

## CARACTÉRISATION GÉOCHIMIQUE ET INTÉRÊT PÉTROLIER DES DÉPÔTS TERTIAIRES DE LA MARGE EST D'ABIDJAN, BASSIN SÉDIMENTAIRE DE CÔTE D'IVOIRE

Kouamé Alfred KOUASSI<sup>1\*</sup>, Kouadio Cyrille YAO<sup>2</sup>,  
Goa René BIE<sup>2</sup> et Zeli Bruno DIGBEHI<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Université Jean Lorougnon GUEDE de Daloa, UFR Environnement,  
BP 150 Daloa, Côte d'Ivoire

<sup>2</sup> Université Felix HOUPHOUET-BOIGNY de Cocody, UFR des Sciences de  
la Terre et des Ressources Minières (STRM), 22 BP 582 Abidjan 22,  
Côte d'Ivoire

(reçu le 15 Mai 2022; accepté le 27 Juin 2022)

\* Correspondance, e-mail : [kouassi\\_alfred@ujlg.edu.ci](mailto:kouassi_alfred@ujlg.edu.ci)

### RÉSUMÉ

Dans le but de mieux connaître le potentiel pétrolier des formations datées du Tertiaire de la partie Est de la marge d'Abidjan (Côte d'Ivoire), l'on a effectué sur des déblais de forage issus d'un sondage nommé EVAN-1A une pyrolyse au Rock-Eval 6. Cela, dans le but de quantifier les produits obtenus lors du craquage thermique de la matière organique et de mesurer les différents paramètres géochimiques indispensables à une meilleure caractérisation de la matière organique, son état de maturité et le type d'hydrocarbure généré. Au cours de cette analyse, l'on a mis en évidence un kérogène mixte du type II (sapropélique) et III (humique) avec une prédominance du type III. Ce kérogène proviendrait principalement des plantes supérieures d'origine terrestre et accessoirement des phytoplanctons et des zooplanctons. Cette matière organique est globalement immature sauf quelques échantillons du Maastrichtien supérieur qui sont précocement mature.

**Mots-clés :** *géochimie, potentiel pétrolier, tertiaire, marge Abidjan, Côte d'Ivoire.*

## ABSTRACT

### **Geochemical characterization and petroleum interest of the Tertiary deposits of the eastern margin of Abidjan, Ivory Coast sedimentary basin**

In order to better understand the petroleum potential of the dated Tertiary formations in the eastern part of the Abidjan margin (Côte d'Ivoire), a Rock-Eval 6 pyrolysis was carried out on drill cuttings from a borehole called EVAN-1A. The aim is to quantify the products obtained during the thermal cracking of organic matter and to measure the various geochemical parameters essential for a better characterization of the organic matter, its state of maturity and the type of hydrocarbon generated. During this analysis, a mixed kerogen of type II (sapropelic) and III (humic) with a predominance of type III was found. This kerogen comes mainly from higher plants of terrestrial origin and secondarily from phytoplankton and zooplankton. This organic matter is globally immature except for some samples from the Upper Maastrichtian which are precociously mature.

