



Original Paper

<http://ajol.info/index.php/ijbcs>

<http://indexmedicus.afro.who.int>

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)

Kouamé Alfred KOUASSI^{1*}, Kouadio Cyrille YAO², Goha René BIE¹ et
Hugues AHIENTIO³

¹Université Jean Lorougnon Guedé de Daloa, UFR Environnement, B.P 150 Daloa, Côte d'Ivoire.
²Université Félix Houphouët Boigny de Cocody, UFR-STRM, 22 BP 582 Abidjan 22, Côte d'Ivoire.
³PETROCI, Centre d'Analyses et de Recherches (CAR), Département Géochimie, B.P V 194 Abidjan, Côte d'Ivoire.

*Auteur correspondant ; E-mail : kouassialf01@gmail.com, Tel : (+225) 08579478

RESUME

Les études réalisées dans ce travail portent sur la caractérisation sédimentologique et géochimique des dépôts argileux dénommés black shales accumulés au passage Cénomanien/Turonien dans le bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire. Elles ont eu pour support 115 échantillons de déblais de deux forages pétroliers implantés en offshore dans la marge d'Abidjan. Ces échantillons, après leur description lithologique détaillée, ont été traités selon les procédures classiques géochimiques du Rock Eval 6. Ces travaux ont abouti à une meilleure approche lithologique et géochimique des black shales en Côte d'Ivoire. En effet, dans le bassin sédimentaire ivoirien, ces argiles sont de couleur sombre, d'aspect feuilleté. Ce sont en outre d'excellentes roches mères de pétrole avec un potentiel pétrolier allant du pauvre au moyen et précocement mature pour l'essentiel. Elles contiennent les kérogènes de type II/III et III. Ce qui implique une matière organique d'origine marine et continentale. A maturité, ces black shales pourront donc produire des hydrocarbures liquides d'une part et gazeux d'autre part.

© 2017 International Formulae Group. All rights reserved.

Mots clés : Sédimentologie, géochimique, black shales, kérogène, Cénomanien, Turonien.

Sedimentological and geochemical characterization test of Cenomanian/Turonian (C/T) boundary black shale in Côte d'Ivoire sedimentary basin, West Africa

ABSTRAT

Studies in this work concern the sedimentological and geochemical characterization of clay deposits called black shales, accumulated at the Cenomanian/Turonian boundary, in Côte d'Ivoire sedimentary basin. They had the backing 115 samples of two oil drilling cuttings located in offshore of Abidjan margin. These samples, after their detailed lithological description, were treated according to standard procedures of the geochemical Rock Eval 6. This work has lead to better approach lithological and geochemical black shales in Ivory Coast. Indeed, in the Ivorian sedimentary basin, these clays are dark in color, laminated appearance.

© 2017 International Formulae Group. All rights reserved.

2922-IJBCS

DOI : <https://dx.doi.org/10.4314/ijbcs.v11i2.27>

They are also excellent source rocks for oil with oil potential from the poor mainly through early and mature. They contain kerogen type II / III and III. This implies an organic material of marine and continental origin. At maturity, these black shales will be able to produce liquid hydrocarbons on the one hand and on the other gas.
© 2017 International Formulae Group. All rights reserved.

Keywords: Sedimentology, geochemical, black shales, kerogen, Cenomanian, Turonian.

INTRODUCTION

Le Crétacé ivoirien, période d'intérêt pour les pétroliers ivoiriens a, à cet effet, fait l'objet de beaucoup d'études en Côte d'Ivoire. C'est le cas des travaux de Bamba et al. (2011), Digbehi et al. (2011) et Kouame (2013). Ces études ont révélé que la lithologie entre le Cénomaniens et le Turonien est essentiellement constituée d'argiles sombres.

Une synthèse de différents travaux sur la partie moyenne du Crétacé a mis en évidence un événement anoxique planétaire, dénommé Evénements Anoxiques Océanique 2 (ou EAO 2) (Grosheny et al., 2005; Soua, 2005). Cet EAO2 a occasionné des dépôts de roches argileuses particulièrement riches en matières organiques (M.O) connues sous l'appellation de black shales (N'zoussim-bassani, 2003).

Plus localement, dans le bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire, les travaux de Kouassi et al. (2013) et Kouassi (2014) ont confirmé l'existence de l'EAO 2 qui y a favorisé l'accumulation de ces roches argileuses particulières.

Ces black shales sont connus comme étant d'excellentes roches mères (Hallam, 2004). Hormis les travaux de Kouassi et al. (2013) qui ont mis en évidence l'accumulation des black shales au cours de l'EAO2, ces roches sont géologiquement et chimiquement très peu connues en Côte d'Ivoire. C'est donc pour tenter de caractériser les black shales au double plan lithologique et géochimique que ce présent travail de recherche a été entrepris sur l'analyse de déblais de deux forages pétroliers.

MATERIEL ET METHODES

Cent quinze (115) déblais (Figure 1) issus des deux (2) puits N1-x et N2-x ont servi de support à la présente étude sédimentologique couplée à une étude géochimique.

