

## Caractérisation physicochimique des produits fossiles pétroliers non conventionnels de Bemolanga et Tsimiroro, Madagascar

### [ Physicochemical characterization of the non conventional petroleum oil fossil products from Bemolanga and Tsimiroro, Madagascar ]

*Simon Rakotoarison<sup>1</sup>, Eddy H. Rasolomanana<sup>1</sup>, Baholy Robijaona<sup>1</sup>, and Koto-te-Nyiwa Ngbolua<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo, Madagascar

<sup>2</sup>Faculté des Sciences, Université de Kinshasa, B.P. 190 Kinshasa XI, RD Congo

---

Copyright © 2016 ISSR Journals. This is an open access article distributed under the **Creative Commons Attribution License**, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

**ABSTRACT:** Madagascar has not come up to petroleum discovery till now, nevertheless many petroleum companies have acquired licenses for petroleum exploration in the western sedimentary basin of Madagascar, since the new promotional petroleum exploration undertaken on 1980. The existence of the two non conventional fossil deposits discovered since longtime ago have boosted the inventors to come to Madagascar to try to find out the geological model of the eventual petroleum discovery within the huge sedimentary basin of different ages. The two deposits which are The Bemolanga tar sands deposit and the Tsimiroro heavy oil deposit were located in the Morondava sedimentary basin, in the central part of the western sedimentary basin of Madagascar. The two deposits stand besides and are about only 60 km away from each other. To support the petroleum exploration works, it was worth to know the physico-chemical and the geochemical characteristics of the oils and the minerals containing the oils. Thus the main focus of this paper is to develop the analysis for the characterization of oils and minerals which we have been undertaken since thirty years ago. The result of the analysis have stated the Permo-Triassic age of the Bemolanga and Tsimiroro deposits. To complete the useful data for the exploration issue, geochemical and chemical analysis were undertaken to evaluate the Source rock evaluation and the behavior of the Bemolanga and Tsimiroro oils. The results of the study showed that: The Bemolanga bitumen and Tsimiroro oils have high basic compounds content; not any kind of clays which may inhibit the oil recovery process was found; vapor injection process and combustion process would fit to recover these oils.

**KEYWORDS:** Oil research, fossils, bituminous sandstone, heavy oil, sedimentary basin, geochemistry, hydrocarbon, clays.

**RESUME:** Jusqu'à maintenant, aucune découverte de pétrole n'a vu le jour à Madagascar, malgré la venue de plusieurs compagnies pétrolières acquérir des permis de recherche dans les bassins sédimentaires de la partie Ouest de Madagascar, depuis le lancement de la nouvelle promotion de la recherche pétrolière en 1980. L'existence des deux gisements fossiles non conventionnels découverts depuis longtemps a incité les investisseurs à venir à Madagascar pour trouver le modèle géologique d'éventuels gisements de pétrole dans cet immense bassin de différents âges. Les deux gisements qui sont le grès bitumineux de Bemolanga et l'huile lourde de Tsimiroro sont localisés dans le bassin sédimentaire de Morondava, la partie centrale du bassin sédimentaire de Madagascar. Ils sont situés à l'Ouest de la Capitale Antananarivo. Les deux gisements se trouvent côte à côte et distant de 60 km l'un de l'autre. Pour aider la recherche sur l'exploration pétrolière afin de connaître l'origine de bitume et de l'huile lourde, il est nécessaire de déterminer les caractères géochimiques et physico-chimiques des différentes roches, bitume et huile lourde de ces deux gisements. C'est le but essentiel de cette étude que nous avons entreprise depuis plus d'une trentaine d'années. Les résultats des analyses ont démontré l'âge Permo-Triassique des deux gisements. Le comportement géochimique des huiles ont révélé la nature et l'âge de leurs roches mères. Et enfin, Les résultats de nos recherches nous ont aussi amené aux conclusions suivantes : La teneur en composés basiques est très

importante dans le bitume de Bemolanga et l'huile lourde de Tsimiroro. La recherche des argiles gonflantes, inhibitrices de la récupération assistée de ces huiles s'avérait infructueuse. La récupération assistée par injection de vapeur et par « combustion *in situ* » est envisageable pour les deux huiles.

**MOTS-CLEFS:** Recherche pétrolière, fossiles, grès bitumineux, huile lourde, bassin sédimentaire, géochimie, hydrocarbure, argiles.

## **1 INTRODUCTION**

Les ressources en hydrocarbures fossiles non conventionnels présentaient pour certains pays un intérêt considérable. A Madagascar, outre le gisement de charbon de la Sakoa dans le Sud du pays, il existe deux gisements d'hydrocarbures fossiles énergétiques qui sont : Le gisement de grès bitumineux de Bemolanga situé à l'ouest de la Capitale et dans la partie sud du bassin sédimentaire de Majunga et le gisement d'huile lourde situé à Tsimiroro à quelques 60 km du site de Bemolanga.

Les deux gisements se trouvant presque côte à côte se différencient par leur méthode d'exploitation : en effet, les grès bitumineux enfouis à faible profondeur (0 à 100 m) s'exploiteraient, selon les méthodes minières, à ciel ouvert et sont utilisées industriellement au Canada pour l'exploitation des sables bitumineux de la Province d'Alberta connu mondialement sous le nom « d'Athabasca oil sand », tandis que l'huile lourde supposée être un peu plus en profondeur (supérieure à 200m) nécessiterait le traitement assisté des produits par la méthode de récupération à la vapeur ou la combustion *in situ*. Depuis ces dernières années, la mise en valeur de ces deux ressources énergétiques fait partie des projets prioritaires sur la recherche et l'exploitation des hydrocarbures à Madagascar [1].