**Keywords :** *geochemistry, petroleum potential, tertiary, Abidjan margin, Côte d'Ivoire.*

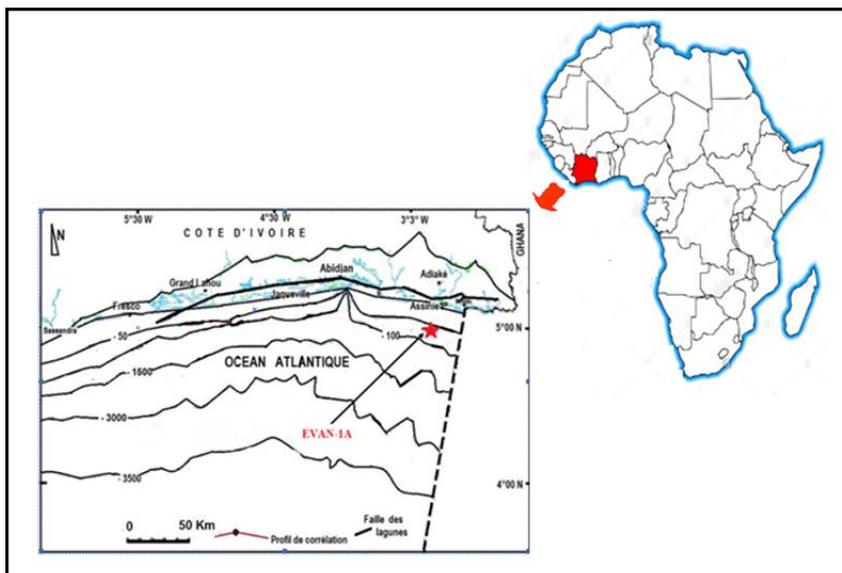
## I - INTRODUCTION

L'accumulation dans les sédiments de divers résidus organiques (débris de végétaux et d'animaux, pollens, algues, etc.) détermine la formation de roches mères susceptibles de générer des hydrocarbures sous l'effet de la température et de la pression, lors de son enfouissement progressif. Afin de localiser de potentiels gisements, la prospection pétrolière a élargi ses recherches à la prédiction de la distribution et de l'accumulation de la matière organique dans les sédiments (Géochimie du pétrole). Plusieurs travaux en géochimie ont été réalisés sur les formations du Crétacé du bassin ivoirien notamment par [1 - 3], mettant en évidence la qualité des roches mères. Les dépôts tertiaires qui sont peu connus en ce qui concerne la qualité des roches mères en Côte d'Ivoire peuvent parfois présenter un intérêt pétrolier comme aux Etats Unis et au Nigeria où l'on a découvert des gisements d'âge Eocène ou Oligocène. Cette étude intervient dans un contexte où les propriétés géochimiques des formations tertiaires du bassin ivoirien restent peu connues. Elle permet d'analyser les caractéristiques géochimiques des sédiments d'âge Maastrichtien-Paléogène de la marge Est d'Abidjan. Cette étude contribuera à déterminer l'intérêt pétrolier des formations tertiaires de la marge Est d'Abidjan.

## II - MATÉRIEL ET MÉTHODES

### II-1. Zone d'étude

La *Figure 1* présente la localisation du puits EVAN 1A situé au large de la ville d'Assinie dont les déblais de forage ont fait l'objet de cette étude.



**Figure 1 :** Localisation du puits EVAN-1A

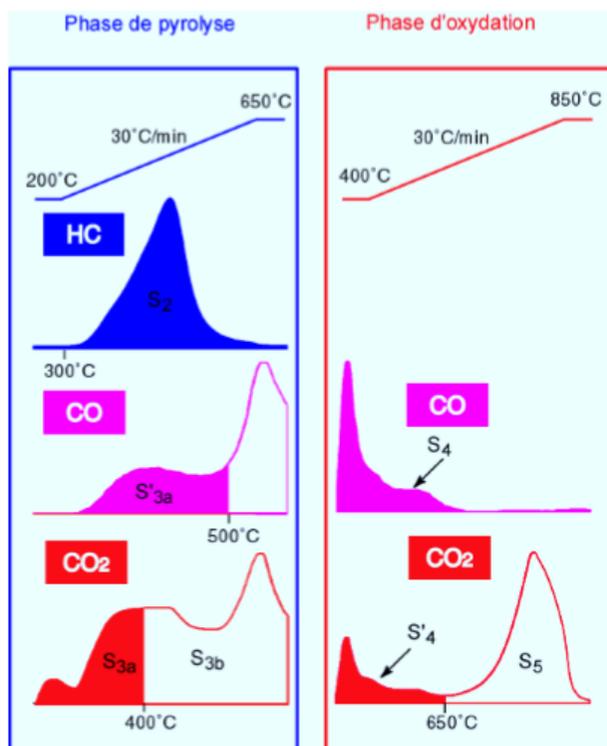
### II-2. Matériel

Des déblais de forage ont été utilisés pour une étude géochimique au Rock-Eval 6 en vue de caractériser la matière organique, afin d'en déterminer son degré de maturité et son potentiel pétrolifère. La Pyrolyse Rock-Eval permet la quantification des composés produits lors du craquage thermique de la matière organique. Elle permet la mesure de différents paramètres géochimiques indispensables à une meilleure caractérisation de la matière organique, son état de maturité et le type d'hydrocarbure généré.