Après leur description lithologique, vingt grammes (20 g) de sédiments de chaque échantillon ont été trempés dans de l'eau savonneuse pendant 45 minutes et traités par la suite selon les méthodes de lavage géochimique standard (lavage sur une colonne de deux tamis (100 et 63 μm), séchage à l'air libre à température ambiante et homogénéisés à l'aide d'un pilon et mortier en porcelaine). Les échantillons ont été ensuite soumis à analyse au Rock Eval 6. Quatre (4) paramètres géochimiques ont été évalués:

- le Carbone Organique Total (COT) qui permet de quantifier le carbone attribué à la matière organique ;
- le S2 qui indique la quantité d'hydrocarbures « potentiels » (ou résiduels) qui pourrait être produit si l'enfouissement et la maturation se poursuivaient ;
- la Température maximale de pyrolyse (Tmax) qui permet de quantifier la maturation thermique de la matière organique et
- l'Indice d'Hydrogène (IH) qui est utilisé pour évaluer le type et l'origine de la matière organique présente dans les roches sédimentaires.

L'interprétation des résultats de la géochimie s'est faite parallèlement avec les logs lithologiques. Elle s'est appuyée sur les quatre paramètres géochimiques précités. Ces résultats associés à ceux de la sédimentologie ont permis de permettre, non seulement de

confirmer la présence ou non de black shales dans le bassin sédimentaire ivoirien, mais aussi de connaître le potentiel pétrolier de ces dépôts particuliers.

Les différentes interprétations se sont appuyées sur les critères des auteurs suivants : d'Epistalié et al. (1977), Tissot et al. (1979), Peters (1986) et Magoon (1994).

Présentation de la zone d'étude

Le bassin sédimentaire fait partie du « chapelet » de bassins sédimentaires bordant la côte atlantique depuis le Sud marocain jusqu'en Afrique du Sud (Jardiné et Magloire, 1965). C'est un bassin de type ouvert dont la plus grande partie est immergée. Il résulte de l'ouverture de l'Atlantique Sud au Crétacé inférieur dont la conséquence est la dislocation du Gondwana qui réunissait intimement l'Afrique et l'Amérique du Sud (Digbehi, 1987 ; Bamba et al., 2011).

Des essais de synthèse stratigraphique proposés par Digbehi (1987) puis par Cheric

(1996), rappelées récemment par Bie et al. (2012), montrent que l'histoire géologique du bassin de Côte d'Ivoire se résume en quatre (4) phases principales, à savoir:

- une phase de rifting (Barrémien – Albien) à sédiments margino-fluviatiles;
- une phase de début d'expansion océanique marquée par des transgressions marines franches (Cénomaniens – Sénonien inférieur) ;
- une phase d'expansion active et de subsidence (Campanien – Maastrichtien) qui dépose en transgression des argiles marines franches sur des surfaces d'érosion affectant par endroits le Cénomaniens et
- une phase d'expansion maximale au cours du Tertiaire, durant laquelle survient une importante phase régressive qui dure de l'Eocène supérieur à l'Oligocène.

Les deux (2) puits de cette présente étude sont implantés dans la partie immergée (offshore) de ce bassin (Figure 2). Le Tableau 1 présente les coordonnées géographiques de ces deux puits.



Figure 1: Echantillon de déblais de forage du puits N1-x.

