

ETUDE PETROGRAPHIQUE ET STRUCTURALE DES SEDIMENTS ALBIENS DU BASSIN SEDIMENTAIRE COTIER DU BENIN

[PETROGRAPHIC AND STRUCTURAL STUDY OF ALBIAN DEPOSITS OF THE BENIN COASTAL SEDIMENTARY BASIN]

Armand KIKI, Christophe KAKI, and Gérard A.F. d'ALMEIDA

Département des Sciences de la Terre, Faculté des Sciences et Techniques (FAST),
Université d'Abomey-Calavi, 01 BP 4256 Cotonou, Bénin

Copyright © 2016 ISSR Journals. 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.

ABSTRACT: In the offshore basin of Benin, some sediments of Albian age were identified. These sediments are gathered in formation named "Albian Formation". At regionally scale, they are targeted for petroleum exploration and production. This paper aims to precise the petrographic and structural features of these sediments. Petrographic analyzes reveal the presence of two dominant facies (a main sandy facies and a shale facies which is thicker in deep offshore). Sandstones are very compact, gray to dark gray, and composed mainly of sharp and subrounded quartz grains of various sizes. Shales are massive, gray to blackish and friable to compact. Seismic sections interpretations show that Albian formation is generally continuous, of more or less constant thick and little varied lithological composition in East-West direction. In North-South direction, the formation gradually thick towards the offshore and become significantly reduced in very deep water. The formation is affected by normal and combined faults as well as by reverse faults of NE-SW and NW-SE trends. Structural traps of hydrocarbons are more present in shallow deep offshore while, in deep offshore, traps are essentially of stratigraphic type.

KEYWORDS: offshore Benin, Albian formation, petrographic and structural features, facies, faults, traps.

RESUME: Dans le bassin offshore du Bénin, des sédiments datés de l'Albien ont été identifiés. Ces sédiments sont regroupés en une formation appelée "Formation albienne". A l'échelle régionale, ils sont ciblés dans le cadre de l'exploration et de la production pétrolière. Cet article vise à préciser les caractéristiques pétrographiques et structurales de ces sédiments. Les analyses pétrographiques révèlent la présence de deux faciès dominants (un principal faciès gréseux et un faciès argileux plus épais en offshore profond). Les grès sont indurés, gris à gris sombre et composés majoritairement de grains de quartz anguleux à subarrondis de tailles variées. Les argiles sont massives, grise à noirâtre et friables à compactes. L'interprétation des sections sismiques montre que la formation albienne est généralement continue, d'épaisseur à peu près constante et de composition lithologique peu variée selon la direction Est-Ouest. Selon la direction Nord-Sud, cette formation s'épaissit progressivement en direction du large avant d'être considérablement réduite en eau très profonde. Dans son ensemble, la formation est affectée par des failles normales simples et conjuguées ainsi que par des failles inverses de directions NE-SW et NW-SE. Des pièges structuraux d'hydrocarbures sont plus présents en offshore peu profond alors qu'en offshore profond, les pièges sont essentiellement de type stratigraphique.

MOTS-CLES: offshore du Bénin, formation albienne, caractéristiques pétrographiques et structurales, faciès, failles, pièges.

1 INTRODUCTION

Dans la partie nord de la province pétrolière du Golfe de Guinée à laquelle appartient le Bassin Sédimentaire Côtier du Bénin (BSC-Bénin), de nombreux projets et travaux d'exploration pétrolière ont contribué à mieux connaître la géologie de cette province et permis de découvrir d'importants gisements d'hydrocarbures dans les formations Crétacées des bassins côtiers de la Baie du Dahomey [1],[2]. Au Bénin, les travaux d'exploration et de production pétrolière, réalisés dans le bassin sédimentaire côtier, avaient jusque-là essentiellement porté sur les formations du Crétacé supérieur (grès du Turonien). Présentement, le contexte géologique régional et les données actuelles de forage ont prouvé l'existence d'un système pétrolier d'âge Crétacé inférieur à potentiel pétrolier ou gazier non négligeable dans la région [3]. En effet, les dépôts du Crétacé inférieur (réservoirs albiens notamment) sont productifs dans les bassins côtiers de Côte d'Ivoire, du Ghana et du Nigéria. Aussi, la découverte d'indices d'hydrocarbures dans la série albienne du BSC Bénin montre que ce système pétrolier d'âge Crétacé inférieur est aussi présent au Bénin [4],[5]. Malheureusement, des travaux de recherche visant à préciser les caractéristiques pétrolières des formations du Crétacé inférieur n'ont pas suivi. Cet article vise à préciser les caractéristiques pétrographiques et structurales de la formation albienne dans l'offshore du bassin sédimentaire côtier du Bénin.

2 PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

Compris entre les parallèles 3°00' et 7°30' de latitude Nord et les méridiens 1°55' et 3°00' de longitude Est, le bassin sédimentaire côtier du Bénin occupe la partie centrale de la Baie du Dahomey. Il est subdivisé en deux dont une partie onshore et l'autre offshore. La partie offshore de ce bassin qui constitue la zone d'étude, a une superficie de 40000 km² [3]. Elle se situe entre les parallèles 3°00' et 6°10' de latitude Nord et les méridiens 1°60' et 3°00' de longitude Est et est limitée à l'Ouest par la zone maritime exclusive du Togo et à l'Est par celle du Nigéria. Avec la délimitation de la Zone Economique Exclusive (ZEE) du Bénin en 2007, elle a été subdivisée en 15 blocs.

