

Caractérisation pyrolytique et faciologique des kaolins bitumineux de Samo, Côte d'Ivoire

Fori Yao Paul ASSALÉ^{1*}, Touvalé Marcel KESSE², Bi Tizié Eric DIANGONE¹, Hugues AHIENTIO³, Bakary FOFANA³ et Aoua COULIBALY³

¹ *Université Félix Houphouët Boigny, UFR des Sciences de la Terre et des Ressources minières, Laboratoire Géosciences des Environnements Sédimentaires et des Energies, 22 BP 582 Abidjan 22, Côte d'Ivoire*

² *Institut National Polytechnique Houphouët Boigny, Ecole Supérieure des Mines et Géologies, BP 1093 Yamoussoukro, Côte d'Ivoire*

³ *PETROCI, Centre d'Analyses et de Recherche (CAR), BP V 194 Abidjan, Côte d'Ivoire*

* Correspondance, courriel : foripaul@live.fr

Résumé

La présente étude porte sur les caractères pyrolytiques et faciologiques des kaolins bitumineux de Samo situé au Sud-Est de la Côte d'Ivoire. L'objectif est de déterminer les origines du bitume présent dans ces kaolins. Pour atteindre cet objectif, quatre échantillons de kaolins bitumineux ont été analysés au Rock Eval 6 et au Microscope électronique à lumière transmise et fluorescente. La pyrolyse réalisée au Rock Eval 6 révèle que les kaolins bitumineux sont des roches immatures contenant du bitume allochtone. Ces kaolins ont une bonne richesse en matière organique accompagnée d'un bon potentiel pétrolier. La pyrolyse révèle également qu'une tonne de kaolin bitumineux produit en moyenne 2,8 Kg d'hydrocarbures libres (gaz et huiles légères). Le palynofaciès des kaolins bitumineux est constituée exclusivement de matière organique (bitume) allochtone à l'exception de rares sporonites qui sont incapables de générer des hydrocarbures. Cette matière organique comprend du bitume biodégradé et des gouttelettes d'hydrocarbures. Ces deux analyses permettent d'affirmer que les kaolins bitumineux ne contiennent pas de kérogène. Par contre, un type II de kérogène est caractérisé au Rock Eval 6 provenant ainsi des asphaltènes et des composés aromatiques présents dans le bitume allochtone. Les kaolins bitumineux de Samo ne sont pas des roches mères mais contiennent plutôt du bitume allochtone provenant d'autres roches mères matures. Ces kaolins sont par contre des roches couvertures qui ont empêché pendant un temps géologique le suintement du bitume vers la surface bien avant leurs affleurements du fait des actions anthropiques.

Mots-clés : *Rock Eval, faciès palynologique, kaolins bitumineux.*

Abstract

Pyrolytic and faciological characterization of bituminous kaolins from Samo, Côte d'Ivoire

This study focuses on the pyrolytic and faciological characteristics of bituminous kaolins from Samo located in the south-east of Côte d'Ivoire. The objective is to determine the origins of the bitumen present in these kaolins. To achieve this objective, four bituminous kaolin samples were analyzed by Rock Eval 6 and transmitted and fluorescent light microscopy. The Rock-Eval pyrolysis shows that bituminous kaolins are

immature rocks containing allochthonous bitumen. These kaolins have a good richness in organic matter accompanied by a good petroleum potential. Pyrolysis also reveals that one tonne of bituminous kaolin produces an average of 2.8 kg of free hydrocarbons (gas and light oils). The palynofacies of bituminous kaolins consists exclusively of allochthonous organic matter (bitumen) with the exception of rare sporonites which are incapable of generating hydrocarbons. This organic material includes biodegraded bitumen and oil droplets. These two analyzes confirm that bituminous kaolins do not contain kerogen. On the other hand, a type II of kerogen is characterized with Rock Eval 6 thus coming from asphaltenes and aromatic compounds present in allochthonous bitumen. Bituminous kaolins of Samo are not source rocks but instead contain allochthonous bitumen from other mature source rocks. These kaolins are on the other hand cover rocks which for a geological time prevented the bitumen seeping towards the surface well before their outcrops due to anthropogenic actions.

Keywords : *Rock Eval, palynologicalfacies, bituminous kaolins.*

1. Introduction

Les kaolins bitumineux de Samo sont des anciens kaolins secondaires dont leur base est aujourd'hui imprégnée de bitume [1]. Ils sont constitués d'argile kaolinique et de silts quartzeux abondants ; ce sont des siltites argileuses. Ces kaolins affleurent à Samo au Sud-Est de la Côte d'Ivoire sur une hauteur d'environ 2,5 m grâce à l'érosion et aux actions anthropiques. Cet affleurement de Samo est l'un des sites privilégiés lors des sorties géologiques des étudiants de licence 3 de l'UFR des Sciences de la Terre et des Ressources Minières de l'Universités Félix Houphouët Boigny et aussi des étudiants techniciens et ingénieurs des grandes écoles publique et privée de Côte d'Ivoire. Ce site est privilégié car c'est l'un des indices de surfaces dans les toutes premières explorations pétrolières en Côte d'Ivoire. Cependant, l'origine du bitume présent dans les kaolins reste problématique en ce sens qu'il peut être autochtone (formé sur place) ou allochtone (issu de la migration des hydrocarbures). Mais, l'hypothèse retenue lors des sorties géologiques est la suivante : le bitume serait allochtone. Il proviendrait de la migration des hydrocarbures vers la surface dont les kaolins auraient joués le rôle de roche couverture empêchant ainsi leur fuite totale vers la surface. C'est dans le but de confirmer ou infirmer cette hypothèse que le présent travail est entrepris. Son objectif principal est de déterminer les origines du bitume présent dans les kaolins de Samo à partir de leurs caractères pyrolytiques et palyno-faciologiques. Les objectifs spécifiques associés sont :

- caractériser les paramètres géochimiques (S1, S2, TOC, etc.) des kaolins bitumineux ;
- déterminer la pétrographie de la matière organique présente dans ces roches.