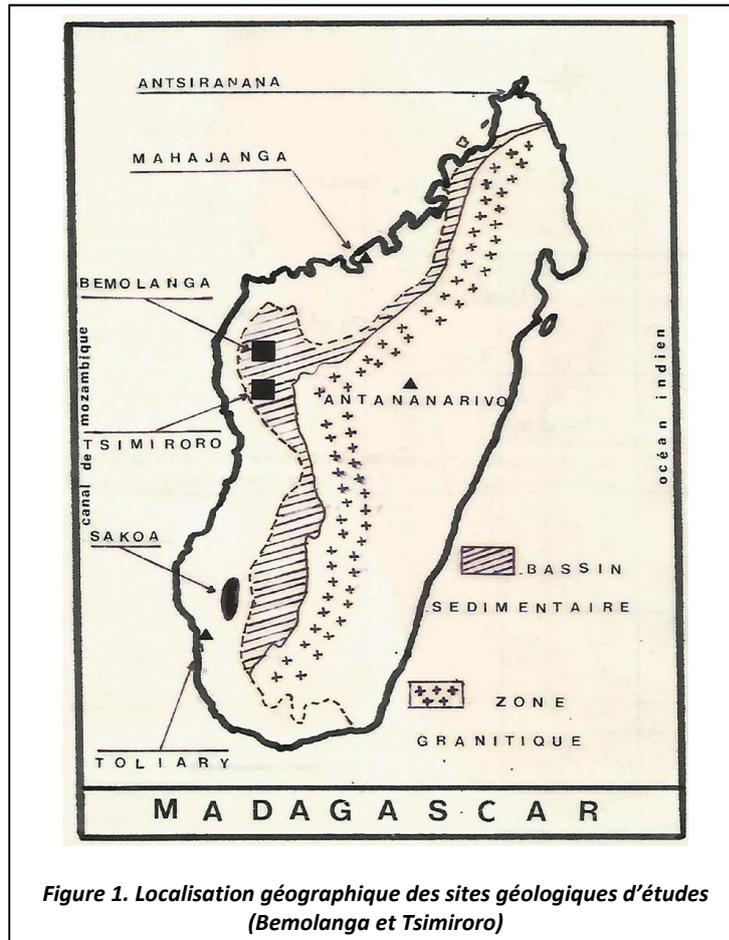
Les hydrocarbures extraits des grès bitumineux qu'on appellera par la suite « bitume », et les « huiles lourdes » du gisement de Tsimiroro sont relativement lourds (densité >1) et sont comparables par leur aspect à des résidus lourds des produits pétroliers issus des raffineries.

Afin de choisir une méthode de récupération adéquate, il est nécessaire de connaître les caractères physico-chimiques des huiles ainsi que la composition des roches qui les contiennent.

C'est ainsi que nous avons concentré nos travaux de recherche à l'évaluation des caractères physico-chimique de ces deux produits. Toutefois, dans le cadre de ce travail, nous nous limiteront aux principales analyses chimiques sur la roche d'huile lourde du gisement de Tsimiroro et celle du bitume extrait du grès bitumineux de Bemolanga puis aux analyses de comportement polaire de ces deux huiles.

## **2 MATERIEL ET METHODES**

La Figure donne la localisation géographique des sites géologiques d'études.



*Figure 1. Localisation géographique des sites géologiques d'études (Bemolanga et Tsimiroro)*

Les différentes analyses ont été effectuées au laboratoire de Minéralogie et des Matériaux de l'Université Paul Sabatier de Toulouse/France et au laboratoire de l'OMNIS (ancien Office Militaire National pour les Industries Stratégiques) concernant les travaux de recherche sur la roche d'huile lourde et sur le gisement de grès bitumineux de Bemolanga.

Les huiles lourdes étudiées ont été échantillonnées en surface des petites rivières à l'intérieur du gisement et par conséquent, elles présenteraient une légère différence de celles qui se trouvent à l'intérieur du gisement en termes de comportements physico-chimiques.

## 2.1 DÉTERMINATION DE LA PERMÉABILITÉ DES MINÉRAIS [2]

La figure 2 donne le schéma du perméamètre utilisé pour l'évaluation de la perméabilité des minerais.

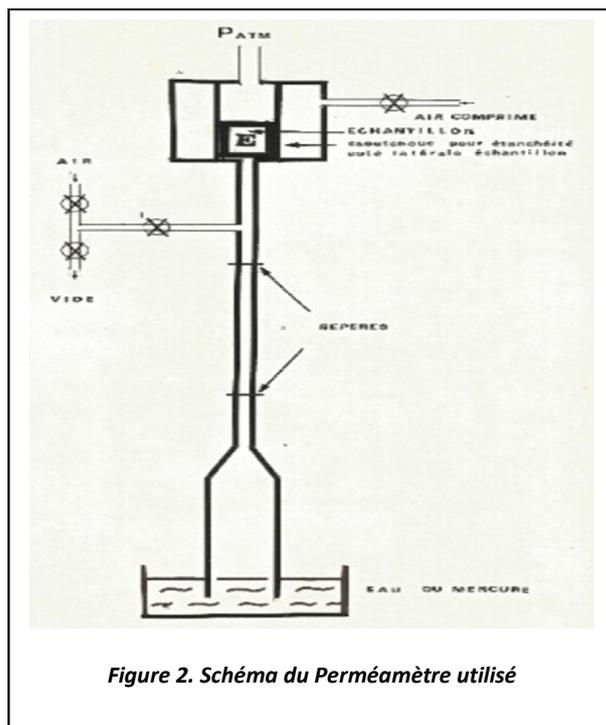


Figure 2. Schéma du Perméamètre utilisé

- **Principe**

L'éprouvette de la roche étudiée sert de bouchon à l'extrémité supérieure du tube de verre vertical dont l'extrémité inférieure plonge dans une cuve à large section remplie d'eau ou de mercure. Un tube horizontal près de l'extrémité supérieure est muni d'un robinet étanche. Il permet de créer une dépression sous l'éprouvette et donc, le liquide s'élève dans le tube vertical. En fermant le robinet, on constate une chute de la colonne du liquide due au passage de l'air à travers l'éprouvette échantillon. La vitesse de chute du liquide varie suivant la perméabilité de la roche et permet les mesures et les calculs y relatifs.

