

# Évaluation par les méthodes diagraphiques des caractéristiques des réservoirs gréseux de la formation albienne dans la partie offshore profond du bassin côtier béninois.

Armand KIKI<sup>1</sup>, Christophe KAKI<sup>1</sup>, Gérard Alfred d'ALMEIDA<sup>1</sup>

Armand KIKI<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Département des Sciences de la Terre, Université d'Abomey-Calavi

Auteur correspondant

[kiki\\_armand@outlook.fr](mailto:kiki_armand@outlook.fr)

Tel : (+229)96566051/ 95255389

Christophe KAKI<sup>1</sup>,

<sup>1</sup>Département des Sciences de la Terre, Université d'Abomey-Calavi

[kaki\\_christophe@yahoo.fr](mailto:kaki_christophe@yahoo.fr)

Gérard Alfred d'ALMEIDA<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Département des Sciences de la Terre, Université d'Abomey-Calavi

[almeidafranck@hotmail.com](mailto:almeidafranck@hotmail.com)

## Résumé

La présente étude, basée sur l'analyse et l'interprétation des données diagraphiques de trois puits pétroliers G20, G21 et G22 de l'offshore profond du bassin côtier du Bénin, vise à évaluer les caractéristiques des réservoirs gréseux de la formation albienne. La formation albienne, constituée de dépôts gréseux intercalés de fréquentes passées d'argilites et de carbonates, comprend deux membres séparés par l'horizon sismique (H8). Son épaisseur forée atteint 690m. Au total, trois potentiels niveaux réservoirs gréseux ont été mis en évidence au niveau du puits G21 contre quatre au niveau du puits G22 et six au niveau du puits G20. Pour ces réservoirs gréseux, les valeurs de la porosité totale varient de 8,5 à 21,5% alors que celles de la perméabilité sont comprises entre 5,86 et 50md. Une analyse d'ensemble de ces valeurs a montré que les réservoirs identifiés au niveau du membre supérieur de la formation présentent des caractéristiques favorables, même si les valeurs de perméabilité semblent diminuer vers l'Ouest. Les profils variés de l'enregistrement de gamma ray des intervalles considérés mettent en évidence deux environnements de dépôts : lacustre à fluviale et deltaïque à margino-littoral. La sédimentation aurait débuté dans un environnement de type lacustre à fluviale (réservoirs R3 du puits G21, R4 et R3 du puits G22 et R6 à R4 du puits G20). Elle se serait poursuivie dans un environnement deltaïque à margino-littoral marqué par l'accumulation de grès transgressifs, d'argiles et par la mise en place de chenaux sous fluviales.

**Mots clés :** Méthodes diagraphiques ; bassin côtier du Bénin ; réservoirs gréseux ; formation albienne ; environnement de dépôt.

## Abstract

### Evaluation of characteristics sandstone reservoirs of the Albian formation in the deep offshore of the beninese coastal basin by logging methods.

Based on analysis and interpretation of log data from three oil wells G20, G21 and G22 deep offshore coastal basin of Benin, the present study aims to evaluate the characteristics of the sandstone reservoirs of albian formation. The albian formation, which is subdivided in two members separated by seismic horizon (H8) is constitute of sandstone deposits intercalated by frequent argillaceous and carbonates facies. Its thickness reaches 690m drilled. A total of three potential reservoir levels were identified at the well G21 against four wells at the wells G22 and six at the wells G20. For these sandstone reservoirs, the values of total porosity ranges from 8.5 to 21.5%, while those of permeability are between 5.86 and 50md. An overall analysis of these results showed that the reservoirs identified in the upper member of the albian formation have favorable characteristics, although the permeability values seem to decrease towards the West. The various profiles of recording gamma ray of the intervals considered highlight two deposits environments: lacustrine to fluvial and deltaic to marginal. Sedimentation have begun in lacustrine to fluvial environment (R3 reservoirs wells G21, G22 R4 and R3 and R6 to R4 wells G20 well). She would have continued in a deltaic to marginal environment marked by transgressive sandstone and clays accumulation and the installation of fluvial channel.

**Keywords:** Logging methods; coastal basin of Benin; sandstone reservoir ; albian formation; depositional environment.

## 1. Introduction

L'exploration pétrolière dans les bassins de la Baie du Dahomey a débuté depuis les années 1950 et a conduit à la découverte d'importants gisements d'hydrocarbures dans les formations du Crétacé supérieur (MacGregor *et al.*, 2003; Brownfield and Charpentier, 2006). Ces dernières décennies, les données de forages pétroliers ont révélé l'existence de gisements et d'indices d'hydrocarbures dans les formations du Crétacé inférieur des bassins de la Baie du Dahomey. En effet, la formation albienne s'est révélée productive dans la plupart des bassins côtiers africains. Il s'agit des bassins de Tano (Côte d'Ivoire),

Keta (Ghana) et du champ Aje de l'Ouest Nigéria (Obaje *et al.*, 2000 ; Brownfield and Charpentier, 2006 ; Malcolm *et al.*, 2013 et Tetteh, 2016). Dans le bassin côtier béninois, des tests de puits se sont révélés positifs. Le contexte géologique régional est en faveur d'un potentiel pétrolier non négligeable (Saga, 1984 ; Beicip-Franlab, 1994 ; Kerr-McGee, 2003 ; Kaki *et al.*, 2012 ; SAPETRO, 2010 ; d'Almeida *et al.*, 2016). Les travaux de Beicip-Franlab (1994) sur le champ de Sèmè (partie offshore peu profond) ont montré que la formation albienne renferme des niveaux réservoirs présentant des caractéristiques pétrophysiques favorables. La présente étude, basée sur l'analyse et

l'interprétation des données sismiques et diagraphiques, vise à évaluer la qualité des niveaux réservoirs de la formation albienne dans la partie offshore profond du bassin côtier béninois.

