



## RESEARCH ARTICLE

### CARACTERISATION PETROPHYSIQUE DES GRES D'AGE CRETACE DE LA MARGE D'ABIDJAN DU BASSIN SEDIMENTAIRE OFFSHORE DE COTE D'IVOIRE (ZONE ABIDJAN-ADIAKE)

AKOBE Apie Colette\*, AMANI Etché Mireille, ASSALE Fori Paul, FEA Isaac, MONDE Sylvain, AKA Kouamé, DIGBEHI Zéli Bruno

Université Félix Houphouët-Boigny de Cocody, ufr-strm, Laboratoire de Géologie, Marine et de Sédimentologie

#### ARTICLE INFO

##### Article History:

Received 10<sup>th</sup> September, 2020  
Received in revised form  
17<sup>th</sup> October, 2020  
Accepted 05<sup>th</sup> November, 2020  
Published online 30<sup>th</sup> December, 2020

##### Key Words:

Etude, Potentialité énergétique,  
Pétrophysique, Grès, Crétacé, Marge  
d'Abidjan, Bassin sédimentaire offshore,  
Côte d'Ivoire.

#### ABSTRACT

Des analyses pétrophysiques des grès (roche-réservoir) d'âge crétacé de la marge d'Abidjan, ont été réalisées en vue de mettre en évidence leur potentialité énergétique. De ce fait, cette partie du bassin sédimentaire offshore (Abidjan-Adiaké) a été subdivisée en plusieurs blocs (X, A, B, C/E et D). Dix (10) et vingt-sept (27) puits ont été respectivement forés dans le Crétacé (Bloc X) en général et dans le Cénomanién (Blocs A, B, C et D). Les grès issus de ces forages sont soumis à des études pétrophysiques par l'analyse de leur porosité, indice de fluorescence, saturation en eau, perméabilité et Net / Gross. En outre, des tests Drill Stem Test (DST) de production ont été réalisés avec des analyses des logs composites dans les différents niveaux de grès pour montrer la présence d'hydrocarbure. Les paramètres pétrophysiques et les analyses de production des grès rencontrés dans les différents sondages montrent que les réservoirs d'hydrocarbure sont du Crétacé supérieur et inférieur. Les roche-réservoirs du Crétacé supérieur sont constituées de formations gréseuses d'âge Maestrichtien, Sénonien inférieur et Cénomanién. Ceux du Crétacé inférieur sont d'âge Albien supérieur. Ces grès sont des réservoirs d'huile, de gaz, de condensât et d'eau. L'analyse des paramètres géochimiques (les valeurs de carbone organique total (COT), d'indice d'hydrogène (IH) et de température maximale (Tmax) ont permis de caractériser les roches-mères. Ces valeurs définissent des roches-mères matures qui renferment des kérogènes de type II et III, producteurs d'huile et de gaz dans les différents niveaux de grès. Ces roches productrices de matières organiques générant les hydrocarbures sont d'âge Maestrichtien-campanien, Cénomanién inférieur, Turonien-Cénomanién et Albien. Les roche-couvertures (qui surmontent les niveaux de grès) sont constituées de niveaux d'argiles d'âge Paléocène, Maestrichtien et Cénomanién.

Copyright © 2020, AKOBE Apie Colette et al. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Citation: AKOBE Apie Colette, AMANI Etché Mireille, ASSALE Fori Paul, FEA Isaac et al. 2020. "Caracterisation petrophysique des gres d'age cretace de la marge d'abidjan du bassin sedimentaire offshore de cote d'ivoire (zone abidjan-adiake)", *International Journal of Current Research*, 12, (xx), xxx-xx.

## INTRODUCTION

Le bassin sédimentaire constitué d'une partie onshore et d'une partie offshore, représente le domaine géologique qui renferme les ressources énergétiques telles que les hydrocarbures (pétrole, gaz). L'ensemble des roches du bassin sédimentaire impliquées dans la formation, l'accumulation et le piégeage des hydrocarbures constitue le système pétrolier. Ces roches sont dénommées:

- ) roche-mère, roche dans laquelle les hydrocarbures se forment ;
- ) roche-réservoir qui est une roche poreuse et perméable capable d'accumuler et de piéger les hydrocarbures à l'issue de leur migration de la roche-mère;

) roche-couverture dont le rôle est de freiner la migration des hydrocarbures à la surface de la terre afin de constituer un gisement dans la roche-réservoir.

Les grès font partie intégrante du système pétrolier car ce sont des roches-reservoirs (Féa, 2019 ; Féa et al., 2018 ; Akobé et al., 2018 ; Akobé, 2010 ; Yacé, 2002 ; PETROCI & BEICIP, 1990). Etant des formations poreuses et perméables, les grès sont capables de récupérer, d'accumuler et de piéger les hydrocarbures tout en offrant la possibilité d'en extraire. En Côte d'Ivoire, les grès sont généralement les roche-réservoirs des champs pétroliers exploités dans le bassin offshore. Dans l'optique de valoriser ses ressources énergétiques, le bassin sédimentaire de la Côte d'Ivoire a fait l'objet de plusieurs travaux de recherche, notamment ceux de Bié (2012) ; Bié et al (2012) ; Bamba (2011) ; Aka (1991). Ces travaux ont contribué à une meilleure connaissance de la stratigraphie et des environnements de dépôts des sédiments dans la marge

\*Corresponding author: AKOBE Apie Colette,  
Université Félix Houphouët-Boigny de Cocody, ufr-strm, laboratoire  
de Géologie, Marine et de Sédimentologie.

d'Abidjan, en s'appuyant sur des études biostratigraphiques, lithostratigraphiques et diagraphiques. Les caractères pétrophysiques des grès d'âge crétacé dans la marge d'Abidjan du bassin sédimentaire offshore ivoirien restent à explorer. Cette étude est réalisée dans l'objectif de déceler les caractères pétrophysiques de ces grès afin de mettre en exergue leur potentialité énergétique. Elle implique l'analyse des lithologique, pétrophysique et géochimique des couches sédimentaires environnant les grès pour montrer la crédibilité de leur potentialité énergétique. Il s'agira d'abord d'analyser les paramètres pétrophysiques des grès qui sont les roche-réservoirs, ensuite les caractères géochimiques des roche-mères et enfin ceux des roche-couvertures.

## MATERIELS ET METHODES

**Site d'étude (Zone est de la Marge d'Abidjan) :** Dans le bassin sédimentaire offshore, la zone d'étude est située dans la partie orientale de la marge d'Abidjan, plus précisément entre les latitudes 4°15'N et 5°15'N et les longitudes - 4°15'W et - 3°15'W aux larges d'Abidjan et d'Adiaké. Cette zone est subdivisée en bloc X dans le Crétacé et en blocs A, B, C et D dans le Cénomaniens dans lesquels des puits ont été forés pour l'extraction des carottes des niveaux de grès (Figure 1).