### II-3. Méthode d'étude géochimique de la matière organique au Rock-Eval 6

Les échantillons sont soumis à des températures croissantes sous atmosphère inerte (N<sub>2</sub>, He). Les effluents hydrocarbonés produits durant ce craquage sont quantifiés en continu par un Détecteur à Ionisation de Flamme (FID), tandis que deux cellules infrarouges enregistrent le CO et le CO<sub>2</sub> produits. Le résidu de la pyrolyse est ensuite soumis à une phase d'oxydation. Le CO et le CO<sub>2</sub> produits lors de cette phase sont également détectés en continu par les cellules

infrarouges. L'intégration des cinq courbes d'émission d'effluents de pyrolyse et d'oxydation (**Figure 2**), obtenues entre des bornes des températures déterminées, permet de déterminer le Carbone Organique Total (COT) de l'échantillon étudié, ainsi que les proportions de constituants hydrocarbonés et oxygénés contenues initialement dans la matière organique [4].



**Figure 2 :** Thermogramme des différents effluents mesurés par le RE6

Deux types de paramètres sont définis : les paramètres initiaux et les paramètres usuels. Les paramètres initiaux sont les paramètres intégrés au système d'exploitation du Rock-Eval 6, donc directement affiché à l'écran de l'ordinateur. Il s'agit de :

- **S1** : quantité des Hydrocarbures libres (C1-C30) des gaz et huiles volatilisés avant 300°C, paramètre exprimé en (mg HC/g roche).
- **S2** : c'est le potentiel pétrolier. Il représente les composés hydrocarbonés provenant du craquage du kérogène et des composés extractibles lourds (résines et asphaltènes) entre 300°C et 650°C. Ce paramètre est aussi exprimé en (mg HC/g roche).
- **S3** : quantité de CO<sub>2</sub> organique détectée à des températures supérieures à 390°C, durant la phase de pyrolyse, paramètre exprimé en (mgCO<sub>2</sub>/g roche).

- **T<sub>max</sub>** : c'est la température maximale de la pyrolyse mesurée au sommet du pic S<sub>2</sub>. C'est un indicateur de la maturité de la matière organique et de son évolution. Elle varie également d'un type de kérogène à l'autre.

Quant aux paramètres usuels, ils sont déduits par calculs à partir des paramètres initiaux. On distingue :

- **Carbone Organique Total (COT)** : c'est la quantité de carbone attribuée à la matière organique de l'échantillon. C'est la somme du carbone organique obtenu en pyrolyse et en oxydation (PC+RC). Il est exprimé en pourcentage pondéral du sédiment.
- **Quantité de carbone minéral (C<sub>min</sub>)** : ce paramètre représente la quantité de carbone minéral contenue dans l'échantillon. Le carbone minéral, exprimé en pourcentage pondéral, est la somme des quantités de carbone enregistrées sous forme de CO<sub>2</sub>, au-delà de 400°C en pyrolyse, et au-delà de 600°C en oxydation.
- **Indice d'Hydrogène (IH)** : c'est la proportion d'effluents hydrocarbonés émis durant la pyrolyse (S<sub>2</sub>), rapportée au COT. Il est exprimé en mgHC.g<sup>-1</sup>COT. Le diagramme de cet indice en fonction du T<sub>max</sub> permet de définir le type de la matière organique et sa maturité.
- **Indice d'Oxygène (IO)** : l'Indice d'Oxygène est soit déduit du CO ou du CO<sub>2</sub>. L'IO déduit du CO est la quantité de CO d'origine organique (S<sub>3</sub>CO) émis en pyrolyse, ramenée au COT alors que l'Indice d'Oxygène déduit du CO<sub>2</sub> est la quantité de CO<sub>2</sub> d'origine organique (S<sub>3</sub>CO<sub>2</sub>) émise en pyrolyse, ramenée au COT. Il est exprimé soit en mg CO.g<sup>-1</sup>COT ou en mg CO<sub>2</sub>.g<sup>-1</sup>COT.
- **Indice de Production (IP)** : l'IP, c'est l'indice représentant la production d'hydrocarbures par transformation du kérogène au cours de l'évolution thermique de la roche mère.
  - Pour la fenêtre à gaz on a :  $0,05 \leq IP \leq 0,10$ .
  - Pour la fenêtre à huile on a :  $0,30 \leq IP \leq 0,40$ .

### III - RÉSULTATS

#### III-1. Pyrolyse au Rock-Éval 6

La pyrolyse au Rock-Éval (*Tableau 1*) a permis d'évaluer le potentiel pétrolier des formations traversées par le forage, de déterminer la nature de la matière organique et son degré de maturation thermique.