2. Présentation de la zone d'étude

2.1. Cadre géographique

Le bassin sédimentaire côtier du Bénin occupe la partie centrale de la Baie du Dahomey. Il comprend un domaine onshore et offshore (fig.1). La partie offshore, comprise entre les parallèles 3°00' et 6°10' de latitude Nord et les méridiens 1°55' et 3°00' de longitude Est, couvre une superficie de 40 102 km<sup>2</sup> à des profondeurs bathymétriques pouvant atteindre 4000 m (MERPMEDER, 2015). La formation albienne, objet de cette étude, est essentiellement représentée dans la partie offshore du bassin côtier béninois.

La zone d'étude, d'une superficie de 9 953 km<sup>2</sup>, représente le quart de l'offshore. Elle est comprise entre les parallèles 5°45' et 6°7' de latitude Nord et les méridiens 1°55' et 3°00' de longitude Est.

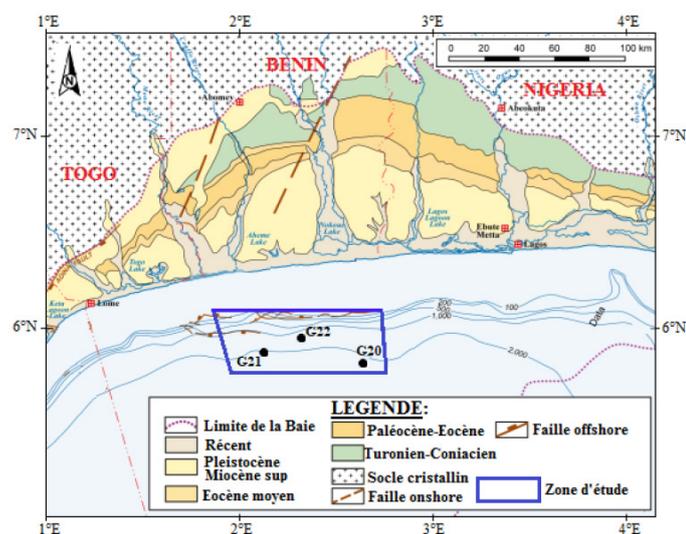


Figure 1 : Carte de localisation de la zone d'étude dans la partie offshore du bassin côtier béninois (IHS, 2013 modifié).

2.2. Aperçu géologique

La synthèse des travaux antérieurs (Bellion *et al.*, 1983 ; Saga, 1984 ; Sougy, 1988 ; Aslanian *et al.*, 2009 ; Moulin *et al.*, 2010 ; Lepretre, 2015) montre que l'évolution tectono-sédimentaire du bassin côtier béninois est, à quelques différences près, comparable à celle de la baie du Dahomey. Elle comprend: (1) une phase anté-rift (Jurassique tardive – début Crétacé) ; (2) une phase de rifting (Crétacé inférieur) ; (3) une phase pré-océanique ou transitionnelle (Cénomarien-Santonien) ; (4) une phase post-rift (Maestrichtien-Holocène) caractérisée par l'ouverture des bassins côtiers de la Baie du Dahomey suivie de la subsidence thermique des bassins côtiers de la baie du Dahomey. La lithostratigraphie généralisée de la zone d'étude est représentée sur la figure (fig.2).

La formation albienne s'est mise en place vers la fin de la phase de rifting. Elle repose en discordance de ravinement sur des dépôts néocomien. Elle est subdivisée en deux

membres par la discontinuité datée de l'Albien moyen (Saga, 1984 ; Dagba, 2001). Bien que les données sismiques permettent d'estimer son épaisseur à plus de 1000m, celle forée est de 690 m RKB au niveau du puits G21 contre 652 et 560 m RKB respectivement au niveau des puits G22 et G20. La description pétrographique d'échantillons de la formation albienne montre qu'elle est constituée de dépôts gréseux présentant des intercalations de niveaux argileux et de carbonates, d'épaisseurs variables. Les niveaux gréseux sont fins à grossiers, relativement mal classés, feldspathiques et parfois micacés. Les assemblages palynologiques fréquemment observés sont constitués de *Pelletieria minutaestriata* et *Araucariacites australis*...

Eres	Périodes	Epoques	Phases Evolution Tectonique	Formations		Caractéristiques lithologiques	Coupe lithologique		
				Onshore	Offshore				
Cénozoïque	QUATERNAIRE	Holocène	Post-rift		VIII				
		Pleistocène			VII	Benin/Ijebu	Sable à grains grossiers atteignant 500m d'épaisseur		
	TERTIAIRE	Néogène		Pliocène					
				Miocène		VI	Afowo	Sup	Silts, grès et argiles avec des intercalations de calcaires et de dolomies. Son épaisseur est plus de 600m
						V	Inf		
	Paléogène	Oligocène							
		Eocène				IV	Oshoshun	Argiles litées et sableuses	
		Paléocène				IIIb	Imo Shale	Argiles litées gris-verdâtre à gris-sombre non calcaireux de plus de 400m	
						IIIa			
						IIa	Araromi Shale	Argiles litées carbonatées de couleur noire à gris-foncée de plus de 200m	
Mésozoïque		Sup	Maestrichtien	Transition					
	Campanien								
	Santonien								
	Coniacien								
					I	Awgu	Schistes calcaireux intercalés de grès et de limons		
	CRETACE	Inf	Turonien						
			Cénomarien						
			Albien			Albian Sandstone	Plus de 600m de grès intercalés d'argiles et de dolomies		
			Autrien						
			Barrémien						
JURASSIQUE	Pré-rift	Hauteriviien	Syn-rift						
		Valanginiien							
		Bériasiien							
						Ise Formation	Grès conglomératiques, d'épaisseur pouvant atteindre 2000m, intercalés de lits de schistes et d'argiles		
						???	???		

