

CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE ET POTENTIEL PETROLIER DES DEPOTS DE L'ALBIEN DE LA MARGE D'ABIDJAN (COTE D'IVOIRE)

SEDIMENTOLOGICAL CHARACTERISATION AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE ALBIAN DEPOSITS OF ABIDJAN MARGIN (CÔTE D'IVOIRE)



| Yao Kouadio Cyrille ^{1*} | Kouassi Kouamé Alfred ² | Samassy Rokyatou ¹ | et | Digbehi Zéli Bruno ¹ |

¹ Laboratoire de Géologie, Ressources Minérales et Energétiques | UFR des Sciences de la Terre et des Ressources Minières (STRM) | Université Félix HOUPOUET-BOIGNY 22 B.P 582 | Abidjan, Côte d'Ivoire |

² Laboratoire des Sciences et Technologies de l'Environnement | UFR Environnement | Université Jean Lorougnon GUEDE de Daloa B.P 150 | Daloa, Côte d'Ivoire |

| Received June 22, 2022 |

| Accepted June 29, 2022 |

| Published July 06, 2022 |

| ID Article | Yao-Ref13-ajira230622 |

RESUME

Contexte : L'Albien du bassin sédimentaire ivoirien a suscité de nombreuses recherches au plan sédimentologique biostratigraphique et géophysique. Cependant ses caractéristiques géochimiques et ses paléomilieus restent peu connus. **Objectif :** Cette étude a été effectuée dans le but de connaître le potentiel pétrolier de l'Albien. **Méthodes :** Dans ce travail, les études réalisées portent sur l'analyse sédimentologique, et géochimique des dépôts d'âge albien traversés par deux sondages AX1 et AX2 implantés dans la marge d'Abidjan (Côte d'Ivoire). En effet, les échantillons de forage sont lavés, tamisés et séchés et sont ensuite analysés au Rock Eval 6 en vue de fournir des paramètres géochimiques qui seront interprétés. **Résultats :** Les résultats obtenus indiquent à cet effet, une sédimentation argileuse dominante, à intercalation de grès, faiblement glauconieuse et pyriteuse. La matière organique accumulée est abondante mais immature quoi qu'une maturité précoce soit enregistrée par endroits. Les formations d'âge albien du puits AX1 présentent des potentiels pétroliers allant de pauvre à très bon. Les types de matière organique connus dans le puits AX2 sont les types III et II/III. **Conclusion :** Les dépôts de l'Albien du bassin ivoirien ont globalement un bon potentiel pétrolier. L'hétérogénéité du kérogène traduit des sources de matière organique d'origine marine et/ou continentale.

Mots-clés : *Potentiel pétrolier, Albien, sédimentologie, Côte d'Ivoire.*

ABSTRACT

Background: The Albian of the Ivorian sedimentary basin has given rise to many studies at the sedimentological, biostratigraphic and geophysical level. However, its geochemical characteristics and its paleoenvironments remain little known. **Objective:** This study was carried out with the aim of identifying the petroleum potential of the Albian. **Methods:** In this work, the studies relate to the sedimentological and geochemical analysis of the Albian age deposits crossed by two boreholes AX1 and AX2 located in the Abidjan margin (Côte d'Ivoire). Indeed, the drill samples are washed, sieved and dried and are then analyzed at Rock Eval 6 in order to provide geochemical parameters that will be interpreted. **Results:** The results obtained indicate a dominant clay sedimentation, with sandstone intercalation, weakly glauconitic and pyritic. The accumulated organic matter is abundant but immature, although early maturity is recorded in places. The Albian age formations in AX1 have poor to very good oil potential. The known organic matter types in the AX2 well are type III and II/III. **Conclusion:** Albian deposits in the ivorian basin have overall good oil potential. The heterogeneity of kerogen reflects sources of organic matter of marine and/or continental origin.

Keywords: *Petroleum potential, Albian, sedimentology, Côte d'Ivoire.*

1. INTRODUCTION

Depuis les premières découvertes d'indices de bitume à Ebouinda en Côte d'Ivoire, le bassin ivoirien a fait l'objet de nombreuses études. Cela a permis à des géologues universitaires, pétroliers [1, 2, 3, 4] de déterminer ses potentialités, de connaître son histoire géologique et d'en établir une synthèse afin de mieux le connaître. Le Crétacé est une période géologique importante pour les pétroliers ivoiriens. Cette importance a, à cet effet, suscité de nombreux travaux de recherche dans le bassin sédimentaire ivoirien. Ce fut le cas des travaux antérieures [5, 6] qui à travers des études diverses ont relevé que les argiles sombres sont les constituants essentiels de la lithologie entre le Cénomaniens et le Turonien. Kouassi et al., (2017) ont également caractérisé au plan lithologique et géochimique les black shales [7]. Leurs études attestent qu'en Côte d'Ivoire, les black shales qui sont des roches argileuses principalement riches en matière organique, sont d'excellentes roches mères de pétrole.

Ces travaux apportent de précieuses informations sur les différents milieux de dépôt. Toutefois, certains aspects concernant l'évolution de ces milieux dans notre bassin restent peu connus. Ce travail a été initié pour permettre une meilleure connaissance de l'environnement de dépôt de l'Albien et de préciser l'intérêt pétrolier de cet étage.