- **Calculs**

En considérant l'échantillon comme un milieu poreux homogène cylindrique, nous pouvons appliquer la loi de Darcy pour l'écoulement de l'air. Cette loi est traduite par la formule :

$$Q = K' A P / h \text{ où,}$$

$Q = [L^3 r^{-1}]$  est le débit volumétrique de l'air

$A = [L^2]$  est l'air de la section

$H = [L]$  la hauteur traversée

$p = [ML^{-1}r^{-2}]$  la perte de charge subie par le liquide (air) à la traversée de la couche

Par conséquent,

$K' = [L^3 M^{-1}]$  est la constante de perméabilité

Si on pose  $K = nK'$

$n = [ML^{-1}r^{-1}]$  étant la viscosité dynamique du fluide

$K = [L^2]$  est alors appelé la perméabilité

Pour l'appareil spécifique du laboratoire la formule pour la loi de Darcy se réduit à la formule :  $K = AC 1/t$  où  $1 = [L]$  est la hauteur de l'échantillon

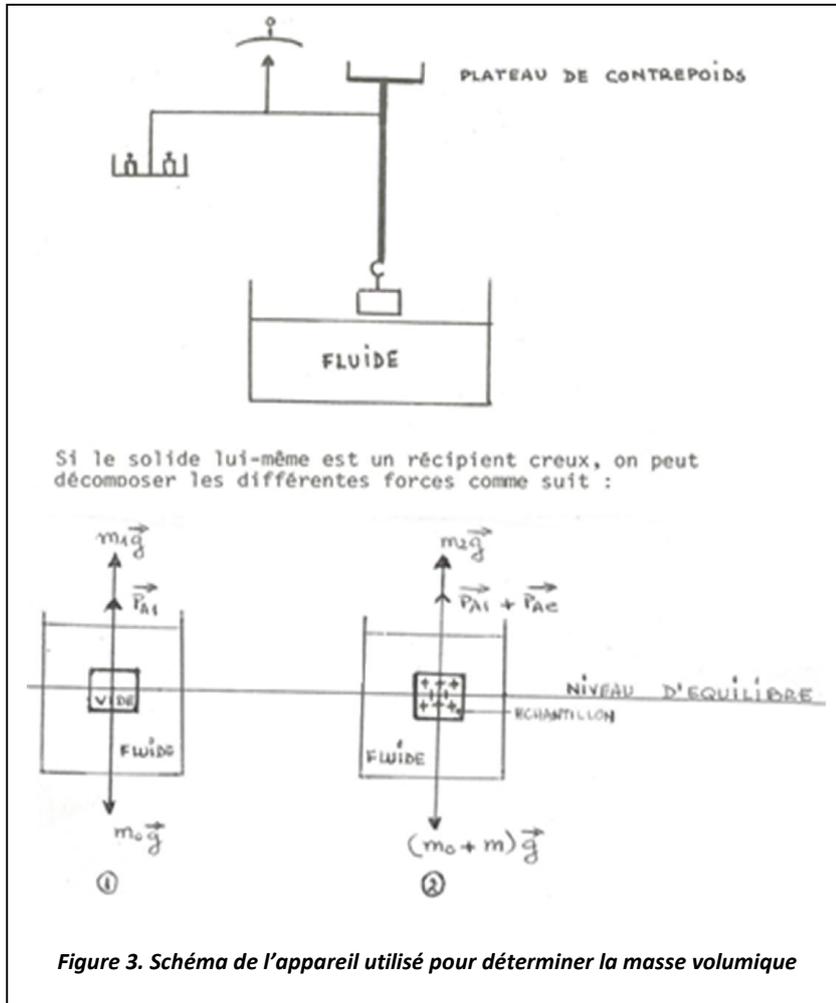
$t = [T]$  le temps d'écoulement du fluide du perméamètre entre 2 repères

$A^*C = L^*r$  est la constante dépendant de la pression atmosphérique, de la position des repères de mesure, des dimensions géométriques du perméamètre et des caractéristiques physiques des fluides utilisés.

$K = [L^2]$  exprimé en Darcy est la perméabilité du milieu poreux.

**2.2 DETERMINATION DE LA MASSE VOLUMIQUE DES MINERAIS [3]**

La figure 3 donne le schéma de l'appareil utilisé pour déterminer la masse volumique des minerais.



La masse volumique de l'échantillon  $\rho_e$  a été calculée avec la méthode de la balance à contrepois utilisant la poussée d'Archimède en utilisant la formule suivante :

$$\rho_e = \frac{m \rho_f}{m + m_1 - m_2} \text{ où,}$$

- $m$  = masse de l'échantillon
- $m_1$  = masse du contrepois en 1
- $m_2$  = masse du contrepois en 2
- $\rho_f$  = masse volumique du liquide.

### 2.3 DETERMINATION DE LA POROSITE DES MINERAIS

Les mesures de la porosité des minerais ont été effectuées sur un porosimètre de laboratoire, consistant à déterminer le pourcentage de vide dans un minerai.

### 2.4 ANALYSES MINÉRALOGIQUES DES MINERAIS [4]

Les échantillons broyés jusqu'à 40  $\mu\text{m}$  sont mélangés avec de l'eau distillée à l'aide d'un mixer. Un test des carbonates à l'acide chlorhydrique est nécessaire. Si le test s'avère positif, il faudrait éliminer les carbonates. On laisse décanter pendant 16h dans une éprouvette graduée. D'après la loi de Stokes, les particules inférieures à 2 $\mu$  supposés contenant les minéraux argileux sont récupérés entre l'intervalle 0 à 20 cm de la surface surnageante. Cette fraction est centrifugée pour concentrer les minéraux. La partie solide est re-dissoute dans un peu d'eau distillée et déposée sur lame avant de subir les rayons X. La même lame est pulvérisée de glycol puis vérifiée de nouveau aux rayons X et enfin, elle est chauffée au four à 500 °C pendant 4 heures et analysée de nouveau.

Parmi les éléments inhibiteurs de la récupération figurent les argiles gonflantes. C'est pourquoi nous nous sommes appliqués, le cas échéant, à la recherche et à la caractérisation de ces dernières. La détermination n'a pu être que qualitative par la méthode aux rayons X. Dans ce chapitre nous nous proposons de présenter dans les grandes lignes, les caractères principaux des minéraux argileux simples tels qu'ils apparaissent dans les diffractogrammes des rayons X des préparations orientées sur lame. Les traitements classiques sont les suivants : Échantillon naturel (N), Échantillon glycolé ou glycérolé (E.G.) et Échantillon chauffé à 500 °C (500).

### 2.5 DETERMINATION DE LA MATIERE ORGANIQUE [5]

La méthode de détermination utilisée pour les Matières Organiques est celle de Robert et Tissier qui consiste à attaquer les matières organiques par les oxydants forts (comme l'eau oxygénée) à froid puis à chaud autour de 60 °C. L'échantillon est ensuite lavé plusieurs fois jusqu'à l'obtention d'une solution stable. La perte de masse est supposée être la matière organique.