Figure 1 : Carte de localisation de la zone d'étude dans la partie offshore du bassin côtier béninois (IHS, 2013 modifié).

3. Données et méthodologie d'étude

Cette étude intègre des données sismiques (sections sismiques) et diagraphiques (gamma ray, sonique, résistivité) de trois puits (G21, G22 et G20) de la partie offshore profond du bassin béninois.

Les données sismiques ont été traitées manuellement avant d'être exploitées avec le logiciel ArcGis 10.1. Le traitement manuel a consisté au pointage des horizons sismiques et des accidents tectoniques. Les données numériques de diagraphie ont été directement converties du format LAS en Excel puis traitées à l'aide du logiciel Matlab7.9.

Les données traitées ont permis de mettre en évidence la continuité de la formation albienne, de reconstruire les logs, d'identifier sur les logs les niveaux réservoirs potentiels, d'évaluer la qualité (porosité effective et perméabilité) de ces réservoirs et de déterminer leur environnement de dépôt. En effet, les niveaux réservoirs considérés dans cette étude sont des intervalles d'épaisseurs supérieurs ou égale à 10 m et caractérisés par de faibles valeurs de gamma

ray et donc des valeurs d'argilosité inférieures à 50%. Par ailleurs, la mise en évidence de l'environnement de dépôts a été basée sur la comparaison de la morphologie du profil de gamma ray des différents puits au modèle standard établi par Emery et Myers (1996). La figure 3 ci-dessous résume l'approche méthodologique utilisée.

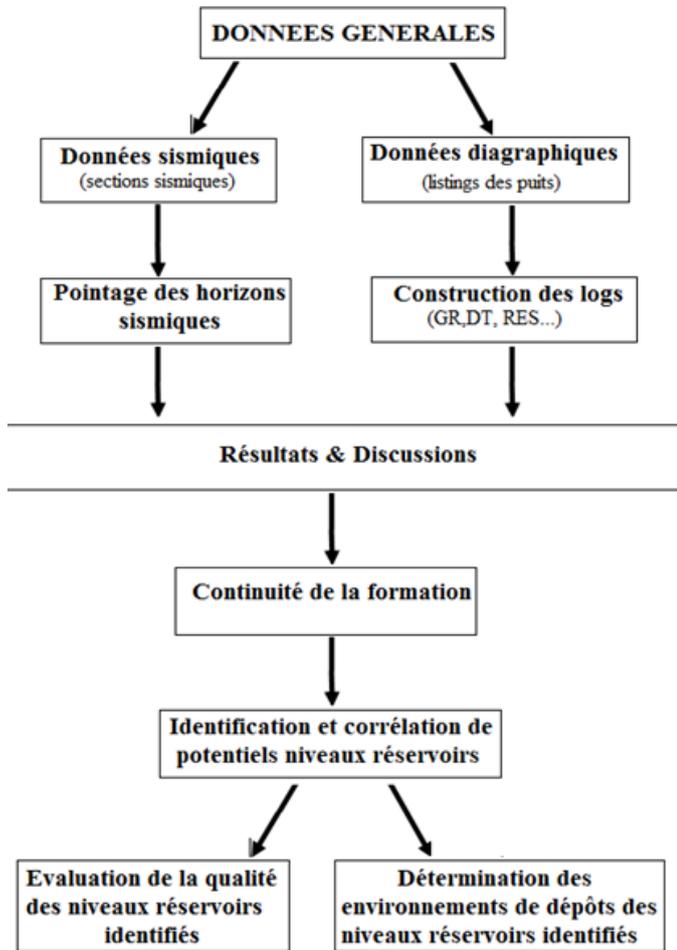


Figure 3 : Organigramme de l'approche méthodologie.

#### 4. Résultats et Discussions

##### 4.1 Continuité de la formation albiennne

L'analyse des deux sections extraites des lignes sismiques orientées Ouest-Est (fig. 4) et Nord-Sud (fig. 5) met en évidence la continuité de la formation albiennne dans la

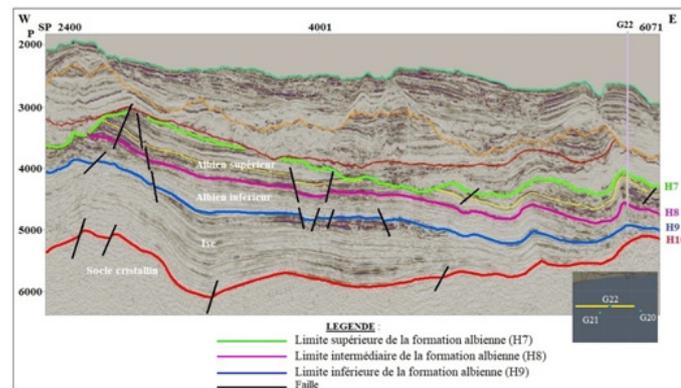


Figure 4: Section sismique interprétée mettant en exergue la géométrie d'ensemble de la formation albiennne suivant une direction E-W.

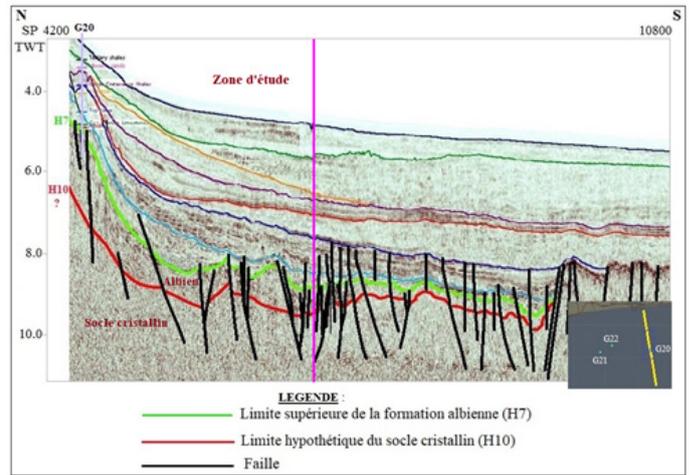


Figure 5 : Section sismique interprétée montrant la structuration associée à la mise en place de la formation albiennne suivant une direction N-S.

zone d'étude.