2. MATERIEL ET METHODES

2.1. Situation de la zone d'étude

Les deux puits d'étude AX1 et AX2 (fig. 1) sont implantés en offshore du bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire, précisément dans la marge d'Abidjan.

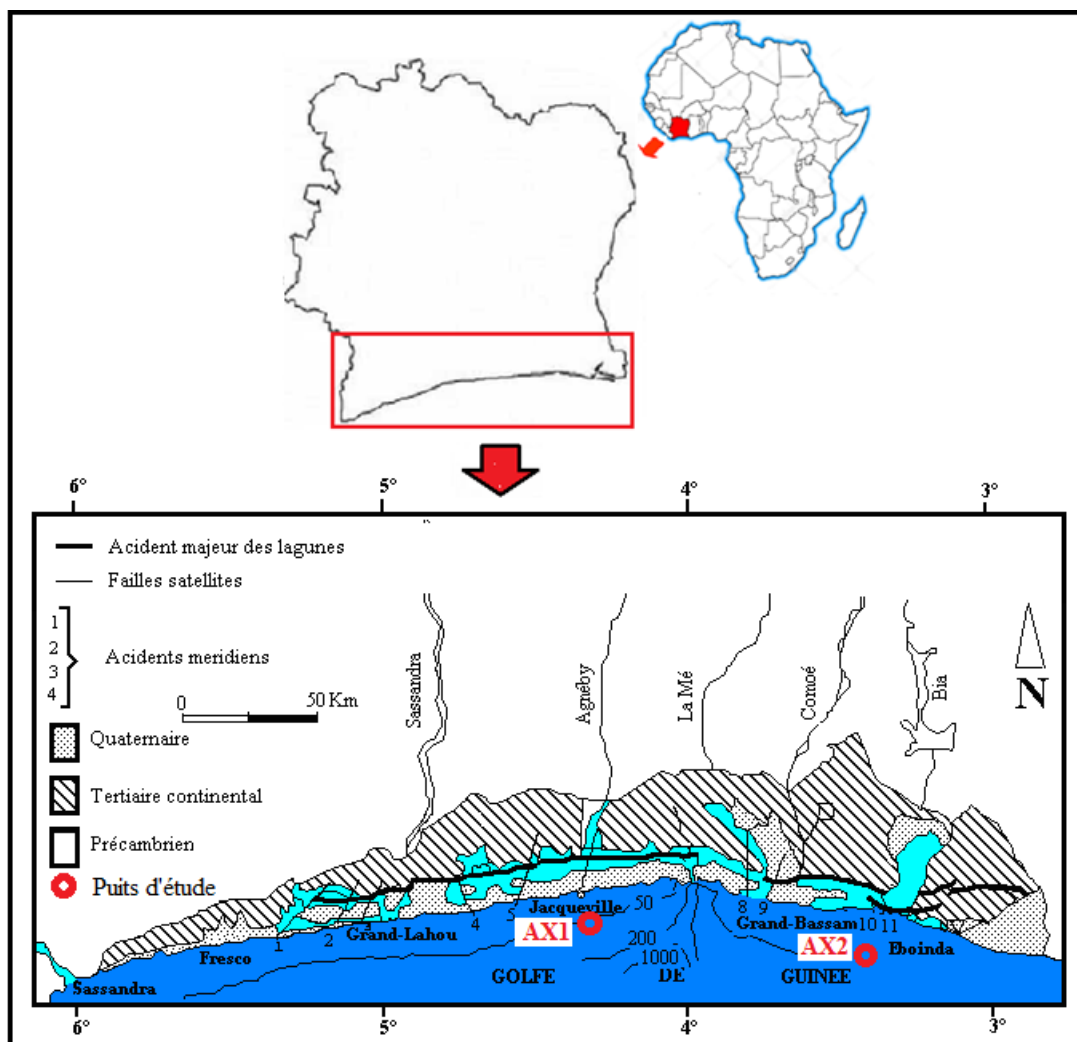


Figure 1 : la figure montre la zone d'étude présentant la localisation des puits d'étude.

2.1.2 Matériel d'étude

Cette étude sédimentologique couplée avec une étude géochimique s'appuie sur 135 échantillons de déblais issus de deux (2) sondages (AX1 et AX2), situés dans le domaine offshore dans le bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire.

2.2 Méthodes

Après la description lithologique des échantillons préalablement lavés et séchés, vingt grammes (20 g) de sédiments de chaque échantillon sont trempés dans de l'eau savonneuse pendant 45 minutes et traité par la suite selon les méthodes de lavage géochimique standard (lavage sur une colonne de deux tamis : 100 et 63 μm). Chaque échantillon lavé et tamisé est séché à l'air libre à température ambiante et homogénéisé à l'aide d'un pilon et mortier en porcelaine. Les échantillons sont ensuite soumis à analyse au Rock Eval 6 en vue de fournir les informations ci-dessous.

