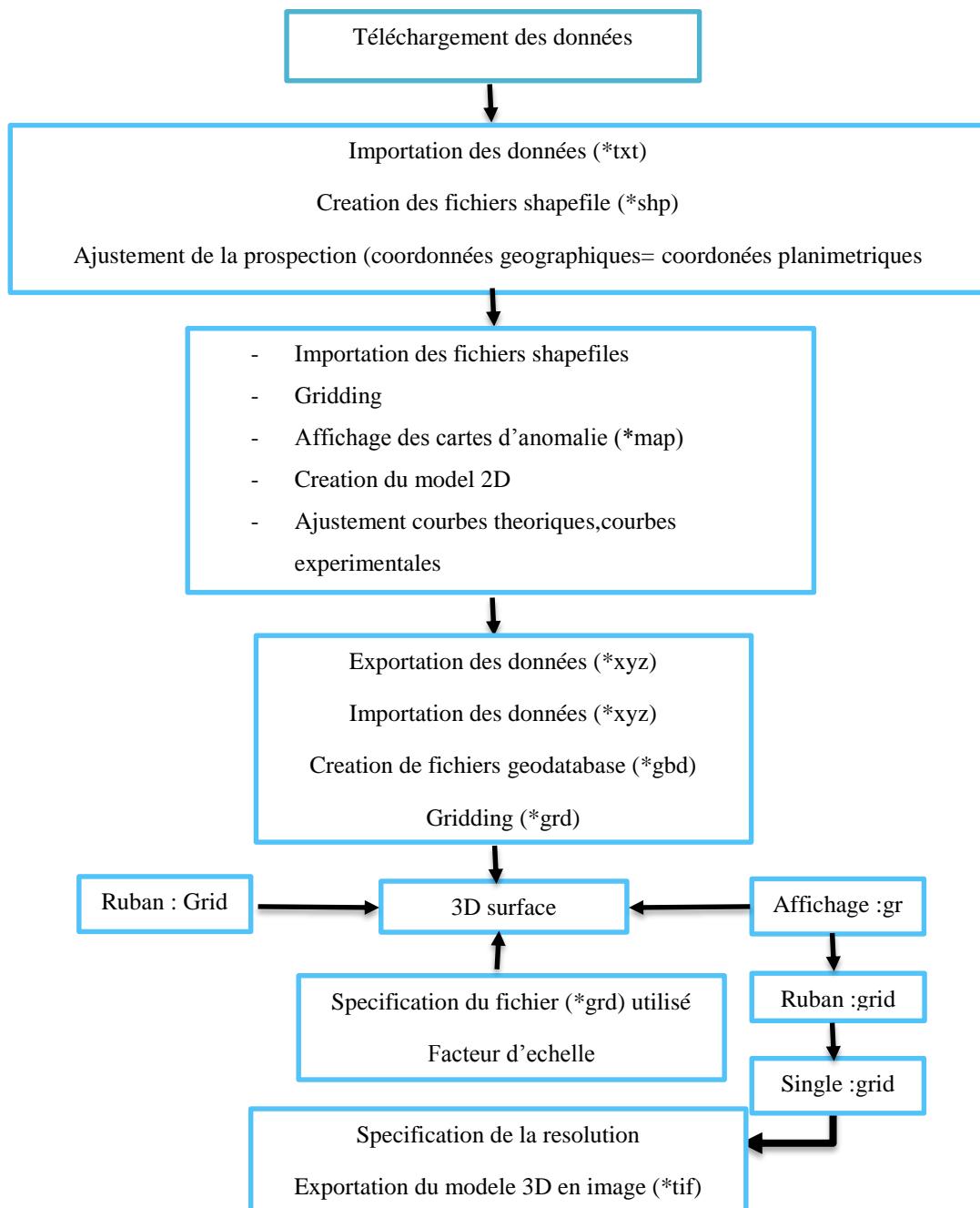
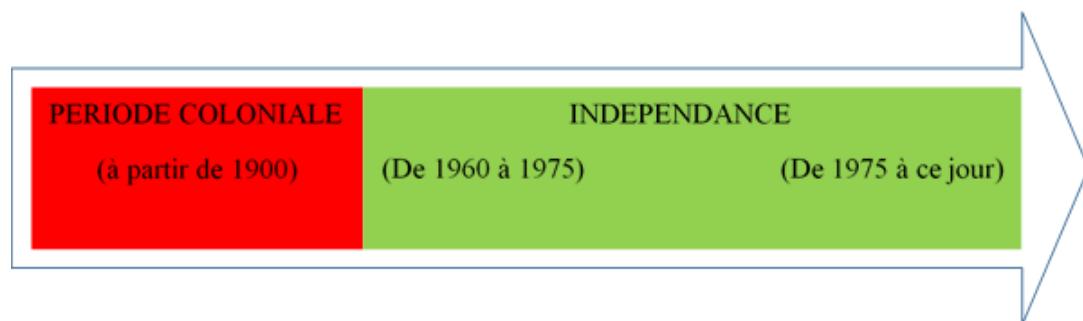


Figure 24: Organigramme de modélisation

CHAPITRE VI : HISTORIQUE DE L'EXPLORATION PETROLIERE A MADAGASCAR [3] [13] [14]

A Madagascar, les premiers indices de l'existence de pétrole remontent au début du XXème siècle. L'historique de l'exploration pétrolière de notre pays se fait de façon chronologique suivant les régimes politiques rencontrés.



❖ De 1900 à 1975

Entre 1902 et 1906, les premières concessions pétrolières furent ouvertes dans le secteur de Tsimiroro, au Sud de la Grande île. De 1909 à 1918, trois compagnies britanniques firent les premiers forages. Durant les **années 1920 et 1930**, ces entreprises furent remplacées par des opérateurs **français du Service des Mines et du Syndicat des Etudes et Recherches Pétrolières**. A partir de 1945, et durant la période de l'après Seconde Guerre Mondiale, des cartes complètes de la géologie de Madagascar furent établies. En 1950, l'entreprise française **Société des Pétroles de Madagascar** succéda au SERP et assuma l'exploration durant 15 ans dans la région de Morondava et jusqu'à Tulear. De 1966 à 1975, l'intérêt des multinationaux pétroliers prit de l'ampleur. Pas moins de six compagnies réalisèrent des travaux d'exploration au moyen de technologies de pointe pour l'époque, comme la *prospection sismique digitalisée*, ce qui leur permit de trouver de possibles gisements de gaz et de pétrole d'importance jusqu'alors inconnus. Cependant, il était clair que Madagascar était riche en gaz naturel et en pétrole, aussi bien on shore qu'en offshore.

❖ De 1976 vers l'année 2000

En 1976, année de création de l'Office Militaire National pour les Industries Stratégiques (**OMNIS**), ce dernier commence à réaliser ses propres travaux d'exploration. En 1980, la Banque Mondiale aida l'OMNIS à développer un programme de diffusion et de

communication; à rédiger un catalogue d'informations techniques et à élaborer un nouveau code pétrolier ainsi que de Nouvelles normes fiscales et légales, afin d'attirer les investisseurs étrangers. Dans cette optique, la rédaction du rapport géologique des prospections pétrolières et de gaz fut confiée à l'entreprise Suisse PETROCONSULTANTS. En 1980, le premier appel d'offre s'adressa à plus de 50 compagnies pétrolières et concernait l'octroi de 40.000 km² de concessions. A cette époque, l'OMNIS était aussi disposé à envisager des accords d'exploration visant des régions non incluses dans cette superficie. En 1981, MOBIL OIL et OCCIDENTAL OIL signèrent chacune un contrat d'exploration. La zone revenant à la compagnie MOBIL, intéressée autant par l'exploitation du gaz que par les différents types de pétrole, se situait dans la partie Nord et offshore du Bassin de Morondava (36.000 km²). Le bloc d'OCCIDENTAL OIL, exploré en consortium avec UNOCAL et selon des techniques onshore, se trouvait au Sud de Morondava (21.500 km²). En avril 1982, AGIPCORTEMAGGIORE signa un contrat d'exploration offshore et on shore de la zone de Mahajanga. La quatrième compagnie qui arriva à Madagascar fut AMOCO, qui s'engagea, la même année, à prospecter en on shore dans la partie centrale du Bassin de Morondava. Elle avait pour sous-traitant BAWDEN et GEOSOURCE. Après 1982, l'OMNIS fit à un second appel d'offres concernant les zones on shore du centre et du Sud de Morondava ainsi qu'une région offshore, mais aucune nouvelle compagnie n'y répondit. AMOCO étendit ses travaux à un des blocs on shore de Morondava. Jusqu'en 1987, les résultats de l'exploration restèrent confidentiels. Puis, subitement, toutes les compagnies plièrent bagages. Cependant, on sait que 8puits ont été forés : un par MOBIL OIL, deux par OCCIDENTAL OIL-UNOCAL et cinq par AMOCO. AGIP ne creusa pas de puits, mais effectua des opérations d'exploration sismique et révisa ses travaux de prospection dans les années 1970. De son côté, l'OMNIS poursuivit ses recherches géologiques dans la région de Tsimiroro dans le but d'octroyer de nouvelles concessions. PETRO-CANADA INTERNATIONAL Assistance Corp. (PCIAC) réalisa des travaux de forage pour l'OMNIS dans le bloc d'AMOCO et y trouva le premier gisement commercial de gaz de Morondava. En 1997, l'OMNIS devient l'Office des Mines Nationales et des Industries Stratégiques. Ce changement de statut s'avérait nécessaire pour se conformer aux réalités vécues par l'Office dans ses activités, et s'adapter à ses nouvelles fonctions: Promotion et valorisation des ressources minières à Madagascar. En l'an 2000, cinq compagnies pétrolières travaillaient avec l'OMNIS : TRITON Energy Inc., VANCO Energy Company, HUNT Oil Company, ANADARKO Petroleum Corporation, XPRONET Canal Profond Ltd, toutes ayant leur siège à Houston ou à Dallas au Texas.

❖ De 2002 vers l'année 2009

Par suite des évènements de 2002, c'est vers 2004 que les compagnies pétrolières sont revenues, de plus en plus nombreuses, attirées par le système alléchant mis en place par l'EDBM ou Economic Development Board of Madagascar. L'IDE (Investissements directs étrangers ou à l'étranger) est lancé sur les grands travaux d'exploration, comme pour l'ilmenite, le nickel et le cobalt. En ce temps, il y avait 20 blocs onshore et 7 blocs offshores explorés à Madagascar opérés par les compagnies suivantes (du Nord-Ouest au Sud-Est) : EAX/CANDAX, STERLING Group, MADAGASCAR NORTHERN Petroleum, EXXON MOBIL Group, WILTON Petroleum Ltd, MAJUNGA OIL Sarl, MADAGASCAR PETROLEUM INTERNATIONAL Ltd, VARUN PETROLEUM Sarl, ESSAR ENERGY, MADAGASCAROIL Sarl, MAREX/ROC OI, AMICOH, TULLOW, MADAGASCAR SOUTHERNPETROLEUM, PETROMAD.

❖ De 2009 à aujourd'hui

On peut compter 266 blocs pétroliers dans le cadre de l'exploration pétrolière à Madagascar. Les blocs terrestres sont au nombre de 20 ; tandis que pour les activités en Offshore, il y a 246 blocs.

TROISIEME PARTIE :
RESULTATS ET SYNTHESE
DES TRAVAUX

CHAPITRE VII : TRAVAUX EFFECTUÉS PAR LES COMPAGNIES [1] [11]

Tsimiroro est un gisement pétrolier important, appartenant au bassin onshore de Morondava, dans la région de Menabe Sud-Ouest de Madagascar, province de Tuléar. Au juste, ce site se localise à 450 km de Tananarivo et 70 km du gisement de Bemolanga, au Sud de la ville de Morafenobe. Elle se situe stratigraphiquement dans les formations du Karroo, plus précisément dans le groupe de l'Isalo II. Il y avait onze compagnies qui ont cherché successivement de pétrole sur Tsimiroro, ainsi que des groupes de personnes aussi.

VII.1. LES TRAVAUX EFFECTUÉS : [1]

L'indice se connaît avant 1900 et les premiers travaux se furent effectués autour de Maroboaly de 1902 à 1906. Des sociétés anglaises et américaines vinrent après et d'autres les succédèrent pour explorer la zone de Tsimiroro.