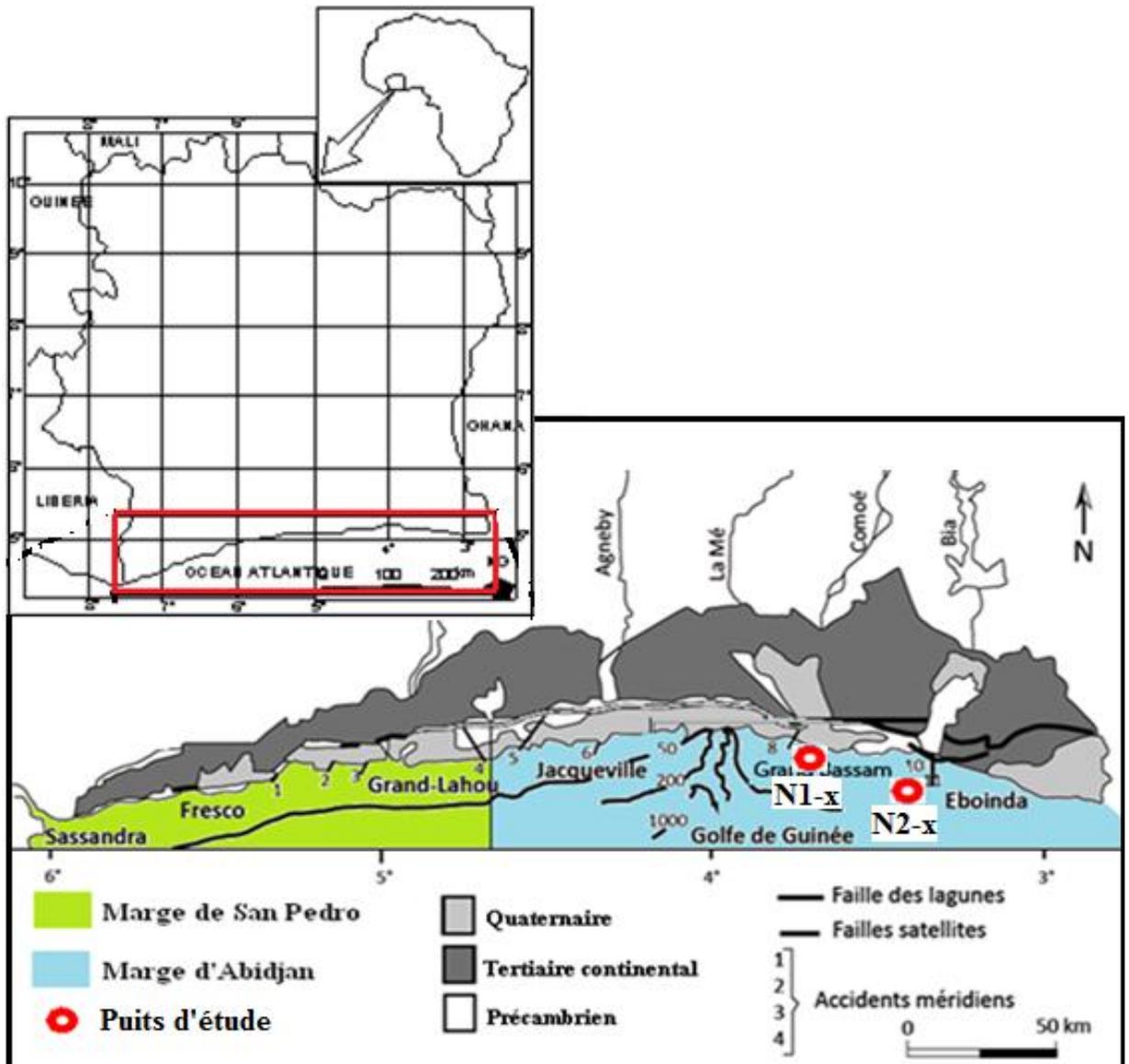


Figure 2 : Zone d'étude présentant la localisation des deux (2) puits d'étude.

Tableau 1: Coordonnées géographiques des puits d'étude.

Noms des puits	Latitude	Longitudes
N1-x	5°02'55,215''N	3°53'02,100''W
N2-x	4°59'58,383''N	3°38'33,261''W

RESULTATS

Caractérisation sédimentologique

Le profil de corrélation de la Figure 3 présente la synthèse lithologique de l'intervalle d'étude des puits N1-x et N2-x. Les logs lithologiques de la synthèse indiquent une sédimentation de la zone d'étude nettement dominée par un faciès argileux sombre, d'aspect feuilleté aux voisinages de la limite C/T (Figure 4). Cette lithologie alterne avec des couches relativement fines de grès gris clair à ciment calcitique. A ces deux faciès lithologiques, s'ajoute au bas du puits N1-x une couche de marne gris sombre et un niveau de calcaire gris clair. Les minéraux accessoires (pyrite et glauconite) et débris carbonés sont plus importants dans le puits N2-x et particulièrement aux environs de la limite C/T que dans le puits N1-x.

Caractérisation géochimique

Interprétations des paramètres géochimiques du puits N1-x

L'évolution des teneurs de COT des sédiments argileux du puits permet de distinguer deux intervalles:

- Intervalle allant de 2005 à 2340 m

Le COT varie entre 0,65 et 1,81% poids avec une moyenne de 1,23% poids. Ces argiles en feuillets contiennent des quantités relativement élevées de M.O. Ce sont des black shales. Ces roches mères sont précocement matures entre 2010 et 2340 m, avec un Tmax variant de 438 à 444 °C. Le pic de maturité est atteint entre 2340 et 2450 m avec une Tmax comprise entre 445 et 446 °C. Les valeurs d'IH qui sont comprises entre 200 et 257 mg HC/g COT montrent que la M.O est du type II/III. Donc productrice de gaz et d'huile dans les intervalles 2005-2049 m, 2120-2130 m, 2170-2180 m, 2185-2200 m et 2220-2230 m. Les indices d'hydrogènes compris entre 155 et 190 mg HC/g COT montrent que le kérogène est de type III, donc producteur de gaz entre les intervalles 2060-2120 m, 2140-2160 m, 2200-2210 m, 2240-2250 m et 2290-2316 m. Ces roches mères

sont précocement matures comme l'indiquent les Tmax comprises entre 438 et 445 °C. Dans l'ensemble, les hydrocarbures expulsés sont donc gazeux en grande partie avec un peu d'huile. Le potentiel pétrolier résiduel est donc pauvre (S2 entre 0,15 et 2,19 mg HC/g roche).

- Intervalle allant de 2340 à 2490 m

Les valeurs de COT sont relativement plus importantes et fluctuent entre 0,94 et 1,96% poids. Ces valeurs montrent que l'intervalle contient une quantité moyenne de matière organique préservée dans des sédiments constitués majoritairement d'argiles et de marnes laminées. Ces niveaux sont assimilables à des black shales car elles sont argileuses, de teinte sombre, de texture feuilletée et riches en matière organique. L'indice d'hydrogène de l'intervalle situé entre 2340 et 2360 m montre l'existence de plusieurs types de kérogène dans les sédiments : type III, type hybride (II/III) et type II (Figure 5). La matière organique a atteint son pic de maturité dans cet intervalle comme l'indique le Tmax moyen compris entre 445 et 446 °C. La roche mère est précocement mature entre 2455 et 2485 m (Tmax entre 439 et 443 °C). Les hydrocarbures produits sont du gaz et de l'huile. Le potentiel pétrolier résiduel est moyen du fait des valeurs de S2 évoluant entre 2,55 et 5,66 mg HC/g roche.