**Tableau 1 : Résultats du traitement de la matière organique au Rock-Eval 6**

Depth (m)	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	IP	TOC	Cmin
420	0,03	0,67	1,55	422	147	340	0,05	0,46	6,20
520	0,10	0,75	1,35	428	442	97	0,12	0,02	5,03
620	0,03	1,00	0,70	425	270	190	0,03	0,37	6,56
700	0,04	1,65	1,24	427	190	143	0,02	0,87	2,10
800	0,02	0,47	0,96	420	109	223	0,04	0,43	1,89
900	0,02	0,37	1,28	425	112	389	0,05	0,33	2,09
980	0,01	0,12	0,31	430	100	257	0,09	0,12	0,33
1020	0,02	0,12	1,68	421	40	558	0,16	0,30	0,71
1070	0,02	0,26	1,34	436	99	508	0,08	0,26	0,13
1110	0,04	0,42	3,83	433	64	582	0,10	0,66	0,54
1150	0,05	1,21	3,30	438	111	302	0,04	1,09	0,54
1190	0,04	1,30	3,14	439	114	276	0,03	1,14	0,37
1280	0,04	1,08	1,94	437	116	208	0,03	0,93	0,15

### III-2. Classification du kérogène

La projection des données du **Tableau 1** dans le diagramme de Van Krevelen modifié par [4] (**Figure 3**) a permis de caractériser les différents types de kérogène identifiés dans le puits EVAN-1A en fonction des étages stratigraphiques. Ce kérogène est de type II à l'Eocène moyen, à l'Eocène inférieur et au Paléocène supérieur (**Figure 3**). Il est de type III au paléocène inférieur et un mélange de types II et III au Maastrichtien supérieur avec une prédominance du kérogène de type III. L'étude de la qualité du kérogène évaluant l'indice d'hydrogène (IH) en fonction de l'indice d'oxygène (IO) (**Figure 4**) montre un kérogène bien conservé dans tous les étages sauf au Paléocène inférieur ou il est fortement altéré.

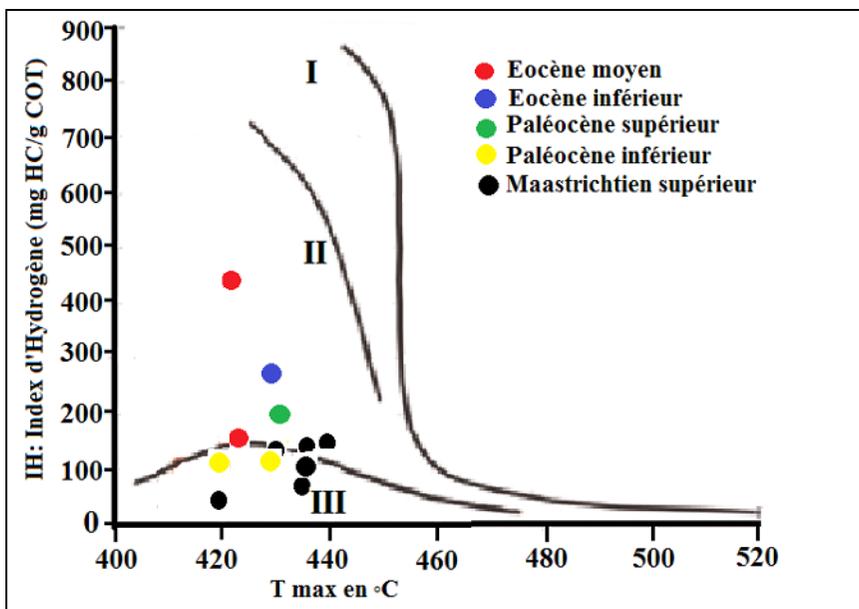


Figure 3 : Classification des différents types de kérogène à partir des indices d'hydrogène (IH) et d'oxygène (IO) du puits EVAN-1A du bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire [4]