Tableau 7: Résumé des Travaux

COMPAGNIES /DATE	DUREE (an)	ETAPE D'EXPLORATION								OBSERVATION	
		Etude					Forage	Diagraphie	Autre		
		Aéromagnétique	Gravimétrique	Géologique	Sismique	Electrique					
Anglo-américains (1909-1919)	10	0	0	±	0	0	12	0	0	Non connaissance géologique	
SERP (1924/1934-1946)	13	0	0	+	0	0	8	0	Tellurique	Difficulté de forage : dykes	
CFP		0	0	+	0	0	0	0	0	Durée inconnue	
Service des Mines (1929/1947-1951)	4	0	0	±	0	0	3	0	0	Essai de production : faible	
SPM (1950-1974)	24	+	+	+	+	+	7	+	Tellurique et géochimique	Etude détaillée : impossibilité de production	
CHEVRON (1974)	1	0	0	±	0	0	9	0		Résultats décevants	
OMNIS (Depuis 1976)		0	0	+	+	0	17	0	Magnétométrique	Verification de résultats	
HUNT OIL (1997-2002)	5	0	0	±	+	0	8	0	0	Arrêt du travail lors de la crise politique	
MOSA (2004-2014)	10	0	0	+	0	+	138	0	0	Vers production	

N.B.: 0: Aucune étude n'a été fait

±: L'étude n'a pas été complètement terminée

+: L'étude a été complètement terminée

CHAPITRE VIII : RESULTATS DES TRAVAUX [1] [5]

[11]

Pour cette étude, la collecte des données et les études bibliographiques sont très importantes et primordiales pour faire des analyses et des synthèses pour atteindre les objectifs. La majorité des données utilisées dans le cadre de ce travail proviennent du département de GBD de l'OMNIS et les résultats publié par MOS lors des différentes expositions en public.

VIII.1. PUITS ANTERIEURS

Avant la seconde guerre mondiale, la recherche pétrolière s'est concentrée surtout dans la partie Nord du Bassin de Morondava, dans le voisinage immédiat des indices, rencontrés en surface. De 1909 à 1919, des sociétés Anglo-saxonnes ont effectué des travaux de sondage dans la région de Folakara, sept puits y ont été creusés, à différents profondeurs.

En 1924, le SERP (Syndicat d'Etude et de Recherche Pétrole) a commencé à travailler à Madagascar, par le forage de Masiakampy, arrêté à une profondeur de 110 m. De 1934 à 1939, le SERP est revenu à Madagascar après dix ans d'absence, et a effectué successivement : deux puits à Andrafiarivelo, deux puits à Tsimiroro ; un puits à Ambohidranomora, un puits à Analamavo, un puits à Andrakaraka, et un puits de Marokomony. De 1948 à 1951, le Service des Mines a entrepris des travaux d'exploration dans la région de Tsimiroro. A partir de 1952, la région de Tsimiroro est concernée par le programme général d'exploration du bassin de Morondava que mène la Société des Pétroles de Madagascar.

Puits MRB -1 (Maroboaly)

Le puits avait commencé en novembre 1913 dans la formation d'Isalo II, jusqu'à 1919 dans l'Isalo I, la profondeur est de 1985.47 m

Résultats :

L'objectif n'était pas complètement atteint et la profondeur finale touchée par ce puits est de 1985.80 m dans le socle. La Sakamena était beaucoup plus épaisse que prevue.

- On découvrait des indices d'huile légère dans la Sakamena inférieure mais la formation est compacte
- La stratigraphie correspond bien avec celles définie en affleurement et les réservoirs étaient envahis d'eau douce ou peu salée à facies d'Isalo

- Présence de bitume asphaltique dans l'Isalo II-a
- La Sakamena moyenne forme une bonne couverture
 - ✓ **Puits CDT -1 (Tsimiroro-Folakara)**

Implanté sur le top d'anomalie gravimétrique du Tsimiroro, ce forage a confirmé l'existence d'un point haut structural, Ce puits avait commencé en 1959

Résultats

- La profondeur finale 450 m au toit d'Isalo I, CDT- 1 se trouve à 85 m plus haut que l'ancien sondage Tsimiroro 1, confirmant ainsi la carte gravimétrique et infirmant la carte structurale du SERP.
- Présence des Indices d'huile, de bitume, et traces de gaz.
- ✓ **Puits AMB(Ambohidranomora)**

Ce puits a été implanté à 2 km à l'Ouest de l'ancien puits(TS-1) sur le top de la structure gravimétrique en 1959 dans la formation d'Isalo II jusqu'à l'Isalo I

Résultats

- La profondeur finale est de 450 m. Il a rencontré des indices de bitume, légère ou forte imprégnation dans le grès d'Isalo II et Isalo I.
- ✓ **Puits MRK (Marokomony)**

Le puits avait débuté dans la formation Isalo II et s'est terminé dans la formation d'Isalo I.

Résultats

- Les deux puits ont confirmés la structure gravimétrique et non la carte structurale du SERP ; beaucoup d'indices, exclusivement du bitume plus ou moins visqueux, il y a des traces de gaz.

✓ **Puits BLT 1**

Situé plus à l'Ouest et plus bas que BLT 3, ce forage n'a pratiquement pas montré d'indice

Résultats

- La profondeur finale est de 2 529 m. Il a rencontré une série argilo-pelitique, sans couche poreuse de 1 792 jusqu'au socle cristallin à 2 508 m. Il n'y a aucun indice notable d'hydrocarbures (fluorescence seulement). Tous les réservoirs sont envahis d'eau douce ou de salinité inférieure à 4 g/l jusqu'au 1000 m.

✓ Puits BLT 3(Belinta)

Implanté à 3 km à l’Ouest de CDT-1, sur le flanc Ouest assez près du horst en amont pendage de BLT-1, BLT-3 a ouvert toutes les séries sédimentaires : Isalo II, Isalo I, Sakamena Supérieure, Moyenne et Inferieure, atteignant le socle à 1 191 m.

Résultats

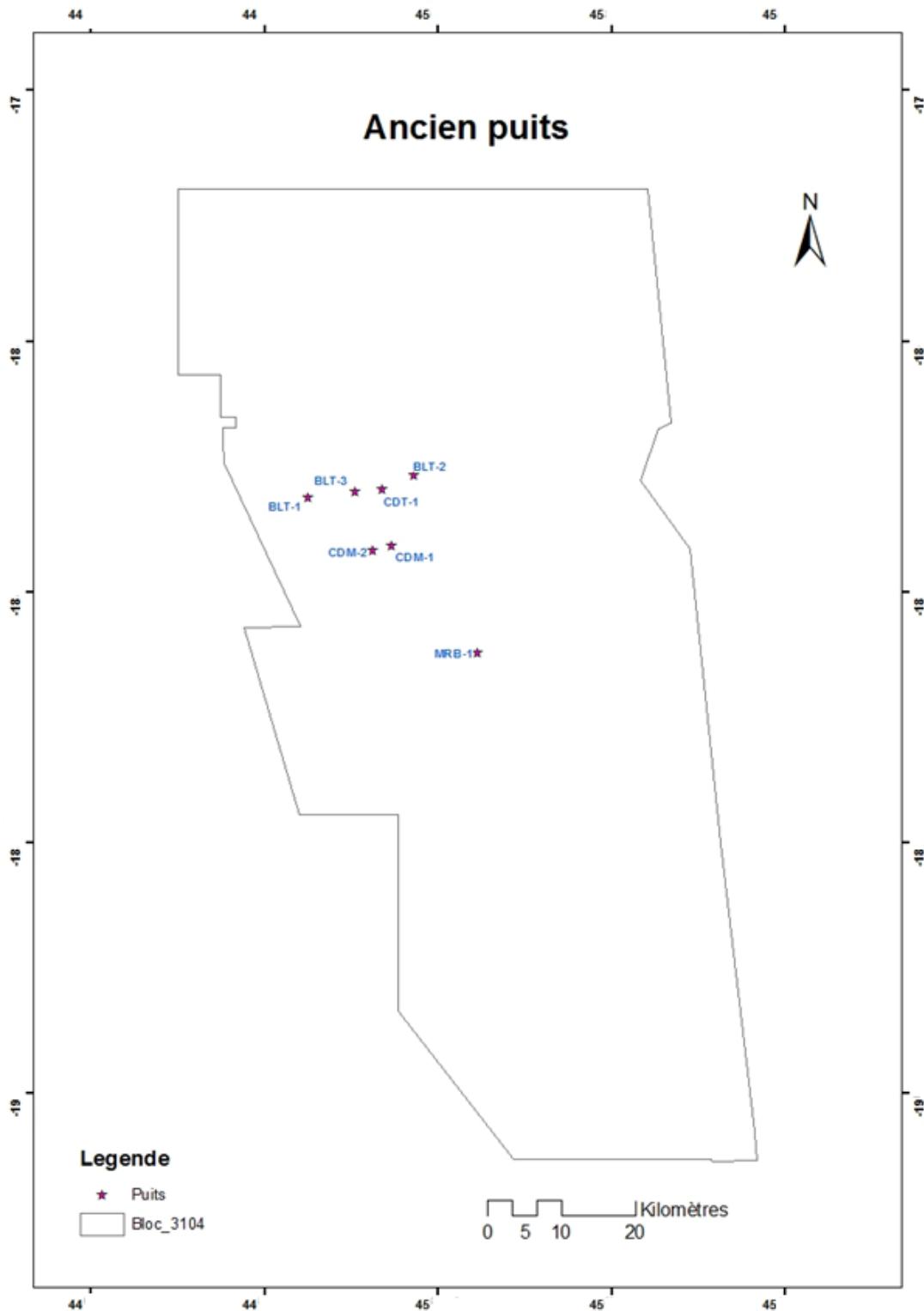
- Le forage BLT-3 est arrêté dans le socle à 120,10 m ; la Sakamena Inferieure gréseuse formant un bon réservoir couvert mais non fermé latéralement. Tous les réservoirs sont envahis d’eau douce ou peu salée ; absence des réservoirs à eau salée de la Sakamena Supérieure reconnus par BLT-1. Importants indices de bitume localisés dans l’Isalo II, faibles et secs dans l’Isalo I et la Sakamena.

✓ Puits BLT 2

Implanté à 2500 m Est-Nord-Est de T1, BLT-2 a rencontré les grès d’Amboloando à 64 m plus bas.

Résultats

- Profondeur finale à 2 513 m dans la Sakamena Supérieure ;
- Approfondissement important du socle sur le flanc Est de Tsimiroro (à plus de 1 666 m) ;
- Réservoirs abondants à eau douce ou peu salée jusqu’ à 1 200 m environ ;
- Indices de bitume surtout dans l’Isalo II-a, très rares et faibles dans l’Isalo I ;
- Abondantes intrusions basiques



(Source OMNIS)

Figure 25: les plus anciens des puits de Tsimiroro

VIII.2.TRAVAUX GEOLOGIQUES [9] [10]

Les travaux géologiques ont pour objectifs de connaître:

Les toits ou roches couvertures;

Roches réservoirs;

Roches mères;

et les stratigraphies

VIII.2.1. Roches couvertures

L'argile du Mokara joue comme la couverture supérieure du réservoir d'Amboloando, le séparant ainsi du sable d'Ankaramenabe au-dessus. Il est caractérisé par de l'argile massive qui peut être rangée en couleur marron grisâtre, marron rougeâtre, vert, gris violacé. L'épaisseur varie 20 à 80 m.

VIII.2.2. Roches réservoirs

Amboloando est le principal réservoir de la zone d'étude. Le grès d'Amboloando est un large dépôt formé de systèmes de chenaux et aussi de formes de feuilles de sables avec une épaisseur moyenne de 5 m.

VIII.2.3. Roches mères

L'argile de base couvre directement les grès de la formation Isalo I. Cette argile est plus hétérogène que celle du Mokara. A Tsimiroro, l'argile de base est une argile carbonée, de couleur gris sombre à noir, contenant des lits de charbons ainsi que des horizons de sables. L'argile est riche en matière organique avec abondance de lignites et de plantes donc potentiellement une roche mère.

VIII.2.4. Stratigraphie

Le grès épais d'Amboloando est le réservoir principal pour l'accumulation réelle d'huile lourde à Tsimiroro.

- L'argile de Mokara et l'argile de base plus profonde sont répandues dans la région de Tsimiroro. Les cartes de répartition et de faciès de ces unités sont en cours d'établissement. Les deux unités semblent avoir une épaisseur et une intégrité suffisantes pour fournir une migration et des joints d'étanchéité compétents. L'argile de base est le joint d'étanchéité plus

profond. Il est logique qu'elle ait formé le premier obstacle vertical pour la migration du pétrole vers le haut à partir de l'ancienne roche source de la Sakamena Moyenne.

- Les cartes à isopaques du grès d'Amboloando suggèrent des sources du Nord (bas-axiales) et de l'est (craton).