S1 : Quantité des Hydrocarbures libres (C1-C30) des gaz et huiles volatilisés avant 300°C,

S2 : Potentiel pétrolier, il représente les composés hydrocarbonés provenant du craquage du kérogène et des composés extractibles lourds entre 300°C et 650°C,

S3 : Quantité de CO₂ organique détecté à des températures supérieures à 390°C, durant la phase de pyrolyse,

Tmax : Température maximale de la pyrolyse mesurée au sommet du pic S2, c'est un indicateur de la maturité de la matière organique,

COT : Quantité de carbone attribuée à la matière organique de l'échantillon,

MinC : Quantité de carbone minéral contenue dans l'échantillon,

IH : L'indice d'Hydrogène (IH) est la proportion d'effluents hydrocarbonés émis durant la pyrolyse,

IO : L'Indice d'Oxygène est soit déduit du CO ou du CO₂. L'Indice d'Oxygène déduit du CO est la quantité de CO d'origine organique (S3CO) émis en pyrolyse, ramenée au COT alors que l'Indice d'Oxygène déduit du CO₂, est la quantité de CO₂ d'origine organique (S3CO₂) émise en pyrolyse, ramenée au COT,

IP: Index de Production (S1/S1+S3). Il représente le pétrole produit par la roche mère au cours de son évolution mais en absence de migration. Il augmente en fonction de la profondeur. Certains critères doivent être respectés pour les valeurs de l'IP [12] :

- si Tmax est comprise entre 390° et 435° C alors IP < ou = 0,1 ;
- si Tmax est comprise entre 436° et 445° C alors IP < ou = 0,3 ;
- si Tmax est comprise entre 445° et 460° C alors IP < ou = 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 [12].

L'étude géochimique (Tableau 1) s'appuie sur les travaux de Espitalie et al., (1977)[8] qui permet de déterminer le taux d'accumulation de la matière organique et le type du kérogène contenu dans la roche à partir des paramètres mesurés.

Tableau 1: Le tableau montre les valeurs indicatrices des paramètres pétroliers [8].

TOC : % POIDS	TMAX (°C)	HI (mg HC/gTOC)
Pauvre 0- 0,5	Immature < 435	I > 600 (huile)
Moyen 0,5 – 1	Précocement mature 435 – 445	II 300 – 600 (huile)
Bon 1 – 2	Pic de maturité 445 -450	II/III 200 – 300 mélange huile et de gaz
Très bon 2 – 4	Maturité avancée 450 – 470	III 50 – 200 GAZ
Excellent >4	Post – mature > 470	IV < 50 MO non transformée
S2(mg HC / g Roche)	TPI (S1/S1+S2)	MINC (%)
Pauvre 0- 2,5	Immature < 0,10	Argile < 2
Moyen 2,5 – 5	Précocement mature 0,10 – 0,15	Marnes 2 - 5
Bon 5-10	Pic de maturité 0,25 -0,40	Calcaire > 5
Très bon 10-20	Maturité avancée > 0,4
Excellent > 20

3. RESULTATS

3.1 Sédimentologie

Le profil de corrélation (Figure 2) présente la synthèse lithologique de l'intervalle d'étude des puits AX1 et AX2. Cette corrélation présente trois (3) unités lithologiques dont seulement deux (2) sont présentes dans le puits AX2. Ce sont :

-unité 1 : elle est constituée d'argile à intercalation de grès, de traces de sable. Les argiles sont gris foncé, fermes, très légèrement silteuses, micromicacées par endroits, avec une présence abondante de débris carbonés. Les grès sont gris clair, friables, localement fermes, constitués de grains très fins à fins, subarrondis à subanguleux à ciment calcitique et sont bien triés ;

-unité 2 : elle est constituée d'épaisse couches d'argiles, de couches d'épaisseurs relativement faibles de grès, à ciment calcaire et de traces de sable. Les argiles sont noir grisâtres à gris sombre, massives à subfissiles, dures, non à légèrement calcaires et silteuses, légèrement micromicacées. Les grès sont gris sombre à gris clair modéré, constitués de grains très fins à fins, anguleux à subarrondis, durs à ciment siliceux quelque peu argileux et légèrement calcitique.

-Unité 3 : Elle est constituée de calcaire intercalé d'argile ; les calcaires sont brun clair, gris clairs à gris foncés souvent beiges, fermes à dur, microcristallin, légèrement argileux, avec des traces de débris carbonés par endroits. Les argiles sont gris foncé, fermes, localement subfissile et micromicacées.