### 2.6 DETERMINATION DES COMPOSES POLAIRES DANS LES HUILES [6], [7], [8]

- **Asphatènes**

Les produits asphaltiques ont été séparés par précipitation au n-pentane. Cinq grammes (5 g) d'huile sont dissouts dans 5 ml de benzène dans un bécher de 300 ml. Ensuite, 200 ml de n-pentane y sont ajoutés. On laisse pendant 2 heures en agitant de temps en temps. Les précipités (les insolubles) sont filtrés, séchés et pesés.

- **Acides carboxyliques, bases et esters méthyliques**

- **Préparation des acides carboxyliques**

Environ 500g de silice de 70-230 mesh sont lavés à chaud au chloroforme pendant 24 heures. La silice est ensuite activée à 120 °C pendant 24 heures. 1 500 ml de solution à 50 mg/l de KOH dans du propanol- 2 (dissolution à 60 °C) sont mélangés avec la silice. L'ensemble est déposé dans la colonne chromatographique après refroidissement.

- **Préparation des bases**

Environ 500g de silice 70-230 mesh sont activés à 140 °C minimum pendant 24 heures. 100 ml d'HCl concentré (32%) sont mélangés avec la silice. L'ensemble est transvasé dans la colonne chromatographique et lavé par du chloroforme pendant 5 à 6 heures.

- **Séparation des acides**

La méthode utilisée a été celle mise au point à l'Institut National Polytechnique de Toulouse - France. La séparation consiste à chromatographier les échantillons d'huile sur la colonne de gel de silice imprégné de potasse, puis à éluer les acides retenus dans la colonne à l'aide d'une solution à 20% d'acide formique dans l'éther. Les solvants sont enlevés à l'évaporateur rotatif et l'acide est pesé.

### ○ Séparation des bases

Les bases sont séparées par absorption sur une nouvelle colonne de silice modifiée par HCl. Les bases retenues sur la colonne sous forme de chlorhydrate sont éluées par du méthanol qui sera par la suite éliminé à l'évaporateur. Les bases sont finalement extraites et purifiées par une extraction liquide-liquide entre une solution aqueuse saturée de potasse et du chloroforme. La solution chloroformique des bases est évaporée et pesée.

### ○ Esters méthyliques

Les acides obtenus sont des acides carboxyliques. L'étape d'estérification par une solution en excès de trifluorure de bore à 20% dans du méthanol permet une première purification de cette fraction acide totale.

Seule la fonction carboxylique est méthylée. La réaction est effectuée pendant 12 heures à température ambiante après une dissolution préalable de l'échantillon dans un peu de chloroforme puis 2 heures sous reflux total (cas expérimental des huiles lourdes et bitume). Après refroidissement et addition d'eau distillée, la phase organique qui contient les esters méthyliques est extraite au chloroforme. On évapore la solution chloroformique et on purifie les esters méthyliques à travers une colonne de silice modifiée par la potasse (comme lors de la séparation des acides) en utilisant l'éther comme solvant d'éluion. La solution étherée d'esters méthyliques purifiés est évaporée puis pesée.

## 2.7 ETUDES RHÉOLOGIQUES DU BITUME

Les comportements rhéologiques des bitumes et des huiles lourdes ainsi que ceux des produits libérés d'acides et des bases ont été étudiés à 70 °C. Cette température a été choisie compte tenu de la difficulté que présente la manipulation des produits. En effet, ces huiles restent trop visqueuses à la température <70 °C. Seule l'huile lourde et le bitume ont fait l'objet d'une étude à 40 °C puisqu'ils coulent facilement à cette température. Les fractions étudiées à 70 °C sont donc : A=Bitume, A'=Huile lourde, B=Bitume sans acides, B'=Huile lourde sans acides, C=Bitume sans acides ni bases, C'=Huile lourde sans acides ni bases. Et à 40°C : A1=Bitume, A'1=Huile lourde. Les mesures de viscosité ont été faites sur un rhéomètre type EPPRESHT 2834-Rhéomat 15.

## 3 RESULTATS ET DISCUSSION

### 3.1 PERMÉABILITÉ DES MINÉRAIS

Le tableau 1 donne les résultats obtenus sur les quatre échantillons étudiés.

*Tableau 1. Mesure de perméabilité*

N° Ech.	t (s)	A*C	L (cm)	K (mdy)	K (mdy)	
1	110	2114	4	76.87	Moyenne 83.3 Sens vertical	
	100	2114	4	84.56		
2	97	2114	4	87.18		
	100	2114	4	84.56		
3	40.41	2114	4	209.26		Moyenne 243.4 Sens horizontal
	41.82	2114	4	202.20		
	29.63	2114	4	285.39		
4	30.55	2114	4	276.8		

Il ressort du tableau 1 que le produit A\*C de deux constantes utilisées est de 2114. La moyenne des mesures a donné comme résultat : 83.3 mdy pour la perméabilité dans le sens vertical et 243,4 mdy dans le sens horizontal. Ce qui indique que, aussi bien dans le sens vertical que dans le sens horizontal, les minerais sont perméables c'est-à-dire qu'on peut en faire passer des solvants à travers leurs parois. Ce caractère perméable est très intéressant pour la récupération assistée de ces huiles, car plus elles sont perméables, faciles les huiles seront entraînées par le liquide d'extraction. La différence de perméabilité horizontale et verticale permet de penser à la formation plutôt horizontale des couches formant le gisement.

### 3.2 MASSE VOLUMIQUE DES MINERAIS

Le tableau 2 donne les résultats expérimentaux de la mesure de la masse volumique des minerais.

**Tableau 2. Mesure de la masse volumique des minerais**

Échantillon	m (g)	m <sub>1</sub> (g)	m <sub>2</sub> (g)	ρ <sub>f</sub> (g/cm <sup>3</sup> )	ρ <sub>e</sub> (g/cm <sup>3</sup> )
82	3,59	15,93	18,45	0,77	2,58
83	4,02	15,87	19,04	0,82	2,60
84	3,68	16,01	22,22	0,78	2,57

Il ressort de ce tableau que la masse volumique moyenne des grès bitumineux est de 2,58 g / cm<sup>3</sup>.

### 3.3 POROSITE DES MINERAIS

La moyenne des mesures ont donné la valeur de 24,30 %. La porosité de 24,30 % confirme la nature « huileuse » de la roche ainsi que sa possibilité d'être une bonne roche « réservoir d'hydrocarbure ».

### 3.4 ANALYSES MINÉRALOGIQUES DES MINERAIS

Le tableau 3 donne les valeurs (en Å) des distances réticulaires de réflexion des minéraux argileux courants (échantillon naturel).