- L'argile de Mokara comprend un dépôt de schistes varicolores, témoignant peut-être des cycles de dépôts de plaines inondables et humides. En revanche, l'argile de base est principalement un schiste plus sombre et plus organique contenant des lits de lignite. La colonne stratigraphique de Tsimiroro est présentée sur le tableau suivant.

Tableau 8 : Colonne stratigraphique de Tsimiroro

chronostratigraphie			lithostratigraphie		
Jurassique	Malm			Isalo-IIB	
	Dogger				
	Lias				
Triasique	Trias supérieure	Rhetien	Ankaramenabe	Isalo-IIA	
		Norien			
		Ancien carmien			
	Triasique moyen	Carmian moyen	Gres d'Amboloando		
		Plus recent Ladinien	Argile de base		
		Recent Ladinien	Isalo- I sable IB		
	Trias inférieur	Ladinien	Isalo -1A		
		Anisien			
Permien	Permien supérieure		Sakamena supérieure		

(Adapté de : NSAI, CPR. Pag 62)

VIII.3.RESULTATS GEOPHYSIQUES [7] [9] [10]

VIII.3.1.Résultats Gravimétriques

L'anomalie gravimétrique montre une anomalie lourde principale de forte amplitude, sensiblement Nord-Sud ; obliquant au Nord en direction de l'anomalie lourde de l'intrusion volcanique du Fonjay. On observe sur cette anomalie principale deux maxima séparés par le seuil de Beravina : à l'Ouest d'Ambohidranomora et à Tsimiroro.

Plus à l'Est, un axe moins marqué se dessine de Maroboaly jusqu'à l'Est d'Ambohidranomora. Le profil sismique entre Maroboaly et Tsimiroro et les forages de la région de Tsimiroro ont montré que les anomalies gravimétriques sont en relation avec la structuration du socle, l'anomalie positive correspondant aux zones hautes du socle. Une interprétation quantitative de la gravimétrie, appuyée sur l'observation des différences de densités entre le socle et la Sakamena et entre la Sakamena et l'Isalo. La gravimétrie ne peut donc donner qu'une image générale et schématique de la structuration du réservoir principal (grès d'Amboloando). Elle donne surtout une idée de la structuration en horst de la région.

L'anomalie gravimétrique du bloc 3104 varie de 90 à 170 mGal, la faible anomalie (colorée en bleu) se situe à Ankondromena et à Manandaza. Elle constitue une zone favorable à l'accumulation d'hydrocarbures. Autrement dit, elle nous délimite les corps moins denses et se traduit par la structure anticlinale identifiée par des levés géologiques effectués par SERP et SPM. Par contre, une forte anomalie gravimétrique est très remarquée autour de Beravina, ceci se traduit par le remontée du socle à cet endroit.

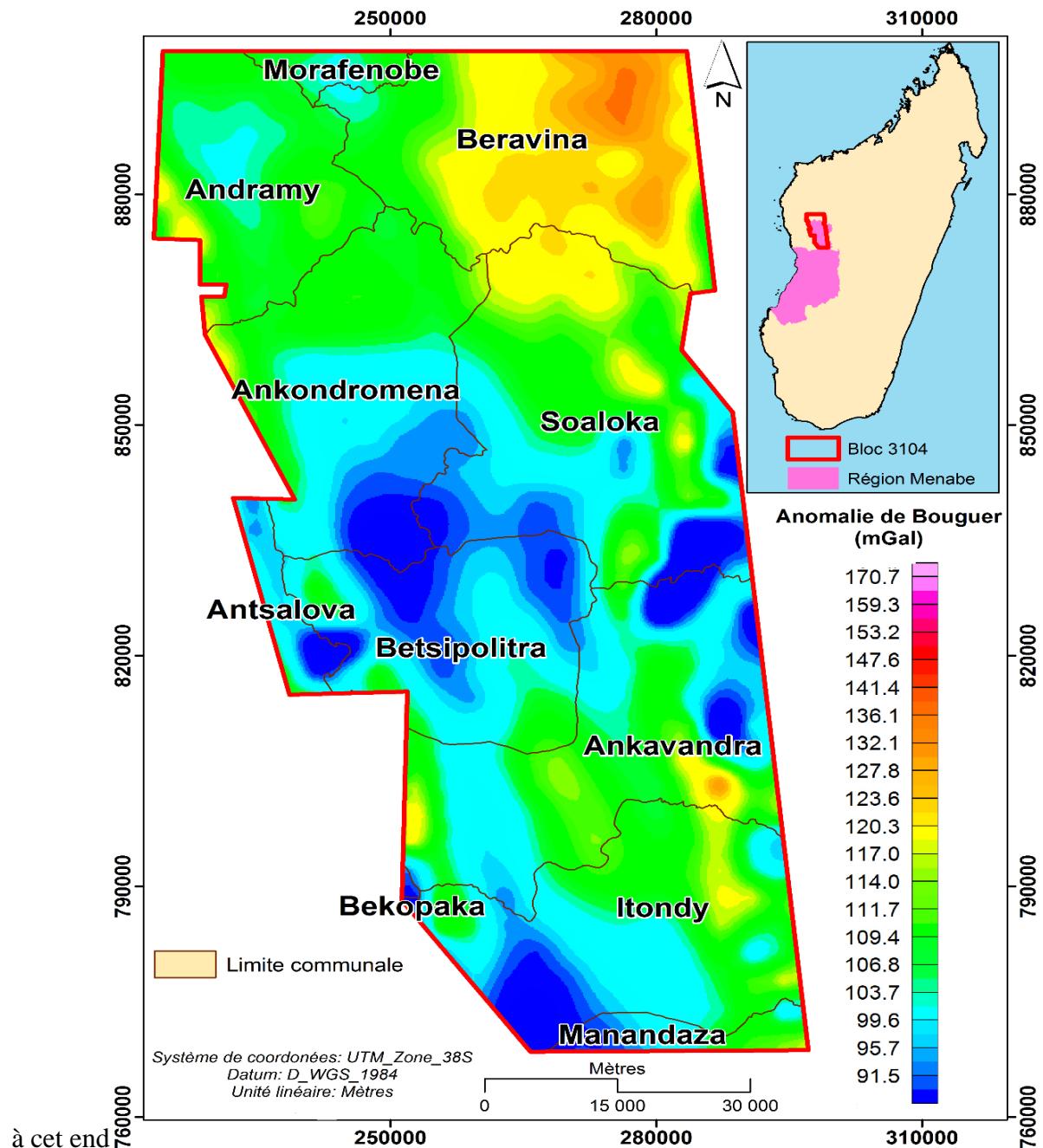


Figure 26: Carte d'anomalie de Bouguer ($d=2$) de la zone d'étude

VIII.3.2.Résultats magnétiques

L'anomalie magnétique montre des anomalies étroites, serrées et inorganisées qui ne peuvent être soumises au calcul et ne donnent même pas les directions majeures des filons volcaniques.

Les fortes anomalies magnétiques résiduelles sont localisées aux bordures Est, Sud et Ouest du périmètre étudié.

- La partie Sud-Ouest de la surface présente une forte anomalie. Deux grands axes d'anomalie magnétique sont nettement visibles. Ils suivent une direction commune Nord-Ouest-Sud Est, l'amplitude des anomalies atteignant plus de 900 à 1000 nT tandis que les valeurs négatives tombent jusqu'à - 400 nT, l'autre moitié Nord Est du périmètre est dénuée de toute anomalie.
- La partie centrale de la zone est dénuée de toute anomalie alarmante, les valeurs positives les plus élevées oscillant autour de 300 nT. Elles caractérisent les anomalies de la partie Est de la zone étudiée. Cette partie semble la plus affectée par des filons.

L'amplitude des anomalies positives oscille entre les valeurs + 300 et + 700 nT dans la partie Est du périmètre. Ces anomalies suivent une direction Est-West. Nous observons quelques anomalies locales aux bordures de la zone étudiée lesquelles sont attribuées soit à des filons magmatiques locaux de moindre importance, soit à des gîtes pyritiques qui accompagnent généralement les intrusions magmatiques.

Pour conclure, nous disons que les travaux géophysiques mettent en évidence une tectonique cassante du socle. Un pendage monocinal vers l'Ouest est coupé par des failles nombreuses et interrompu par des relèvements rapides déterminant des horsts (Maroboaly, Tsimiroro, Marokomony, Ankerabe). Les flancs Est de ces horsts sont raides, marqués par des failles à rejet important, tandis que leurs flancs Ouest sont plus doux par effet du pendage régional, les structures profondes sont donc dissymétriques.

L'anomalie magnétique du bloc 3104 varie de -87 à 253 nT. D'après la carte d'anomalies magnétiques, la majorité du bloc est traversée par des anomalies négatives, anomalies qui correspondent à des formations peu denses, identifiées par la carte d'anomalies gravimétriques. Une variation brusque de l'anomalie magnétique de direction NO-SE dans la partie Nord du bloc montre le passage de la faille de Bongolava.

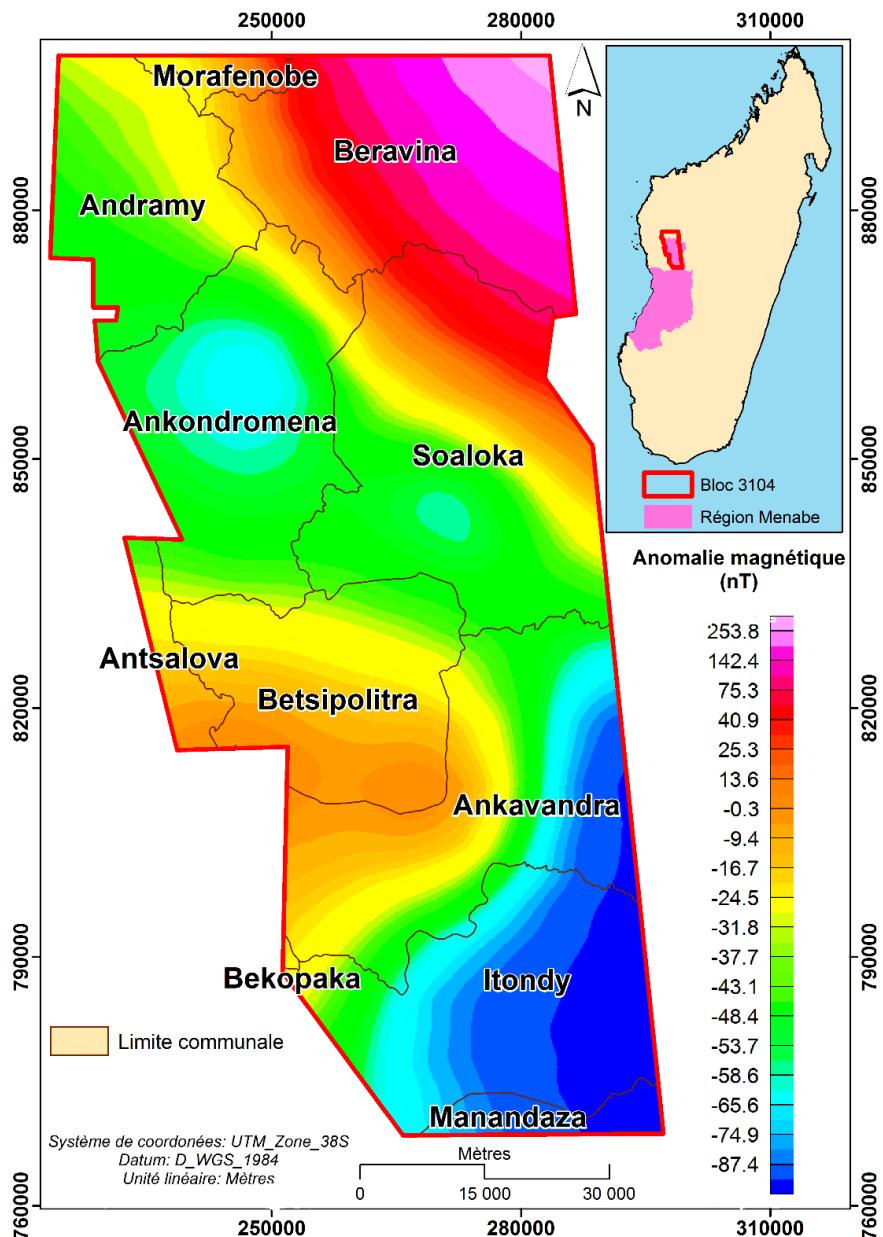
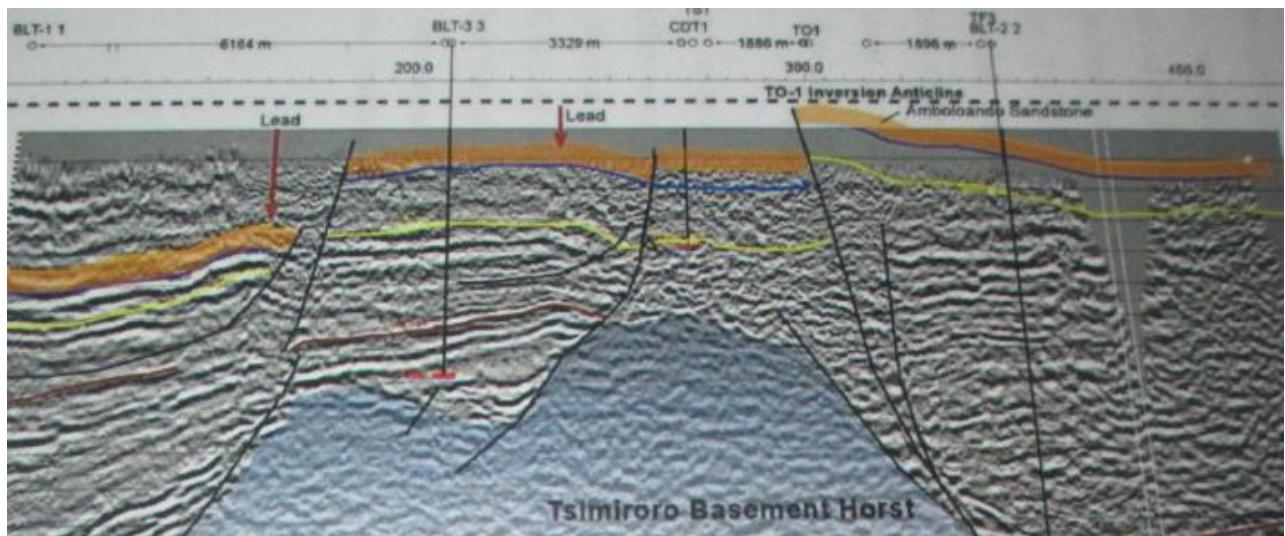