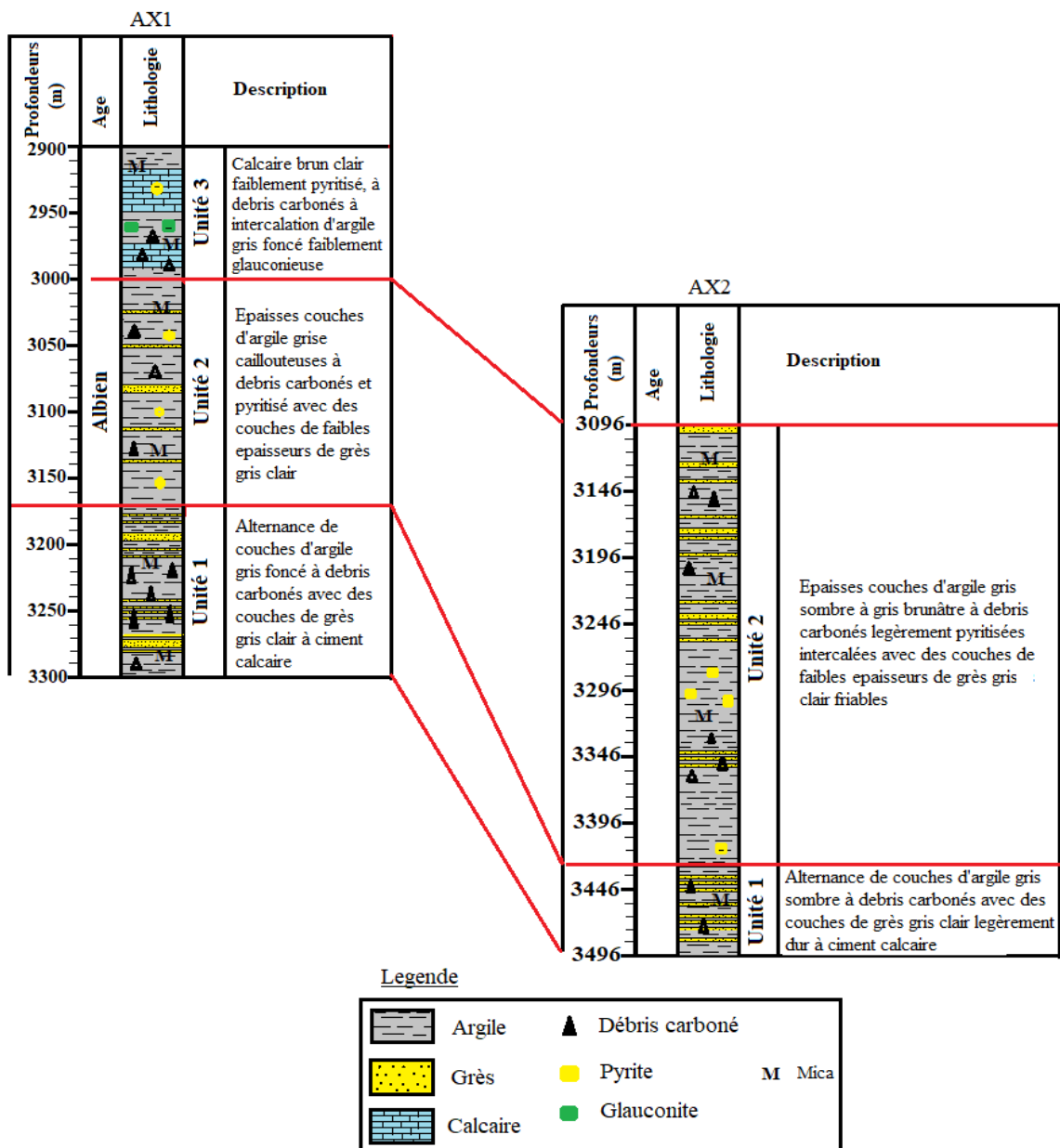


Figure 2 : Synthèse lithologique de l'intervalle d'étude des puits AX1 et AX2.

3.2 Géochimie

3.2.1 Caractéristique géochimique du sondage AX1

Le tableau 2 donne les valeurs des paramètres géochimiques et leurs variations dans le sondage AX1.

Tableau 2 : Paramètres géochimiques des roches de l'Albien du sondage AX1.

Profondeur (m)	S2(mg HC/g roche)	Tmax(°C)	IH(mg HC/g COT)	COT (% poids)	MINC(%)	IP (s1/s1+s2)
2905	12,26	430	621	1,97	2,67	0,02
2915	7,95	431	751	1,06	5,2	0,02
2940	11,36	426	677	1,68	3,67	0,02
2965	10,44	429	643	1,63	2,68	0,02
2980	7,47	432	430	1,74	2,41	0,04
3005	2,24	435	203	1,1	0,81	0,06
3020	3,06	434	244	1,25	0,99	0,07
3040	2,03	434	226	0,9	1,17	0,09
3080	2,03	430	295	0,69	1,12	0,09
3090	2	431	452	0,44	0,66	0,1
3096	2,25	432	264	0,85	1,01	0,14
3260	2,45	442	132	1,85	0,45	0,06
3290	2,09	442	123	1,7	0,29	0,05
3300	2,11	443	136	1,55	0,75	0,06

➤ De 2905m à 2980m

Les valeurs du potentiel pétrolier (S_2) sont supérieures à 10 mg HC/g roche (tableau 2). Ce qui traduit un très bon potentiel pétrolier sauf aux cotes 2915m et 2980m avec des valeurs respectivement de 7,95 et 7,47 mettant en évidence un bon potentiel pétrolier.

Les valeurs du carbone minéral (MinC) sont comprises entre 2 et 5%. A la cote 2915m elle est supérieure à 5%. Cela indique la présence de marne en plus du calcaire intercalé d'argile indiqué par la lithologie.

Le carbone organique total (COT) montre des valeurs supérieures à 1% poids, les calcaires intercalés d'argile rencontrés dans l'unité 1 sont donc des roches mères potentielles riches en matière organique.

L'indice d'hydrogène (IH) varie de 430 à 751 mg HC/g COT, ces valeurs appartiennent aux intervalles $300 < IH < 600$ et $IH > 600$ où le kérogène est de type II et I.

Les valeurs de l'indice de production (IP) des roches de l'intervalle sont crédibles au regard des valeurs de Tmax, il n'y a donc pas de contamination.

Les valeurs de la température maximale (Tmax) varient entre 426°C et 432°C. Ces valeurs étant inférieures à 435°C, signifient que le kérogène est immature. Les calcaires intercalés d'argile de cet intervalle sont donc des roches mères immatures qui pourraient produire de l'huile.