2. Méthodologie

Les méthodologies employées pour caractériser les kaolins bitumineux comprennent la pyrolyse rock-Eval et le palynofaciès. Quatre échantillons ont été sélectionnés à intervalle de 0,5 m pour cette étude. Ces échantillons sont de la base au sommet : Samo1, Samo2, Samo3 et Samo4. Le site d'échantillonnage est situé à Samo au Sud-Est de la Côte d'Ivoire (*Figures 1*).

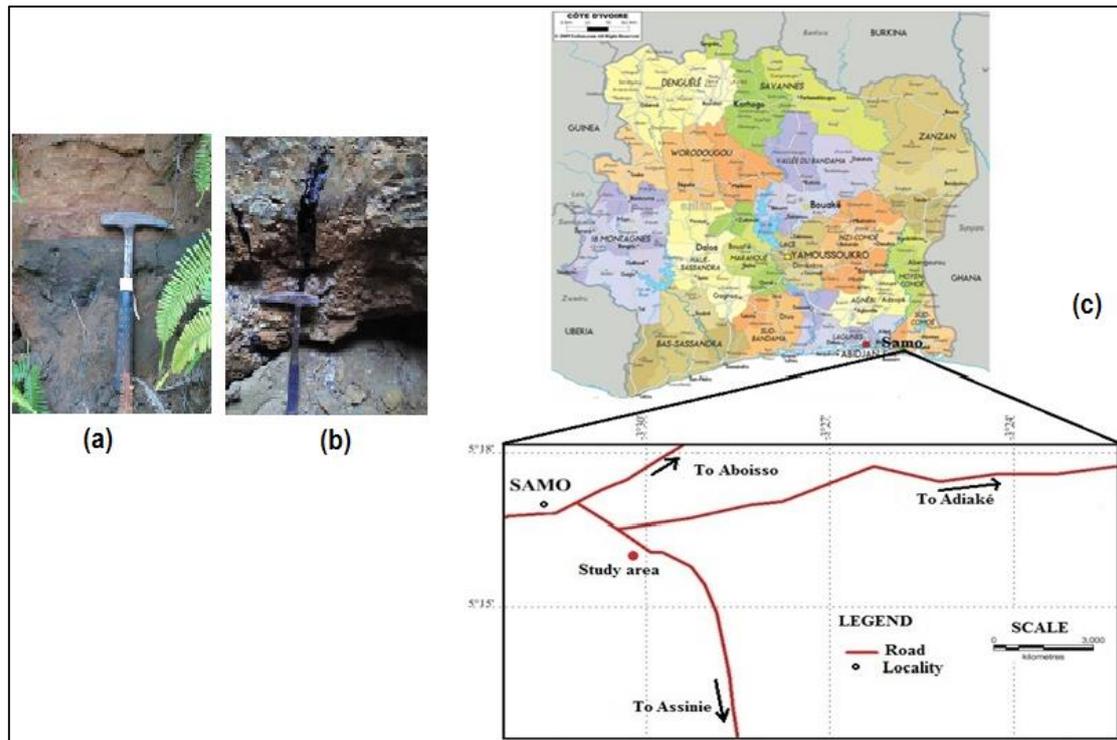


Figure 1 : Kaolin bariolé à base bitumineuse (a), Suintement de bitume (b) et position de l’affleurement de Samo (c)

2-1. Pyrolyse au Rock-Eval

La pyrolyse a été effectuée au Rock Eval 6 de la PETROCI. Elle consiste à soumettre des échantillons de roches broyées à une pyrolyse (température allant de 300 à 600° C), sous un courant d’hélium puis d’oxygène, selon un programme de température croissante (25° C/mn) et à oxyder le carbone résiduel. Au cours de l’élévation de température, des flux d’ions sont émis qui sont par la suite récupérés en vue de leur quantification. En fin d’analyse, quatre paramètres principaux sont déterminés (*Tableau 1*):

- S1 : quantité d’hydrocarbure libre (sous forme de gaz ou d’huile) contenu dans l’échantillon. Il s’exprime en mg HC/g roche ;
- S2 : hydrocarbure produit lors du craquage de la matière organique non extractible (kérogène). Il s’exprime en mg HC/g roche ;
- S3 : quantité de CO2 issue du craquage du kérogène qui s’exprime en mg CO2/g roche ;
- TpS2 : température maximum de production d’hydrocarbures (pic de S2).