Figure 27: Carte d'anomalie magnétique de la zone d'étude

VIII.3.3.Résultats Sismique

Les données sismiques numériques de deux millésimes différents couvrent la zone de tsimiroro. Les séries de séries sont des lignes sismiques 2d qui ont été acquises en 1979. Hunt profondes. Ces données sont excellentes pour cartographier une structure plus profonde.



(Source Madagascar Oil)

Figure 28: Section sismique de Tsimiroro

VIII.3.4. Synthèse

Les dykes prennent une place très importante dans la campagne d'exploration du pétrole. Les filons ou les dykes constituent un trait caractéristique de la région étudiée. La densité des filons croît du Sud au Nord, leur composition est en général basique (dolérite) et certains d'entre eux se prolongent dans le socle ou dans le Jurassique de Bemaraha. La largeur des filons varie de quelques centimètres à quatre-vingt mètres, leur pendage est le plus souvent proche de la verticale.

Les dykes provoquent partout un métamorphisme plus ou moins important entraînant la quartzification des grès et la cokéfaction des hydrocarbures : l'intrusion est donc postérieure à l'imprégnation.

Les directions des filons sont les mêmes que celles des failles et on observe tous les intermédiaires entre filons, filons-failles et failles : il est clair que les filons sont en relations avec les cassures existantes qui seraient antérieures à l'intrusion.

Les résultats acquis dans le Nord du bassin montrent que la recherche y apparaît très difficile pour les raisons suivantes : des dykes et des intrusions sont très nombreux et leur mise en place est postérieure à celle de l'huile comme le prouve la cokéfaction du pétrole dans leurs épontes.

Ces dykes peuvent avoir fourni des voies à la dysmigration de l'huile et cloisonnent probablement les gisements en petits volumes. Bien qu'ayant montré des indices nombreux, les forages n'ont fourni aucune production notable (maximum 400 litres par jour à Tsimiroro).

Les structures forées semblent être dues aux intrusions. Pour celle du Tsimiroro en particulier, la fermeture est du même ordre de grandeur que celle des dolérites traversées au-dessus du socle.

VIII.4.TRAVAUX DE FORAGE [11]

Les premières concessions pétrolières ont apparu vers 1902-1906. Le forage faisait partie des premières investigations faites à Tsimiroro, dont le premier avait eu lieu en 1909. Différentes campagnes de forage, menées par plusieurs opérateurs, ont ajouté plus de 70 puits au site mais sans réelles avancées commerciales. De 1909 à 1948, on a réalisé 20 puits carottés. On compte 5 puits profonds de 1936 à 1960. A partir de 1976, les recherches géologiques ont été entreprises dans la région de Tsimiroro.

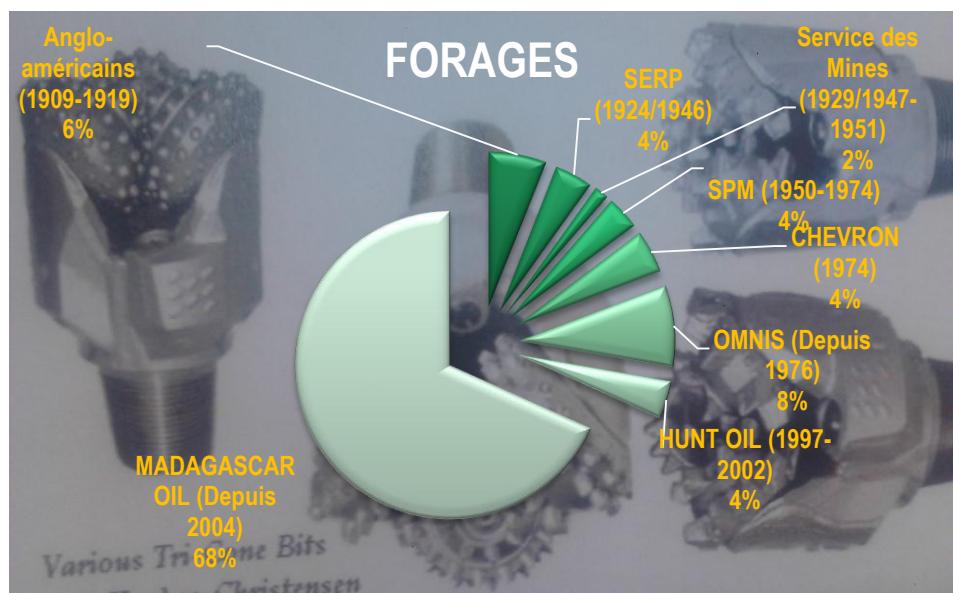


Figure 29: Résumé de forages par compagnies

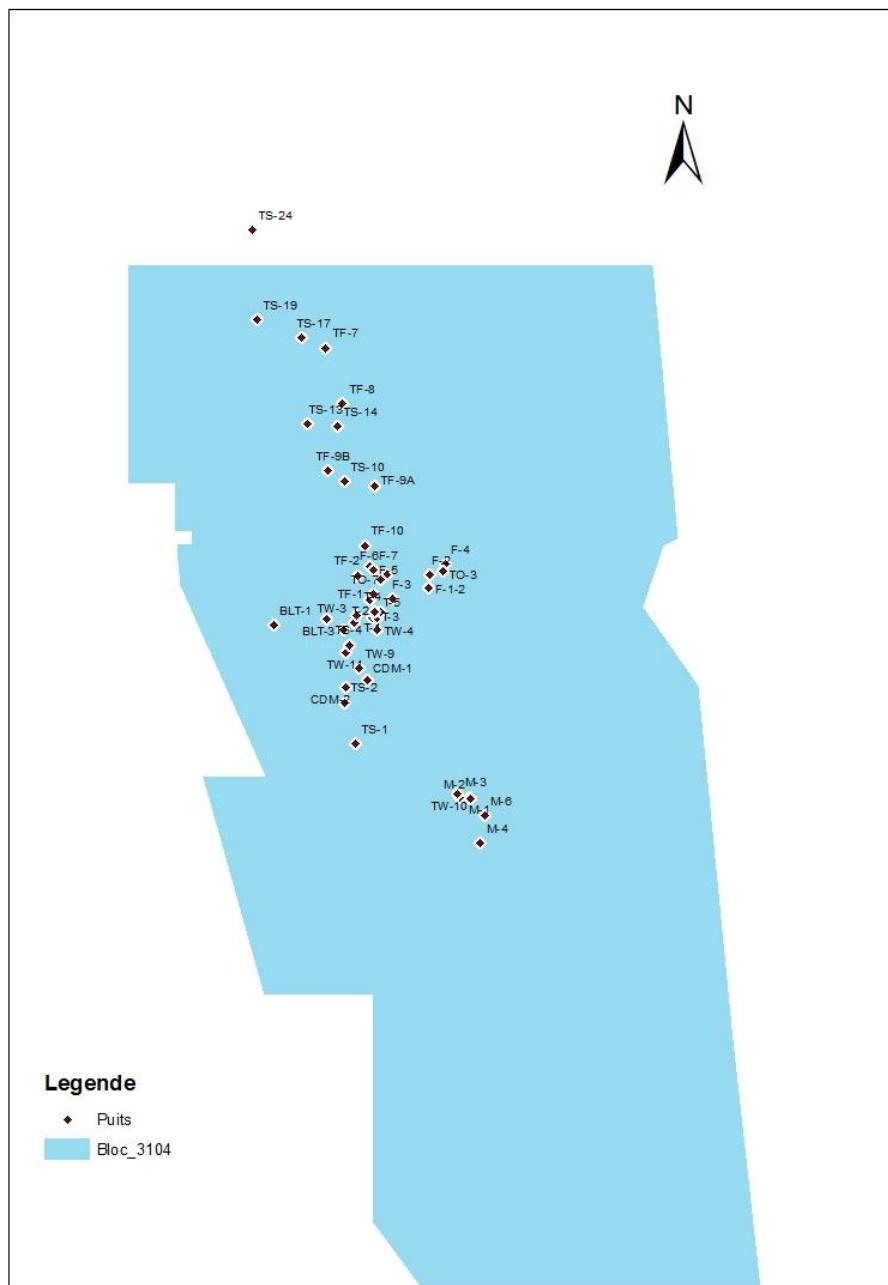


Figure30: Puits d'exploration

VIII.4.1.Forage Tsimiroro

La structure de Tsimiroro proprement dite aurait environ 10 km de long sur 6 km de large et culminerait vers CDT-1, ce forage ayant confirmé que le top gravimétrique était plus haut que le top indiqué par l'ancienne carte structurale de SERP, et ceci à tout le niveau de la série. Sur le flanc Ouest, la gravimétrie suggère un pendage assez doux, confirmé par les corrélations avec BLT-1.

Le flanc Est est mieux connu grâce aux anciens forages et à BLT-2. Le pendage est d'abord très doux vers l'est ($1^{\circ}30$ entre CDT-1 et T2 au toit de l'Isalo I) puis en nette flexure entre T2 et T1 situé 150 m plus à l'est ($9^{\circ}30$). Le pendage reste « Est » jusqu'à BLT-2, mais avec de nouveau une valeur faible de $0^{\circ}54$. En fait, la gravimétrie suggère et les forages démontrent qu'il existe une importante zone faillée sur le flanc Est avec un rejet de plus de 1 500 m. Au niveau du socle, le flanc Est serait très raide alors que vers la surface, le phénomène paraît très atténué. Ces résultats semblent dus à un ensemble de failles à compartiments Est affaissés et probablement plus importants.

Finalement, la structure de Tsimiroro ressemble assez à celle de Vohidolo dans le Sud du bassin avec entre autres points communs, l'allure très raid du flanc Est et l'épaississement considérable du Karroo à l'Est. Finalement la structure du Tsimiroro ressemble assez à celle du Vohidolo dans le Sud du bassin avec entre autre point commun, l'allure très raid du flanc Est et l'épaississement considérable du Karroo à l'Est.

VIII.4.2.Forage Marokomony

La structure de Marokomony qui est sur la prolongation Sud de l'axe de Tsimiroro a fait déjà l'objet d'anciens sondages de SERP.

Trois forages ont démontré qu'au niveau d'Amboloando, le point haut de la structure se situait au top gravimétrique et non au top structural SERP. Si l'on compare Marokomony et Tsimiroro, on observe que CDM-1 est à 13 m plus haut que CDT-1 au niveau du toit de l'Isalo I, mais à 20 m plus bas au toit de l'Amboloando, en raison de l'épaississement du réservoir principal en direction de Tsimiroro.

VIII.4.3.Forages Maroboaly

Six forages dont le dernier seulement a été poussé jusqu'au socle, ont montré que si le secteur de Maroboaly correspondait bien à un horst du socle, les séries sont par contre monoclinales, de pendage Ouest au niveau du réservoir. La structure de Maroboaly est différente de celle de Tsimiroro. En effet, elle apparaît comme un horst au milieu d'une fosse sédimentaire.