**Techniques de caractérisation des roches-réservoirs :** La pétrophysique est l'étude des propriétés physico-chimiques des roches en vue de déceler leur potentialité énergétique. En effet, les grès sont des roches suffisamment poreuses et perméables pour contenir des fluides généralement de l'eau, de l'huile et de gaz. Leur caractérisation implique l'étude de leur porosité. Celle-ci est définie par la nature, la morphologie, la taille et la proportion en pourcentage (pc) des pores libres ou piégés. La porosité est aussi déterminée par la distribution et la position des vides par rapport aux minéraux, ainsi que la connectivité qui existe entre eux. La caractérisation d'un réservoir inclue évidemment la connaissance de la genèse des fluides emmagasinés, de la roche-mère générant ces fluides et de la roche-couverture empêchant la migration de ces fluides à la surface de la terre.

**Analyse de la porosité des grès :** Les réservoirs sont caractérisés par les propriétés physiques des vides (cavités) et par la nature des fluides qu'ils renferment. Les caractères pétrophysiques des pores sont déterminés à partir d'une étude microscopique. Ainsi, les lames minces sont imprégnées de bleu d'époxy et observées au microscope. La proportion des espaces colorés est estimée pour déterminer la porosité moyenne de la roche. Il existe trois types de réservoir en fonction de leur porosité ( ) :

- ) Réservoir de faible porosité : ( ) < 5 pc ;
- ) Réservoir de porosité moyenne : 10 pc < ( ) < 20 pc ;
- ) Réservoir de bonne porosité : ( ) > 20 pc.

Outre la porosité, les propriétés pétrophysiques sont définies par la perméabilité, la saturation en eau (Sw), le volume d'argile (Vsh), les indices d'hydrocarbure, le Net / Gross et la nature des différentes sortes de fluide contenus dans le réservoir. Le Net / Gross renseigne sur la qualité du réservoir d'un puits. Il se détermine par le rapport de l'épaisseur nette des bancs de grès (Net) et de l'épaisseur de toutes les formations lithologiques dans un puits (le Gross). En fonction des valeurs (en pc), on distingue trois types de réservoirs :

- ) Réservoir de mauvaise qualité : Net / Gross < 10 pc
- ) Réservoir de moyenne qualité : 10 pc < Net / Gross < 20 pc
- ) Réservoir de bonne qualité : Net / Gross > 20 pc

**Test DST (Drill Stem Test) :** Le test DST permet l'étude des réservoirs en déterminant la nature des fluides. Les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir qu'il soit aquifère ou pétrolier, dépendent principalement de ses caractères pétrophysiques (Chapellier *et al.*, 2004). Un bon réservoir d'hydrocarbure est caractérisé par une porosité ( ) > 10 pc, un volume d'argile (Vsh) < 40 pc, une saturation en eau (Sw) < 60 pc et un Net / Gross > 10 pc.

**Techniques de caractérisation géochimique des roche-mères :** Les roches-mères sont caractérisées par la méthode de pyrolyse Rock-Eval. Cette analyse biochimique consiste à faire un craquage thermique de la matière organique et à quantifier les composés produits (Hydrocarbures) dans les roches-mères. Elle permet de déterminer la valeur du carbone organique total (COT), de l'index d'hydrogène (IH) et de la température maximale (Tmax) du pic S2 qui sont les paramètres de caractérisation géochimique de la roche-mère. Ces valeurs permettent de connaître le potentiel pétrolier, la nature du kérogène et le stade de maturité de la matière organique produisant les hydrocarbures (huile naturelle (pétrole) et le gaz naturel).

**Analyse du carbone total de la matière organique (COT) :** Le COT est la quantité de kérogène ou de matière organique contenue dans une roche-mère. Il correspond à la capacité des sédiments de la roche-mère à générer des hydrocarbures. Le COT s'exprime en pourcentage (pc) pondéral du sédiment (mg/g de roche). Il permet d'apprécier la qualité du potentiel pétrolier donc du kérogène (Tableau 1). Ainsi on distingue un :

- ) Un pauvre kérogène : 0 < COT < 0,5 pc ;
- ) Un moyen kérogène : 0,5 < COT < 1 pc ;
- ) Un bon kérogène : 1 < COT < 2 pc ;
- ) Un très bon kérogène : 2 < COT < 4 pc ;
- ) Un excellent kérogène : COT > 4 pc.

**Index d'Hydrogène (IH) :** L'index d'Hydrogène est la proportion d'effluents hydrocarbonés émis durant la pyrolyse de la matière organique ou du COT. Le contenu en hydrogène de la matière organique est l'un des plus importants facteurs contrôlant la production d'huile et de gaz. Il s'exprime en mg HC/g COT. L'index d'hydrogène permet d'identifier le type et la nature du kérogène généré par la roche-mère. On en distingue cinq types (Tableau 2). Ce sont :

- ) le kérogène de type IV : IH < 50, ne générant pas d'hydrocarbure (Tissot & Welte, 1984), provient du kérogène résiduel ou réfractaire composé de matière organique oxydée ou résédimentée ;
- ) le kérogène de type III avec production de gaz : 50 < IH < 200 ;
- ) le kérogène de type III / II avec production d'huile et de gaz : 200 < IH < 300 ;
- ) le kérogène de type II avec production d'huile : 300 < IH < 600 ;
- ) le kérogène de type I avec production d'huile : IH > 600.

**Température maximale (Tmax) :** La température maximale (Tmax) détermine la maturité de la roche-mère. La S2 correspond à la quantité de composés hydrocarbonés produits pendant le cycle de pyrolyse après 200°C. C'est la quantité d'hydrocarbure provenant du craquage de kérogène. En fonction de la valeur de Tmax du S2, il existe quatre stades de maturité de la roche-mère (Tableau 3). Il s'agit de :

- ) la roche-mère immature :  $380^{\circ} < T_{max} < 420^{\circ}$  ;
- ) la roche-mère au stade de maturité d'huile :  $420^{\circ} < T_{max} < 450^{\circ}$  ;
- ) la roche-mère au stade de maturité de gaz et d'huile :  $450^{\circ} < T_{max} < 470^{\circ}$  ;
- ) la roche-mère au stade de maturité de gaz sec :  $T_{max} > 470^{\circ}$ .

## RESULTATS

**Lithostratigraphie du Bloc X de la marge d'Abidjan, (Côte d'Ivoire) :** L'étude des unités lithologiques des puits du bloc X de la marge d'Abidjan (figure 2) présente des formations d'argiles feuilletées et indurées en intercalation des niveaux de grès. Ces paramètres restent à explorer étant donné qu'un réservoir pétrolier nécessite l'existence de roche-mère et de roche-couverture. Il faut donc analyser les caractères lithologiques des couches sédimentaires qui environnent les grès dans les différents blocs pour montrer la crédibilité de leur potentialité énergétique.