➤ De 3005m à 3096m

Les valeurs de S_2 sont inférieures à 2,5 mg HC/g roche (Tableau. 2) désignant un pauvre potentiel pétrolier en dehors de la cote 3020 m où l'on enregistre une valeur de 3,06 mg HC/g roche, mettant en évidence un potentiel pétrolier moyen.

Les valeurs de MinC dans l'intervalle sont inférieures à 2%. Cela indique une présence d'argile dans l'intervalle. De 3005m à 3080m et à la cote 3096m, on a des valeurs de COT supérieur à 0,5% et inférieur à 1% poids, puis des valeurs supérieur 1% poids. Nous avons donc des roches mères moyennement riches et riches en matière organique excepté la cote 3090 m où la valeur de COT est inférieure à 0,5 % poids. Les roches rencontrées à cette profondeur sont en grande partie de mauvaises roches mères.

L'indice d'hydrogène varie de 203 à 452 mg HC/g COT. Ces valeurs appartiennent aux intervalles $200 < IH < 300$ et $300 < IH < 600$ où le kérogène est de type II et II/III.

Les valeurs de IP sont crédibles au regard des valeurs des Tmax en dehors de la cote 3096m qui présente une valeur de IP égale à 0,14 et une Tmax d'une valeur de 432°C. Il y a donc une anomalie dans les paramètres du Rock Eval VI due à des contaminations.

Les valeurs de Tmax varient entre 430 et 435°C. Ces valeurs traduisent un kérogène immature dans cet intervalle excepté la cote 3005 m où la Tmax a une valeur de 435°C qui indique un kérogène précocement mature. Les roches mères appartenant à cet intervalle sont des roches immatures à précocement matures qui pourraient produire de l'huile et du gaz car nous avons dans l'intervalle un kérogène de type II et II/III.

➤ De 3260m à 3300m (figure 3)

Les valeurs de S_2 sont inférieures à 2,5 mg HC/g Roche, traduisant un faible potentiel pétrolier.

Le MinC dans l'intervalle est inférieure à 2%, ce qui suppose une forte présence d'argile.

Le COT est supérieure à 1% poids, nous avons dans cet intervalle des roches avec une bonne teneur en matière organique.

L'indice d'hydrogène varie de 123 à 136 mg HC/g COT. Ces valeurs caractérisent une matière organique de type III d'origine continentale.

Toutes les valeurs de IP de l'intervalle sont crédibles au regard des valeurs de Tmax, il n'y a donc pas de contamination.

La température maximale (Tmax) est comprise entre 442 et 443°C. Ce qui met en évidence un kérogène précocement mature.

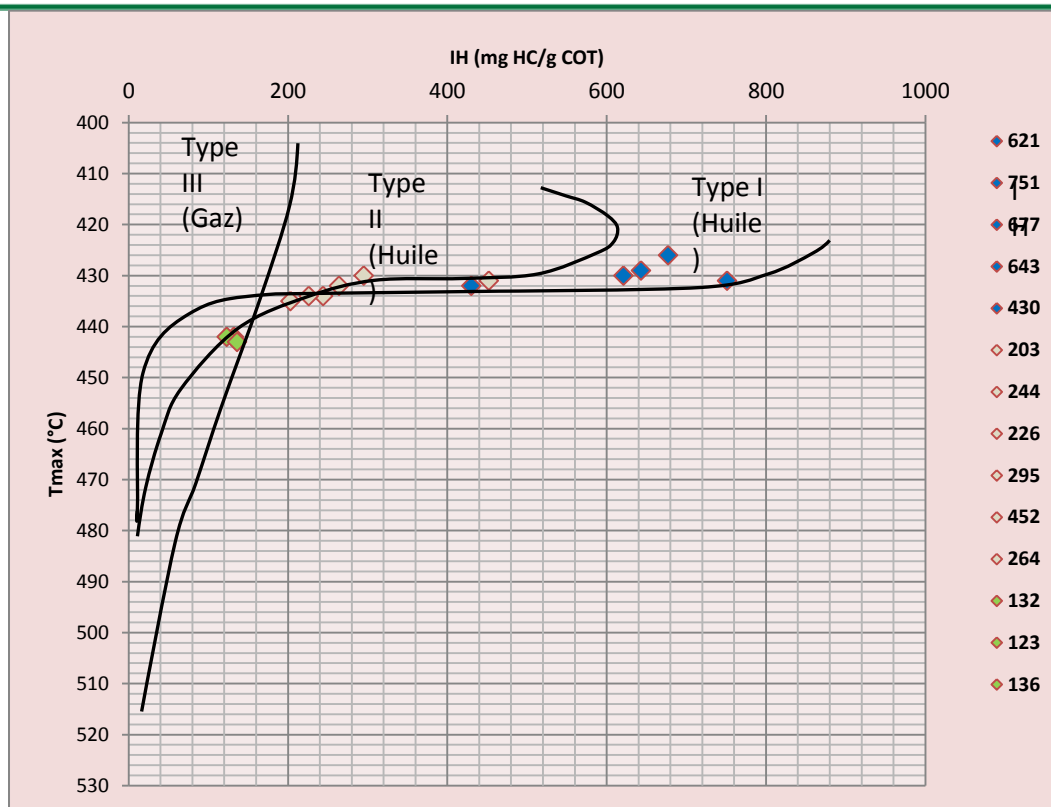


Figure 3 : Diagramme de synthèse de IH en fonction de Tmax de l'intervalle 2905 m à 3300 m du puits AX1.