Ces paramètres déterminés permettent de calculer quelques paramètres additionnels qui sont :

- $Tmax = TpS2 - \Delta Tmax$
- Tmax étant la maturité thermique de la roche, TpS2 la température maximale au sommet de S2 et $\Delta Tmax$ la température maximale du standard 55000 qui vaut 419°C.
- Le paramètre Tmax n’est crédible que si S2 est supérieur à 0,2 mg HC/g roche [2].
- TOC (Carbone Organique Total) : exprimé en pourcentage pondéral de la roche totale (% poids). Il permet de déterminer la richesse de la matière organique présente dans la roche mère (*Tableau 1*). Pour l’estimation du potentiel pétrolier, le S2 est plus réaliste que le TOC car ce dernier inclut les carbones inertes qui sont incapables de générer des hydrocarbures ;
- $IH = S2 \times \frac{100}{TOC}$ avec IH l’Indice d’Hydrogène qui s’exprime en mg HC/g TOC.

Il représente le degré d'aliphaticité de la matière organique et permet de déterminer le type de matière organique (**Tableau 2**);

- $IO = S3 \times \frac{100}{TOC}$ avec IO l'indice d'Oxygène qui s'exprime en mg CO₂/g COT.

IO est le degré d'oxydation de la matière organique.

Tableau 1 : Potentiel pétrolier des roches mères immatures [3]

Potentiel pétrolier	Matière organique				
	TOC	Pyrolyse Rock-Eval (mg/g roche)		Bitume	Hydrocarbure
	% poids	S1	S2	ppm	ppm
Pauvre	< 0,5	< 0,5	< 2,5	< 500	< 300
Moyen	0,5 - 1	0,5 - 1	2,5 - 5	500 - 1000	300 - 600
Bon	1 - 2	1 - 2	5 - 10	1000 - 2000	600 - 1200
Très bon	2 - 4	2 - 4	10 - 20	2000 - 4000	1200 - 2400
Excellent	> 4	> 4	> 20	> 4000	> 2400

Tableau 2 : Type de kérogène et les produits expulsés [3]

Type de Kérogène	IH (mg HC/g TOC)	S2/S3	Produits expulsés
I	> 600	> 15	Huile
II	300 - 600	10 - 15	Huile
II/III	200 - 300	5 - 10	huile et gaz
III	50 - 200	1 - 5	Gaz
IV	< 50	< 1	Rien

- $IP = \frac{S1}{S1+S2}$

IP signifie l'indice de production et caractérise l'évolution de la matière organique. L'indice de production augmente avec la profondeur. Certains critères doivent être respectés pour les valeurs de IP [3], in : [4] :

- si Tmax est comprise entre 390° et 435° C alors IP ≤ 0,1 ;
- si Tmax est comprise entre 436° et 445° C alors IP ≤ 0,3 ;
- si Tmax est comprise entre 445° et 460° C alors IP ≤ 0,4.

Si ces critères ne sont pas respectés alors, on a un cas de contamination due à la boue de forage ou à la migration d'hydrocarbure [3], in : [4].

Les paramètres Tmax et IP permettent de caractériser la maturité thermique (**Tableau 3**).

Tableau 3 : Maturité thermique [3]

Maturité thermique	Maturation		Génération	
	T max (°C)	Bitume/TOC	Bitume mg/g de roche	Indice de production (IP)
Immature	< 435	< 0,05	< 50	< 0,10
Maturité	précoce	435 - 445	0,05 - 0,10	0,10 - 0,15
	culminée	445 - 450	0,15 - 0,25	0,25 - 0,40
	retardée	450 - 470	-	> 0,40
Post-mature	> 470	-	-	-

2-2. Palynofaciès

Le palynofaciès est l'étude de la matière organique isolée de la matrice minérale au Microscope Electronique à lumière Transmise (M.E.T) et fluorescente. C'est une pétrographie de la matière organique. L'isolement de la matière organique de la matrice minérale se fait par un traitement aux acides chlorhydrique et fluorhydrique [6] puis montée entre lame et lamelle. Cette pétrographie permet une estimation qualitative et semi-quantitative des différents macéraux en vue de la caractérisation du type de kérogène. Les macéraux sont des composés individuels du kérogène qui ont des propriétés pétrographique et géochimique distinctes. On en distingue trois principaux groupes dans les roches sédimentaires [7 - 9] :

- les liptinites produisent de l'huile. Elles ont une haute transmittance, une fluorescence intense de maturité peu élevée, des textures et des formes caractéristiques comme les algues (Tasmanites), la résine et les spores ;
- les vitrinites produisent du gaz. Ces macéraux sont de forme anguleuse et usuellement gélifiés avec parfois des structures cellulaires. Elles ont une transmittance intermédiaires [10] // [9]. Elles n'ont pas de fluorescence à moins qu'elles soient incorporées de liptinites ;
- les inertinites sont les macéraux inertes avec des formes anguleuses. Elles sont constituées typiquement de structures cellulaires. Elles n'ont pas de fluorescence et sont opaques en lumière transmise.

3. Résultats

3-1. Caractérisation de la matière organique

Les résultats de l'analyse au Rock-Eval 6 des kaolins bitumineux sont consignés dans le **Tableau 4**.