**Le tableau 3. Mesure de la réflexion des minéraux argileux (Échantillons naturels)**

Minéraux	Symbole	Distance réticulaire(Å)		
		ECH.-1	ECH.-2	ECH.-3
Kaolinite	K	7	3.5	2.3
Illite ou Muscovite	I-Mu	10	5.0	3.3
Montmorillonite	M	12-15	6.0-7.5	4.0-5.0
Chlorite	C	14	7.0	4.7
Vermiculite	V	14	7.0	4.7

Les figures 4 (a-c) donnent les différents diffractogrammes des RX des lames normales et lames glycolée d'argiles de Tsimiroro.

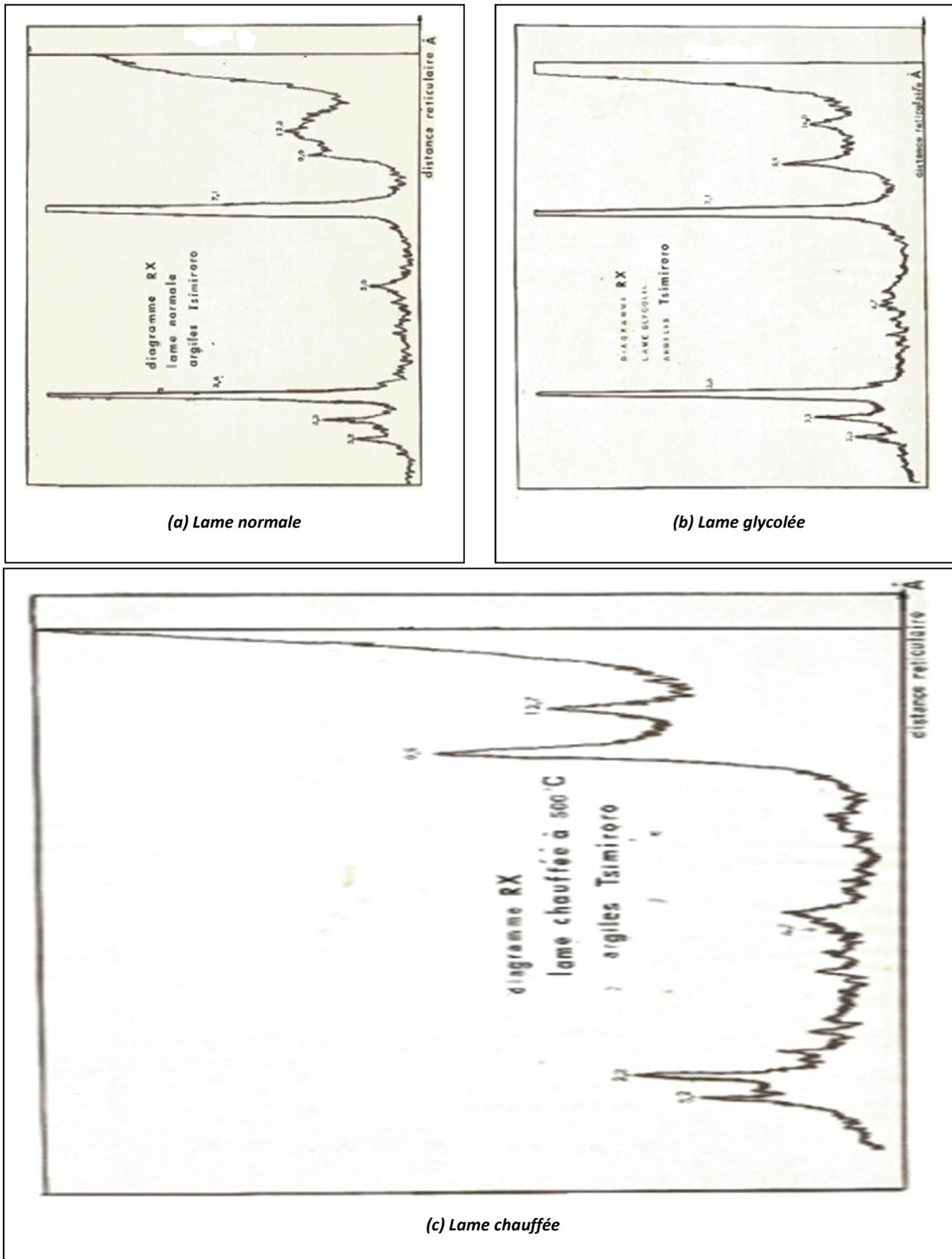


Figure 4. Diffractogrammes des lames normale, glycolées et chauffée d'argiles de Tsimiroro (Madagascar)

Les diagrammes RX de la lame normale, glycolée et chauffée font apparaître l'existence de la kaolinite, du chlorite et de l'illite comme minéraux.

### 3.5 MATIERES ORGANIQUES DANS LES MINERAIS

Le taux de matières organiques est de 1.2%. Cette valeur indique la faible teneur en huile des échantillons étudiés.

### 3.6 ASPHALTÈNES

Le tableau 4 donne la teneur des huiles en Asphaltènes.

**Tableau 4. Teneur des huiles en Asphaltènes**

Resource naturelle	Echantillon	Masse (g)	Asphaltène (g)	Asphaltène (%)	Moyenne (% masse)
Bitume	B1	5.313	0.958	18.03	17.95
	B2	6.015	1.075	17.87	
	B3	5.666	1.016	17.94	
Huile lourde	T1	6.001	0.815	13.58	13.25
	T2	5.102	0.736	12.91	
	T3	5.551	0.775	13.24	

Il ressort de ce tableau que la teneur en asphaltènes du bitume est supérieure à celle de l'huile lourde (17,95% contre 13,25%), ce qui explique que l'huile de Tsimiroro contient beaucoup plus de produits légers.

### 3.7 ACIDES CARBOXYLIQUES, BASES ET ESTERS METHYLIQUES

Le tableau 5 donne le pourcentage en bases, acides, asphaltènes et esters méthyliques.