Ainsi, les niveaux de black shales du puits contiennent une M.O de type hybride II/III et le type III (Figure 5). Le kérogène a atteint son pic de maturité et expulse du gaz et de l'huile. Le potentiel d'hydrocarbure résiduel est globalement pauvre mais moyen à la base du Cénomaniens (entre 2470 et 2490 m).

La diversité des types de kérogène s'expliquerait par la diversité de leur origine (marine sous influence continentale).

Interprétations des paramètres géochimiques du puits N2-x

La distribution de la M.O dans le puits permet de distinguer deux intervalles:

- Intervalle allant de 2179 à 2289 m

Le COT des argiles sombre feuilletées varie entre 1,01 à 1,31% poids. Ce qui correspond à des black shales contenant une M.O de type hybride II/III d'une part (IH entre 204 et 216 mg HC/g COT) et de type III d'autre part (IH de 163 mg HC/g COT). La température maximale de pyrolyse (Tmax) des échantillons se situe entre 435 et 439 °C et montre que les M.O des black shales sont précocement matures, donc ayant amorcé une maturation. Le potentiel pétrolier résiduel est moyen comme en témoignent les valeurs de S2 comprises entre 2,56 et 3,05 mg HC/g roche (Figure 6).

- Intervalle allant de 2289 à 2362 m

Les valeurs de COT tournent autour de 0,7 à 0,9% poids et les quantités de M.O des argiles sont moyennes. Le type de kérogène alterne entre le type III et le type mixte II/III, comme l'indiquent les valeurs d'Indice d'Hydrogène comprises entre 200 et 300 mg HC/g COT (kérogène de type II/III) et entre 50 et 200 mg HC/g COT (M.O de type III).

Seul l'échantillon de la cote 2353 m a un kérogène de type II (IH = 431 mg HC/g COT). Les valeurs de Tmax des intervalles 2206-2216 m, 2252-2262 m et 2307-2335 m se situent entre 429 et 434°C et caractérisent des roches mères immatures. A maturité, elles expulseront des hydrocarbures essentiellement gazeux en faible quantité (potentiel pétrolier faible pour l'essentiel et moyen par endroit) (Figure 6). Par contre, dans les intervalles 2225-2252 m, 2271- 2298 m et 2344-2362 m, le Tmax compris entre 435 et 439 °C caractérise une roche mère en début de maturation (précocement mature). Le potentiel pétrolier des roches mères est pauvre car S2 varie entre 1,02 et 2,23 mg HC/g roche.

Les niveaux de black shales, correspondent à une roche mère précocement mature (pic de maturité non atteint). L'une des causes viendrait de la faible profondeur d'enfouissement sous une faible tranche d'eau (89 m).

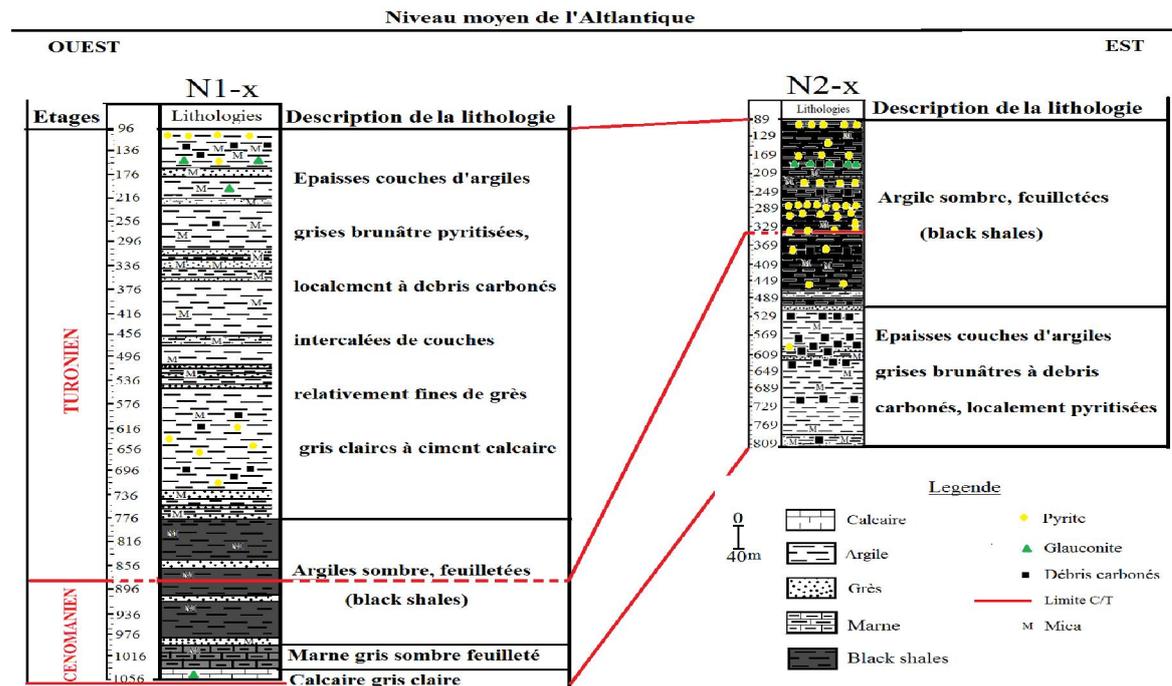


Figure 3 : synthèse lithologique de l'intervalle d'étude des deux puits d'étude N1-x et N2-x.