⇒ Les valeurs IH de l'intervalle 2905m - 2980m

Les valeurs IH de cet intervalle indiquent un kérogène de type I et II (Tableau. 2, figure 3). La matière organique est donc d'origine marine et lacustre.

⇒ Les valeurs IH de l'intervalle 3005m - 3096m

Les types de kérogène (type II et II/III) de cet intervalle proposés par les valeurs d'IH du tableau 2 sont différents du type de kérogène (type II) que nous proposons les mêmes valeurs IH dans le diagramme IH en fonction de Tmax (figure 3). Ces résultats non conformes pourraient être liés à une contamination provoquée par migration d'hydrocarbure ou par la boue de forage.

⇒ Les valeurs IH de l'intervalle 3260m - 3300m

Le type de kérogène (type III) que nous suggèrent les valeurs d'IH de cet intervalle dans le tableau 2 est identique au type de kérogène proposé par les mêmes valeurs IH dans le diagramme.

Au plan paléoenvironnemental, la préservation de la matière organique témoigne de l'anoxie du milieu de dépôt. Sachant qu'une valeur de COT supérieure à 0,5% caractérise une roche mère d'une qualité moyenne à élevée, et au regard des valeurs de COT du sondage AX1, on a :

- Une bonne préservation de la matière organique de 2905 m à 3020 m et de 3260 m à 3300 m avec un COT supérieur à 1% poids. Ces milieux d'accumulation de la matière organique traduisent donc un environnement anoxique.
- De 3040 m à 3096 m on observe une mauvaise préservation de la matière organique avec des COT compris entre 0,5 et 1% poids. Cet intervalle traduit un environnement faiblement à moyennement anoxique.

3.2.2 Caractéristique géochimique du sondage AX2

Au niveau du sondage AX2, seulement les données de l'indice d'hydrogène ont été enregistrées. Ces données mettent en évidence le type de kérogène formé à l'Albien.

La figure 4 donne la variation de l'indice d'hydrogène (IH) en fonction de la profondeur dans le sondage AX2.

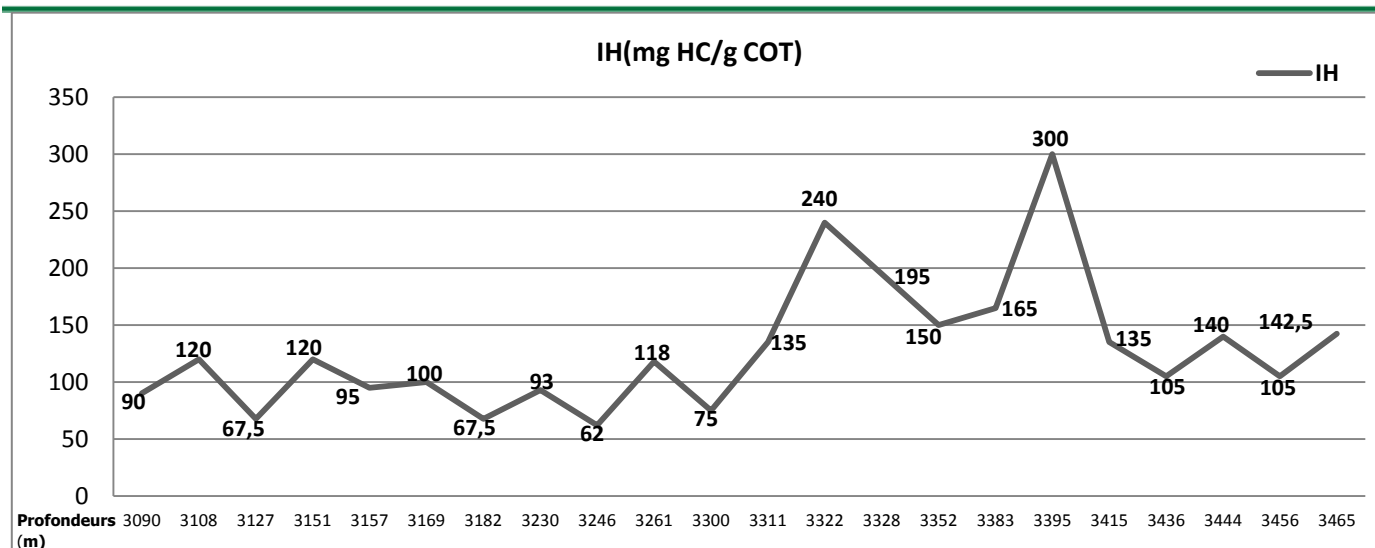


Figure 4 : Variation de IH en fonction de la profondeur du puits AX2.

Les valeurs de l'indice d'hydrogène varient de 62 à 300 mn HC/g COT. Ces valeurs caractérisent une matière organique de type III qui suggère la production de gaz excepté les cotes 3322 m et 3395 m avec des valeurs respectives 240 mn HC/g COT et 300 mn HC/g COT. Ces valeurs proposent une matière organique de type II/III suggérant un mélange d'huile et de gaz. On déduit que la matière organique est d'origine marine et continentale dans l'intervalle.