L'interprétation et le calage de ces deux sections sismiques (figs. 4 et 5) permet de constater que les réflecteurs sismiques marquants les limites supérieures (H7) et inférieures (H9) de la formation albiennne sont concordantes. Entre ces deux limites se trouve une troisième (H8) qui subdivise la formation en deux membres (fig.4). Le membre supérieur (fig. 4) de cette formation est caractérisé par une réponse sismique d'amplitude et de fréquence moyennes à fortes dans les parties ouest et est de la section sismique tandis qu'elle est faible à moyenne surtout vers l'Est de cette section sismique. Les réflecteurs de ce membre sont dans leurs ensembles concordants et continus. Le membre inférieur (fig. 4) est quant à lui, caractérisé par une prédominance de réflecteurs concordants, continus dans l'ensemble, de fréquence moyenne à forte et de faible amplitude. Ces caractéristiques sismiques montrent que la formation albiennne est continue. Le membre supérieur est plus gréseux et présente une variation latérale de faciès d'Ouest à l'Est. La formation albiennne est affectée par des failles orientées NE-SW et NW-SE ainsi que par des structures anticlinales majeures dans la partie Est de la section sismique (fig.4).

Suivant la direction Nord-Sud, la formation albiennne s'épaissit au voisinage du talus. Elle repose sur des blocs faillés du socle. Son épaisseur diminue progressivement dans la zone abyssale et s'annule à proximité de la dorsale. La formation albiennne est représentée par des réflecteurs continus à discontinus, d'amplitudes élevées avec de fortes fréquences dans la partie Nord et des réflecteurs discontinus, de faibles à moyennes amplitudes et de fréquences variables dans la partie Sud en eaux très profond (fig. 5). Dans la partie offshore très profond du bassin côtier, les fractures présentent une disposition « queue de cheval » (fig. 5).

##### 4.2 Mise en évidence de réservoirs potentiels

L'analyse des données de gamma ray des puits sélectionnés a permis de mettre en évidence des réservoirs potentiels qui correspondent à des intervalles de faibles valeurs de

gamma ray et dont l'amplitude est supérieure ou égale à 10 m. Aussi, en fonction de l'argilosité de ces intervalles, les réservoirs potentiels identifiés ont été spécifiés. La valeur de l'argilosité ( $V_{sh}$ ) est déterminée à partir de la formule

$$V_{sh} = \frac{GR(X) - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

$V_{sh}$  : teneur en argile ou argilosité ;  $GR(X)$  : valeur de GR enregistrée au point de mesure ;  $GR_{max}$  : la valeur maximale de GR et  $GR_{min}$  : valeur minimale de GR.

suivante (Serra, 1979) :

Ainsi, l'intervalle identifié est considéré gréseux pour des valeurs d'argilosité comprises entre 10 et 25% ; grés-argileux pour celles allant de 25 à 35% et gréseux fortement argileux (argilosité allant de 35 et 50%).

Après examen de la corrélation puits-puits (fig.6) basée sur le profil de gamma ray des différents puits, un nombre variable de trois à six réservoirs potentiels a été identifié dans la formation albienne. En effet, dans le puits G21 situé à l'Ouest de la zone d'étude où l'épaisseur forée de la formation est égale à 690 m (de 3335 à 4025 m), trois (3) niveaux réservoirs ont été mis en évidence. Ces réservoirs (R1 ; R2 et R3) d'épaisseurs variables correspondent à des intervalles caractérisés par de faibles valeurs de GR allant de 36 à 41% et sont qualifiés de niveaux gréseux fortement argileux (tableau I). Quatre réservoirs potentiels (R1 à R4) d'épaisseur allant de 16.2 à 54 m sont par contre mis en évidence au niveau du puits G22. Les caractéristiques de ces réservoirs potentiels (épaisseur et nature lithologique) sont résumées dans le tableau I. Au niveau du puits G20

situé plus à l'Est, six intervalles de faibles valeurs de gamma ray (20,1- 48%) ont été identifiés comme réservoirs potentiels après analyse. L'épaisseur de ces réservoirs varie de 19 à 75 m avec des valeurs d'argilosité comprises entre 19,5 et 48% (tableau I).

L'analyse de la corrélation entre les puits (fig. 6) a montré que le réservoir potentiel (R1) mis en exergue au niveau du membre supérieur entre les R1 horizons H7 et H8 est continue. L'épaisseur du réservoir diminue vers l'Est (puits G20) de la zone d'étude (fig.6). Au niveau du puits G20, R1 est séparé en deux par une épaisse couche d'argile de plus de 10 m. Dans le membre inférieur de la formation albienne, les réservoirs R2, R5 et R6 sont discontinus (fig. 6). Le réservoir R2 est uniquement identifié au niveau des puits G21 et G22 alors que les réservoirs R5 et R6 y sont absents.

La synthèse des résultats permet de dire que la formation albienne dans l'offshore profond renferme trois à six niveaux réservoirs potentiels d'épaisseur allant de 16,2 m (puits G22) à 199,9 m (puits G21). Ces réservoirs potentiels sont des niveaux gréseux avec un pourcentage variable d'argile. Une analyse d'ensemble basée sur leur argilosité montre une sédimentation beaucoup plus fine entre les horizons H8 et H9 et surtout au niveau du puits G21 (à l'ouest).