VIII.4.4. Synthèses

A vrai dire, les résultats de l'OMNIS sont presque intéressants, mais la plupart des forages semblent difficiles, à cause de la complexité de la structure de Tsimiroro, manifestée par la

présence de socle dans le bassin. Ainsi, la viscosité de l'huile lourde ne permet pas de connaître les bonnes méthodes d'extraction.

Les problèmes politiques affectent les travaux, voire obligent à les arrêter, notamment durant les Première et Deuxième Guerres Mondiales ainsi que la crise de 2002. Pourtant, les chocs pétroliers et l'épuisement d'autres réserves conventionnelles poussent à l'exploration de pétrole non conventionnel.

La structure de Tsimiroro a rendu les forages difficiles en général. La profondeur de zone imprégnée est variable.

Les données géologiques ne sont pas corrélées avec les données géophysiques et de forage, avant 1960, menant aux échecs. C'est la raison pour laquelle les compagnies comme SERP et SPM ont abandonné les recherches.

La SPM a exploré la zone de Tsimiroro avec une durée importante de 24 ans. Elle a monopolisé le bassin de Morondava et de Majunga de 1950 à 1967. C'est la SPM qui a fait des études de prospection presque complète avant la création de l'OMNIS. Cependant, aucun résultat n'était convainquant pour le développement du site.

CHAPITRE IX : EVOLUTION DE LA RECHERCHE

PETROLIERE A TSIMIRORO [8] [19]

Du pétrole a été découvert dans des formations peu profondes dès 1909 lorsque des puits ont été forés pour déterminer la source des nombreux échappements naturels de pétrole à la surface trouvés dans la région.

En raison de la combinaison de la viscosité de l'huile et du réservoir peu profond, l'huile ne s'écoulait pas naturellement à la surface et, par conséquent le développement des ressources pétrolières n'était pas réalisable jusqu'à la connaissance étendue des technologies thermiques dans les années 1960 et 1970.

Au cours de la période allant de 1970 à 1990, de nombreuses compagnies pétrolières internationales, dont Chevron, Shell et Hunt Oil, ont cherché à établir un projet de développement commercial à Tsimiroro. Ces tentatives ont souffert d'une combinaison de manque d'orientation ; priorité de l'entreprise, de l'absence de technologies ; pratiques commerciales et d'un environnement très bas sur le prix du pétrole.

Des efforts considérables déployés pour définir la ressource par de nombreux opérateurs précédents de la zone de licences ne sont devenus fructueux qu'après 2004, lorsque Madagascar Oil a gagné la licence et que les prix mondiaux du pétrole ont commencé à augmenter. Cela a permis d'utiliser des techniques d'extraction de pétrole lourd prouvées. Grâce aux essais sur le terrain des techniques de récupération thermique, les opérations pilotes ont apporté la confiance dans les projections à long terme qui ont permis d'établir la commercialité du développement des ressources en hydrocarbures contenues dans le bloc 3104.

Avec l'arrivée de technologies plus performantes, des campagnes sismiques étaient lancées, débutant par une méthode conventionnelle et plus tard par une sismique haute résolution vers les années 2000.

IX.1. Activités entreprises à Tsimiroro à partir de 2004

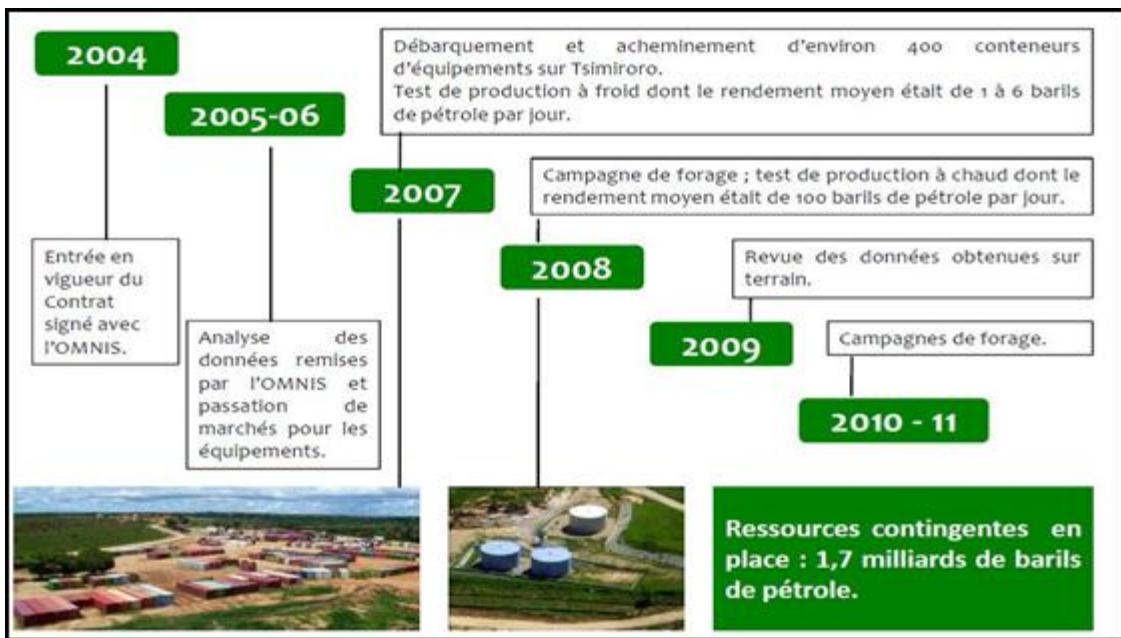
Après l'entrée en vigueur du Contrat de Partage de Production signé avec l'OMNIS en Décembre 2004, divers travaux se sont succédés afin de pouvoir rentabiliser le développement de ce gisement d'huile lourde.

Le tableau suivant met en évidence l'évolution des activités d'exploration à Tsimiroro.

Tableau 9 : Evolution d'exploration à Tsimiroro

ANNEES	REALISATIONS	OBSERVATIONS
2005-2006	<ul style="list-style-type: none"> -Analyse des données remises par l'OMNIS -Construction de quelques centaines de km de route -Construction de camp, de l'aérodrome de Tsimiroro -Conception et acquisition des équipements de forage et de production en vue des essais -Analyse des ressources pétrolières par la NSAI -Analyse de développement par Franhrne -03 forages 	
2006-2007	<ul style="list-style-type: none"> -Construction du pont sur la rivière Manambolomaty -Analyse structurelle du gisement par Weinman Geoscience -Expédition des équipements à Madagascar et livraison sur le chantier de Tsimiroro -Construction d'infrastructure de production et d'injection de vapeur -Test de production à froid -23 puits forés 	<p>21 puits forés avec de très bon indice</p> <p>Identification de 32 nouvelles fermetures structurales (pièges potentiels)</p>
2007	<ul style="list-style-type: none"> Expédition des équipements à Madagascar et livraison sur le chantier de Tsimiroro Construction d'infrastructure de production et d'injection de vapeur Test de production à froid 	<p>Rendement moyen de 1 à 6 barils d'huile lourde par jour</p>
2008	<ul style="list-style-type: none"> Forage de 23 puits dans 15 structures parmi les 32 structures trouvées en 2007 Lancement du projet pilote d'injection de vapeur cyclique (production à chaud) 	<p>14 puits sur les 23 forés ont permis de découvrir du pétrole</p> <p>100 barils d'huile lourde par jour</p> <p>Accomplissement avec succès du CSS</p> <p>Confirmation du succès des forages avec d'importantes ressources</p>
2009	<ul style="list-style-type: none"> Evaluation des informations recueillies sur terrain en 2007 et 2008 	<p>Reconstitution d'une base pour les opérations sur terrain en 2010</p>

	Evaluation financière pour un développement intégral utilisant les experts de Décision Strategies	
2010	<p>Campagne d'études en tomographie de Résistivité Electrique (441 km et correspondant à 44 lignes)</p> <p>Campagne de forage : 24 puits d'exploration supplémentaires</p> <p>Achèvement des études du réservoir, de l'ingénierie du terrain</p> <p>Début des acquisitions d'équipements et de matériaux pour le Steam Flood</p>	Campagne d'exploration réussie jusqu'ici
2011	<p>Campagne de forage</p> <p>Proposition de scénario du Projet Pilote « Steam flood »</p> <p>Révision à la hausse de l'estimation des ressources probable en place par Netherland Sewell & Associates</p>	<p>En attente d'approbation du Steam Flood</p> <p>Estimation à 1,7 milliards de barils d'huile lourde : meilleure estimation</p>
2012	<p>Construction des infrastructures de stockage d'une capacité totale de 180000 barils d'huile lourde</p> <p>Lancement du projet d'injection de vapeur « Steam Flood Pilot Project »</p> <p>-28 puits de forages : 16 puits de production, neuf puits d'injecteurs de vapeur et trois puits d'observation. En outre, plusieurs puits d'eau et puits d'évacuation d'eau ont été forés</p>	



(Source Madagascar Oil)

Figure 30: Résumé des activités marquantes sur Tsimiroro

2013 : production test du Projet Pilote – prévision de production moyenne de 1.000 barils de pétrole par jour en cas de réussite;

2014 : évaluation des résultats et prise de décision;

2015 à 2019 : si la commercialité est vérifiée, la construction des infrastructures se fera dont celles pour la production, pipelines et ports;

2019 : lancement de la production commerciale pour une vitesse de croisière potentielle de 150.000 barils de pétrole par jour.

IX.2. Etude Analytique Des Techniques Du Projet Pilote De Tsimiroro

Le problème que posent l'exploitation et la production des huiles lourdes est la faible mobilité de l'huile dans la matrice poreuse constituée par la roche réservoir. Le projet pilote consiste ainsi à trouver une méthode efficace et appropriée visant à maîtriser la viscosité de l'huile lourde en place en faisant des essais de production. La méthode de récupération d'huile par injection de vapeur est une des méthodes thermiques de récupération.

Cette méthode s'applique spécialement aux huiles lourdes dont la forte viscosité ne permet pas d'espérer une récupération importante. L'injection de vapeur dans un réservoir permet de

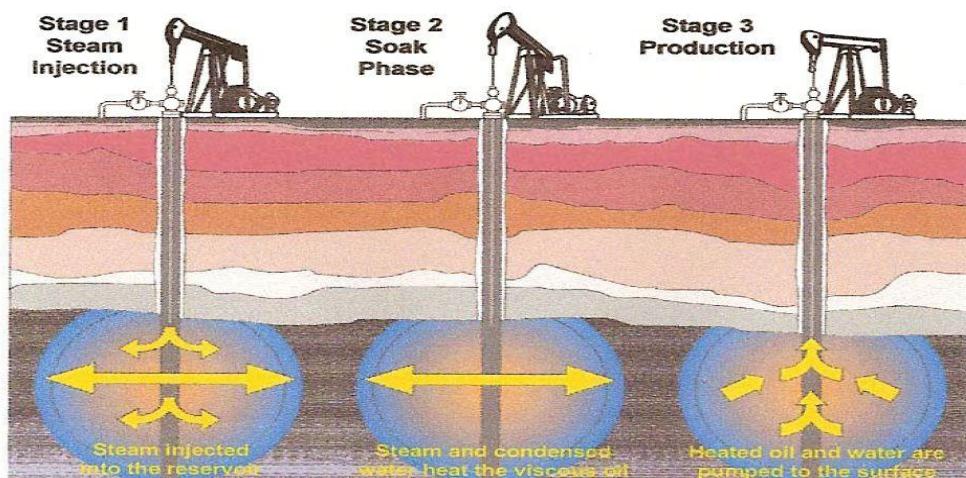
modifier les propriétés de l'huile de ce type. En particulier, la viscosité du brut diminue d'une manière d'autant plus significative, lorsque la température augmente, l'huile est initialement plus visqueuse.

Pour le projet Tsimiroro, on a essayé trois techniques pilotes pour avoir les bons résultats : la stimulation cyclique,

IX.2.1. La stimulation cyclique à la vapeur (Cycling Steam Stimulation: CSS)

La stimulation cyclique à la vapeur s'effectue en trois différentes étapes :

- l'injecter de vapeur d'eau dans le réservoir ;
- le chauffage de l'huile par la vapeur, qui réduit la viscosité ;
- le pompage de l'huile avec l'eau résultant de la liquéfaction de la vapeur.