4. DISCUSSION

Sur le plan géochimique, notons que la maturation thermique est donnée par la température de craquage optimal (Tmax) et par l'indice de production (IP) qui sont les indicateurs de maturation les plus utilisés [9]. Cela s'accorde avec l'opinion de Peters et al., (1986) [10] pour qui Tmax et IP permettent d'évaluer grossièrement le degré de maturité de la matière organique, mais ces paramètres dépendent également d'autres facteurs comme le type de matière organique. Nos résultats ont indiqué dans le sondage AX1 que les valeurs de l'IP enregistrées varient entre 0,02 et 0,14. Il serait donc possible d'avoir une production de gaz ($0,05 \leq IP \leq 0,10$) et non d'huile ($IP < 0,30$) par les roches mères de l'intervalle au cours de leurs enfouissement [11]. Pour Tissot et Welte (1984), la production d'huile pour un kérogène de type II commence à la température de craquage optimal (Tmax) de 435°C avec un indice de production (IP) de 0,1 [12]. Ce qui n'est pas en accord avec nos résultats. Cela montre que les roches de l'Albien du sondage AX1 sont immatures et ne génèrent pas d'hydrocarbure même si certaines ont une maturité précoce. Ces résultats concordent avec ceux de Kouassi (2013) [13]. En effet, dans le cadre d'une thèse unique de Doctorat, il a monté à travers les travaux que les roches mères entre le Cénomaniens et le Turonien sont matures dans la marge de San Pedro, mais immatures dans la marge d'Abidjan.

Au niveau de l'origine et le type de kérogène, nos travaux ont montrés que le kérogène de type II et de type III proviendrait respectivement du phytoplancton (origine marine) et de débris végétaux continentaux (origine continentale) selon Riboulleau (2000) [14]. Celui-ci a indiqué également que la matière organique de type III peut correspondre à de la matière organique d'origine continentale ou provenant du phytoplancton fortement dégradé. Camire et Richer-Lafleche (2010) ont soutenu la même idée en montrant que les kérogènes de type II proviennent surtout d'organismes marins comme le plancton alors que le type III vient de débris végétaux supérieurs terrestres [15]. Nos travaux révèlent des kérogènes exceptionnellement de type mixte II/III. Ces résultats corroborent avec ceux de Akobé (2010) [16] qui a également travaillé sur le plateau continental ivoirien et montré que les roches associées aux formations gréseuses d'Albien-Maastrichtien renferment des kérogènes de type II/III.

Les résultats proposés par notre étude au niveau du sondage AX1 ont révélé de mauvaises roches mères avec un COT inférieur à 0,5% poids. Pour Bertrand et Malo (2004), la quantité minimale de COT que doit contenir une roche mère d'huile est de 0,5% poids [17]. Hunt(1995) soutien qu'une roche est considérée comme roche-mère quand son COT atteint 1,5 % poids [18].

5. CONCLUSION

Au terme de cette étude, nous pouvons retenir que les dépôts du sondage AX1 présentent une richesse en matière organique avec un bon taux de COT. Elle est constituée de formation présentant des potentiels pétroliers allant de pauvre à très bon de la base au sommet. Aussi, elle est caractérisée par un kérogène de type III (gaz), de type II (huile), ou de type II/III mixte (huile et gaz). Cela traduit l'hétérogénéité des sources de matière organique qui sont soit d'origine marine et/ou continentale. Les dépôts du bassin ont donc plusieurs origines (marine, mixte ou continentale). Le sondage AX1 ne présente pas de zone de formation d'hydrocarbure car les valeurs de IP enregistrées ne sont pas comprises entre 0,30 et 0,40. Mais, des zones de formation de gaz sont signalées dans

l'intervalle d'étude, car des valeurs de l'IP comprises entre 0,05 et 0,10 ont été enregistrées. Concernant le sondage AX2, seulement les valeurs d'indice d'hydrogène (IH) ont pu être enregistrées. Cela a permis de connaître les différents types de matière organique de l'intervalle (type III et type II/III).

Remerciements : Nous remercions très sincèrement le laboratoire de Géologie Ressources Minérales et Energétiques de l'UFR des Sciences de la Terre et des Ressources Minières (STRM) de l'Université Félix Houphouët Boigny d'Abidjan ainsi que le laboratoire des Sciences et Technologies de l'Environnement de l'UFR Environnement de l'Université Jean Lorougnon GUÉDE de Daloa.