Les corrélations des dépôts de la formation albienne des puits offshore réalisées par RPS Energy ont révélé l'existence de cinq réservoirs gréseux potentiels d'hydrocarbures dans la formation albienne (Kerr-McGee, 2003) contrairement à six réservoirs potentiels mis en évidence dans le cadre de cette étude. Cette différence serait liée à l'épaisseur des

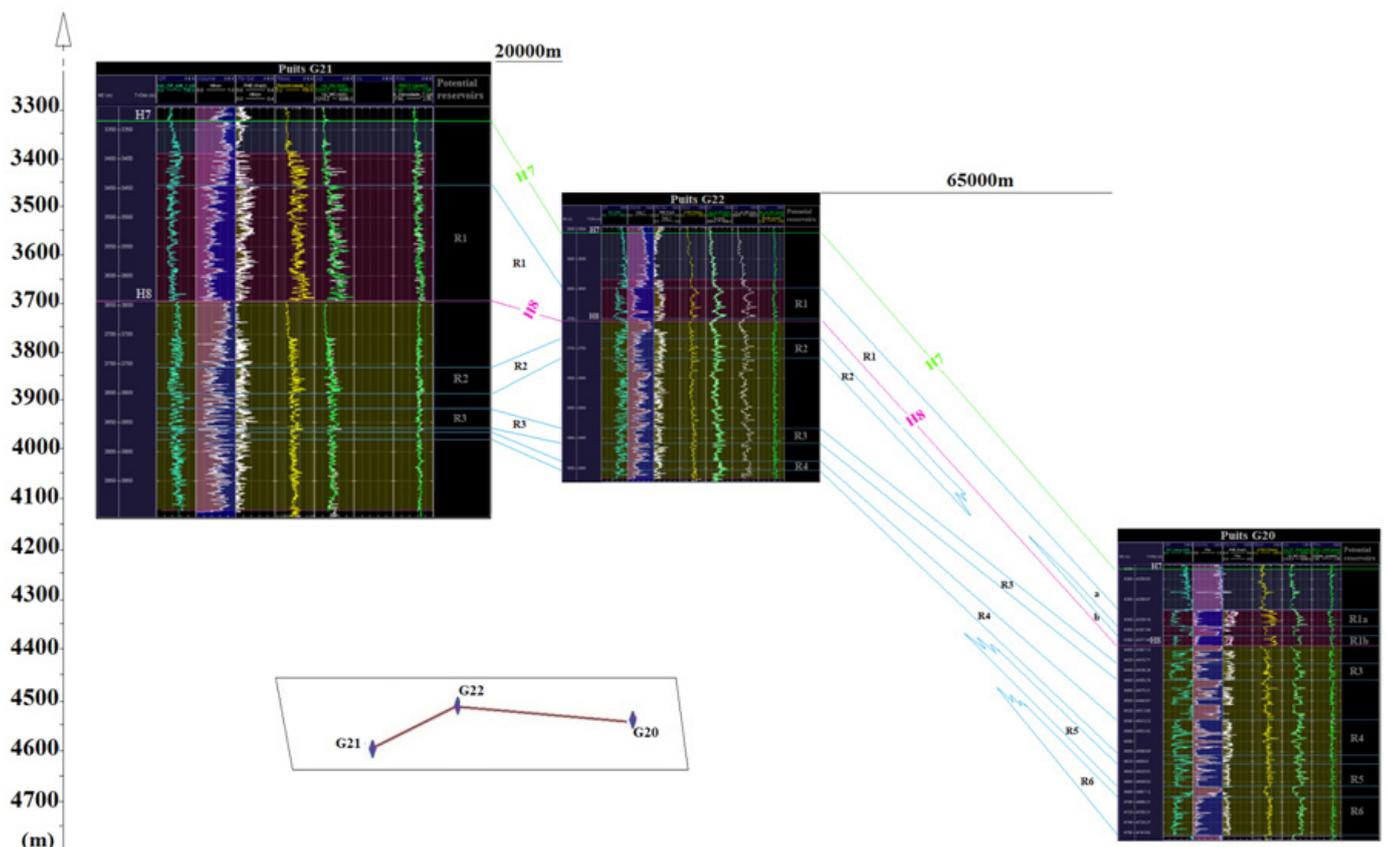


Figure 6: Réservoirs gréseux potentiels de la formation albienne au niveau des puits de l'offshore profond du bassin côtier béninois.

Tableau n°I: Argilosité et nature des réservoirs potentiels au niveau des différents puits.

Potentiels réservoirs	Extension (m)	Epaisseur (m)	Argilosité (%)	Nature	
<b>Puits G21</b>					
R1	3442,9 - 642,8	199,9	41,2	Grès très argileux	
R2	3757,1 - 3800	42,9	43,5	Grès très argileux	
R3	3825 - 3860,7	35,7	36,5	Grès très argileux	
<b>Puits G22</b>					
R1	3646 - 3700	54	37,5	Grès très argileux	
R2	3732,4 - 3766,6	34,2	27,5	Grès argileux	
R3	3884,4 - 3908,3	23,9	32,5	Grès argileux	
R4	3937,5 - 3953,7	16,2	35,1	Grès très argileux	
<b>Puits G20</b>					
R1	A	4320 - 4322,3	32,3	20,1	Grès
	b	4372 - 4391	19	19,5	Grès
R3	4426,5 - 4460	33,5	28,3	Grès argileux	
R4	4537 - 4605	68	48	Grès très argileux	
R5	4625 - 4668	43	45,7	Grès très argileux	
R6	4690 - 4765	75	38,6	Grès très argileux	

niveaux gréseux potentiels considérés.