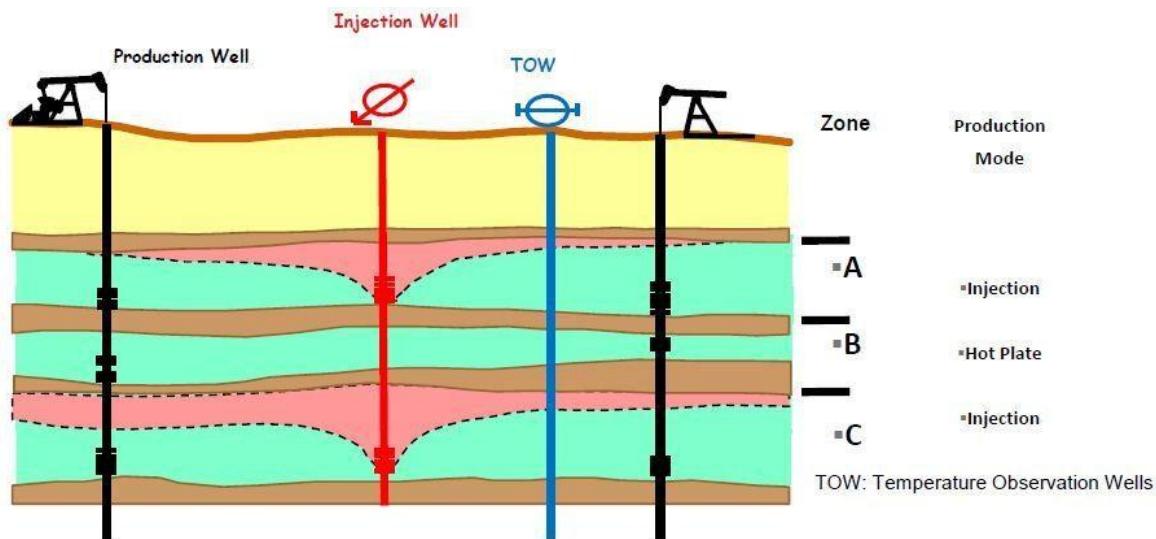
(Source Madagascar Oil)

Figure 31: Puits de CSS

Cette technique permet de récupérer jusqu'à 20% de l'huile lourde brut dans le réservoir. Cette technique appelée aussi « Huff and puff » et « Push and pull » consiste à effectuer des cycles successifs d'injection de vapeur et de production d'huile dans le même puits. La réalisation de cette méthode a conduit à la déduction de quelques paramètres.

IX.2.2. L'injection continue de vapeur (Steam Flooding : SF)

Ce procédé consiste à injecter en continu de la vapeur à travers un puits d'injection situé au centre d'un panneau, de sorte à liquéfier l'huile lourde pour ensuite l'extraire plus facilement par système de pompage à partir de quatre autres puits adjacents. Le Projet Pilote inclut 9 puits d'injection de vapeur, 16 puits de production et 3 puits d'observation.



(Source Madagascar Oil)

Figure 32: Principe de Steam Flooding

Avantages de la méthode:

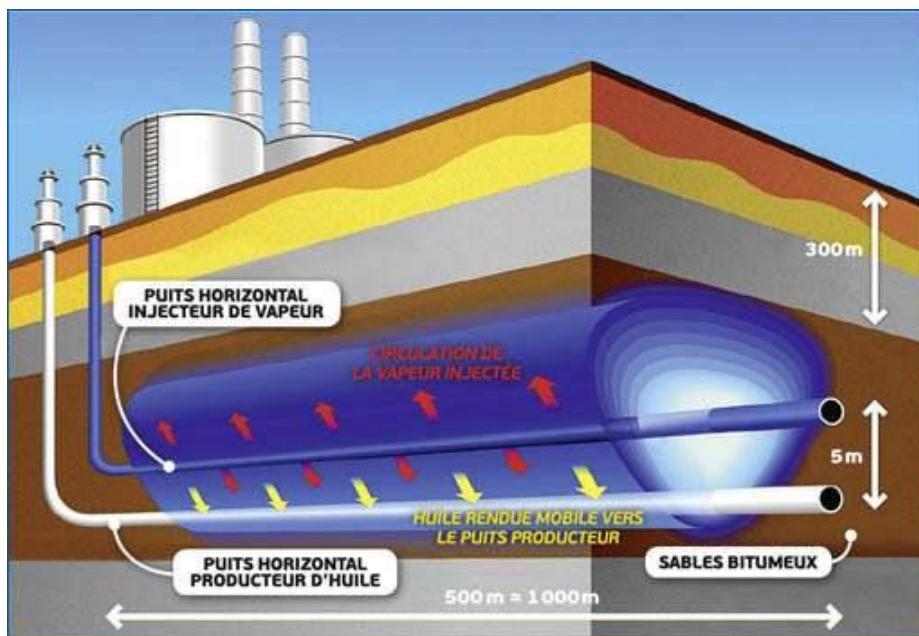
- le taux de récupération augmente de 4 fois celui du CSS, estimé au total à 60% ;
- la simplification des opérations : les équipements et les puits d'injection de vapeur fonctionnent sans interruption ;
- la perte de chaleur engendrée par une zone peut servir à en alimenter une autre, ceci démontrant une efficacité énergétique plus grande.
- toutes les zones sont traitées en même temps, rendant le projet plus économiquement attractif.

IX.2.3. L'injection combinée au drainage gravitaire (Steam Assisted Gravity Drainage : SAGD)

Dans cette technique, la récupération de l'huile se fait à l'aide de deux puits horizontaux, l'un situé au-dessus de l'autre : un puits d'injection et un puits de production.

Le puits supérieur sert à injecter de la vapeur qui chauffera le réservoir afin de réduire la viscosité du fluide. L'huile s'écoulera sous l'effet de la gravité vers le puits producteur situé en-dessous.

Le système est montré sur le schéma suivant :



Source <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr>

Figure 33: Puits de SAGD

CHAPITRE X : TSIMIRORO A L'ECHELLE MONDIALE

[21][26][27]

X.1. TIMELINE TSIMIRORO

Explorer ou produire du pétrole dépend de plusieurs contextes : économique, politique, technologique, etc. Dans ce chapitre, on essaye de rallier les données globales et mondiales du pétrole avec celles de Madagascar notamment sur Tsimiroro.

Cette échelle chronologique est pour résume globalement tous les travaux d'exploration à Tsimiroro depuis son existence.

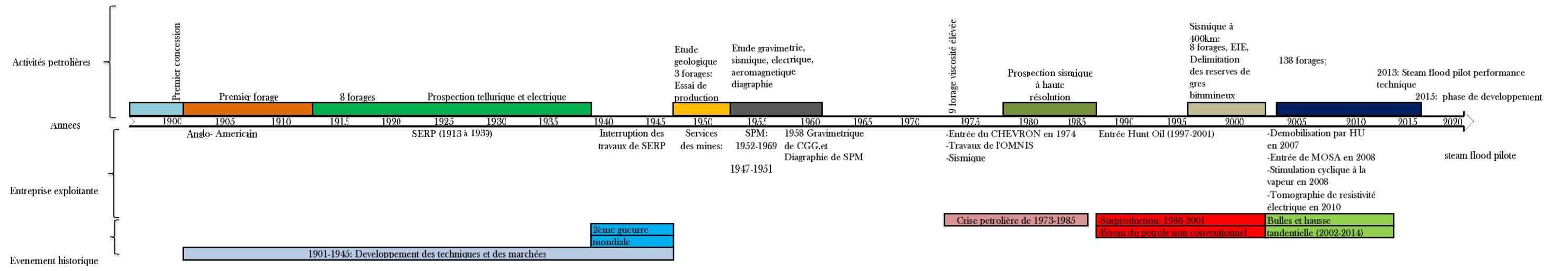
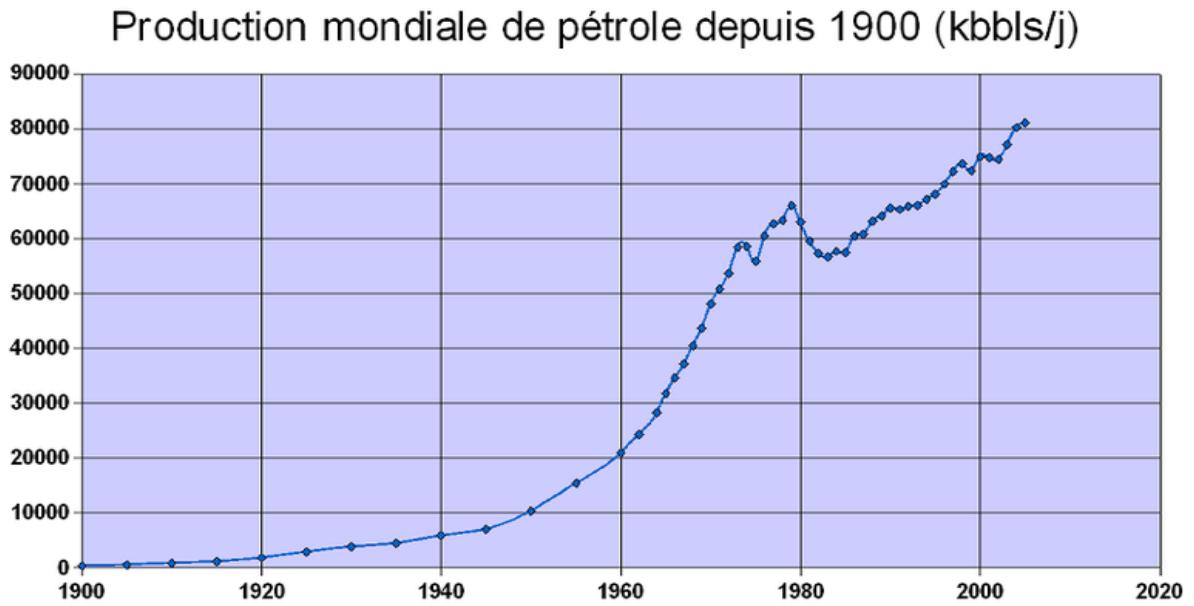
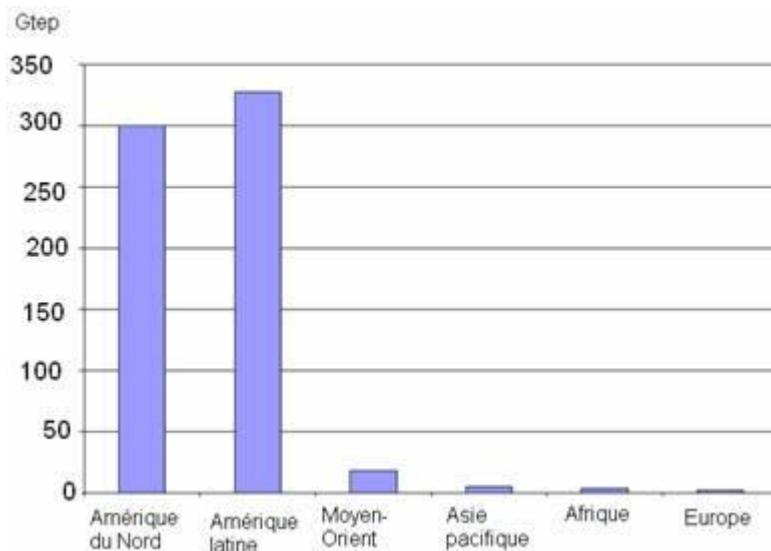


Figure 34: Echelle chronologiques de Tsimiroro



Source internet

Figure 35: Production du pétrole mondiale depuis 1900



(Source : IFP)

Figure 36: Ressources mondiales en pétroles non conventionnels

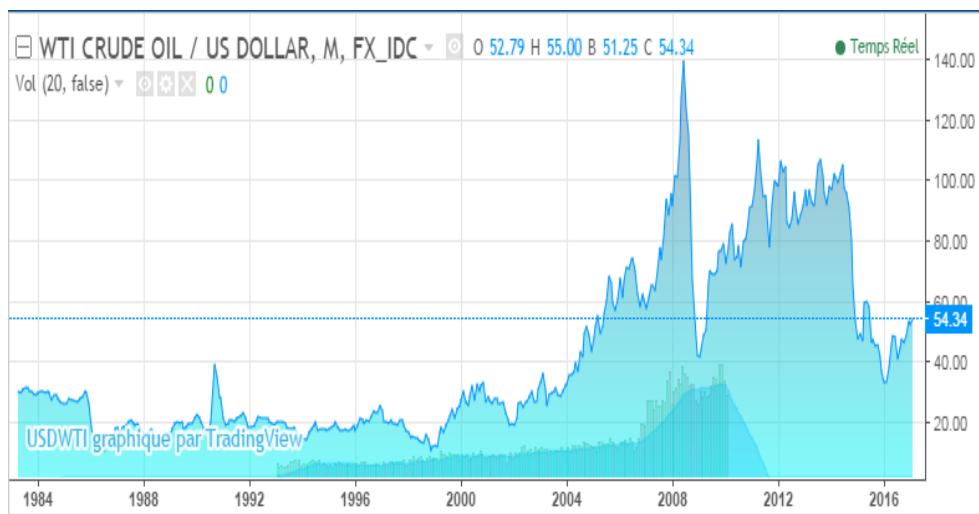


Figure 37: Prix du baril de pétrole

L'énergie fossile assure la production mondiale d'énergie. La fluctuation du prix du pétrole a un impact sur l'économie. Les six premières décennies du XX^e siècle marquent une série de découverte de gisements et de lancement de production. C'est une période pendant laquelle le prix du pétrole n'a pas connu de variation importante. Pourtant, à partir des années 70, la hausse est devenue importante, entraînant l'élévation de taux de l'inflation mondiale.