### Caractérisation des grès, réservoirs d'hydrocarbure

**Caractérisation pétro-sédimentaire des grès du crétacé :** Une étude Pétro-sédimentaire des grès crétacés de la marge d'Abidjan du bassin sédimentaire *offshore* est préalablement réalisée avant d'analyser leurs caractères pétrophysiques. Elle montre que les formations gréseuses du bassin sédimentaire *offshore* sont constituées de sables composés d'espèce minérale à prédominance de quartz consolidés par des ciments de nature variable. Leur classification pétrographique définit plusieurs types de grès que sont les arkoses, les litharénites, les lithic-arkosiques, les arkosi-lithiques et les quartzarénites (Akobé, 2010, Akobé et al., 2018 ; Féa , 2019, Akobé et al., 2020). Les sédiments consolidés sont à provenance continentale et marine, transportés par un mode fluvial respectivement sur une courte et longue durée. Ils sont déposés dans un environnement marin, du plateau continental jusqu'au bassin. Ce sont des grès matures. Le tableau 4 fait la synthèse pétro-sédimentaire de ces grès (Akobé, 2010, Akobé et al., 2018, Akobé et al., 2020).

**Caractérisation pétrophysique des grès du crétacé :** L'analyse des puits dans le bloc X révèle des grès d'âge crétacé de porosité variant de 12 à 32 pc avec une saturation en eau de 18 à 100 pc (Tableau 5). Ils présentent des indices de fluorescence jaune-clair, jaune-vert et or. Aussi l'étude des logs montre la présence d'huile, de gaz, de condensât et de l'eau dans les cavités des grès. La perméabilité est de 325 mds (millidarcys) pour les grès du champ A et 700 mds pour ceux du champ B de l'Albien supérieur (Tableau 5). Ces bancs de grès présentent donc de bonnes propriétés pétrophysiques dans les différents puits du bloc X. La porosité varie de très faible à très élevée et la perméabilité de négligeable à excellente (Féa ,2019). Un bon réservoir d'hydrocarbure est caractérisé par une porosité ( )  $>10$  pc, un volume d'argile (Vsh)  $< 40$  pc, une saturation en eau (Sw)  $< 60$  pc et un Net / Gross  $> 10$  pc. Par

conséquent, les grès d'âge crétacé définissent donc de bonnes caractéristiques de réservoir qui pourraient leur attribuer de bons magasins d'hydrocarbure.

### ) Grès du Maestrichtien

Les grès du Maestrichtien ont une porosité variant de 12 à 22 pc., avec une saturation en eau de 95 à 100 pc (Tableau 5). L'analyse des logs montre une présence de gaz dans les grès. Ils seraient donc de bons réservoirs d'hydrocarbure.

### ) Bancs de grès du Sénonien

L'analyse des différents puits, montre que les grès du sénonien ont une porosité de 10 à 32 pc et une saturation en eau comprise entre 70 et 100 pc (Tableau 5). Ces formations présentent un indice de fluorescence jaune-vert à jaune-clair et or. Il découle de toutes ces analyses pétrophysiques des grès d'âge sénonien, qu'ils sont susceptibles d'être de bons réservoir de pétrole.

### ) Grès du Turonien

Les grès du Turonien ont une porosité de 18 à 22 pc avec une saturation en eau estimée entre 18 et 40 pc. Leur indice de fluorescence est direct, moyen à bon. Ces grès présentent de bonnes caractéristiques pétrophysiques. De plus, ils sont soumis à des tests de production et à des analyses de logs permettant de mettre en évidence la présence d'hydrocarbure. Les tests de production dans les grès du Santonien-Turonien de très faible indice de fluorescence jaune terne, révèlent la présence de gaz et de condensât.

### ) Grès Turonien-Cénomaniens supérieur

Les grès d'âge Turonien-Cénomaniens supérieur renferment des grès dont la porosité varie de 12 pc à 20 pc avec une saturation en eau de 15, 52, 70 et 100 pc. Leurs tests (DST) de production y montrent la présence du gaz, d'huile (pétrole), de l'eau dans la partie distale. Leur indice indique une tâche d'huile et un indice de fluorescence directe. Ils seraient donc de bons réservoirs d'hydrocarbure.

### ) Grès du Cénomaniens

Le Cénomaniens est le premier étage du Crétacé supérieur. Les bancs de grès d'âge Cénomaniens dans le puits X3 présente une porosité de 15 pc, une saturation en eau de 60 à 100 pc et un indice de fluorescence directe (moyenne et bonne). Par ailleurs, cinq (05) tests de production ont montré que les grès du Cénomaniens contiennent de l'hydrocarbure. Dans ce puits, Le Cénomaniens supérieure contient de l'huile alors que le cénomaniens inférieure est remplie d'eau. Dans le puits X4, les niveaux de grès rencontrés ont un indice de fluorescence jaune terne. Trois tests de production ont montré la présence de gaz et de condensât dans ces grès. Ce qui leur confère la susceptibilité d'être des réservoirs d'hydrocarbure. Le puits X5, dans le Cénomaniens inférieure présente des grès de porosité 16 pc avec une saturation en eau de 100 pc. Ceux-ci montrent de bonne porosité mais ils sont saturés en eau. Les grès du puits X9 ne présentent pas une bonne perméabilité mais selon les analyses de logs, ils possèdent une potentialité en hydrocarbure. Ces caractéristiques pétrophysiques qualifient les grès du Cénomaniens comme des roche-réservoirs d'hydrocarbure. Ils sont susceptibles d'emmagasiner du pétrole (huile), condensât et gaz.