6. REFERENCES

1. Apostolescu v. Contribution à l'étude paléontologique (ostracodes) et stratigraphique des bassins crétacés et tertiaires de l'Afrique occidentale. *Revue de l'Institut français du pétrole*. 1961 ; 16(7-8):779-830.
2. Spengler A. D. E. et Delteil J. R. Le bassin secondaire et tertiaire de Côte d'Ivoire (Afrique Occidentale). D. reyre (Ed.), Bassins sédimentaires du littoral africain. Association Service Géologique Africain, 1964. Paris, pp. 99-113. Disponible sur : https://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/pleins_textes_5/b_fdi_04-05/05698.pdf
3. Doyle J. A., Jardine S. et Doerenkamp A. Afropollis, a new genus of early Angiosperm pollen, with notes on the Cretaceous palynostratigraphy and Palaeoenvironments of northern Gondwana. *Bulletin du Centre de Recherche Exploration Production Elf Aquitaine*. 1982 ; 6(1) : 39-117.
4. Sombo B. C. Etude de l'évolution structural et sismostratigraphique du bassin sédimentaire offshore de Côte d'Ivoire, marge passive entaillé d'un canyon. Thèse de doctorat d'Etat Sciences de la Terre. Université d'Abidjan (Côte d'Ivoire), 2002 ; 304 p.
5. Digbehi Z.B., Ouffouet K.B., Sombo B.C et Yao N. J. P. Biostratigraphic analysis and Palaeoenvironmental reconstruction of Cenomanian-Turonian boundary, in Côte d'Ivoire onshore sedimentary basin, West Africa. *Africa Research Review, International Multidisciplinary Journal, Ethiopia*. 2011; 5(6): 361-380. Disponible sur : https://www.academia.edu/27710034/Biostratigraphical_Analysis_and_Palaeoenvironmental_Reconstruction_of_Cenomanian_Turonian_Boundary_in_C%C3%B4te_d'Ivoire_Onshore_Sedimentary_Basin_West_Africa_Pp_361_380
6. Bamba M.K., Digbehi Z.B., Sombo B.C., Goua T.E. et N'da L.V. Foraminifères planctoniques, biostratigraphie et paléoenvironnement des dépôts alboturonien de la Côte d'Ivoire, Afrique de l'Ouest. *Revue de Paléobiologie*, Genève, 2011 ; 30(1) : 1-11. Disponible sur : https://www.academia.edu/3092100/Foraminif%C3%A8res_planctoniques_biostratigraphie_et_pal%C3%A9oenvironnement_des_d%C3%A9p%C3%B4ts_alboturonien_de_la_C%C3%B4te_d'Ivoire_Afrique_de_l'Ouest
7. Kouassi K.A., Yao K.C., Bié G.R et Ahientio H. 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). *International Journal of Biological and Chemical Sciences*, 2017; 11(2): 875-885. Disponible sur : <https://www.ajol.info/index.php/ijbcs/article/view/158836> (eISSN: 1997-342X) print ISSN: 1991-8631)
8. Espitalie J., Laporte J. L., Madec M., et al. Méthode rapide de caractérisation des roches mères de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Revue de l'Institut Français de Pétrole*. 1977; 32(1) : 23-42.
9. Kone M. Maturation thermique et potentiel pétrolier des déblais du puits pétrolier IVCO-10 du bloc CI-02 du bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire. Mémoire de Maîtrise en Sciences de la Terre, Université du Québec (Chicoutimi), 1998 ; 79 p. Disponible sur : <https://constellation.uqac.ca/1094/>
10. Peters K.E. Guideline for evaluating petroleum source rock using pyrolysis programmed. *Bulletin of American Association of Petroleum Geologists*, 1986; 70: 318-329. Available on: <https://pubs.geoscienceworld.org/aapgbull/article-abstract/70/3/318/38148/guidelines-for-evaluating-petroleum-source-rock>
11. Espitalie J., Deroo G., Marquis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. *Oil & Gas Science and Technology. Rev. IFP*, 1985. 40(5): 563-579. Disponible sur : <https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/abs/1985/05/vol40n5p563/vol40n5p563.html>
12. Tissot B. P., Welte D. H. Petroleum formation and occurrence. *Springer-Verlag* (édit.), Berlin, 1984: 699 p. Disponible sur <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-87813-8>
13. Kouassi K. A. Episode anoxique à la limite Cénomanien/Turonien dans le bassin sédimentaire offshore de Côte d'Ivoire : intérêt pétrolier des black shales. Doctorat Thèse unique, Université Félix Houphouët Boigny (Abidjan/Cocody), 2014 : 275 p.
14. Riboulleau A. Géochimie des black shales du Jurassique supérieur de la plateforme russe. Processus de sédimentation et de préservation de la matière organique, 2000. Thèse de Doctorat de l'Université de Paris VI: 262 p. Disponible sur : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00006731/document>
15. Camire G. et Richer-Lafleche M. Analyses géochimiques et analyse Rock Eval des roches sédimentaires. Phase 1 An-4. *Rapport INRS-ETE*, 2010 ; 46 p.
16. Akobé C. A. Caractérisation des grès de la Côte d'Ivoire et du Ghana (Golfe de Guinée) : Environnement de dépôt, maturité et potentialité énergétique. Thèse unique, Université d'Abidjan (Cocody), 2010 ; 167p.
17. Bertrand R. et Malo M. Maturation thermique, potentiel roche-mère des roches ordoviciennes à dévoniennes du Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick. Rapport du «Targeted Geosciences Initiative, phase 2», 2004; 85 p.
18. Hunt J. M. Petroleum, geochemistry and geology. Second edition. New-York- W.H. Freeman Company, 1995; 743 p. Available on: <https://www.worldcat.org/title/petroleum-geochemistry-and-geology/oclc/32778402>



Chow to cite this article: Yao Kouadio Cyrille, Kouassi Kouamé Alfred, Samassy Rokyatou, et Digbehi Zéli Bruno. CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE ET POTENTIEL PETROLIER DES DEPOTS DE L'ALBIEN DE LA MARGE D'ABIDJAN (COTE D'IVOIRE). *Am. J. innov. res. appl. sci.* 2022; 15(1): 322-329.

This is an Open Access article distributed in accordance with the Creative Commons Attribution Non-Commercial (CC BY-NC 4.0) license, which permits others to distribute, remix, adapt, build upon this work non-commercially, and license their derivative works on different terms, provided the original work is properly cited and the use is non-commercial. See: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>