Tableau 4 : Paramètre du Potentiel pétrolier des roches de Samo

Echantillons	S1 (mg HC/g roche)	S2 (mg HC/g roche)	S3 (mg CO2/g roche)	Tmax(°C)	IH (mg HC/g TOC)	IO (mg O2/g TOC)	IP (S1/[S1+S2])	TOC (%) pds)
Samo4	5,17	18,27	1,38	419	508	38	0,22	3,6
Samo3	1,26	1,65	0,21	420	431	55	0,43	0,38
Samo2	2,44	3,19	0,16	414	439	22	0,43	0,73
Samo1	2,34	2,81	0,13	412	430	20	0,45	0,65
Moyenne	2,8	6,48	0,47	416,25	452	33,75	0,38	1,34

3-1-1. Maturité de la matière organique

Les valeurs du Tmax sont crédibles car les valeurs S2 sont supérieures à 0,2 mg HC/g roche. Les valeurs Tmax de Samo sont comprises entre 412 et 420° C (**Tableau 4**). Cela montre que toutes les roches sont immatures car leurs Tmax sont inférieures à 435° C. Les valeurs de IP des roches de Samo oscillent entre 0,22 et 0,45 avec une moyenne de 0,38 (**Figure 2**). Pour des roches immatures, ces valeurs devraient être inférieures ou égales à 0,1. On conclure donc que les valeurs de IP ne sont pas crédibles traduisant ainsi une anomalie au niveau des paramètres calculés de Samo. Le bitume contenu dans les kaolins de Samo est donc allochtone ; les kaolins de Samo n'ont donc pu produire des hydrocarbures.

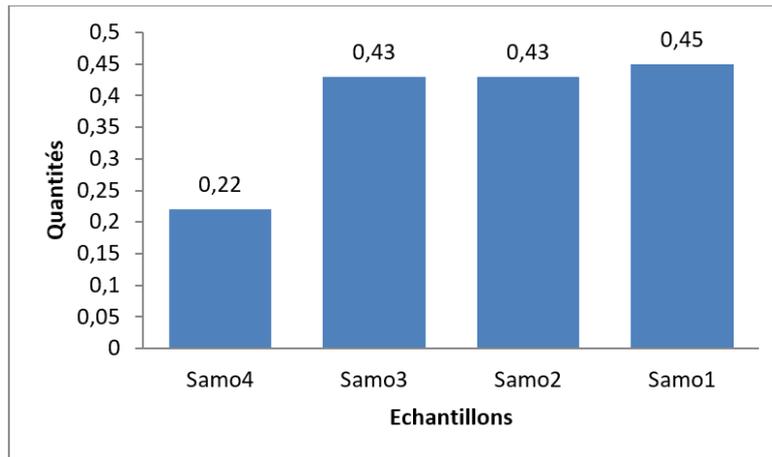


Figure 2 : Proportion IP dans les échantillons de Samo

3-1-2. Potentiel pétrolier des affleurements de Samo

Les échantillons de Samo présentent des valeurs S2 supérieures à 2,5 mg HC/g roche, à l'exception de l'échantillon Samo3 dont la valeur est 1,65 mg HC/g roche (**Figure 3**). Les échantillons Samo1 et 2 présentent des S2 dont les proportions respectives sont 2,81 et 3,19 mg HC/g roche. Le potentiel pétrolier de ces échantillons est moyen car les valeurs sont comprises entre 2,5 et 5 mg HC/g roche. L'échantillon Samo4 a un très bon potentiel pétrolier car sa valeur S2 est comprise entre 10 et 20 mg HC/g roche (**Figure 3**). L'ensemble de ces échantillons donne une moyenne de S2 qui vaut 6,48 mg HC/g roche. Le potentiel pétrolier des kaolins bitumineux de Samo est en moyenne bon. Ce potentiel est dû à la présence du bitume. Vu le caractère allochtone du bitume, les kaolins bitumineux de Samo contiennent plutôt des hydrocarbures qui proviennent d'autres roches mères matures dans le bassin sédimentaire ivoirien.

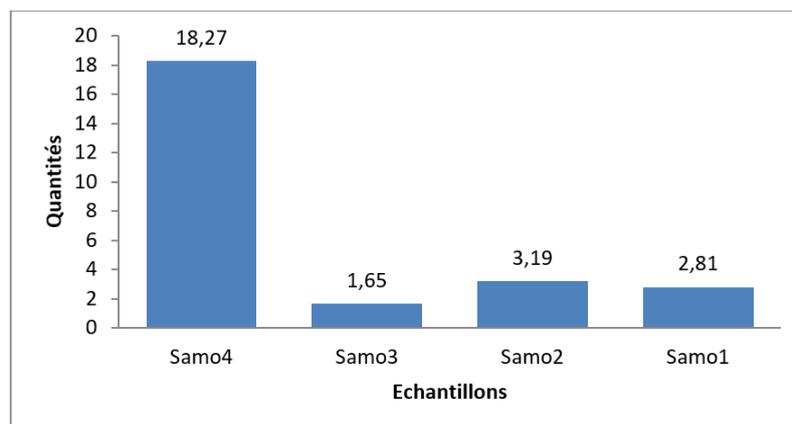


Figure 3 : Proportion S2 dans les échantillons de Samo

3-1-3. Richesse de la matière organique des affleurements de Samo

Sur la base des valeurs du TOC, trois types de richesse peuvent être distingués : pauvre, moyen et très bon (**Figure 4**). Seul l'échantillon Samo3 est pauvre en matière organique. La valeur du TOC est de 0,38 % poids. Les échantillons moyennement riches en matière organique sont ceux de Samo1 et Samo2. Leurs TOC sont respectivement de 0,65 % poids et de 0,73 % poids. La richesse très bonne concerne l'échantillon Samo4 avec une valeur TOC qui vaut 3,6 % poids. Sur la base de la moyenne (1,34 % poids) des différents TOC, les kaolins bitumineux ont une richesse bonne en matière organique qui serait entièrement allochtone.