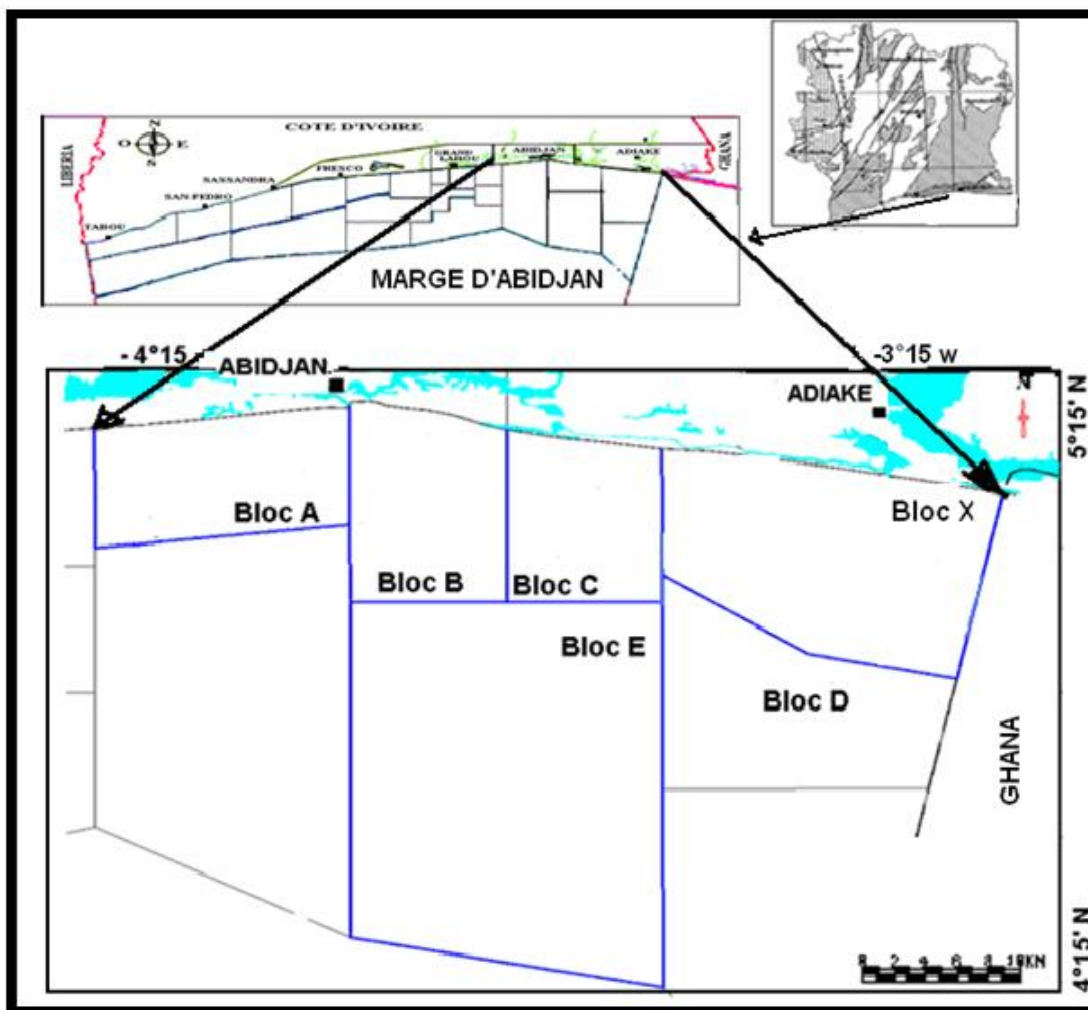


Tableau 1: Potentiel pétrolier des roches mères immatures (Espitalie et al., 1977)

Potentiel pétrolier	Matière organique				
	COT		Pyrolyse au Roc Eval (mg/g roche)		Bitume
	% poids	S1	S2	S2/S3	% poids / ppm
Pauvre	< 0,5	< 0,5	< 2,5	> 15	0 - 0,05 / 0 - 500
Moyen	0,5 - 1	0,5 - 1	2,5 - 5	10-15	0,05 - 0,10 / 500 - 1000
Bon	1 - 2	1 - 2	5 - 10	5-10	0,10 - 0,20 / 1000 - 2000
Très bon	2 - 4	2 - 4	10 - 20	1-5	0,20 - 0,40 / 2000 - 4000
Excellent	> 4	> 4	> 20	< 1	> 0,40 / > 4000

Tableau2: Type de kérogène et les produits expulsés (Peter et Cassa, 1994 in Peters et al., 2005 ; modifié).

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	Pas de production

Tableau 3 : Maturité thermique (Peters et Cassa, 1994 ; in Peters et al., 2005 ; modifié).

Maturité thermique	Maturité		Génération	
	T max (°C)		Bitume	Indice de production (IP)
			Mg/g de roche	
Immature	< 435	< 50	< 0,10	
Maturité précoce	435 - 445	50 - 100	0,25 - 0,40	
Pic de Maturité	445 - 450	150 - 250	0,25 - 0,40	
Maturité retardée	450 - 470	-	> 0,40	
Post-Mature	> 470	-	-	

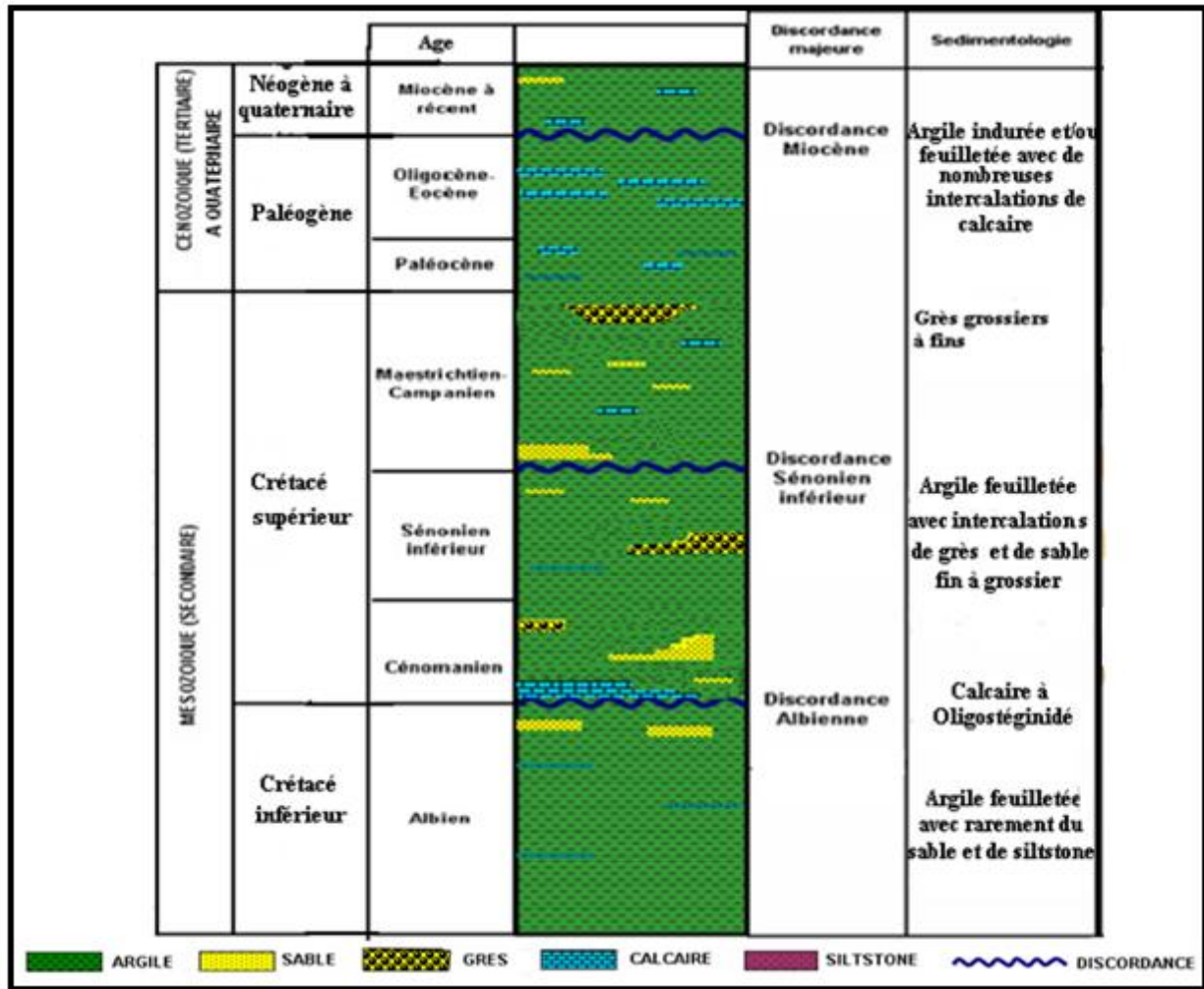


Figure 2 : Colonne lithostratigraphique du bloc X, dans la zone est de la marge d'Abidjan