Figure 4: Un échantillon de black shale.

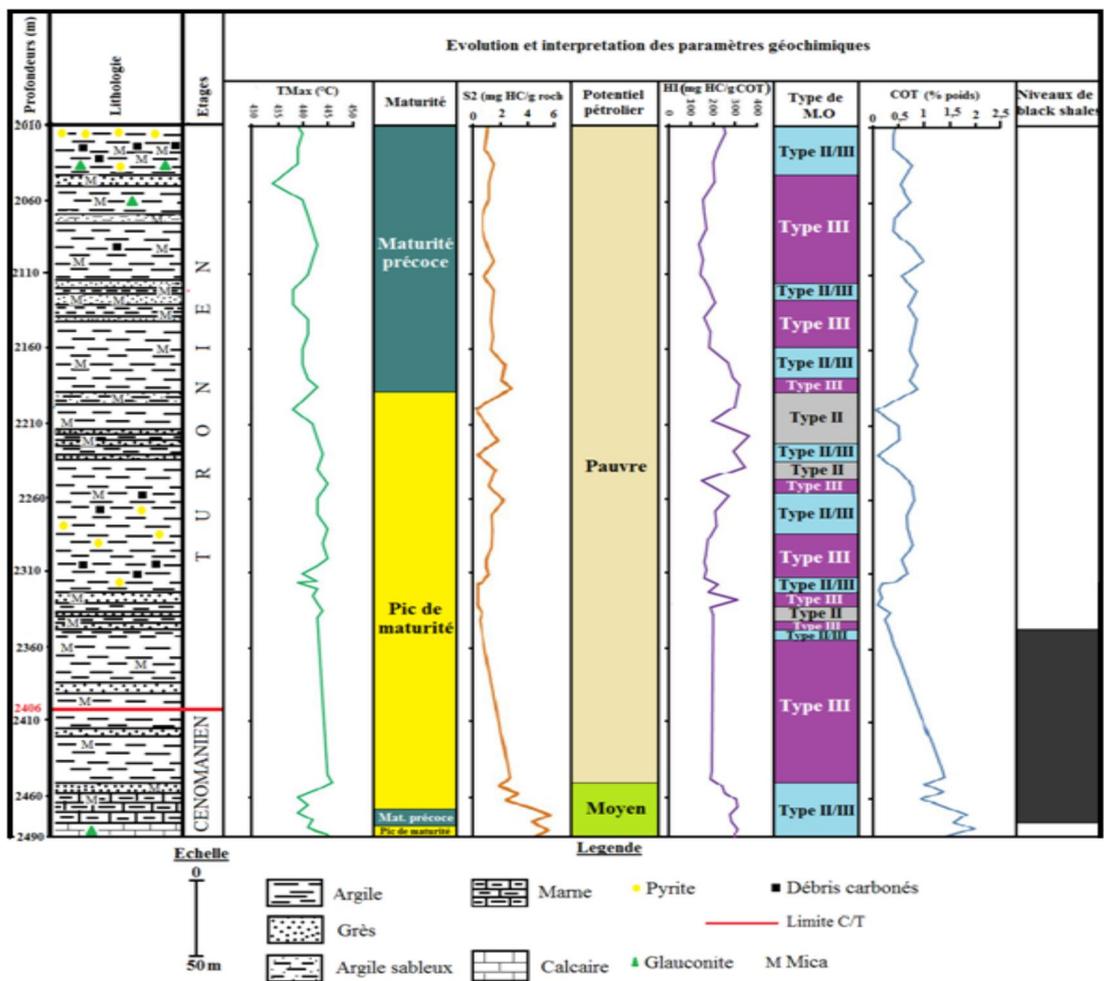


Figure 5 : Corrélation du log lithologique avec les variations des paramètres géochimiques du puits N1-x et leur interprétation.