Aussi, des scientifiques affirment que les réserves en pétrole en exploitation tariront dans un futur indéterminé et ne pourront plus couvrir les besoins mondiaux.

Le pétrole est la première source d'énergie dans le monde et permet de satisfaire 32 % des besoins énergétiques. Il reste la source d'énergie la plus utilisée dans les transports et la pétrochimie, mais ne représente que 4,6 % de l'électricité mondiale. On a observé que les différentes crises et problèmes politiques empêchent les activités de l'exploration du pétrole qui présentent un coût très important, mais peuvent aussi d'une autre manière favoriser la recherche à cause de la hausse du prix de brut.

- La recherche sur Tsimiroro a été interrompue pendant les deux Guerres Mondiales.
- Les crises pétrolières, provoquant la hausse du coût du pétrole, ont suscité la recherche de nouveaux gisements, surtout dans les pays en développement. C'est la période pendant laquelle les études sur Tsimiroro deviennent approfondies.
- Les crises politiques locales ont fait partir les investisseurs.

Les prix mondiaux du pétrole sont soumis à des fluctuations et variations issues des conditions du marché international et local. L'évaluation du prix de l'huile lourde de Tsimiroro sera liée à des prix sur le marché mondial. Les prix du pétrole lourds ont historiquement toujours été inférieurs à ceux du pétrole léger dont les références sont le West Texas Intermediate (WTI) et le Brent.

L'huile lourde de Tsimiroro possède un prix inférieur à celui du pétrole léger, en raison de l'absence de constituants hydrocarbonés de haute valeur et de sa viscosité élevée (inférieure à 20 °API). C'est pourquoi son prix est évalué à 85 % de la référence Brent, selon les fluctuations historiques et l'analyse des prix du brut lourd sur le marché international.

CONCLUSION

Le sous-sol malgache dispose d'une réserve importante en hydrocarbures. L'huile lourde de Tsimiroro et le pétrole léger en sont des preuves. Mais le pétrole peine à sortir du sous-sol et du fond marin car dans les années 90, les technologies n'étaient pas suffisamment avancées pour l'exploration. Actuellement, on constate que la technologie a évolué, les diverses techniques d'exploration se sont améliorées.

Le présent ouvrage a permis de faire savoir l'avancée des diverses techniques utilisées pour l'exploration pétrolière. L'arrivée de la technologie de forage horizontal permettrait l'exploitation de l'huile lourde de Tsimiroro de façon rentable, et une augmentation considérable du taux de récupération. Comme la société Madagascar Oil est actuellement en phase de développement du gisement de pétrole non conventionnel de Tsimiroro, grâce à l'application de nouvelles techniques, Madagascar fait ainsi son entrée au sein des pays producteurs de pétrole. Madagascar Oil a appliqué trois méthodes thermiques de récupération comme la Stimulation Cyclique à la vapeur(CSS), L'injection continue de vapeur (SF) et L'injection combinée au drainage gravitaire (SAGD) pour faciliter l'exploitation du pétrole de Tsimiroro.

Les améliorations apportées aux diverses techniques d'exploration pétrolière permettront d'amortir les risques sur les investissements et de rendre les futurs projets bénéfiques et rentables pour tous. Pour terminer, le Projet Tsimiroro entrepris par Madagascar Oil est aujourd'hui le premier projet pétrolier réussi à Madagascar ;

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1]. **ANDRIATSIMBAJAONA**, 2012. Analyses des opportunités des nouveaux pays à potentialité pétrolière. Mémoire Ingénierat. ESP. Antananarivo.
- [2]. **ANJARATAHIRY LAZASOA**, 2015 Evaluation des prospects pétroliers d'Anjohibe par méthodes géophysiques. Mémoire Ingénierat. ESP. Antananarivo.
- [3]. **FLANDRIN J.** 1955. La Géologie du pétrole. Ecole nationale supérieure du pétrole et des moteurs. Centre d'études supérieures de prospection géologique et géophysique. Rueil-Malmaison. Île-de-France.
- [4]. **IFP**2014. Energie Nouvelle, Etapes de l'exploration pétrolière.
- [5]. **JACQUE KENNY**, 2015. Analyse des données géologiques et sismique afin de justifier l'existence des réservoirs post-Karoo dans le Sud du bassin sédimentaire de Morondava. Mémoire Ingénierat. ESP. Antananarivo.
- [6]. Le problème pétrolier permis d'Antsalova.: différentes méthodes géophysique
- [7]. **M.GERMINEAU**, 16 mars 1971. Etude des possibilités d'exploitation de TSIMIRORO.
- [8]. **MADAGASCAR OIL LIMITED**, Dec 2008. Assessment of Unrisked Gross Original Oil-in-Place Tsimiroro Production Sharing Contract 3104, Onshore Western Madagascar.
- [9]. **MAMINIRINA Jeanne** déc. 2014, caractérisation des systèmes pétroliers par données géologiques, géophysiques et forages du bloc pétrolier AMOCO, Sud SERINAM, partie centrale du bassin de Morondava. . Mémoire Ingénierat. ESP. Antananarivo.
- [10]. **Mr ANDRIAMIHAOTRA Harry Max**, synthèse sur les travaux de recherche pétrolière affectée à Madagascar.
- [11]. **O.GARIEL ; J.P.LEHMAN, L.MONTADERT, P.JANOT**, 29 mars 1968. Les imprégnations d'huile lourde et de bitume de la région de Tsimiroro.
- [12]. **OMNIS** décembre. 1985 Rapport de la mission géologique dans la région de Tsimiroro.
- [13]. **OMNIS**, déc. 1980. Interpretation des Données Géologiques, Géophysiques, et de Forage dans la zone de Tsimiroro
- [14]. **RAKOTOSON et H.M ANDRIAMIHOATRA**, 1979 Travaux sismique,

- [15]. **RANAIVOSON Onilalao**, 2011. Analyse de l'évolution des technologies appliquées à l'exploration et au développement des gisements pétrolier. Mémoire Ingéniorat ESP Antananarivo
- [16]. **RANDRIAMISAINA Teddy Naina. 2011** Historique de l'exploration à Madagascar, La responsabilité sociale de l'entreprise à travers les compagnies pétrolières.Memoire Ingeniorat .ESP Antananarivo.
- [17]. **SPARIHARIJAONA A.** Mai 2010. Historique de l'exploration pétrolière à Madagascar. Mémoire Ingeniorat .ESP Antananarivo.
- [18]. **SPM** 1950 Rapport annuel.
- [19]. **SPM**, Etude de l'anomalie gravimétrique du Tsimiroro.
- [20]. **WEINMAN GeoScience**, 2007.An Integrated Geophysical Services Company

REFERENCES WEBOGRAPHIQUES

- [21]. <http://petroleum.e-monsite.com/pages/histoire-du-petrole/> (consulté le 22/06/2017)
- [22]. <http://prixdubaril.com/prix-du-pétrole>(consulté le 13/01/2017)
- [23]. <http://www.igeotest.ad>: Septembre 2014. MICHEL V.T. 1997. Méthode de prospection Sismique IGEOTEST S.L. (consulté le 11 Février 2017)
- [24]. <http://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/l-evolution-du-cours-du-baril-de-petrole-brut> (consulté le 22/06/2017)
- [25]. <http://www.planetseed.com>(consulté le 22/06/2017)
- [26]. https://fr.wikipedia.org/wiki/Madagascar_Oil(consulté le 22/06/2017)
- [27]. www.geoforum.com (consulté le 11 Février 2017)