Tableau 4. Pétro-sédimentaire des grès crétacés du bassin offshore de la marge d'Abidjan

	Age	Caractéristiques pétro-sédimentaire					Environnement de dépôt
		Minéralogie	ciment	Taille des grains	Forme des grains	Classement	
CRETACE SUPERIEUR	Maestrichtien	Quartz, feldspath Calcite	Calcaire Argileux Silteux	Très fins à grossiers	Anguleux Subanguleux Subarrondis et Arrondis	Moyennement classés	Plateau continental à talus supérieur
	Sénonien	Quartz, feldspath Dolomie	Calcaire et dolomitique	Très fin à moyen en majorité mais quelques grossiers	Anguleux Subanguleux Subarrondis	Modérément à bien classés et triés	Littoral à talus supérieur
	Turonien	Quartz		Fins à grossiers			Marin marginal
	Turonien- cénonanien supérieur	Quartz, feldspath Calcite	Silteux Calcaire Parfois argileux	Fins à très grossiers	subanguleux	Moyennement classés	Plateau continental Externe à talus moyen
	Cénonanien	Quartz, Feldspath Mica, Calcite Glaucanie Pyrite, fragments de roche	Calcaire Siliceux argileux	Très fins à grossiers	Subanguleux à subarrondis	Modérément à bien classés	Plateau continental Interne au bassin
CRETACE INFÉRIEUR	Albien supérieur	Quartz, feldspath Mica, Pyrite Tourmaline Calcite Fragment de roche	Calcaire Argilo- calcaire et pyriteux	Très fins à moyens	Anguleux à subarrondis	Moyennement classés	Marin à marin marginal et fluviatile

Tableau 5. Caractères pétrophysiques des bancs de grès réservoirs du bloc X

Âge des grès	Puits	Porosité	Saturation en eau (pc)	Indice de fluorescence	Épaisseur	Fluides
Maestrichtien	X1	22	95 à 100	-	14m	-
	X3	20	-	-	29	Gaz
	X4	-	-	Aucun	-	-
	X5	19	55	Jaune terne	94	-
	X7	-	-	-	-	Eau
	X8	12	-	-	66 m	Eau
	X9	20	40	-	-	Eau
Sénonien inférieur	X1	22	70 à 100	-	27 m	Eau
	X2	20 à 32	5 à 15	-	-	Eau
	X3	24	-	Aucun	24 m	-
	X5	20	100	-	224 m	-
	X7	12 à 21	-	-	3 m	-
	X8	12	-	-	5,5 m	Eau
	X9	20	10 à 15	-	-	Eau salée diluée
Cénomaniens	X2	17 à 27	70 à 100	-	206 m	Eau
	X3	15	60 à 100	Directe moyenne à bonne	-	Huile dans la partie supérieure
	X4	-	-	Faible, jaune terne	-	Gaz et condensât
	X5	16	100	-	53 m	Eau
	X9	-	-	-	-	Potentialité d'hydrocarbure
Albien supérieur	X2	5 à 22	80 à 100	Aucun	381 m	-
	Champ A	23	-	-	-	Huile et gaz
	Champ B	20	-	-	-	

Tableau 6. Paramètres pétrophysiques des réservoirs cénomaniens

Puits	Épaisseurs Cénomaniens (pieds)	Épaisseurs net des réservoirs (pieds)	Net / gross (pc)	Porosité moyenne (pc)	Saturation en eau (pc)	Fluides
A1	869	45	5,18	10	100	Eau
A2	912	90	9,87	20	88	Huile
A3	800	160	20	13,5	45 - 100	Gaz
A4	590	150	25,42	21	56,2 - 100	Eau
A5	1348	48	3,56	12	100	Eau
B1	482	15	3,11	15	100	Eau
B2	717	55	7,67	28	-	Eau
B3	1776	300	16,9	22,5	100	Eau
B4	300	0	0	-	-	-
B5	190	0	0	-	-	-
B6	86	0	0	-	-	-
B7	526	10	1,9	21	-	Gaz sec
C1	165	0	0	-	-	-
C2	285	12	4,21	17	94	Gaz et condensât
C3	261	0	0	-	-	-
C4	395	0	0	-	-	-
C5	392	0	0	-	-	-
C6	920	48	5,21	15	18 - 100	Eau
C7	376	40	10,6	20,39	49,55 - 100	Gaz
D1	1230	60	4,88	20	55 - 100	Huile, gaz, condensât
D2	1075	100	9,3	8	-	Eau
D3	464	60	12,9	18	-	Eau
D4	816	150	18,4	22,5	100	Eau
D5	888	110	12,4	15	-	Eau
D6	1075	90	8,37	12	-	Gaz
D7	851	25	2,94	20	-	Gaz sec
D8	616	78	12,7	18	-	Eau

Tableau 7. Carbone Organique Total (COT%) des puits du Bloc X

AGE PUITS	Quaternaire- Miocène	Eocène	Paléocène	Maestrichtien- Campanien	Sénonien inférieur	Turonien- Cénomanién	Albien supérieur	Albien moyen
X <sub>1</sub>	-	-	-	1,97	1,18	0,99	-	-
X <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-
X <sub>3</sub>	0,74	1,2	1,35	0,97	0,83	0,92	1,76	-
X <sub>4</sub>	1,78	0,93	2,36	2,45	1,75	1,19	-	-
X <sub>5</sub>	-	-	-	-	1,04	1,46	-	-
X <sub>6</sub>	-	1,34	0,88	1,29	0,78	1,5	0,94	-
X <sub>7</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-
X <sub>8</sub>	1,37	1,24	1,37	1,42	0,91	1,59	1,02	0,71
X <sub>9</sub>	-	-	-	0,86	0,98	0,93	1,04	
X <sub>10</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-

Tableau 8. Valeurs d'IH et de Tmax montrant les types de kérogène dans le bloc X

ÂGE	Valeur IH (mg/g COT)	Valeur de Tmax/°	Type de kérogène
MAESTRICHTIEN	160	426	II, II/III et III
	260	432	Mature
	240	400	Production
	360	428	Gaz et huile
	280	432	
CAMPANIEN	300	434	
	334	428	II/III et III
	336	430	Production
	380	426	Gaz et huile
	440	422	
SENONIEN INFÉRIEUR	60	412	
	80	418	
	200	430	II, II/III et III
	120	420	Production
	320	428	Gaz et huile
CENOMANIEN	120	418	
	180	428	
	200	428	II et II/III
	240	424	Production
	280	430	Gaz et huile
ALBIEN	50	438	
	100	436	
	180	430	II II/III et III
	300	436	Production
	460	436	Gaz et huile