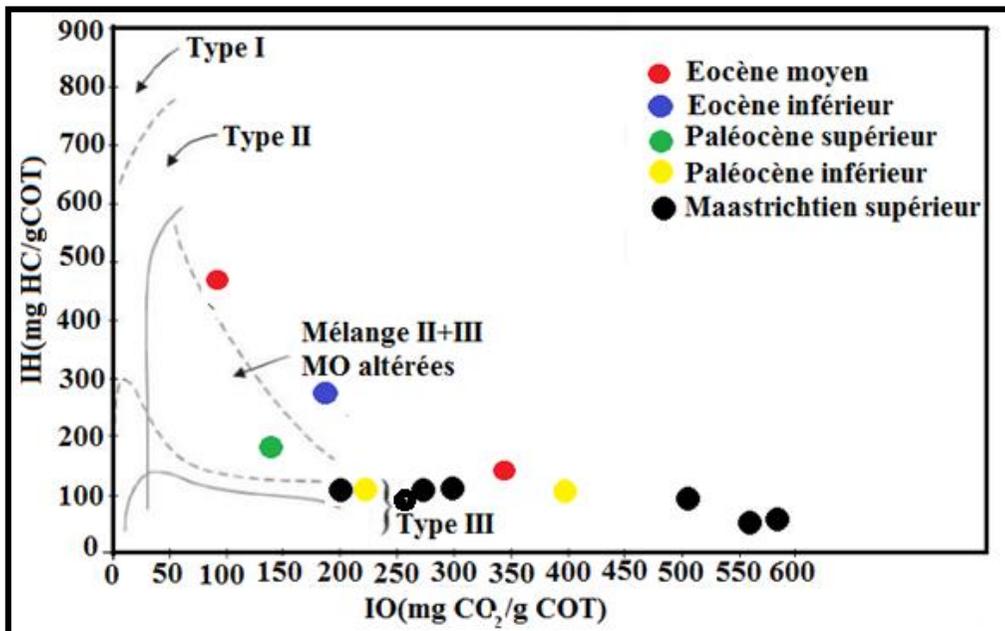
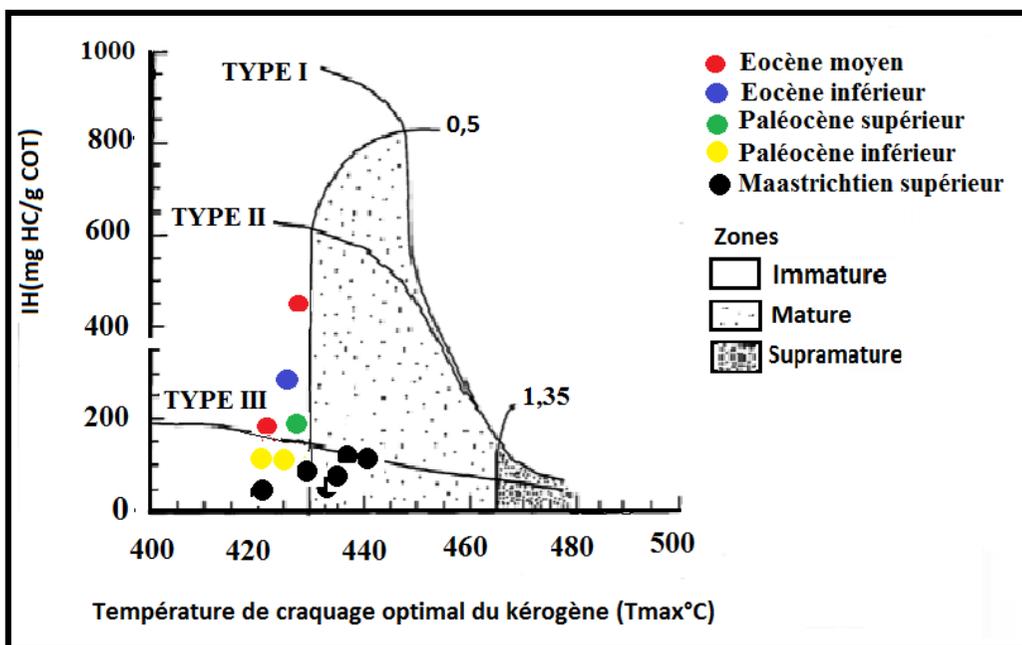