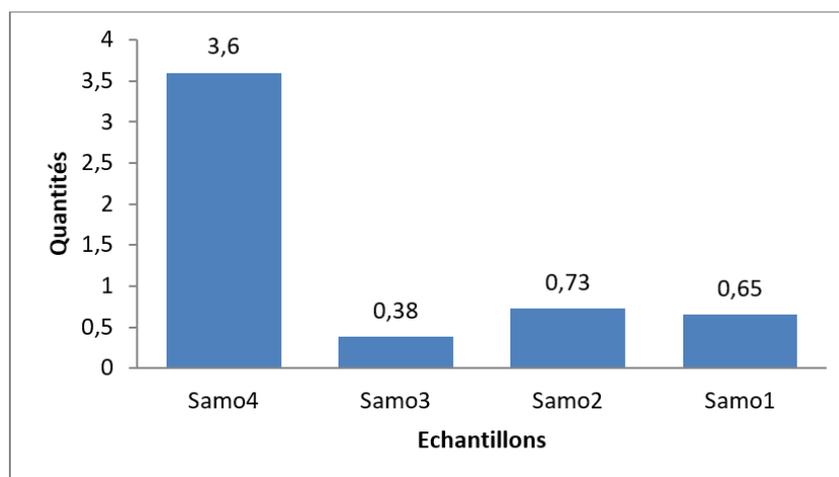


Figure 4 : Différentes proportions de TOC dans les échantillons de Samo

3-1-4. Quantification des hydrocarbures libres

Les valeurs de S1 permettent de quantifier les hydrocarbures libres dans les échantillons étudiés. Sur la base des valeurs de S1, trois types d'échantillons peuvent être distingués (**Figure 5**). Le premier type d'échantillons a une bonne quantité en hydrocarbures libres ($1 < S1 < 2$). Ce type correspond à l'échantillon Samo3. Le deuxième type a une très bonne quantité en hydrocarbures libres ($2 < S1 < 4$) ; il caractérise les échantillons Samo1 et Samo2. Le dernier ne concerne que l'échantillon Samo4 dont la quantité en hydrocarbures libres est excellente ($S1 > 4$). La quantité moyenne d'hydrocarbure libre dans les kaolins bitumineux est de 2,8 mg HC/g roche ; ce qui signifie qu'une tonne de kaolins bitumineux produit en moyenne 2,8 Kg d'hydrocarbures libres (gaz et huiles légères) par la méthode pyrolytique au Rock Eval 6.

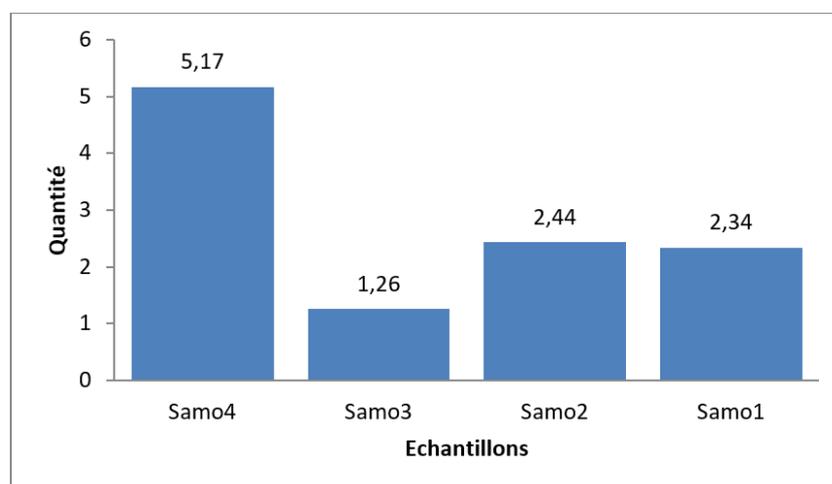


Figure 5 : Proportions des hydrocarbures libres (S1) dans les échantillons de Samo

3-1-5. Types de kérogène

Les valeurs de l'indice d'hydrogène (IH) sont comprises entre 300 et 600 mg HC/g TOC avec une moyenne de 452 mg HC/g TOC (**Figure 6**). Ces valeurs indiquent un kérogène de type II. Les valeurs de IH et de Tmax placées dans le diagramme Van Krevelen (**Figure 7**) montrent un kérogène de type II. Ceci s'accorde avec les résultats de IH. Le type II caractérisé serait totalement dû à la pyrolyse et à l'oxydation du bitume au Rock Eval 6. Le type de kérogène ne peut donc être caractérisé pour ces kaolins au regard du caractère allochtone du bitume.