ANNEXES

Annexe 1 : Cycles d'exploration

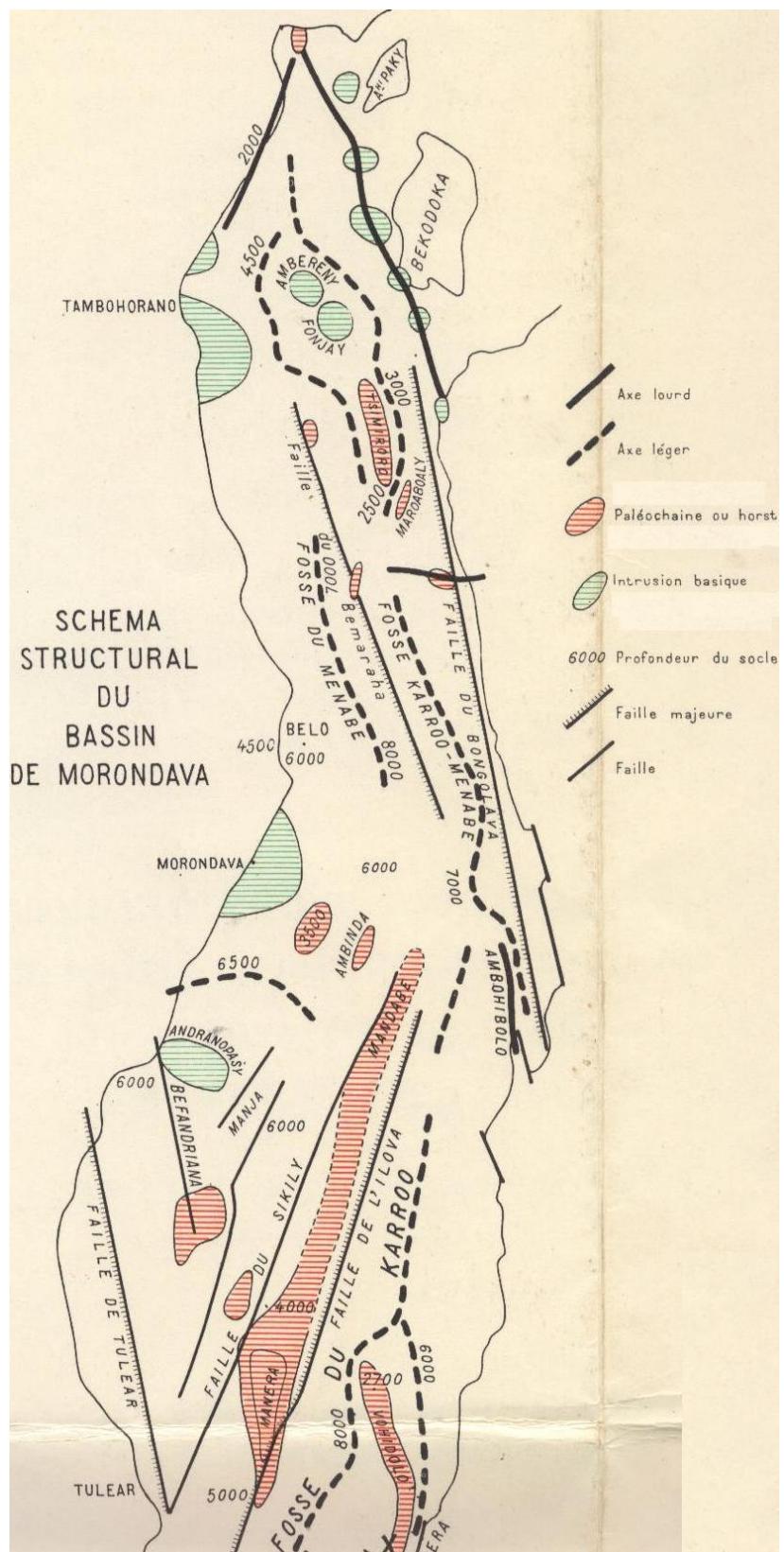


PHASE DE L'EXPLORATION 8 ANS



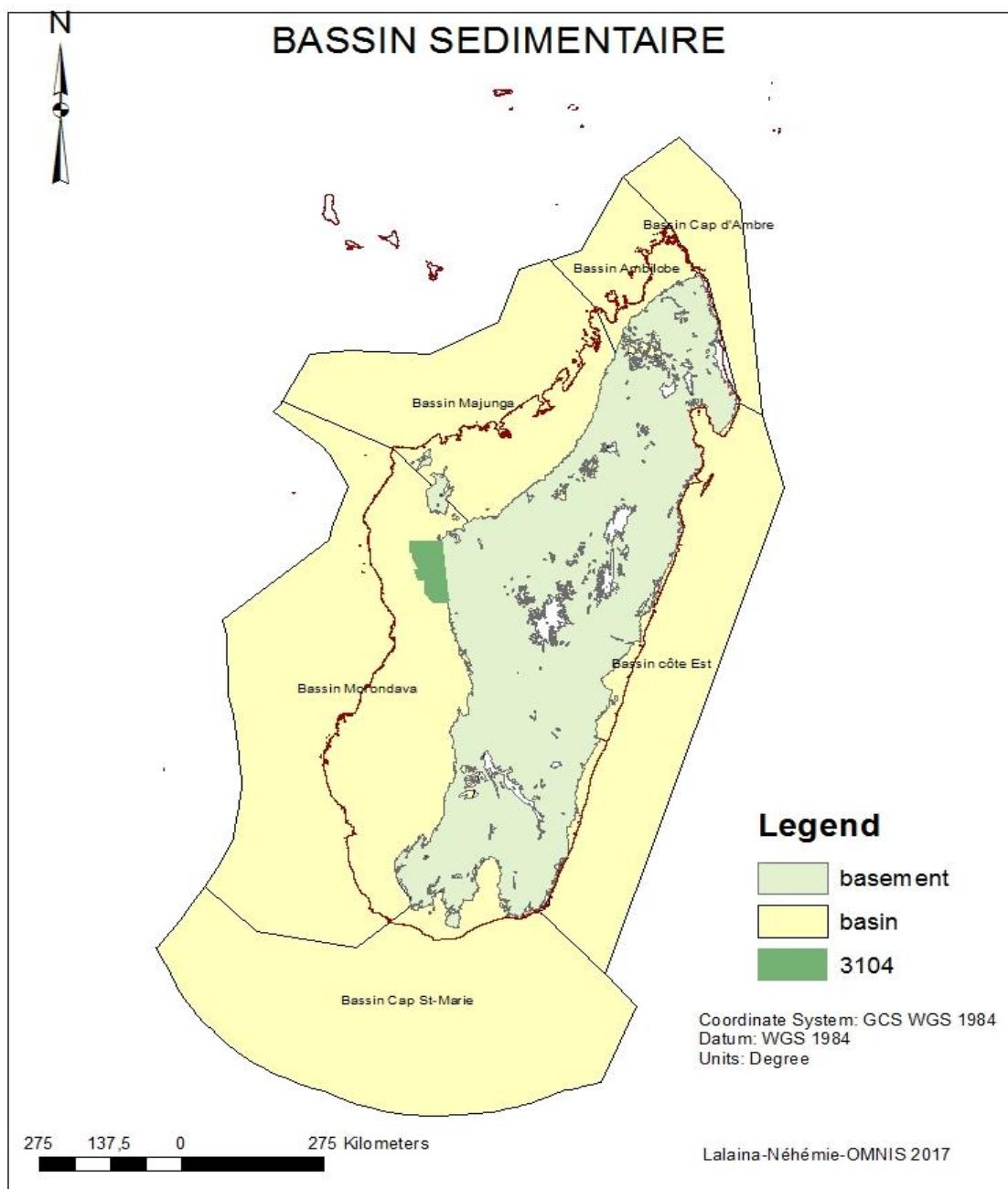
Source : OMNIS

Annexe 2 : Schéma structural du bassin de Morondava



Source : SPM

Annexe 3: Schema du bassin de Morondava



Annexe 4 : Blocs pétroliers de Madagascar

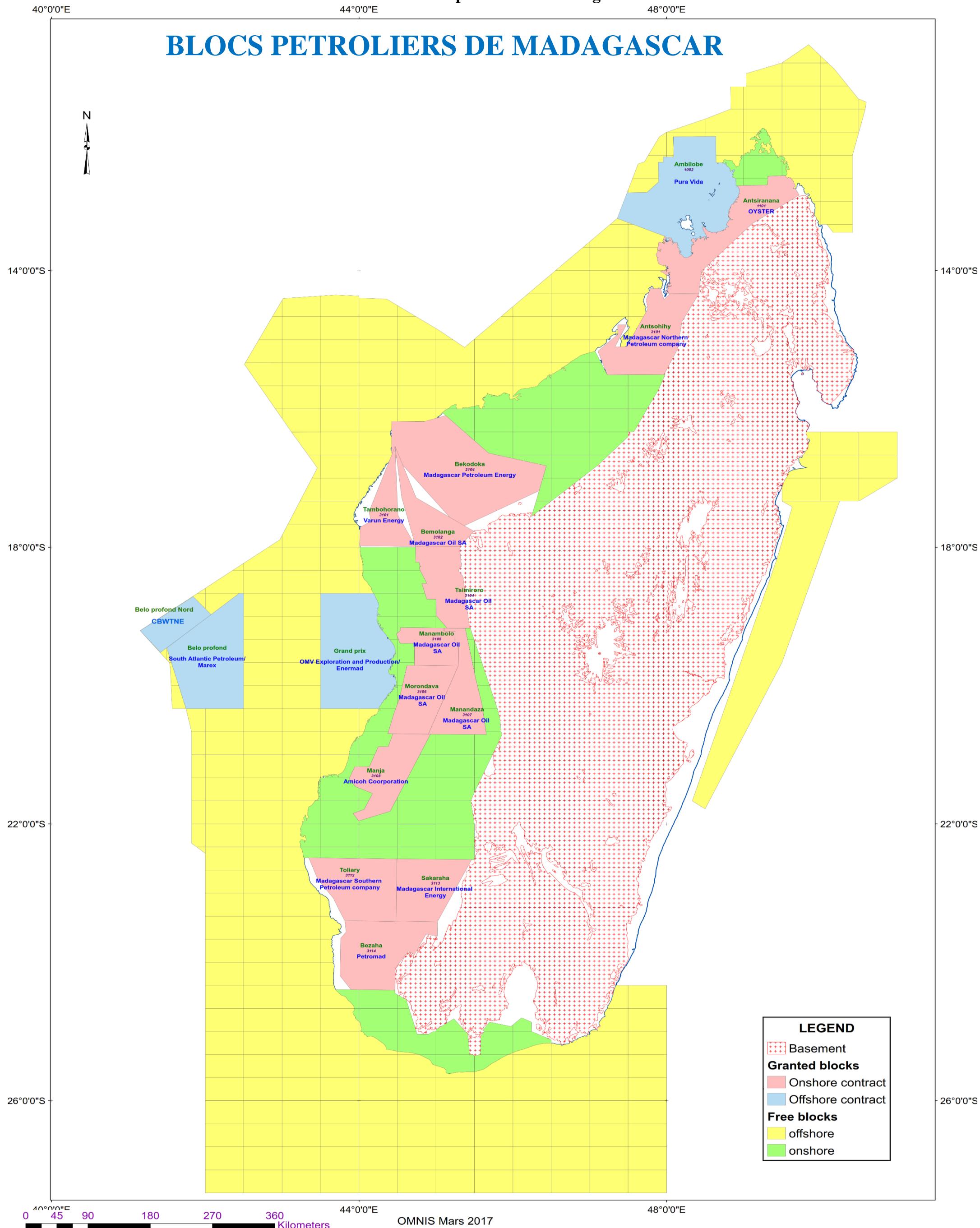


TABLE DES MATIERES

TENY FISAORANA	i
SOMMAIRE	ii
LISTE DES ABREVIATIONS	iii
LISTE DES FIGURES	iv
LISTE DES TABLEAUX	v
INTRODUCTION	1
PREMIERE PARTIE : GENERALITES SUR LE PETROLE	3
CHAPITRE I : HISTORIQUE DU PETROLE	3
I.1. LA PREMIERE DECOUVERTE DU PETROLE [23]	3
I.2. LES DATES CLES DE L'HISTOIRE DU PETROLE [25].....	4
CHAPITRE II. MODE DE FORMATION DU PETROLE	9
II.1 GENESE ET GEOLOGIE DU PETROLE [12]	9
II.2.NOTION ET CARACTERISTIQUE DU SYSTEME PETROLIER [9] [20] ...	10
II.2.1.Présence de roches-mères	11
II.2.2. Présence de roches réservoirs	11
II.2.3. Présence de roches couvertures	12
II.2.4. Présence de pièges	13
II.3. TYPES DE PIEGE [12]	13
II.3.1.Pièges structuraux	14
II.3.2. Piège stratigraphique	15
II. 4.DIFFERENTS TYPES D'HYDROCARBURES [12]	16
II.4.1 Hydrocarbures conventionnels	16
II.4.2 Les hydrocarbures non conventionnels	16
CHAPITRE III : CADRES GEOGRAPHIQUE, GEOLOGIQUE, ET STRUCTURAL DE LA ZONE D'ETUDE	18
III.1 LA GEOGRAPHIE [2] [8].....	18
III.2 CADRES GEOLOGIQUE ET STRUCTURAL	20
III.2.LA GEOLOGIE [2]	20
III.2.2 LA STRUCTURE [2]	21
DEUXIEME PARTIE : TRAVAUX D'EXPLORATION	23
CHAPITRE IV : NOTION SUR L'EXPLORATION [6]	23
IV.1.PHASE D'EXPLORATION	23

IV.1.1 Déroulement de la phase d'opérations pétrolières	23
IV.1.2Phase de développement	24
IV.1.3Phase d'exploitation pétrolière.....	24
CHAPITRE V.METHODES D'EXPLORATION PETROLIERE [14] [16]	25
V.1 : RECONNAISSANCE GEOLOGIQUE [18].....	25
V.1.1. Principe	25
V.1.2. Identification des régions pétrolifères	26
V.2.METHODES D'INVESTIGATION GEOPHYSIQUES [10] [18].....	26
V.2.1.Prospection Gravimétrique [18]	27
V.2.2. Prospection Magnétique [19]	33
V.2.3. Prospection Sismique [19]	38
V.3. FORAGE EXPLORATION [6].....	45
V.4.LOGICIEL DE TRAITEMENT	46
CHAPITRE VI : HISTORIQUE DE L'EXPLORATION PETROLIERE A MADAGASCAR [3] [13] [14]	50
TROISIEME PARTIE : RESULTATS ET SYNTHESE DES TRAVAUX.....	53
CHAPITRE VII : TRAVAUX EFFECTUES PAR LES COMPAGNIES [1] [11].....	53
VII.1. LES TRAVAUX EFFECTUES : [1]	53
CHAPITRE VIII : RESULTATS DES TRAVAUX [1] [5] [11]	55
VIII.1. PUITS ANTERIEURS	55
VIII.2.TRAVAUX GEOLOGIQUES [9] [10]	59
VIII.2.1. Roches couvertures	59
VIII.2.2. Roches réservoirs	59
VIII.2.3. Roches mères	59
VIII.2.4. Stratigraphie.....	59
VIII.3.RESULTATS GEOPHYSIQUES [7] [9] [10]	61
VIII.3.1.Résultats Gravimétriques	61
VIII.3.2.Résultats magnétiques.....	62
VIII.3.3.Résultats Sismique.....	64
VIII.3.4. Synthèse	65
VIII.4.TRAVAUX DE FORAGE [11].....	66
VIII.4.1.Forage Tsimiroro.....	67
VIII.4.2.Forage Marokomony.....	68
VIII.4.3.Forages Maroboaly.....	68

VIII.4.4. Synthèses	68
CHAPITRE IX : EVOLUTION DE LA RECHERCHE PETROLIERE A TSIMIRORO [8] [19]	70
IX.1.Activites entreprises à Tsimiroro à partir de 2004	70
IX.2.Etude Analytique Des Techniques Du Projet Pilote De Tsimiroro	73
IX.2.1. La stimulation cyclique à la vapeur (Cycling Steam Stimulation: CSS)...	74
IX.2.2. L'injection continue de vapeur (Steam Flooding : SF)	75
IX.2.3. L'injection combinée au drainage gravitaire (Steam Assisted Gravity Drainage : SAGD)	75
CHAPITRE X : TSIMIRORO A L'ECHELLE MONDIALE [21][26][27].....	77
X.1. TIMELINE TSIMIRORO	77
CONCLUSION	82
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	83
REFERENCES WEBOGRAPHIQUES	84
ANNEXES	I
Annexe 1 : Cycles d'exploration	I
Annexe 2 : Schema structural du bassin de Morondava.....	II
Annexe 3: Schema du bassin de Morondava.....	III
Annexe 4 : Blocs petroliers de Madagascar.....	IV
TABLE DES MATIERES.....	V