### 4.3. Caractéristiques pétrophysiques des potentiels réservoirs

Sur la base des données existantes, seuls les paramètres de porosité effective et de perméabilité ont été déterminés.

La formule de la porosité effective ( $\phi_e$ ) est donnée par la

$$\phi_e = (1 - V_{sh}) \phi \quad (2)$$

relation suivante de Serra (1975).

Avec ( $\phi$ ) : porosité totale et ( $V_{sh}$ ) la teneur en argile.

Celle de la perméabilité est déterminée par la formule

$$K = 0,136 \times \frac{\phi_e^{4,4}}{(S_{wi})^2} \quad (3)$$

suivante :

Avec  $S_{wi}$  : saturation en eau irréductible

Le tableau II ci-dessous présente les paramètres pétrophysiques des différents réservoirs mis en évidence au niveau des différents puits.

Les résultats obtenus indiquent que la porosité effective de la formation albienne dans la partie offshore profond est moyenne à forte. Elle varie de 12,21% à 16,5% au niveau du puits G21 avec une perméabilité moyenne à bonne comprise entre 5,86 md et 49,33 md. Au niveau du puits G22, les valeurs de perméabilité n'ont pas été calculées faute de données mais la porosité effective de la formation est faible à moyenne (8,5% à 12,5%). Enfin, au niveau du puits G20 les valeurs de perméabilité sont fortes. Elles varient de 13 md à 50 md pour une porosité moyenne à très forte comprise entre 10,4% (réservoir R5) et 21,5% (réservoir R1a).

L'analyse de ces différents résultats montre que la

Tableau n° II : Paramètres pétrophysiques des réservoirs potentiels des différents puits.

Potentiels réservoirs	Extension (m)	Epaisseur (m)	Porosité effective (%)	Perméabilité (md)	
<b>Puits G21</b>					
R1	3442,9 - 642,8	199,9	16,5	49,33	
R2	3757,1 - 3800	42,9	12,21	5,86	
R3	3825 - 3860,7	35,7	14,5	11,3	
<b>Puits G22</b>					
R1	3646 - 3700	54	12,5	---	
R2	3732,4 - 3766,6	34,2	13,7	---	
R3	3884,4 - 3908,3	23,9	11,5	---	
R4	3937,5 - 3953,7	16,2	8,5	---	
<b>Puits G20</b>					
R1	a	4320 - 4322,3	32,3	21,5	13
	b	4372 - 4391	19	14,3	---
R3	4426,5 - 4460	33,5	13,9	45,0	
R4	4537 - 4605	68	11,7	50	
R5	4625 - 4668	43	10,4	---	
R6	4690 - 4765	75	11,02	---	

formation albienne de la partie offshore profond du bassin présente dans son ensemble des caractéristiques pétrophysiques favorables. De manière générale, les meilleures porosités concernent le réservoir R1 même si les valeurs de perméabilité semblent diminuer vers l'Est (G20). Cette réduction de la perméabilité pourrait être liée non seulement à la variation de l'épaisseur de la formation mais également à une sédimentation plus argileuse suivie d'une forte compaction des sédiments. Des tests de puits se sont révélés positifs au toit de la formation, zone identifiée ici comme.

Il convient de noter que les travaux de Kerr McGee (2003) ont montré sur les paramètres pétrophysiques des réservoirs du puits G21 indiquent une valeur de porosité moyenne (19,6%) et une perméabilité égale à 25,2 md contre respectivement 22% et 55 md au niveau du puits G20. Ces différentes valeurs sont similaires aux résultats de la présente étude.

### 4.4. Environnement de dépôts des réservoirs

En absence de données biostratigraphiques et géochimiques permettant de reconstituer avec précision l'environnement de dépôts, l'analyse du profil de gamma ray a permis d'avoir une idée sur les conditions de mise en place de la formation albienne. Cette analyse est basée sur la comparaison de la morphologie du profil de gamma ray des réservoirs potentiels identifiés au modèle standard (fig. 7) établi par Emery et Myers (1996).

Ainsi, différents du profil de GR ont été déterminés au niveau des niveaux réservoirs potentiels des différents puits.

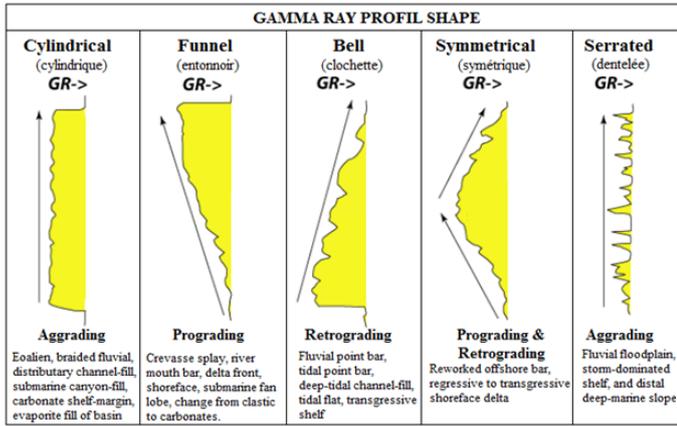


Figure 7 : Modèle standard de réponse de Gamma ray (GR) en fonction de la variation de la taille des grains et des environnements de dépôts (Emery et Myers, 1996).

4.4.1. Puits G21

Le tableau III ci-dessous présente les différentes formes du profil de GR des niveaux réservoirs potentiels identifiés dans la formation albiennne.

L'analyse de ce tableau montre que les sédiments albiens se sont déposés dans un environnement fluviatile en raison de la dominance de la forme dentelée des profils de GR des réservoirs R1 à R3. La forme cylindrique identifiée dans la partie médiane du profil du réservoir R1 témoigne du changement de conditions de dépôts (fluviatile à marin).