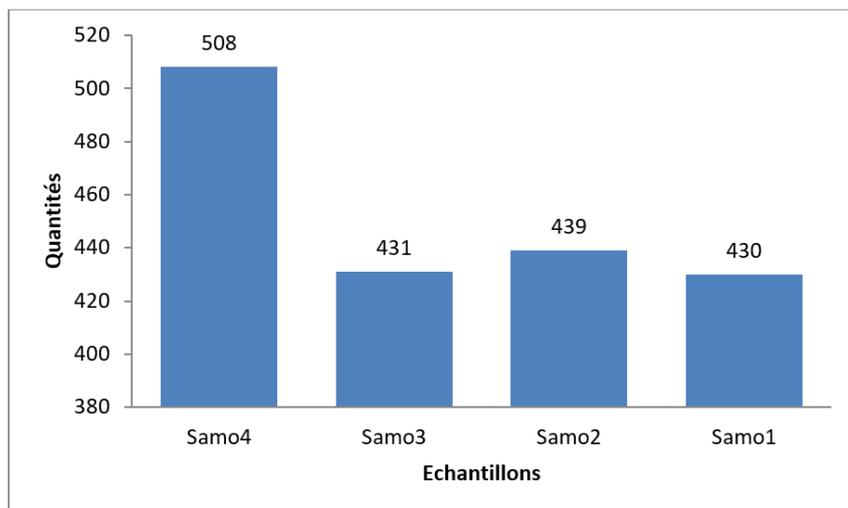


Figure 6 : Proportion IH dans les échantillons de Samo

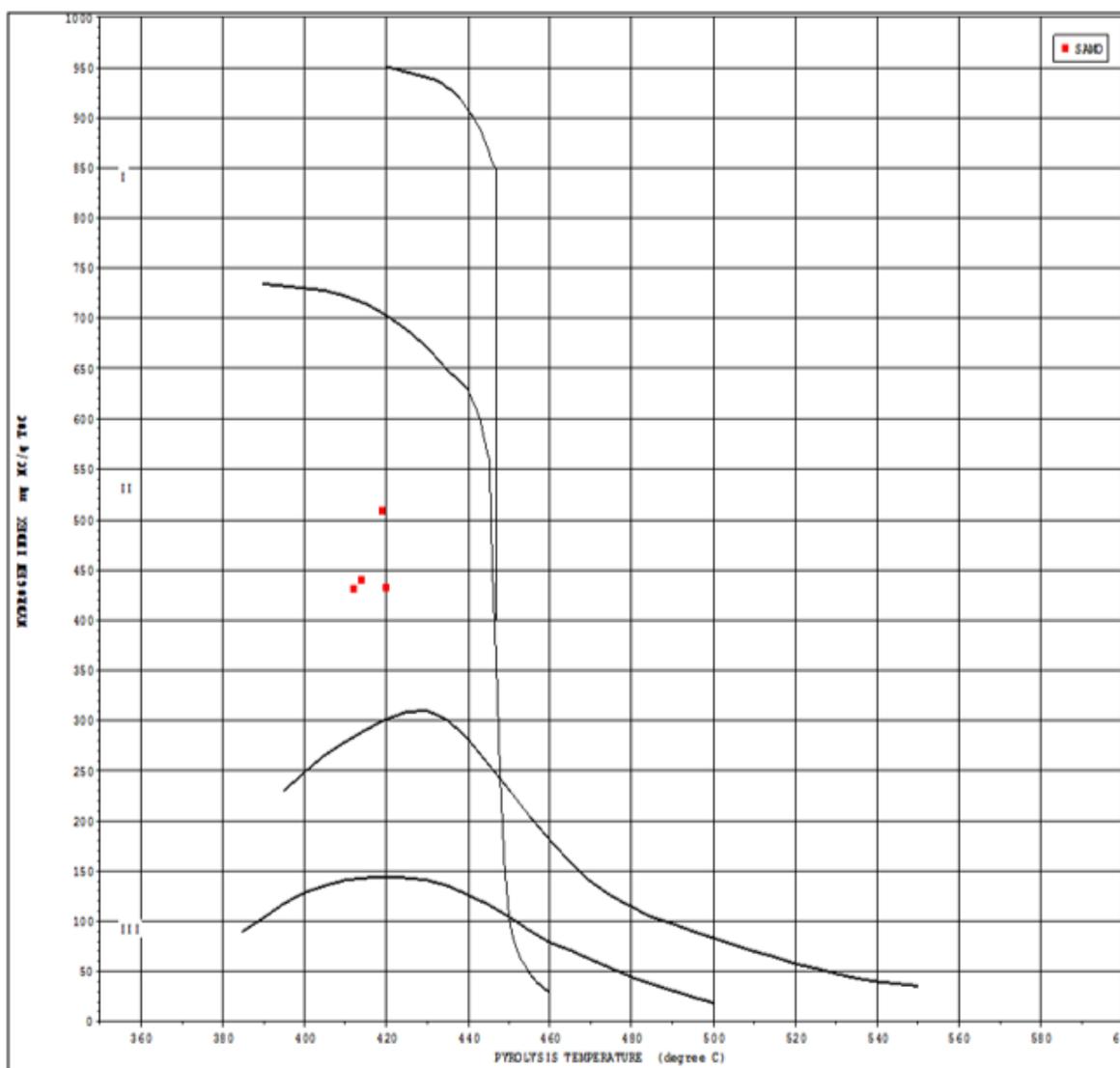


Figure 7 : Diagramme IH en fonction de Tmax des échantillons de Samo

Les paramètres du Rock-Eval confirment que le bitume présent dans les kaolins de Samo est allochtone.