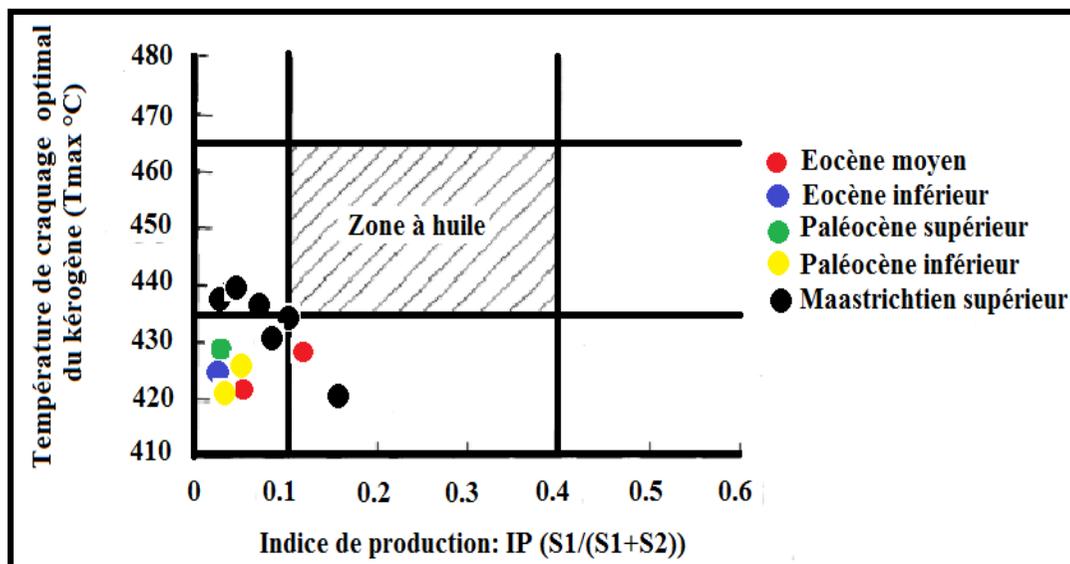
Figure 4 : Diagramme de van Krevelen modifié pour les analyses par pyrolyse Rock-Eval reprenant l'indice d'hydrogène (IH) en fonction de l'indice d'oxygène (IO) [5]

### III-3. Maturité thermique et type d'hydrocarbure généré par la matière organique

Dans le puits EVAN-1A, le  $T_{max}$  varie entre 420 et 439°C. Ces faibles valeurs indiquent que les dépôts analysés seraient en générale immatures. Cette immaturité est illustrée par la **Figure 5** où tous les points plotés de l'Eocène au Paléocène sont dans la zone immature sauf quelques échantillons du Maastrichtien qui sont précocement mature. Ceci suggère que la température dégagée n'a pas été suffisante pour provoquer la maturation du kérogène. L'étude de la variation de la température maximale ( $T_{max}$ ) en fonction de l'Indice de Production de l'huile (IP) montre que la fenêtre de production de l'huile n'est pas atteinte par l'ensemble des kérogènes étudiés (**Figure 6**). Il est donc possible de conclure que les différents kérogènes étudiés sont immatures et ne sont donc pas encore capable de générer des hydrocarbures.



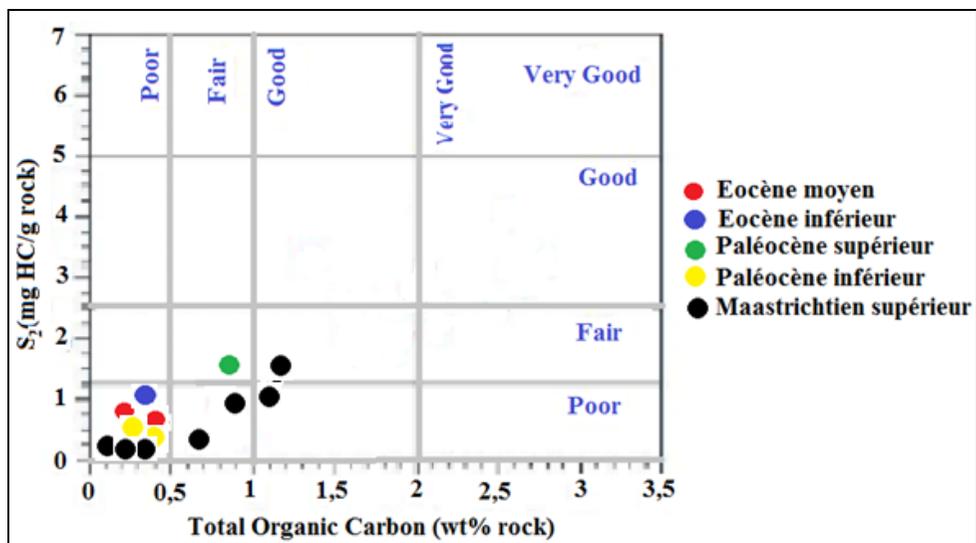
**Figure 5** : Niveaux de maturation thermique estimés à partir de l'indice d'hydrogène (IH) et de la température de craquage optimal du kérogène ( $T_{max}$ ) du puits EVAN-1A du bassin sédimentaire de la Côte d'Ivoire [5]