Tableau n° III : Morphologie du profil de gamma ray des niveaux réservoirs potentiels du puits G21.

Puits G21				
Potentiels réservoirs	Extension (m)	Epaisseur (m)	Forme du profil de GR	Environnement de dépôts
R1	3442,9 - 3642,8	199,9	Dentelée	Fluviatile sous influence marine
			Cylindrique	
			Dentelée	
R2	3757,1 - 3800	42,9	Dentelée	Fluviatile
R3	3825 - 3860,7	35,7	Dentelée	Fluviatile

Les profils de GR des réservoirs potentiels R2 et R3 ont une forme en clochette dans la partie sommitale et dentelée à la base alors que ceux des réservoirs R4 et R1 présentent respectivement une forme en entonnoir et une combinaison de formes dentelée (dans sa partie supérieure) et symétrique dans sa partie inférieure (tableau IV). Cette observation permet d'envisager d'une part des dépôts fluviatiles à marin (réservoirs R1) et, d'autre part, des sédiments déposés dans un environnement deltaïque à marginal (R4). La forme en clochette du profil de la partie supérieure des réservoirs R2 et R3 indique un dépôt relatif à une transgression marine.

Tableau n° IV : Morphologie du profil de gamma ray des niveaux réservoirs potentiels du puits G22

Puits G22				
Potentiels réservoirs	Extension (m)	Epaisseur (m)	Forme du profil de GR	Environnement de dépôts
R1	3646 - 3700	54	Dentelée Symétrique	Fluviatile à deltaïque
R2	3732,4 - 3766,6	34,2	Clochette Dentelée	Marin sous influence fluviatile
R3	3884,4 - 3908,3	23,9	Clochette Dentelée	Marin sous influence fluviatile
R4	3937,5 - 3953,7	16,2	Entonnoir	Deltaïque à marginal

4.4.2. Puits G20

L'analyse de la morphologie du profil de GR montre que les réservoirs potentiels mis en évidence dans la formation albiennne au niveau de ce puits présentent plusieurs types de profils. Ces profils varient du type cylindrique (R1a et R1b) à une combinaison de formes en entonnoir, cylindrique et dentelée (R3 à R6) (tableau V). Ces différents types de profil de GR impliquent des dépôts deltaïques sous influence fluviatile et des dépôts de chenaux. La combinaison de la forme dentelée, en entonnoir et en clochette observée au niveau du réservoir R6 montre une diversité des conditions de dépôts.

Tableau n° V : Morphologie du profil de gamma ray des potentiels niveaux réservoirs du puits G20.

Puits G20				
Potentiels réservoirs	Extension (m)	Epaisseur (m)	Forme du GR	Environnement de dépôts
R1	4320 - 4322,3	32,3	Cylindrique	Fluviatile sous influence marine
			Cylindrique	
R3	4426,5 - 4460	33,5	Entonnoir	Deltaïque à marginale
			Cylindrique	
R4	4537 - 4605	68	Entonnoir	Deltaïque à fluviatile
			Dentelée	
R5	4625 - 4668	43	Entonnoir	Deltaïque à fluviatile
			Dentelée	
R6	4690 - 4765	75	Dentelée	Fluviatile, deltaïque à fluviatile
			Entonnoir	
			Dentelée	
			Double Clochettes	
			Cylindrique	

Decetteanalyse morphologique des profils d'enregistrement de gamma ray, il ressort deux environnements de dépôts dominants. La sédimentation aurait débuté dans un environnement lacustre à fluviatile (réservoirs R3 du puits G21, R4 et R3 du puits G22 et R4 à R6 du puits G20) et se serait poursuivie dans un environnement deltaïque à marginal marqué par l'accumulation de grès transgressifs, d'argiles et la mise en place de chenaux sous influence fluviatile (réservoirs R1 à R3 du puits G20). Toutefois, il faut noter des variations fréquentes des conditions de dépôts en liaison avec les variations eustatiques.

Ces résultats corroborent ceux des travaux de Billman (1976) ; Saga (1984) ; Jan du CHENE (1998), d'Archean (2000) ; de Kaki *et al* (2001) et de d'Almeida *et al* (2016) qui ont montré qu'au niveau du Champ de Sèmè la formation albienne est constituée de sédiments lacustres et margino-littoraux à marins peu profond.

### 5. Conclusion

La formation albienne, constituée essentiellement de niveaux gréseux et argileux intercalés de lamines de carbonates est uniquement présente dans la partie offshore du bassin sédimentaire côtier du Bénin. La présente étude a permis d'évaluer la qualité des réservoirs gréseux potentiels de cette formation dans l'offshore profond du bassin. Il ressort globalement de cette étude que la formation albienne, comprise entre les horizons sismiques H7 et H9, bien que continue dans son ensemble présente des variations d'épaisseurs. Elle forme des structures anticlinales vers l'Est. La formation albienne a tendance à s'épaissir progressivement vers le Sud où elle est fortement fracturée. Les niveaux gréseux identifiés sont généralement continus entre les horizons sismiques H7 et H8 et discontinus vers la base entre les horizons H8 et H9. Ces niveaux réservoirs possèdent dans leur ensemble de caractéristiques pétrophysiques favorables du point de vue de la porosité et de la perméabilité. En outre, l'analyse de la morphologie des logs de gamma ray a montré que la sédimentation ayant conduit à la mise en place de cette formation a débuté dans un environnement lacustre à fluviatile et s'est poursuivie dans un environnement deltaïque à margino-littoral.

### 6. Remerciements

Les auteurs remercient le Directeur Général de l'Industrie Minière et Pétrolière (DGIMP) du Bénin et ses collaborateurs pour leur spontanéité dans la mise à disposition des données ayant permis la rédaction de cet article.