3-2. Pétrographie de la matière organique

Les macéraux, composés uniquement de rare sporinite, sont dispersés dans le faciès palynologique (*Figure 8*). Ce faciès comprend du bitume biodégradé et des gouttelettes d'hydrocarbures. Le bitume biodégradé à une transmittance intermédiaire et une fluorescence élevée. Quant aux gouttelettes, elles sont brunes à opaques en lumière transmise avec une fluorescence intermédiaire à élevée. Au regard des résultats de la pétrographie, on peut affirmer que la matière organique présente dans les kaolins bitumineux est presque exclusivement allochtone à l'exception de rares sporinites ; ce qui revient à dire que ces kaolins ne renferme pas de kérogène. Les kaolins bitumineux de Samo ne sont donc pas des roches mères. Autrement dit, ces kaolins ne peuvent générer d'hydrocarbures même si la maturité venait à être atteinte au cours des futurs temps géologiques. Ils contiennent plutôt du bitume allochtone provenant d'autres roches mères matures.

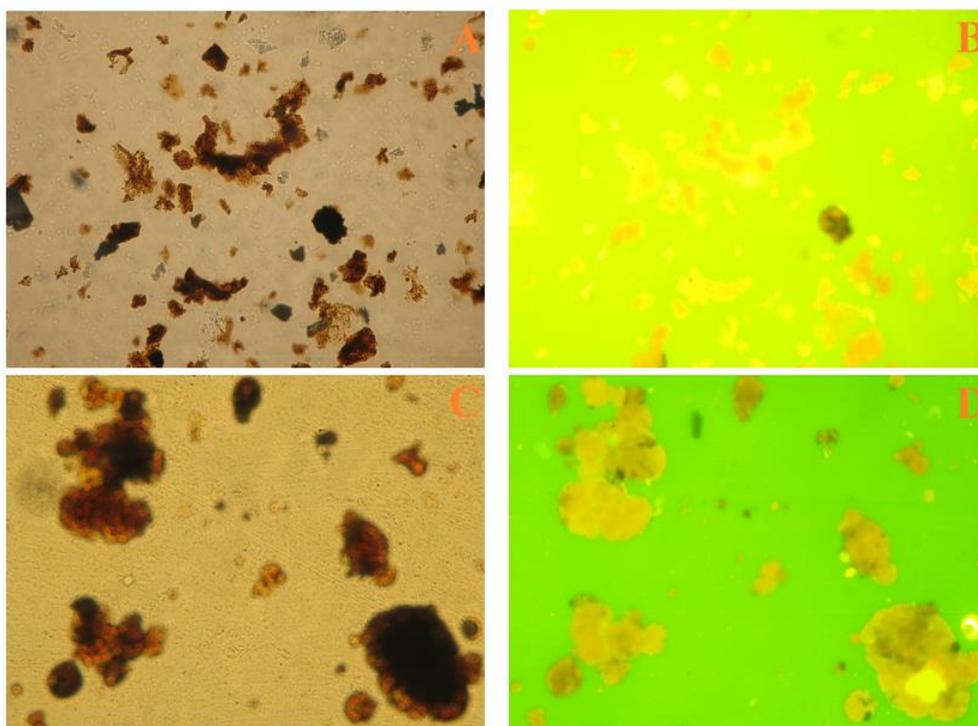


Figure 8 : *Palynofaciès des kaolins bitumineux de Samo. A et B : bitume biodégradé (A : lumière transmise. B : lumière fluorescente). C et D : Gouttelettes brunes à noires d'hydrocarbures (C : lumière transmise. B : lumière fluorescente)*

4. Discussion

L'étude pyrolytique des kaolins bitumineux de Samo révèle que ces roches sont immatures avec un kérogène de type II. Le faciès palynologique révèle par contre, la présence de bitume biodégradé et de gouttelettes d'hydrocarbures avec de rare sporinite. L'immaturité de ces roches et la présence d'hydrocarbure confirment que le bitume des kaolins de Samo est allochtone. La matière organique autochtone étant pratiquement absente (rare sporinite), induit que ces kaolins ne sont pas des roches mères mais plutôt des roches couvertures. Le type II déterminé par le Rock Eval 6 provient donc de ces hydrocarbures allochtones. Les kaolins bitumineux de Samo sont des anciens kaolins fluviaux imprégnés de bitume qui ne sont pas favorables à la conservation de la plupart des macéraux à l'exception des sporinites. De récents travaux confirment cette assertion selon laquelle les kaolins du bassin onshore ivoirien proviennent d'un système

fluviale [11]. Ces travaux révèlent que les zones de Samo, Adiaké et Eboïnda sont constituées d'anciens systèmes fluviaux (sables, graviers et kaolins) dans lesquels sont piégés du bitume. Ce bitume provient des hydrocarbures qui ont été formés au Sud de la Faille des Lagunes et se sont répandus dans ces zones à travers des paléo-plages et des paléo-chaussées communicants [11]. Dans la zone de Samo, les kaolins ont joué le rôle de roche couverture empêchant ainsi la migration du bitume vers la surface. De nos jours, les travaux anthropiques ont favorisé l'exposition des kaolins bitumineux qui sont plus sujets à la biodégradation et au lessivage par les eaux pluviales. Cependant, ces destructions n'affectent pas de manière significative les asphaltènes et beaucoup de composés aromatiques à poids moléculaire élevé [12]. Lors de la pyrolyse au Rock Eval 6, les asphaltènes et les composés aromatiques ont produit un flux élevé d'hydrogène par rapport à l'oxygène lors de l'élévation de température. C'est la quantification du flux d'hydrogène qui a favorisé ces valeurs d'indice d'hydrogène qui montrent un type II. On pourrait se dire que la matière organique qui a formé ces hydrocarbures allochtones est d'origine marine. On retient également que la pyrolyse du bitume produit des hydrocarbures libres (gaz et huiles légères). Les analyses de roches bitumineuses par la méthode réservoir au Rock Eval 6 permettent de distinguer trois types d'hydrocarbures [13, 14] : les hydrocarbures libres (C1 à C15), les hydrocarbures légers (C15 à C40) et les hydrocarbures lourds (> C40). Il est donc possible d'exploiter du gaz, du naphta, de l'essence et du diesel à partir de la pyrolyse des roches bitumineuses présentes dans les zones de Samo, Adiaké et Eboïnda. Pour ce faire, la méthode réservoir du Rock Eval 6 doit être appliquée à ces roches afin de quantifier les différentes fractions d'hydrocarbures (libres, légers et lourds) présentes dans les bitumes. Cette méthode doit être suivie par une étude économique afin d'évaluer la rentabilité de ces roches.