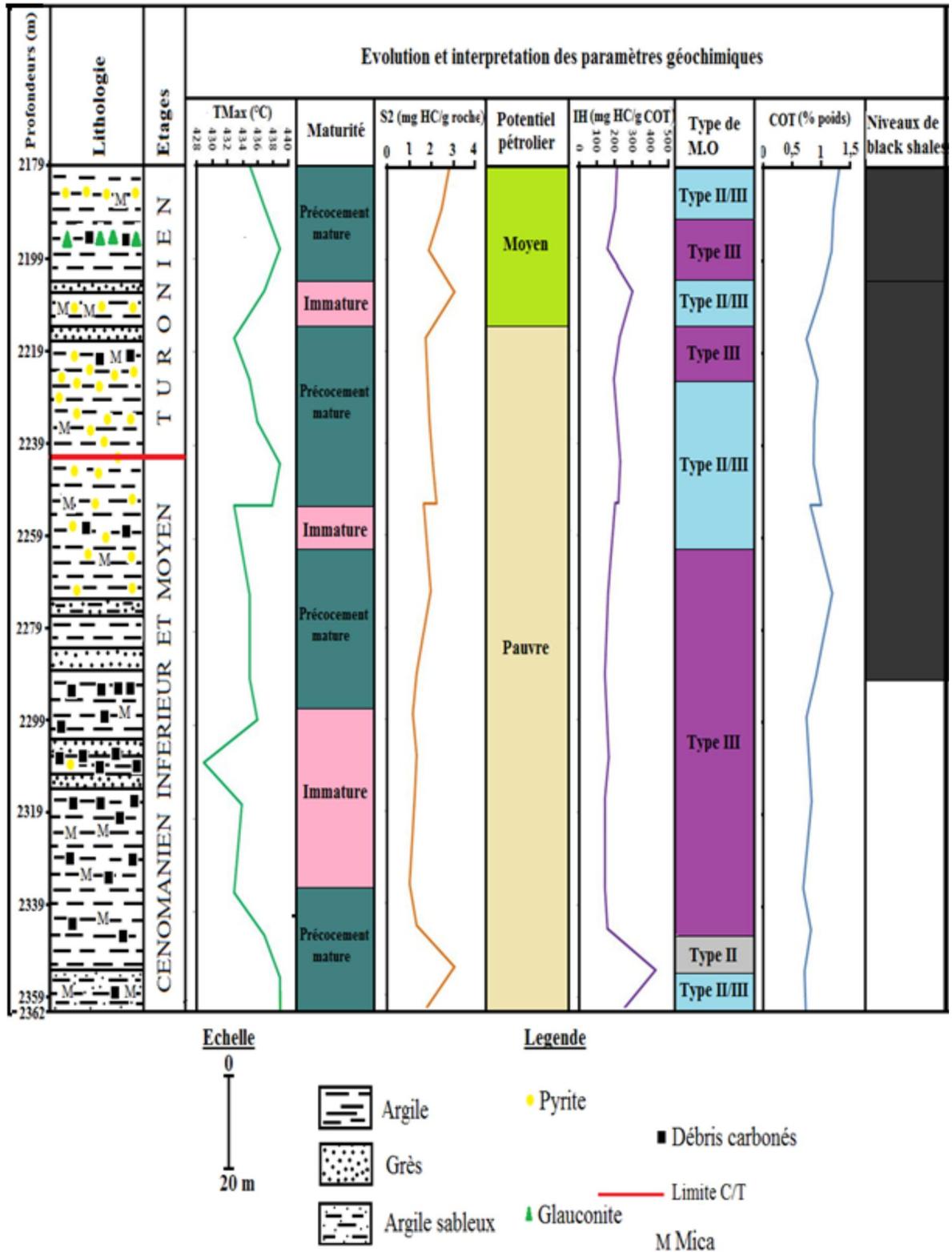


Figure 6 : Corrélation du log lithologique avec les variations des paramètres géochimiques du puits N2-x et leur interprétation.

DISCUSSION

Nature des black shales

D'après les résultats, les niveaux de black shales sont principalement constitués d'argiles sombres feuilletées. Ont été cependant observés de francs niveaux carbonatés (marnes et calcaires) suffisamment riche en M.O. Ces résultats sont comparables à ceux N'zoussi-Mbassani (2003) qui ont mis en évidence au large du bassin sénégalo-mauritanien une série cénomano-turonienne particulièrement riche en carbone organique, grâce au forage océanique profond DSDP (Deep Sea Drilling Project) du Leg 367. Elle comprend une alternance d'argilites calcaires, de marnes noires laminées, d'argilites olive-gris et d'argilites noires. Il en est de même pour les travaux de Strand (1998), Einsele et Wiedmann (1982), Thein (1988), et de *in* Soua (2011) qui ont montré qu'au Nord de l'Afrique, dans le Haut Atlas (Maroc), les black shales sont sous forme de marnes et de calcaires riches en nodules siliceux. Cependant, au Sud de l'Anti-Atlas, notamment dans la région de Tarfaya, de nombreux affleurements du passage C/T ont été décrits par El Albani et al. (1999a) et Kolonic et al. (2002) comme étant des schistes bitumineux.

COT des black shales

Le COT des black shales ivoiriens est relativement faible. Ces travaux estiment la moyenne dans le bassin sédimentaire à 2% poids. Cependant, les travaux de N'zoussi-Mbassani (2003) montrent que les black shales observés au large du bassin sénégalo-mauritanien ont une teneur moyenne de COT de 10%, pouvant atteindre parfois le taux record de 40% dans certains niveaux d'argilites. Par ailleurs, les travaux menés dans le bassin de Bahloul (Tunisie centrale) par Caron et al. (1999) montrent des COT variant entre 0,6 et 6,2% poids. Aux USA le COT de la section de Pueblo du Westesn Interior se

situe entre 0,5 et 5% (Caron et al., 2006). Ce COT relativement élevé par rapport à celui du bassin sédimentaire ivoirien serait lié à une évolution paléogéographique différente.

Quant à N'zoussi-Mbassani (2003), il estime que la quantité de la M.O accumulée dans les sédiments dépend de nombreux paramètres comme la nature des organismes sources, l'intensité de production, l'épaisseur de la colonne d'eau, le taux de sédimentation et le degré d'oxygénation la colonne d'eau. Par conséquent, le contenu en COT est un paramètre qui dépend des conditions locales de sédimentation. C'est pourquoi l'auteur estime qu'on ne peut l'utiliser comme outil de corrélation à une échelle fine, même si certains moments de l'histoire de la terre comme la limite Céno-manien/Turonien se caractérisent par un COT élevé.