### Références bibliographiques

1. Archean Benin Energy sarl (2000): Joint technical committee meeting block 2 and 3 offshore Benin. Report, 26p.
2. Aslanian D., Moulin M., Olivet J.-L., Unternehr P., Matias L., Bache F., Rabineau M., Nouzé H., Klingelhofer F., Contrucci I. and Labails C. (2009): Brazilian and African passive margins of the Central Segment of the South Atlantic Ocean: Kinematic constraints, Tectonophysics (Special Issue: Role of magmatism) 48, 98-112p.
3. Bellion Y., Benkhelil J., Faure H., Guiraud B., Le Theoff B. et Ousmane B. (1983) : Le bassin du Niger oriental : observations structurales et évolution géodynamique, in : G. Conrad. (Ed.) : Bassins sédimentaires en Afrique, Résumé des communications, Séance spécialisée de la Société géologique de France du 7-8 mars 1983, St-Jérôme Marseille. Trav. Lab. Sci. Terre, série A, 15, (1983), pp. 57.
4. Beicip-Franlab (1994) : Etude Géologique et Evaluation des Réserves du Champ de Sèmè, Rapports Vol. I, 157 p. et Vol. II, 128 p.
5. Billman H. G. (1976): Offshore stratigraphy and paleontology of Dahomey Embayment, West Africa. Paper prepared for the 7th African. Micropaleontological Colloquium. Ile-Ife, Nigeria, 29 p.
6. Brownfield M.E. and Charpentier R.R. (2006): Geology and Total petroleum systems of the Gulf of Guinea Province of West Africa: U.S Geological Survey Bulletin 2207-C, 32 p.
7. C. Kaki, G.A.F. d'Almeida, N. Yalo and S. Amelina (2012): Geology and Petroleum Systems of the Offshore Benin Basin (Benin), Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles, Vol. 68 (2013), No. 2, pp. 363 - 381.
8. d'Almeida Gérard Alfred Franck, Kaki Christophe, Adeoye Adejimi James (2016): Benin and Western Nigeria Offshore Basins: A Stratigraphic Nomenclature Comparison. International Journal of Geosciences, 2016, 7, 177-188p.
9. Dagba G. F. (2001) : Problématique de la couche de dolérite dans le bassin sédimentaire côtier du Bénin. Communication symposium sur la couche de dolérite dans la baie de Dahomey. Résumé, p 115 ;
10. Emery D., and Myers K.J. (1996) "Sequence stratigraphy", Black Ltd., Oxford, U.K., p. 297.
11. IHS (2013): Benin Embayment, Report, p 59.
12. Jan du Duchene R. (1998): Geology and sequence stratigraphy of the Benin basin, Report ABACAN, 68 p.
13. Kaki C., Oyede L.M., Laïbi R.A., Yessoufou S. (2001) : Influence de la dynamique sédimentaire et structurale sur la formation des réservoirs détritiques du Crétacé dans le bassin sédimentaire côtier du Bénin (Golfe du Bénin, Afrique de l'Ouest), Symposium sur la "redéfinition du socle du bassin sédimentaire côtier du Bénin", Actes, pp. 213-237.
14. Kerr McGee Oils and Gas (2003) : Petrographic Analysis of Selected Percussion Sidewall Core from Kaba-Atacora Prospect/Fifa #1/Offshore Benin, report, 38p.
15. Kerr McGee Oils and Gas (2003): Petrographic Analysis (SEM, XRD, Thin Section Petrography) of percussion sidewall core from Hihon#1/ bloc4/ offshore Benin, report 77p.
16. Lepretre R. (2015): Evolution phanérozoïque du Craton Ouest Africain et de ses bordures Nord et Ouest, thèse de doctorat, 422p.
17. MacGregor D.S., Robinson J., Spear G. (2003): Play fairways of the Gulf of Guinea transform margin,

- Arthur T.J., MacGregor D.S., Cameron N.R. (eds), *Petroleum geology of Africa - New themes and developing technologies*, Geol. Soc. London. Spec. Publ. 207, 289 p.
18. Malcolm F., Graham M., Nora H., Clara A. (2013): *play fairways analysis and hydrocarbon potential of the keta basin, deep-water ghana*. Report, 5p.
19. MERPMEDER (Ministère de l'Énergie de la Recherche Pétrolière et Minière de l'Eau et du Développement des Energies Renouvelables) (2015) : *Tableau signalitique des blocs pétroliers du bassin sédimentaire côtier du Bénin au 14 août 2015*. 2p.
20. Moulin M., Aslanian D., Unternehr P. (2010) : *A new starting point for the South and Equatorial Atlantic Ocean*, Earth-Sci. Rev. 98, 1-2, 1-37.
21. Obaje N. G. and Hamza H. (2000): *Liquid hydrocarbon source rock potential of mid-Cretaceous coals and coal measures in the Middle Benue Trough of Nigeria*. International Journal of Earth Sciences 89, pp 130 to 139.
22. Saga Petroleum SA. (1984): *Benin Basin Evaluation Report*, 336p.
23. Serra O. (1979): *Diagraphies différées-base de l'interprétation. Tom1: Acquisition des données diagraphiques*. Bull.Cent.Rech.Explor.-Prod. Etl-Aquitaine, Mém.1. 328p.
24. Sougy J. (1988) : *Les connexions de l'Ouest - africain avec les autres masses continentales de l'Archéen au Mésozoïque. Synthèse des apports d'une penrose conférence*. Journal of African Earth Sciences. vol. 7, n° 2, pp. 315 - 323.
25. South Atlantic Petroleum (SAPETRO) (2010): *Benin Bloc 1/Seme Petroleum System*. Report, 8 p.
26. Tetteh Teye J. (2016): *The Cretaceous Play of Tano Basin, Ghana*. International Journal of Applied Science and Technology Vol. 6, No. 1; 10p.