**Figure 6 :** Détermination de la fenêtre à huile à partir de la température de craquage optimal ( $T_{max}$ ) et de l'indice de production (IP) du puits EVAN-1A du bassin sédimentaire de la Côte d'Ivoire

#### III-4. Caractéristiques du reservoir

La quantité de matière organique (MO) est en principe déterminée par le carbone organique total (COT). Sur l'ensemble des échantillons étudiés, la quantité de la MO varie du pauvre à faible sauf deux échantillons du Maastrichtien qui présentent une bonne quantité de MO (**Figure 7**). En ce qui concerne la qualité, elle est donnée par le  $S_2$ , l'on note que les échantillons étudiés sont de mauvaise qualité sauf deux dont l'un au Paléocène supérieur et l'autre au Maastrichtien qui présentent une qualité moyenne (**Figure 7**) car  $S_2$  est faible et inférieur à 1,1 mg HC/g rock.



**Figure 7 :** Détermination du potentiel en hydrocarbure et de l'efficacité de la roche mère à partir de S<sub>2</sub> et du Carbone Organique Total (COT)

#### IV - DISCUSSION

La pyrolyse Rock Eval programmée confirme que la nature du kérogène du puits EVAN-1A est un mélange du type II (sapropélique) et III (humique), avec une prédominance du type III. Ce kérogène proviendrait principalement des plantes supérieures d'origine terrestre et accessoirement des phytoplanctons et des zooplanctons [2, 6, 7]. D'après la T<sub>max</sub>, les roches mères de toute la série seraient immatures T<sub>max</sub> < 435°C [8] à précocement mature T<sub>max</sub> < 440°C. L'Indice de Production (IP) donne plus de précision et indique que les séries de kérogène allant de l'Eocène moyen au Paléocène inférieur sont immatures (IP < 0,1 %), [9 - 11]. Seulement le kérogène de quelques échantillons du Maastrichtien supérieur est précocement mature. Cependant la fenêtre à huile potentielle n'est pas atteinte bien que l'Indice de Production (IP) soit supérieur à 0,1. Cela est dû à la faiblesse de T<sub>max</sub> qui est inférieure à 435°C. Selon [12 - 14], la production d'huile pour un kérogène commence lorsque la température de craquage optimal (T<sub>max</sub>) est d'au moins 435°C et l'Indice de Production (IP) est supérieur à 0,1 %. Or pour la plupart des échantillons analysés dans ce travail, l'indice de production (IP) est faible et inférieur à 0,1 %. Lorsque l'IP est supérieur à 0,1 %, on constate que T<sub>max</sub> est faible car inférieur à 435°C. Ainsi la zone de production d'huile n'est atteinte par aucun échantillon. Aussi nous notons que les roches mères sont de mauvaise qualité car S<sub>2</sub> est très faible et inférieur à 1,1 HC/mg rock. Cependant des roches-mères de qualité moyenne existent dans toute la séquence du puits EVAN-1A.

Leur contenu en matière organique exprimée en termes de COT est compris entre 0,02 et 1,14 % nous l'indiquent de nombreux auteurs [9, 11 - 14]. Des roches-mères de qualité moyenne sont fréquemment rencontrées dans les séries stratigraphiques du bassin ivoirien [7, 16]. Les roches-mères du puits EVAN-1A sont essentiellement des roches-mères à gaz [2, 7, 15]. Cela est dû à la nature du kérogène (type III) initialement pauvre en hydrogène (IH généralement < 200 mg HC / g Corg.). Des roches-mères similaires sont rencontrées en général dans le bassin ivoirien et dans les puits N1-x et N2-x [16].

## V - CONCLUSION

L'étude de la maturation de cette matière organique à partir des paramètres du Rock-Eval a montré que la matière organique est globalement immature sauf quelques échantillons du Maastrichtien supérieur qui sont précocement mature. Aussi le Kérogène précocement mature n'a pas encore atteint la fenêtre de production d'huile. A maturité, cette matière organique produira peu de gaz de d'huile car les roches mères de ce puits sont de mauvaise qualité.