Type de matière organique dans les black shales et leur maturité

Dans le bassin sédimentaire ivoirien, nos travaux ont mis en évidence entre le Céno-manien et le Turonien les kérogènes de type II et III et exceptionnellement de type mixte II/III. Ce sont des roches mères immatures pour l'essentiel. Ces résultats sont semblables à ceux obtenus par Akobé (2010) sur le plateau continental ivoirien où elle a caractérisé des roches mères renfermant les kérogènes de types II et III. Mais pour elle, ces roches mères sont matures et sont d'âge Albien – Maastrichtien. Cependant, les travaux de Herbin et al. (1986) montrent que les valeurs de IH observées dans les black shales au large du bassin sénégalo-mauritanien sont exceptionnellement élevées avec une moyenne de 600 mg HC g⁻¹ TOC, et même parfois 900 mg HC g⁻¹ TOC. Ces valeurs caractérisent une matière organique de type I, d'origine lacustre. Cela est certainement la preuve que les bassins situés au Nord de l'Afrique sont plus anciens que le

bassin de Côte d'Ivoire. Le Cénomaniens et le Turonien sont plus marins dans le bassin Nord-africain que le bassin ivoirien.

Conclusion

Au terme de l'étude sédimentologique couplée à cette étude géochimique, on peut retenir que l'EAO-2 a favorisé le dépôt des black shales dans le bassin sédimentaire ivoirien au passage Cénomaniens/Turonien comme ailleurs dans le monde. Ce sont des argiles sombres feuilletées et des roches carbonatées, riches en matière organique. En effet, ces dépôts très riches en matière organique ne sont pas seulement argileux. Les niveaux de calcaires et marneux francs au Cénomaniens inférieur ont aussi un Carbone Organique Total particulièrement élevé.

Les roches mères, notamment les black shales, dans le bassin sédimentaire ivoirien sont pour la plupart immatures et ont un faible potentiel pétrolier relativement bon (moyen). Ils sont constitués essentiellement des kérogènes de type II/III et de type III. La matière organique est d'origine marine (type II) et d'origine continentale (type III).

CONFLITS D'INTERETS

Les auteurs déclarent qu'il n'y a aucun conflit d'intérêt.

CONTRIBUTIONS DES AUTEURS

Ce travail de recherche est l'initiative des auteurs énumérés plus haut. La contribution de chacun d'eux se répartit comme suit:

-KAK a recherché et obtenu le financement de ce projet et a apporté sa contribution scientifique dans l'interprétation des résultats obtenus après analyses des échantillons ;
-KCY est considérablement intervenu dans l'analyse des échantillons au laboratoire et dans la lecture et relecture de l'article ;

GRB a contribué au financement du projet et à la relecture de l'article ;

-HA a participé activement à l'analyse des échantillons, particulièrement les analyses du Rock Eval 6 et à l'interprétation scientifique des résultats de ces analyses.

Les auteurs tiennent à exprimer leur profonde gratitude à la Direction générale de la PETROCI, particulièrement au Centre d'Analyses et de Recherches (CAR) qui a permis de réaliser toutes les analyses.

REFERENCES

- Akobé AC. 2010. Caractéristique des grès de la Côte d'Ivoire et du Ghana (Golf de Guinée): environnement de dépôt, maturité et potentialité énergétique (réservoir à hydrocarbure). Thèse Doctorat Unique Univ. Cocody, Côte d'Ivoire, 167p.
- Bamba MK, Digbehi ZB, Sombo BC, Goua TE, N'da LV. 2011. Foraminifères planctoniques, biostratigraphie et paléoenvironnement des dépôts alboturonien de la Côte d'Ivoire, Afrique de l'Ouest. *Revue de Paléobiologie, Genève*, **30**(1): 1-11. DOI : <http://www.researchgate.net/publication/305710825>
- Bie GR, Digbehi ZB, Yao KR, Tea-YJ, Kanga KD, Tahi I. 2012. Stratigraphie palynologie du Maastrichtien supérieur-Eocène supérieur du bassin sédimentaire offshore de Côte d'Ivoire, Afrique de l'Ouest. *International Journal of African Studies*, **6**: 40-57. DOI: <http://www.academia.edu/4032732>
- Baudin F. 1995. Depositional controls on Mesozoic source rocks in the Tethys. In: Huc, A-Y. (Ed). *Paleogeography, paleoclimate and source Rocks. AAPG Studies in Geology*, **40**: 191-211. DOI: <http://archives.datapages.com/data/specpubs/study40/ch09/0191.htm?q>