**Tableau 5. Teneur en acides, bases, asphaltènes et esters méthyliques dans les huiles**

Composés	HL	HL	HL	B	B	B
	Prise d'essai (g)	Masse (g)	% (mase)	Prise d'essai (g)	Masse (g)	% (masse)
Acides totaux	219.00	14.26	6.5	453.76	44.34	9.8
Bases + Neutres		190.9	87.2		363.46	80.1
Esters méthyliques		14.10	6.4		34.6	7.6
Esters purifiés		10.85	4.9		30.28	6.7
Retenus dans la colonne (modifiée par KOH)		13.84	6.3		45.96	10.1
Asphaltènes		28.9	13.2		81.22	17.9
Bases		12.87	5.9		28.10	6.2
Neutres		166.85	76.2		312.84	68.9
Retenus dans colonne (modifiée par HCl)		11.26	5.1		22.52	5.0

(Légende : HL = Huile Lourde, B = Bitume)

Il ressort de ce tableau que l'huile lourde a une teneur en base de 5.9% qui est plus importante que celle de l'ester méthylique purifié (4.9%). Le bitume a sensiblement la même teneur en base et en ester méthylique purifié (environ 6.5%). La teneur en esters méthyliques purifiés de bitume est plus importante que celle de l'huile lourde (6.7% et 4.9% respectivement). La teneur en base de deux huiles est presque la même (6% en masse). La teneur en acide de ces deux huiles est supérieure à celle des bruts lourds immatures à teneur maximum de 3%.

On peut aussi noter qu'une quantité non négligeable d'asphaltènes a traversé la colonne lors de la séparation des acides, c'est pourquoi la rétention en produit dans la silice pendant la séparation des bases reste encore importante (5%). Lors de la

manipulation, il est nécessaire de réchauffer la masse dans la colonne à chromatographier autour de 30 °C pour que l'éluion à l'éther ait lieu. Le pourcentage massique dans le tableau 5 est calculé par rapport à la prise d'essai initiale.

La figure 5 donne le spectre IR des acides et des esters du bitume et d'huile lourde.

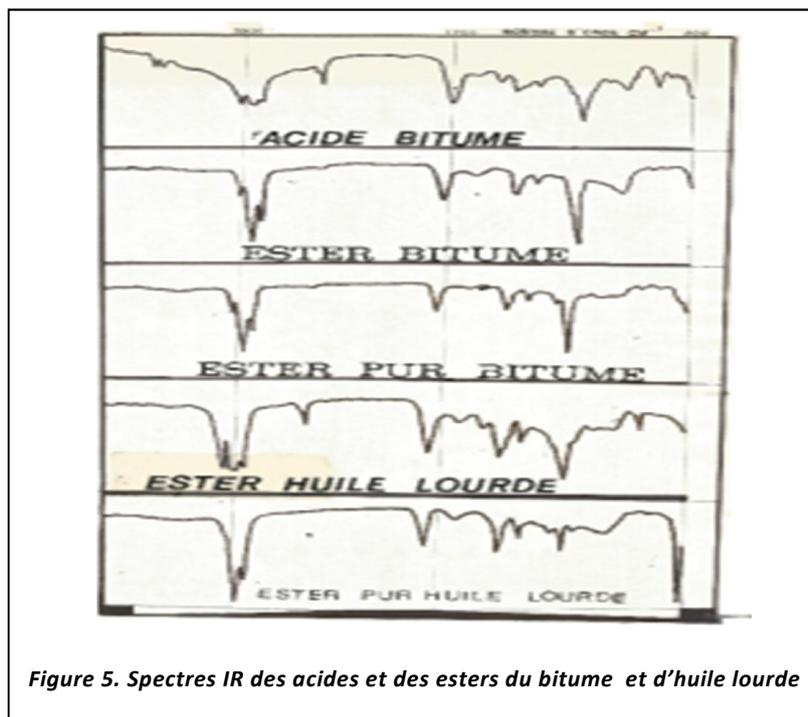


Figure 5. Spectres IR des acides et des esters du bitume et d'huile lourde

Ces spectres IR montrent que la méthylation des acides carboxyliques est bien complète (absorption nette vers 1730  $\text{cm}^{-1}$  correspondant à l'absorption des liaisons C=O des esters et disparition des larges pics à 3400-3600  $\text{cm}^{-1}$  des liaisons OH inter et intramoléculeaires des acides). On reconnaît par ailleurs les pics des doubles liaisons des aromatiques à 3020  $\text{cm}^{-1}$  et la vibration dans le plan du cycle aromatique entre 1630  $\text{cm}^{-1}$  et 1600  $\text{cm}^{-1}$ .

### 3.8 ÉTUDES RHÉOLOGIQUES DU BITUME

Les résultats expérimentaux sont résumés dans les tableaux 6 (Tension de cisaillement des huiles) & 7 (Viscosité des huiles) et les courbes rhéologiques sont données dans les figures 6 (a-c).

Tableau 6. Tension de cisaillement des huiles ( $\text{dyne/cm}^2$ )

VITESSE	A	B	A'	B'	C'	A1	B1
2.76						714	3061
3.68						918	3878
4.86						1225	4898
7.00						2347	6327
9.40						3061	8572
12.37		614		950	1020	3918	10817
16.01		918	846	1050	1326	5102	13470
21.78		1265	1225	1600	1837	7125	17144
31.61	8.16	1837	1735	2250	2851	9289	
42.45	1122	2551	2327	3020	3767	12734	
55.85	1531	3306	3021	3900	4986	15307	
74.50	2041	4286	3878	5100	5510	19800	
98.30	2655	5919	5103				

(Légende : A = Bitume à 70 °C, B = (Bitume - Acide) à 70 °C, A' = Huile lourde à 70 °C, B' = (Huile lourde - Acide) à 70 °C, C' = [Huile lourde - (acide+base)], A1 = Bitume à 40 °C, B1 = Huile à 40 °C). N.B. La fraction C' d'huile lourde libérée de ses acides et bases est tellement visqueuse que la manipulation n'a pas pu être effectuée même à 70 °C.