5. Conclusion

Les données du Rock Eval 6 et du palynofaciès montrent que le bitume des kaolins bitumineux de Samo est allochtone. Les températures maximales traduisent que ces kaolins sont immatures. Dans ces kaolins, la richesse en matière organique est bonne accompagnée d'un bon potentiel pétrolier. La matière organique est constituée exclusivement de bitume allochtone à l'exception de rares sporonites qui sont incapables de produire des hydrocarbures. Le faciès de ce bitume montre du bitume biodégradé et de gouttelettes d'hydrocarbures. Les kaolins bitumineux ne contiennent donc pas de kérogène. Le type II de kérogène identifié au Rock Eval 6 provient des asphaltènes et des composés aromatiques présents dans le bitume allochtone. Les résultats pyrolytiques révèlent qu'une tonne de kaolin bitumineux produit en moyenne 2,8 Kg d'hydrocarbures libres (gaz et huiles légères). Les kaolins bitumineux de Samo ne sont pas des roches mères mais plutôt des roches couvertures de très faibles profondeurs qui aujourd'hui se retrouvent en affleurement du fait des actions anthropiques. Ils contiennent par contre, des hydrocarbures allochtones (bitume) provenant d'autres roches mères matures.

Références

- [1] - F. Y. P. ASSALE, Caractérisation sédimentologique, palynologique, géochimique et paléoenvironnementale des formations connexes à la faille des lagunes (Est du bassin onshore de Côte d'Ivoire). Thèse Doctorat univ. Univ. F. H. B, Côte d'Ivoire, (2013) 361 p.
- [2] - K. E. PETERS, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, 70 (1986) 318 - 329
- [3] - K. E. PETERS and M. R. CASSA, In : The petroleum system from source to trap. American Association of Petroleum Memoir 60. Alaska, U.S.A, (1994) 93 - 120
- [4] - L. B. MAGOON and W. G. DOW, The petroleum system : from source to trap. AAPG Memoir, 60 (1994) 620 p.

- [5] - NIGOGA, The Norwegian Industry Guide to Organic Geochemical Analyses. Edition 4.0, (2000) 1 - 102
- [6] - B. DURANT and G. NICAISE, Procedures for kerogen isolation. In : B. Durand (Ed.), Kerogen, Technip, Paris, (1980) 33 - 53
- [7] - E. STACH, M. T.MACKOWSKY, M. TEICHMÜLLER, G. H. TAYLOR, D. CHANDRA and R. TEICHMÜLLER, In The biomarker guide : volume 1, biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge University Press, United Kingdom, (1982) 471 p.
- [8] - G. H. TAYLOR, M. TEICHMÜLLER and A. DAVIS, In The biomarker guide: volume 1, biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge University Press, United Kingdom, (1998) 471 p.
- [9] - K. E. PETERS, C. C.WALTERS and M. J. MOLDOWAN, The biomarker guide volume 1, biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge University Press, United Kingdom, (2005) 471 p.
- [10] - N. H. BOSTICK, In The biomarker guide: volume 1, biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge University Press, United Kingdom, (1979) 471 p.
- [11] - F. Y. P. ASSALE, N. F. A. ANO, T. M. KESSE, Y. H. KPLOHI, A. F. KOUAO, T. TAHE THIERRY et A. COULIBALY, Impact de la faille des lagunes sur la genèse des grès bitumineux du Sud-Est de la Côte d'Ivoire : Aspect lithologique et environnemental. *International Journal of Innovation and Scientific Research*, Vol. 43, N° 2 (2019) 99 - 111
- [12] - A. B. ALTON, Chapter 11 : Predicting Preservation and Destruction of Accumulations. In Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology : Exploring for Oil and Gas Traps. Edward A. B. & Norman H. F. American Association of Petroleum Geologists, AAPG Special volumes, (1999) 1 - 30
- [13] - K. TRABELSI, J. ESPITAIIIE and A. Y. HUC, Characterisation of Extra Heavy Oils and Tar Deposits by Modified Pyrolysis Methods. Institut Français du Pétrole, France, (1993) 29 - 40
- [14] - A. ALMANSOUR, W. AL-BAZZAZ G. SARASWATHY, A. ALMOHSIN and B. BAI, Characterization of Next-Generation Heavy Oil of Tar Mats in Carbonate Reservoirs and Understanding Its Role in Reserve Estimation and Oil Recovery Economics. SPE-172243-MS, (2014) 18 p.