- Caron M, Robaszynski F, Amedro F, Baudin F, Deconinck F, Hochuli P, Perch-Nielsen K, Tribouvillard N. 1999. Estimation de la durée de l'événement anoxique global au passage Cénomaniens/Turonien. Approche cyclostratigraphique dans la formation Bahloul en Tunisie centrale. *Bulletin de la Société Géologique de France*, **170**: 145-160.
- Caron M, Dallagnolo S, Accarie H, Barrera E, Kauffman EG, Amedro F, Robaszynski F. 2006. High-resolution Stratigraphy of the Cenomanian/Turonian boundary interval at Pueplo (USA) and Wadi Bahloul (Tunisia): stable isotope and bio-events correlation. *Geobios*, **39**: 171-200. http://www.sciencedirect.com/science?_ob=ShoppingCartURL&_method
- Chierici A. 1996. Stratigraphy, palaeoenvironments and geological evolution of Ivory Coast-Ghana basin. In : Jardiné S., Klasz I. de et Debenay J. P. (Eds). Géologie de l'Afrique et de l'Atlantique Sud, Actes des colloques d'Anger (16-20 juillet 1994). *Mémoire Elf Aquitaine*, **16**: 293-304.
- Digbehi ZB. 1987. Etude comparée de la sédimentation des stades d'ouverture Atlantique-Golfe de Guinée-Golfe de Gascogne. Sédimentologie, biostratigraphie. Thèse Doctorat de l'Université de Pau (France), 366 p.
- Digbehi ZB, Ouffouet KB, Sombo BC, Yao N JP. 2011. Biostratigraphic analysis and Palaeoenvironmental reconstruction of Cenomanian-Turonian boundary in Côte d'Ivoire onshore sedimentary basin, West Africa. *Africa Research Reviews International Multidisciplinary Journal, Ethiopia*, **5**(6): 361-380.
- El Albani A, Kuhnt W, Luderer F, Herbin JP, Caron M. 1999a. Palaeoenvironmental evolution of the Late Cretaceous sequence in the Tarfaya Basin (southwest of Morocco). In *The Oil and Gas Habitats of the South Atlantic*, Cameron NR, Bâte RH, Dure VS (eds). Geological Society of London: London; 223-240.
- Espitalie J, Laporte JL, Madec M, Marquis F, Leplat P, Paulet J, Boutefeu A. 1977. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, **32**: 23-42.
- Grosheny D, Bodouin B, Laurence M, Desmares D. 2005. High-resolution biostratigraphy and chemostratigraphy of Cenomanian/Turonian boundary event in the vocontian basin, southeast France. *Cretaceous Research*, **27**: 629-640. DOI: <https://www.Researchgate.Net/publication/248573300>
- Hallam. 2004. A review of Mesozoic climates. *J. geol. Soc. London*, **142**: 433-445.
- Jardine S, Magloire L. 1965. Palynologie et stratigraphie du Crétacé des bassins du Sénégal et de Côte d'Ivoire. Colloque International de Micropaléontologie (Dakar, 1963). *Mém. Bur. Réch. Géol., Min.*, **32**: 187-245. DOI: <http://>
- Kolonis S, Sinningh-Damsté JS, Böttcher M E, Kuypers MMM, Kuhnt W, Beckmann B, Scheeder G, Wagner T. 2002. Geochemical characterization of Cenomanian/Turonian Black shales from the Tarfaya basin (SW Morocco). Relationships between palaeoenvironmental conditions and early sulphurization of sedimentary organic matter. *Journal of Petroleum Geology*, **25**: 325-350. DOI: <http://books.google.fr/books?id>
- Kouamé NJ. 2013. Etude biostratigraphique du passage Cénomaniens-Turonien (C/T) dans le bassin sédimentaire ivoirien. Mémoire Ingénieur des techniques en Mine-Géologie et Pétrole de l'Institut

- National Polytechnique Houphouët-Boigny de Yamoussoukro: 62 p.
- Kouassi KA, Yao NJP, Bie GR, Digbehi ZB, Bamba MK, Goua TE, Yao KC. 2013. Essai de caractérisation micropaléontologique et paléo-environnemental et mise en évidence de l'EAO2 à l'interface Cénomanién/Turonien (C/T) dans le bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire, Afrique de l'Ouest. *Rev. Ivoir. Sci. Technol.*, (21-22) : 95 – 118. DOI: http://www.revist.ci/REVIST_21&22/REVIST_21&22_6.pdf
- Kouassi KA. 2014. Episode anoxique à la limite Cénomanién/Turonien dans le bassin sédimentaire offshore de Côte d'Ivoire : intérêt pétrolier des black shales. Doctorat Thèse unique, Univ Félix Houphouët Boigny (Abidjan/Cocody) : 275 p.
- Magoon LB. 1994. *Tuxedni-Hemlock (1) Petroleum System-From Source to Trap*. Magoon LB, Dow WG (eds). American Association of Petroleum Geologists: Tulsa; 359-370.
- Peters KE. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **70**: 318-329.
- Nzoussi-Mbassani P. 2003. Le Cénomanién-Turonien de l'Atlantique nord (bassin du Sénégal): environnement de dépôt et évolution diagénétique: implications pétrolières. Thèse Doctorat Université d'Orléans, 238 p.
- Soua M. 2005. Biostratigraphie de haute résolution des foraminifères planctoniques du passage Cénomanién-Turonien et impact de l'événement anoxique EAO-2 sur ce groupe dans la marge sud de la Théthys, exemple: région de Jerissa et Bargou. Mémoire de l'Université de Tunis El Manar, 41 p.
- Soua M. 2011. Le passage Cénomanién-Turonien en Tunisie : Biostratigraphie des foraminifères planctonique et des radiolaires, chimiostratigraphie, cyclostratigraphie et stratigraphie séquentielle. Thèse de Doctorat, Université Tunis el Manar: 345 p. DOI: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00626628>
- Strand K. 1998. Sedimentary facies and sediment composition changes in response to tectonics of de Côte d'Ivoire - Ghana transform margin 1, Mascle J, Lohman GP, Moullade M (Eds). Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results, 113-123.
- Tissot B, Deroo G, Herbin JP. 1979. Organic matter in Cretaceous sediments of the North Atlantic: contribution to sedimentology and paleogeography. In: Deep drilling results in the Atlantic Ocean: continental margins and paleoenvironments. *American Geophysical Union*, **3**: 362-374.