Tableau 7. Viscosité des huiles

T (°C)	Fraction	Viscosité (cP)	Augmentation (%)	Par rapport à
70	A	27400		
70	B	58800	114	A
70	A'	54600		
70	B'	66700	24	A'
70	C'	88900	67	A'
70			33	B'
70	A'	32000	17	A
70	A'1	108800	103	A'

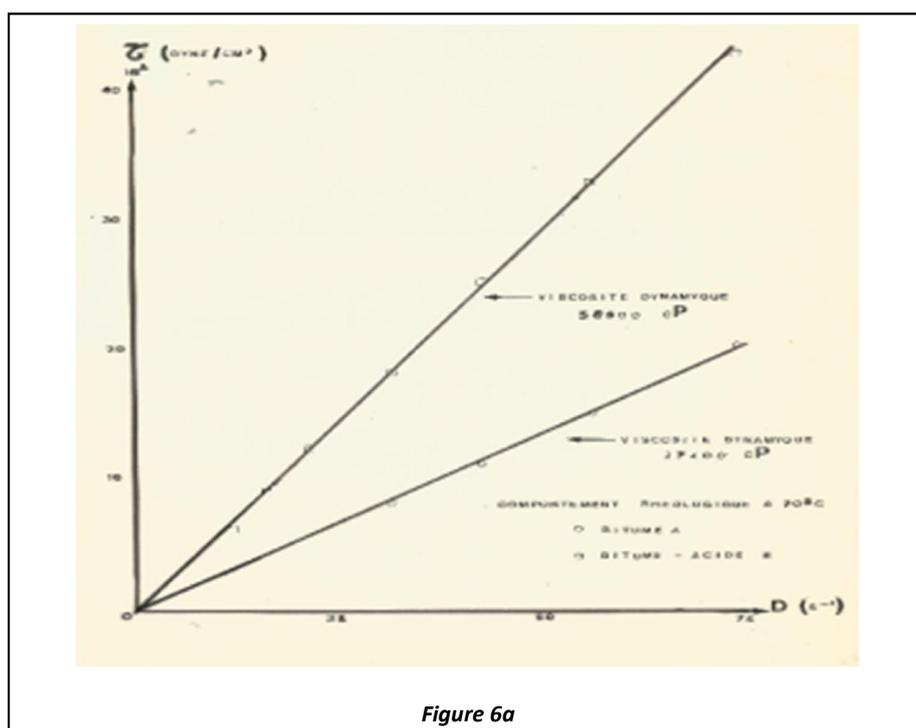
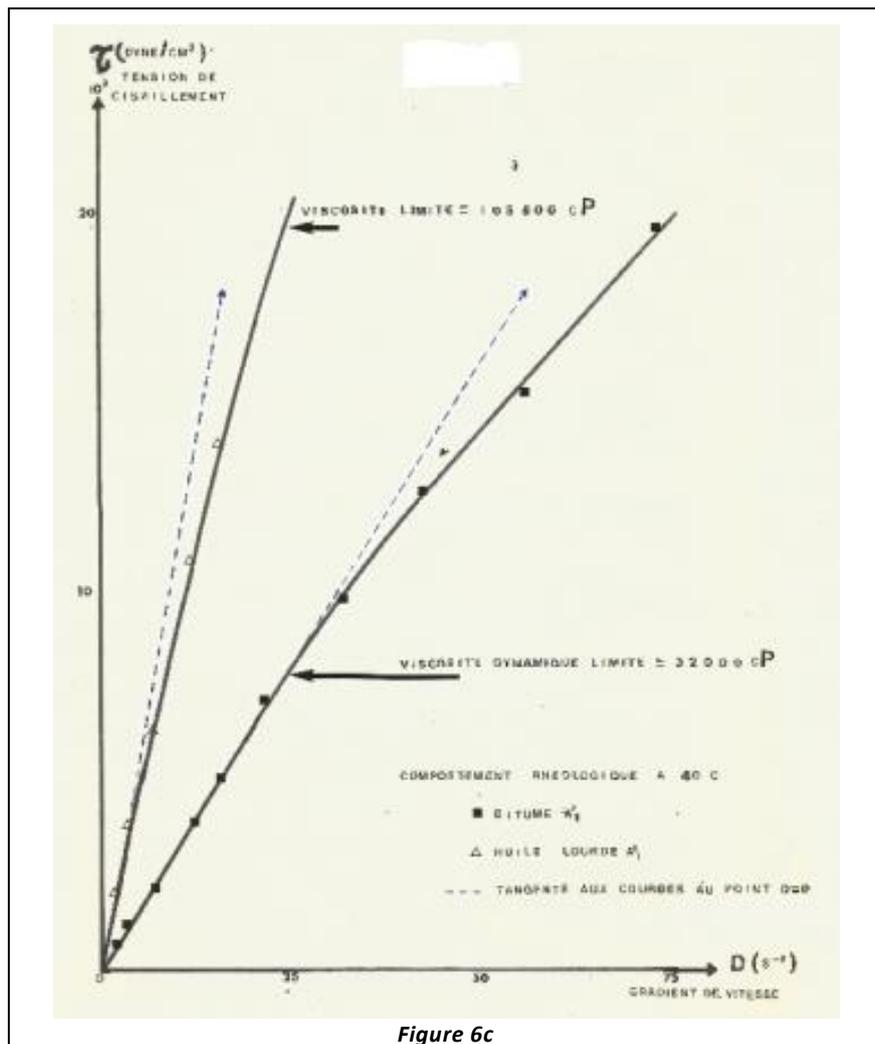
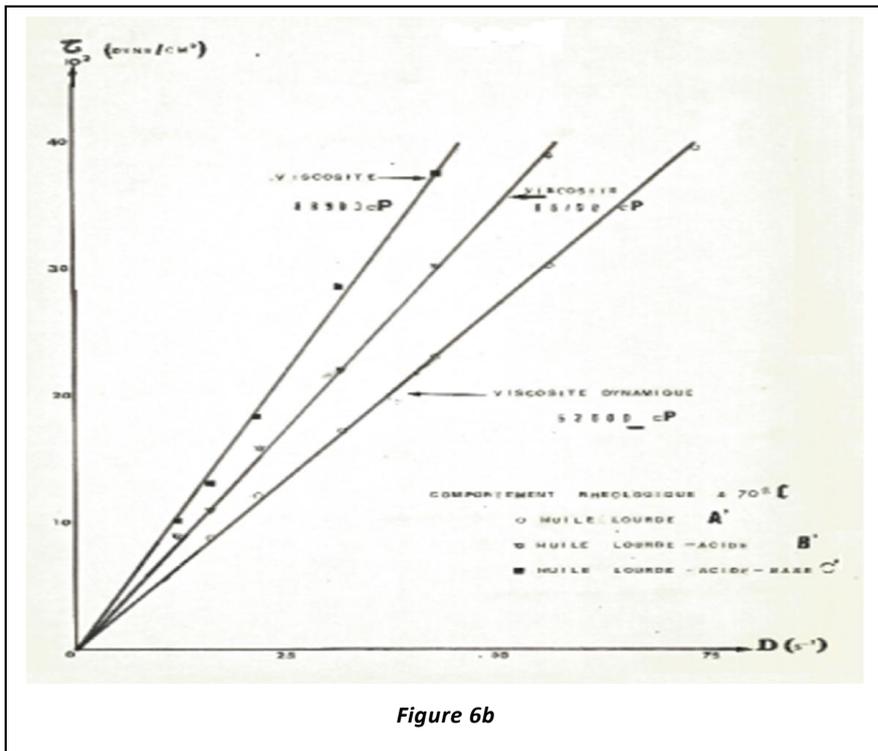