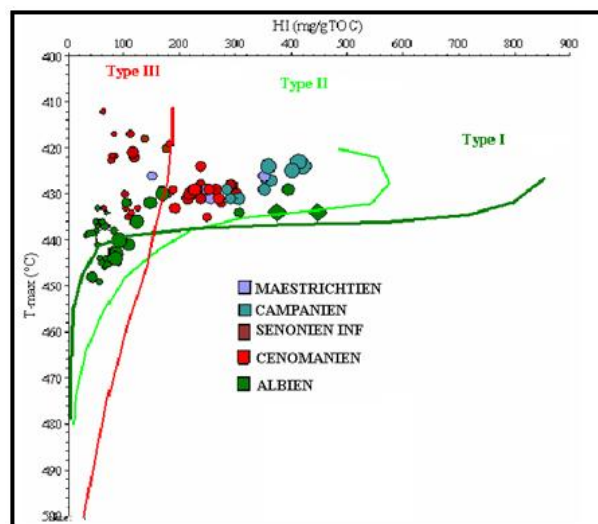


Figure 3. Maturité et type de kérogène des roches mères dans le bloc X dans le diagramme Edison (2006)

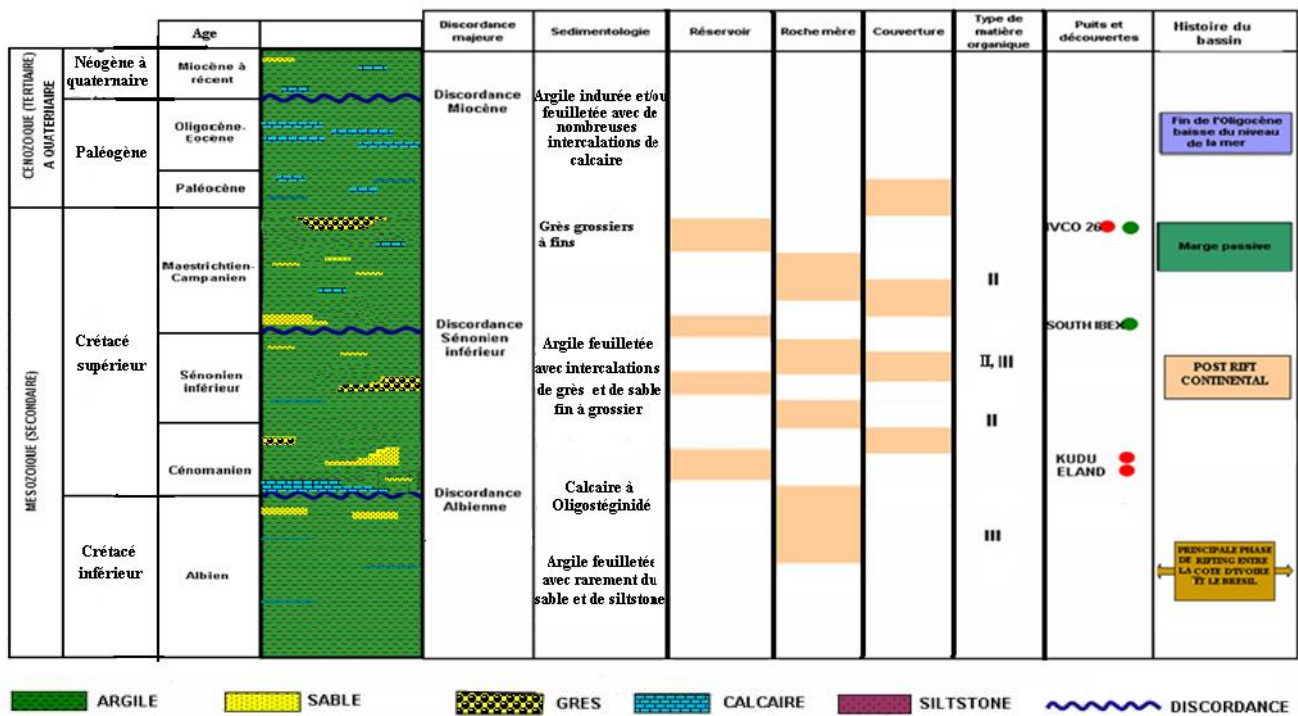


Figure 4. Colonne stratigraphique du bloc X montrant les Grès réservoirs, les roches-mères et roche-couvertures dans la marge d'Abidjan

**Pétrophysique des grès de l'Albien supérieur :** L'imprégnation au bleu d'époxy des lames minces des grès de l'Albien supérieur, montre que les espaces colorés à l'observation microscopique sont moyennement estimés à 23 pc pour le champ A et 20 pc pour le champ B (Tableau 5). Ainsi donc ces grès dans le champ A possèdent une porosité moyenne de 23 pc alors que celle des grès dans le champ B est de 20 pc. La perméabilité est de 325 mds (millidarcy) pour les grès du champ A et 700 mds pour ceux du champ B. Ces paramètres pétrophysiques révèlent que les formations gréseuses de l'Albien supérieure sont des roches-réservoirs (Yao, 2003). Cette série Albienne renferme les plus importants réservoirs d'huile et de gaz mis en évidence en Côte d'Ivoire.

En plus du bloc X, les grès du Cénomaniens sont extraits des blocs A, B, C/E et D de la marge d'Abidjan. Ces formations gréseuses en provenance des puits forés dans ces blocs, ont également fait l'objet d'une étude de prospection pétrolière par des méthodes pétrophysiques. Cela a permis de qualifier le Cénomaniens comme un excellent réservoir pétrolier de la marge d'Abidjan. Le tableau 6 montre les propriétés pétrophysiques des grès du Cénomaniens.

**Caractérisation des roches-mères :** La caractérisation géochimique des roches-mères dépend de la qualité du type et de la maturité du kérogène qu'elles renferment. Ces principales caractéristiques définissant les roches-mères sont respectivement déterminés à partir des valeurs du carbone organique (COT), l'index d'hydrogène (IH) et de la température maximale (Tmax) par la méthode de pyrolyse Rock-Eval.

**Quantité de kérogène :** La capacité d'une roche mère à générer des hydrocarbures est fonction de la quantité de kérogène définie par les valeurs du carbone total COT). Ces valeurs permettent de quantifier le kérogène contenu dans les roches-mères.

Dans le bloc X, les valeurs de COT dans quelques puits du bloc (X3, X4, X8 et X6) sont enregistrées dans le tableau 7. La quantité de kérogène des formations d'âge Campanien-Maestrichtien varie entre 0,97 et 2,45 pc. Celles du Cénomaniens inférieur ont une proportion de 0,78 à 1,75 pc. Le COT du Turonien-Cénomaniens est de 0,92 et de 1,59 pc. Les valeurs de COT de l'Albien supérieur et de l'Albien moyen sont respectivement de 0,94 à 1,76 pc et de 0,71. Toutes ces valeurs sont comprises dans les intervalles  $0,5 < \text{COT} < 1$  et  $1 < \text{COT} < 2$  pc. Dans la classification d'Espitalié (1977), le potentiel pétrolier des roches-mères correspond à des kérogènes de moyennes et bonnes qualités. L'analyse de toutes ces valeurs montre que les kérogènes dans les roches-mères, produisant les hydrocarbures des réservoirs (grès) du Crétacé sont de moyenne et bonne qualité.