## RÉFÉRENCES

- [1] - N. J-P. YAO, Caractérisation sédimentologique, minéralogique, géochimique et biostratigraphique des falaises vives de Fresco : région de Grand-Lahou (Côte d'Ivoire), Thèse de doctorat, Univ. F.H.B. Cocody, (2012) 187 p.
- [2] - K. A. KOUASSI, Episode anoxique à la limite Cénomanién/Turonien dans le bassin sédimentaire offshore de Côte d'Ivoire : intérêt pétrolier des black shales, Thèse unique de doctorat, Univ Félix Houphouët Boigny (Abidjan/Cocody), (2014) 275 p.
- [3] - C. L. KOFFI, K. C. YAO, A. B. EGORAN et S. MONDE, Potentiels pétroliers des dépôts crétacés de la marge de San-Pedro. *Bioterre, rev, inter Sci. de la terre*, Vol. 15, (2015) 53 - 67
- [4] - J. ESPITALIE, G. DEROO et F. MARQUIS, La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. *Revue de l'IFP*, Vol. 40, (1985a) 563 - 579
- [5] - J. ESPITALIE, G. DEROO et F. MARQUIS, La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. *Revue de l'IFP*, Vol. 40, (1985b) 755 - 784
- [6] - R. V. TYSON, Sedimentary Organic matter. Organic facies and Palynofacies. *Chapman and Hall*. London, (1995) 615 p.
- [7] - M. KONE, Maturation thermique et potentiel pétrolier des déblais du puits pétrolier IVCO-10 du bloc CI-02 du bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire, Mémoire Master, Université du Québec à Chicoutimi, (1998) 99 p.

- [8] - G. M. F. JOÃO, R. M. TAISSA, O. M. JOALICE, D. O. ANTONIO, F. S. TAIS, F. R. NOELIA et S. S. FREDERICO, Organic Facies : Palynofacies and Organic Geochemistry Approaches, Geochemistry-Earth's System Processes. *Dionisios Panagiotaras*, 10 (2012) 1 - 39
- [9] - M. A. MARTINEZ, M. B. PRAMPARO, M. E. QUATTROCCHIO et C. ZAVALA, Depositional environment and hydrocarbon potential of the Middle Jurassic Los Molles Formation, Neuquen Basin, Argentina : palynofacies and organic geochemical data. *Revista Geologica de Chile*, 35 (2) (2008) 279 - 305
- [10] - CHADOULI KHEIRA, Caractérisation pétrographique appliquée à la modélisation pétrolière : Etudes de cas. Thèse de Doctorat, Univ Lorraine, (2013) 305 p.
- [11] - D. TABARA, M. PACTON, M. MAKOU et G. CHIRILA, Palynofacies and geochemical analysis of oligo-miocene bituminous rocks from the oldavidian domain (eastern Carpathians, Romania) : implications for petroleum exploration. *Rev. Palaeobot. Palynol.*, 216 (2015) 101 - 122
- [12] - A. S. DEAF, Palynology, palynofacies and hydrocarbon potential of the Cretaceous rocks of northern Egypt. University of Southampton, Faculty of Engineering, Science and Mathematics School of Ocean and Earth Sciences, PhD Thesis, (2009) 368 p.
- [13] - N. ANASTASIU, R. D. ROBAN, M. POPA & A. ŞECLĂMAN, Black shales facies from Audia Formation (the Eastern Carpathians), a shale gas potential. *Proc. Rom. Acad., Series B*, 15 (1) (2013) 51 - 58
- [14] - D. ATTA-PETERS, C. ACHAEGAKWO, D. AKWAYISI, P. GARREY, Palynofacies and Source Rock Potential of the ST-7H Well, Offshore Tano Basin, Western Region, Ghana. *Earth Sciences*, Vol. 4, N°1 (2015) 1 - 20
- [15] - G. R. BIE, Evolution des microflores du bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire (marge d'Abidjan) au cours du Cénozoïque : Palynostratigraphie, Paléobotanique, Evolution des environnements de dépôt et Maturation de la matière organique, Thèse de Doctorat., UFR STRM, Université de Cocody, Abidjan (Côte d'Ivoire), (2012) 236 p.
- [16] - K. A. KOUASSI, K. C. YAO, G. R. BIE, H. AHIENTIO, Essai de caractérisation sédimentologique et géochimique des black shales à l'interface Cénomanien/Turonien (C/T) dans le bassin sédimentaire de côte d'ivoire (Afrique de l'ouest). *Int. J. Biol. Chem. Sci.* Vol. 11, N°2 (2017) 874 - 885