Figure 6a



D'après les courbes rhéologiques obtenues et les tableaux 6 et 7 ci-dessus, on en déduit que :

- Le bitume A1 et l'huile lourde A'1 à 40 °C ont le comportement de liquide pseudo-plastique dont la viscosité dynamique limite est de 32 000 cP et de 108 800 cP respectivement pour le bitume et l'huile lourde [8].
- A 70 °C les comportements des fluides sont plutôt Newtoniens.
- D'une manière générale, les produits d'huile lourde sont plus visqueux que ceux du bitume à une même température.
- Si l'on refroidit de 70 °C à 40 °C, la viscosité augmente de :
  - 17° pour le bitume et de
  - 103° pour l'huile lourde
- A la même température de 70 °C, on constate une augmentation de viscosité des produits libérés de leurs acides aussi bien pour le bitume que pour l'huile lourde. L'augmentation est de :
  - 114% pour B par rapport à A et de
  - 24% pour B' par rapport à A'.
- La viscosité augmente encore plus pour les fractions débarrassées à la fois des acides et des bases. Ainsi la viscosité de l'échantillon C' a augmenté de 66% par rapport à A'.

Ainsi donc, en comparant l'huile lourde et bitume de Madagascar, on peut noter qu'à une même température le bitume est moins visqueux que l'huile lourde. Par contre, l'huile lourde a une teneur en asphaltènes plus faible (13%) que le bitume (18%).

Cependant, en comparant les huiles lourdes et bitume de Madagascar à d'autres huiles, on peut noter que Les huiles non conventionnelles sont différentes des bruts qui ne contiennent que peu d'acides et de bases (inférieur à 1% [9]). Les esters méthyliques purifiés de 6,6% pour le bitume et de 4,9% pour l'huile lourde sont très importants comparés aux esters méthyliques des bruts d'Iran (0,1%) et de Nigéria (0,5%). Néanmoins ils sont comparables aux esters du brut de RFA (5.6%). La viscosité du bitume déjà étudié par John Starr a été vérifiée, elle est supérieure à celle des bitumes de Canada (27 400 cP contre 2 000 cP à 70 °C) [10]. La teneur en asphaltènes du bitume de Bemolanga est semblable à celle du bitume de Canada (18,1%). Le pourcentage d'asphaltène trouvé à l'IPSOI de Marseille est légèrement supérieur (22,8%) [11]. Par contre la teneur en asphaltène de l'huile de Tsimiroro analysée par l'IPSOI (3,4%) est nettement inférieure à celle que nous avons trouvée (13%). Cette différence pourrait s'expliquer par l'hétérogénéité due à l'altération des échantillons en surface dans les différents lieux d'échantillonnage.

#### **4 CONCLUSION ET SUGGESTIONS**

A partir des études analytiques effectuées sur les deux huiles de Madagascar, la teneur en composés basiques est très importante. La recherche d'argiles gonflantes telle que la vermiculite dans les échantillons étudiés a été négative toutefois ceci reste à vérifier pour l'ensemble du gisement, du moins pour le gisement potentiel susceptible d'être exploité. De plus étant donné que la viscosité de ces huiles est assez élevée, des essais de récupération par injection de vapeur ou des essais de combustion « *in situ* » seraient envisageables pour la récupération assistée en profondeur de ces deux huiles.

#### **REMERCIEMENTS**

Les auteurs remercient le Laboratoire de Génie Chimique de l'Ecole Nationale Supérieure de Chimie de l'Université Paul Sabatier de Toulouse-France, dirigé par Le Professeur J. Molinier, où toutes les analyses ont été effectuées.

## REFERENCES

- [1] H. Andrianasolo, M.D. Rakoto-Andriantsilavo, E. Raveloson. The bitumen and heavy oil deposit in Madagascar, Feasibility and prospects of Bemolanga deposit, First International Conference on the future of heavy crude and Tar sands-Edmonton Canada, 1979.
- [2] B. Thenoz. Contribution à l'étude de perméabilité des roches, thèse de Sciences Physiques, Université de Toulouse, 1966.
- [3] P. Gopalakrishnan. Contribution à l'étude de récupération des hydrocarbures en milieu poreux par injection simultanée de vapeur d'eau et d'additifs, Thèse de Docteur-Ingénieur, Université de Toulouse, 1977.
- [4] Ph. Larque, F. Weber. Technique de préparation des minéraux argileux en vue des analyses aux RX Université de Strasbourg, Annales agronomiques, 1978.
- [5] M. Robert, D. Tessier. Méthodes de préparation des argiles des sols pour des études minéralogiques, Anales agronomiques Université de Strasbourg, 1974.
- [6] C. Bernard. Étude des émulsions eau-pétrole brut, rôle des asphaltènes, Thèse de Docteur-Ingénieur Université de Strasbourg, 1980.
- [7] M. Amat. Contribution à l'étude des substances polaires des pétroles bruts, détermination d'un paramètre empirique de polarité et application, Thèse de doctorat d'état ès-sciences, Université de Toulouse, 1981.
- [8] J.M. Schmitter. Acides de pétrole, méthode d'analyse et exemple d'applications, Thèse de Docteur-Ingénieur Université de Strasbourg, 1978.
- [9] J.I. Bulmer. Syncrude analytic method for oil sands and bitumen processing, AOSTRA Edmonton, 1979.
- [10] J. Starr. Analysis of cores from four drilled wells in zone VI of Bemolanga oil sands deposit, OMNIS report, 1979.
- [11] E.F. Rouviere, J.M. Ruiz, L. Léna. Analyse structurale des composés hydrocarbonés fossiles malgaches. Séparation par famille d'hydrocarbures, analyses des composés saturés aromatiques, polaires et des asphaltes, IPSOI Marseille, 1983.