**Maturité et type de kérogène :** L'index d'hydrogène (IH) est associé à la température maximale (Tmax) pour déterminer la qualité, la maturité de la matière organique tout en identifiant les différents types de kérogène générant l'hydrocarbure. Pour l'analyse des différentes unités litho-stratigraphiques du bloc X dans la zone est de la marge d'Abidjan, huit puits ont été sélectionnés afin d'en déterminer les types de kérogène et leur roches-mères. De ce fait, plusieurs valeurs d'IH et de Tmax (Tableau 8) sont enregistrées dans le diagramme établi par Edison (2006). Ces valeurs définissent ainsi les roches-mères et leurs différents types de kérogène (figure3). Dans ce diagramme, la température est fonction de l'indice d'hydrogène. Les nuages de points formés par les valeurs d'IH et de Tmax (IH, Tmax) sont concentrés tout autour des courbes « kérogène de type II et III » définies par Edison (2006).

Pour Peters et al. (2005), les kérogènes de type II et III produisent du gaz et de l'huile. Dans le Maestrichtien, les valeurs d'IH sont comprises entre 160 et 360 mg/g COT avec une température maximale (Tmax) variant de 426 à 432°. Ces valeurs appartiennent aux intervalles  $50 < \text{IH} < 200$ ,  $200 < \text{IH} < 300$  et  $300 < \text{IH} < 600$  où le kérogène est respectivement de



type II, mixte II/III et III avec une production de gaz et d'huile mature. Le Campanien renferme des valeurs d'IH qui oscille autour de 280 et 440 mg/g COT et les valeurs de Tmax sont de 424 à 432°. Le kérogène généré dans le Campanien est de type mixte II/III et de type III mature avec une production d'huile et de gaz. Dans le Sénonien inférieur, le kérogène généré est du type II, II/III et III mature car les valeurs de l'IH varient entre 60 et 320 mg/g COT pour une Tmax comprise entre 412 et 436°. Concernant le Cénomaniens, il s'agit des kérogènes de type mixte II/III et II matures puisque l'IH est de 120 à 280 mg/g COT pour une température maximale de 418 à 436°. Relativement à l'Albien, les valeurs d'IH sont de 50 à 460 mg/g COT avec une température de 430 à 448°. L'Albien est donc constitué de matière organique produisant des kérogènes de type II, II/III et III matures avec une production d'huile et de gaz. Les roche-mères associées aux formations gréseuses renferment des matières organiques matures, produisant des kérogènes de type II, type mixte II/III (Akobe, 2010) et III avec production d'huile et de gaz.

**Caractérisation des roche-couvertures :** Dans la succession de la colonne lithologique détaillée des différents puits (entre autres X1, X3, X4, X5, X7, X8), les niveaux de grès d'âge Maestrichtien sont recouverts par des bancs d'argiles feuilletées, indurées et fossilifères. Les roche-couvertures des réservoirs Maestrichtiens sont composées d'argiles d'âge Paléocène et Maestrichtien-Campanien. Le Sénonien inférieur est constitué principalement d'argiles feuilletées en dessous desquelles se trouvent des niveaux de grès dans le puits X1. Dans le puits X3, la nature lithologique des dépôts Sénoniens est définie par une alternance d'argile et de grès quartzueux à grains fins. Dans le puits X5, chaque banc de grès est surmonté par un niveau d'argile. Les grès dans la colonne lithologique du puits X7 sont recouverts par des argiles de même âge et des argiles du Maestrichtien-Campanien. Les roche-couvertures sont des argiles d'âge Maestrichtien et Sénonien. Les grès du Cénomaniens inférieur dans le puits X3 sont surmontés par un épais banc d'argile. Aussi le puits X4 met en exergue des grès d'âge Cénomaniens surmontés par des argiles d'âge Santonien-Turonien qui peuvent être des roches couvertures du réservoir. Dans la colonne lithostratigraphique du puits X5, les grès très fins sont recouverts par un épais niveau d'argile d'âge Turonien-Cénomaniens supérieur. Les roche-couvertures du bloc X sont donc composées de niveau d'argiles d'âge Paléocène, Maestrichtien-Campanien et Cénomaniens.

**Synthèses des analyses pétrophysiques du système pétrolier:** La figure 4 présente la colonne lithostratigraphique pétrolier (système pétrolier) d'âge Crétacé du bassin sédimentaire *offshore* à l'Est de la marge d'Abidjan. Elle met aussi en évidence la potentialité énergétique des grès dans le bloc X. Ces grès sont des réservoirs d'hydrocarbure (huile et gaz naturels).

## DISCUSSION

L'analyse pétro-sédimentaire des grès d'âge crétacé montre qu'ils sont matures et parsemés de cavité. Ils sont donc poreux et susceptibles d'être des roche-réservoirs d'hydrocarbure. Cette susceptibilité en ressources énergétiques est montrée dans cette étude par les analyses des caractères pétrophysiques de ces grès. En se référant aux études de Akobé et al., (2018), Akobé (2010), les grès du bassin *onshore* (milieu oxydant) du

Continental Terminal, sont ferrugineux. Les *beach-rocks* (cordons littoraux fossiles) du plateau continental à proximité du littoral, ont un ciment ferrugineux en partie carbonatée par contre, les grès du bassin *offshore* (système marin, milieu réducteur) sont calcaires. On constate qu'au fur et à mesure que l'on progresse dans les fonds marins, le milieu devient plus réducteur, les oxydes de fer se dispersent (Boulvain, 2007) et les bancs de grès acquièrent la potentialité énergétique. C'est le cas des grès crétacés de la marge d'Abidjan dans le bassin sédimentaire *offshore*. Ces grès présentent d'excellentes propriétés pétrophysiques qui leur confèrent la capacité d'être de bons réservoirs d'hydrocarbure comme le montre Féa (2019). Les analyses géochimiques par la pyrolyse rock-éval des roches argileuses dans la lithostratigraphie des dépôts crétacés, ont été faites. Ces analyses montrent que les roche-mères associées aux formations gréseuses, renferment des matières organiques matures, produisant des kérogènes de type II, type mixte II/III (Akobé, 2010) et type III générant de l'huile et de gaz comme les travaux de Kouassi (2014) le montrent. Les niveaux de grès étant recouverts par des bancs d'argile feuilletées et indurées, constituent les roches-couvertures. Une roche-réservoir est toujours surmontée par une roche imperméable qui lui sert de fermeture freinant la migration des hydrocarbures à la surface de la Terre. Comparativement aux études diagraphiques des dépôts d'âge crétacé de la marge de San-Pédro du bassin sédimentaire *offshore*, Chiayé et al. (2018) montrent la potentialité énergétique du bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire. Toutes ces analyses confirment la crédibilité de cette bonne qualité de réservoir qu'offrent les grès d'âge crétacé de la marge d'Abidjan du bassin sédimentaire *offshore* de Côte d'Ivoire.

## Conclusion

Les paramètres pétrophysiques et les analyses de production des grès rencontrés dans les différents sondages des Blocs (X, A, B, C et D) à l'Est de la marge d'Abidjan, montrent que les réservoirs pétroliers sont du Crétacé supérieur et inférieur. Les roche-réservoirs du Crétacé supérieur sont constituées de formations gréseuses d'âge Maestrichtien, Sénonien inférieur et Cénomaniens. Ceux du Crétacé inférieur sont d'âge Albien supérieur. L'analyse des valeurs de carbone organique total (COT), d'indice d'hydrogène (IH) et de température maximale (Tmax) ont permis de caractériser les roche-mères associées à ces réservoirs pétroliers (les grès). Ces valeurs définissent des roche-mères matures qui renferment des kérogènes de moyenne à bonne qualité, de type II, mixte II/III et III, producteurs d'huile et de gaz. Ces roche-mères contenant les matières organiques générant les hydrocarbures sont d'âge Maestrichtien-campanien, Cénomaniens inférieur, Turonien-Cénomaniens et Albien. Les roche-couvertures sont constituées de niveaux d'argiles d'âge Paléocène, Maestrichtien et Cénomaniens.

## REFERENCES

- Aka K., 1991. La sédimentation quaternaire sur la marge de Côte d'Ivoire: essai de modélisation. Thèse DES, Abidjan (Côte d'Ivoire), n°146, 320 p.
- Akobé A. C., Amani E. M., M. Touré, S. Monde, K. Aka et K. Affian, 2018. Étude comparative des caractères pétro-sédimentaires des grès du bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire. *Rev. Ivoir. Sci. Technol.*, 31 (2018) 138 - 160 ISSN 1813-3290.

- Akobé A. C., Amani E. M., Diangoné, N'da Y. F., Monde S., Wognin A. V. et Aka K., 2020. Caractérisation pétro-sédimentaire des grès d'âge crétacé de la marge d'Abidjan du bassin sédimentaire *offshore* de Côte d'Ivoire (zone Abidjan-Adiaké). *International Journal of Development Research (IJDR)*, vol. 10, Issue 01, pp. 33532-33539.
- Akobé A. C. 2010. Caractérisation des grès de la Côte d'Ivoire et du Ghana (Golfe de Guinée) : Environnement de dépôt, maturité et potentialité énergétique (réservoirs à hydrocarbure) ", Thèse unique, Université Félix Houphouët Boigny Abidjan, (2010) 167 p.
- Bamba M. K., Digbehi Z. B., Sombo B. C., Goua T. E. et N'da L. V., 2011. Foraminifères planctoniques, biostratigraphie et paléoenvironnement des dépôts Albo-turonien de la Côte d'Ivoire, Afrique de l'Ouest. *Revue de Paléobiologie, Genèse* Vol. 30 N°1. pp.1-11.
- Bié Goha R., 2012. Evolution des microflores du bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire (marge d'Abidjan) au cours du Cénozoïque : palynostratigraphie, paléobotanique, évolution des environnements de dépôt et maturation de la matière organique", Thèse unique, Université. Félix Houphouët Boigny Abidjan, (2012) 192 p.
- Bie G.R., Digbehi Z.B., Yao K.R., Tea Y.J., Kangah K.D. & Tahi I., 2012. Stratigraphie palynologique du Maastrichtien supérieur, Eocène supérieur du bassin sédimentaire *offshore* de Côte d'Ivoire, Afrique de l'Ouest. *International Journal of African Studies* ISSN 1451-213X Issue 6 (2012), pp. 40-57.
- Boulvain F., 2007. Diagenèse et dynamisme des bassins sédimentaires. Cours de pétrologie sédimentaire B20, Département de Géologie, Faculté des Sciences, Université de Liège, B-4000 Liège.
- Chapellier D., Baron L., Marescot M., Mari L., Monnet R., Rochat S. & Taccigni G., 2004. Cours online de géophysique, <http://www-ig.unil.ch/cours/>, Université de Lausanne, Institut Français du pétrole.
- C. L. KOFFI, A. C. AKOBE, E. M. AMANI et S. MONDE, 2018. Contribution de la diagraphie à la reconstitution lithologique des dépôts Crétacés de la marge de San-Pedro, Sud-Ouest de la Côte d'Ivoire *Afrique SCIENCE 14(5) (2018) 217 - 228* ISSN 1813-548X.
- Edison, 2006. Pretroleum systems review of Edison's bloc, CI-24 licence in the context of offshore Côte d' Ivoire. Rapport interne, 15 p.
- Espitalié J., Laporte J.L., 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. *Oil & Gas Science and Technology*, 32, pp. 23-42.
- Fea I., 2019. Reconstitution de la dynamique des dépôts du Bassin sédimentaire *offshore* de la Côte d'Ivoire (Golfe de Guinée septentrional) et son impact sur les roche-réservoirs d'âge Albo-cénomanién, Thèse unique, Université Félix Houphouët Boigny Abidjan, (2019) 327 p.
- Fea I., Bakary F., Yao N.J.P., Kplohi Y.H., Goua T. E., Digbehi Z.B., Bamba K., 2018. Diagenetic control on the petrophysical properties of Albian-Cenomanian sandstones in the ivorian basin, west Africa. *International journal of Innovation and Scientific Research*, ISSN 2351-8014, Vol. 39, No. 2, Nov. 2018, pp. 120-138.
- Kouassi K.A., 2014. Episode anoxique à la limite Céno-manien/Turonien dans le bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire : intérêt pétrolier des black shales. Doctorat Thèse unique, Univ Félix Houphouët Boigny (Abidjan/Cocody), 275 p.
- PETROCI & BEICIP, 1990. Côte d'Ivoire Petroleum Evaluation". Ministère des mines, Abidjan, Côte d'Ivoire, (1990) 99 p.
- Peters K. E., Walters C. C. & Moldowan M. J., 2005. The biomarker guide: volume 1, biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge University Press, United Kingdom. 471 p.
- Petters K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, 70, pp. 318-329.
- Tissot B. P., Welte D. H., 1984. Petroleum formation and occurrence. Second edition (1984). Springer. Berlin. 699 p.
- Yacé I., 2002. Initiation à la géologie. L'exemple de la Côte d'Ivoire et de l'Afrique de l'Ouest. CEDA, 183 p.
- Yao N. F. 2003. Provenance, Maturité texturale et Environnement de dépôt des grès d'âge Albien supérieur dans les champs A et B de la marge d'Abidjan. DEA des Sciences de la Terre option Géologie marine et sédimentologie, UFR STRM, Univ. Cocody (Abidjan), 55 p.

\*\*\*\*\*