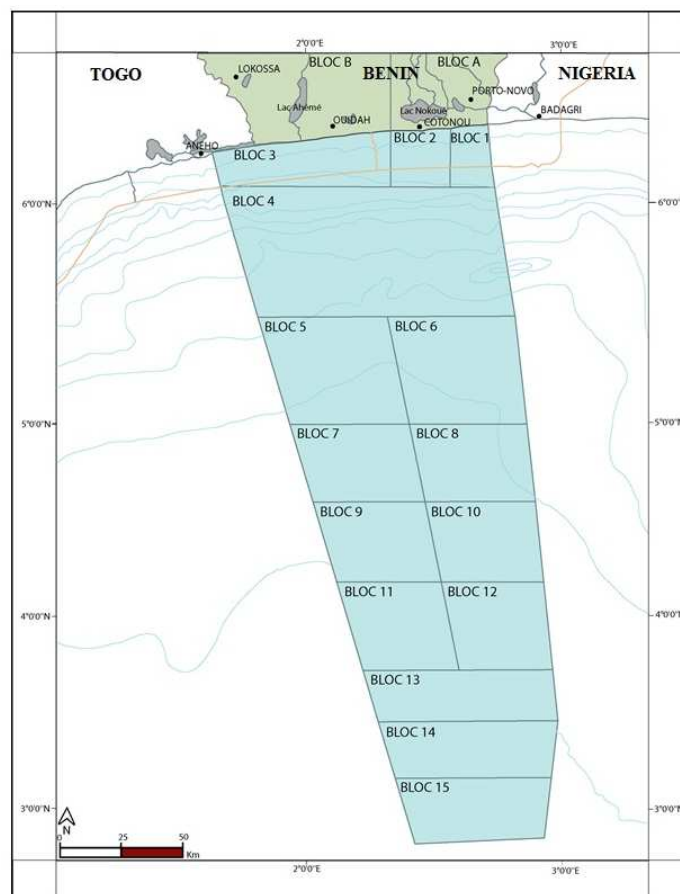


Fig. 1. Carte des blocs pétroliers du bassin sédimentaire côtier du Bénin (IHS, 2007 modifié)

La Figure 1 montre les 15 blocs pétrolifères du Bassin Sédimentaire Côtier du Bénin (BSC-Bénin).

3 MATERIEL ET METHODES

3.1 MATERIEL

Le matériel utilisé comprend :

- Une carte de positionnement des puits.
- Des rapports finaux de puits ayant atteint ou traversé la formation albienne.
- De sections sismiques acquises aussi bien dans l'offshore peu profond que profond.
- Des échantillons de roches (carotte de niveau gréseux et argileux).
- Un microscope polarisant et un ordinateur équipé de logiciels appropriés.

3.2 METHODES

Les méthodes adoptées visent à préciser les caractéristiques pétrographiques et structurales de la formation albienne à partir des données des six puits sélectionnés pour cette étude : quatre dans l'offshore peu profond (puits S11; S4 ; SC-1 et Cotonou 1) et deux dans l'offshore profond (puits Hihon1 et Fifa1).

- Pour l'étude des caractéristiques pétrographiques de la formation albienne, des échantillons de carottes et des déblais (cuttings) de roches ont été sélectionnés au niveau de la carothèque de la Direction Générale des Hydrocarbures et autres Combustibles Fossiles (DHCF). La description macroscopique a porté sur certains échantillons jugés assez représentatifs de la formation dans son ensemble. L'étude microscopique n'a porté que sur des échantillons de niveaux gréseux de la formation. Pour cause, la friabilité de certains échantillons (niveaux argileux et déblais) et les équipements de confection de lames minces disponibles au laboratoire n'ont pas permis de réaliser des sections polies de ces derniers. En conséquence, seules des lames minces réalisées à partir d'échantillons prélevés au niveau des puits S4 et S11 du bloc1 et Fifa1 du bloc 4 ont été examinées.
- Pour déterminer les caractéristiques structurales de la formation albienne, des sections sismiques ont été sélectionnées. Au total, quatre lignes sismiques ont été retenues dont deux acquises en offshore peu profond et deux en offshore profond. En effet, les lignes sismiques AA' orientée Est-Ouest et CC' orientée Nord-Sud de l'offshore peu profond couvrent respectivement les blocs 1; 2; 3 et une partie du bloc 4. La ligne AK orientée Est-Ouest couvre les blocs 7 et 8 de l'offshore profond et celle A'K' orientée Nord-Sud couvre les blocs 3 ; 4 ; 5 ; 7 ; 9 ; 11 ; 13 et 15.

Les données collectées ont fait l'objet d'un traitement manuel et numérique. Le traitement manuel a consisté en l'interprétation des sections sismiques. Le traitement numérique a consisté à utiliser les logiciels ArcView 3.2 et ArcGis9.2 pour la réalisation de cartes et de coupes lithologiques.

4 RESULTATS ET DISCUSSIONS

4.1 CARACTERISTIQUES PETROGRAPHIQUES

L'examen des caractéristiques pétrographiques de la formation albienne s'est déroulé en deux étapes : la première étape a consisté en la description de carottes de roches et l'analyse des logs de diagraphies des puits sélectionnés. La seconde étape a porté sur l'analyse microscopique des sections polies réalisées.

- Analyse macroscopique

L'analyse macroscopique des carottes de roches prélevées au niveau des puits S4 et S11 à des profondeurs respectives de 2479-2660m et 2600-2650m a permis de mettre en évidence deux lithofaciès dominants. Il s'agit d'un faciès gréseux et d'un faciès argileux. A ces deux faciès s'ajoutent des passées de carbonates (calcaire et dolomie) et de siltites. Les grès généralement quartzeux, sont indurés, gris à gris sombre et composés majoritairement de grains de quartz anguleux à subarrondis de tailles variées. Des traces de micas et de carbonates sont également observées au niveau de ces échantillons. Les faciès argileux sont massifs, compacts à friable et sont de couleur grise sombre à noire. Ils contiennent des traces de calcaire et de micas.

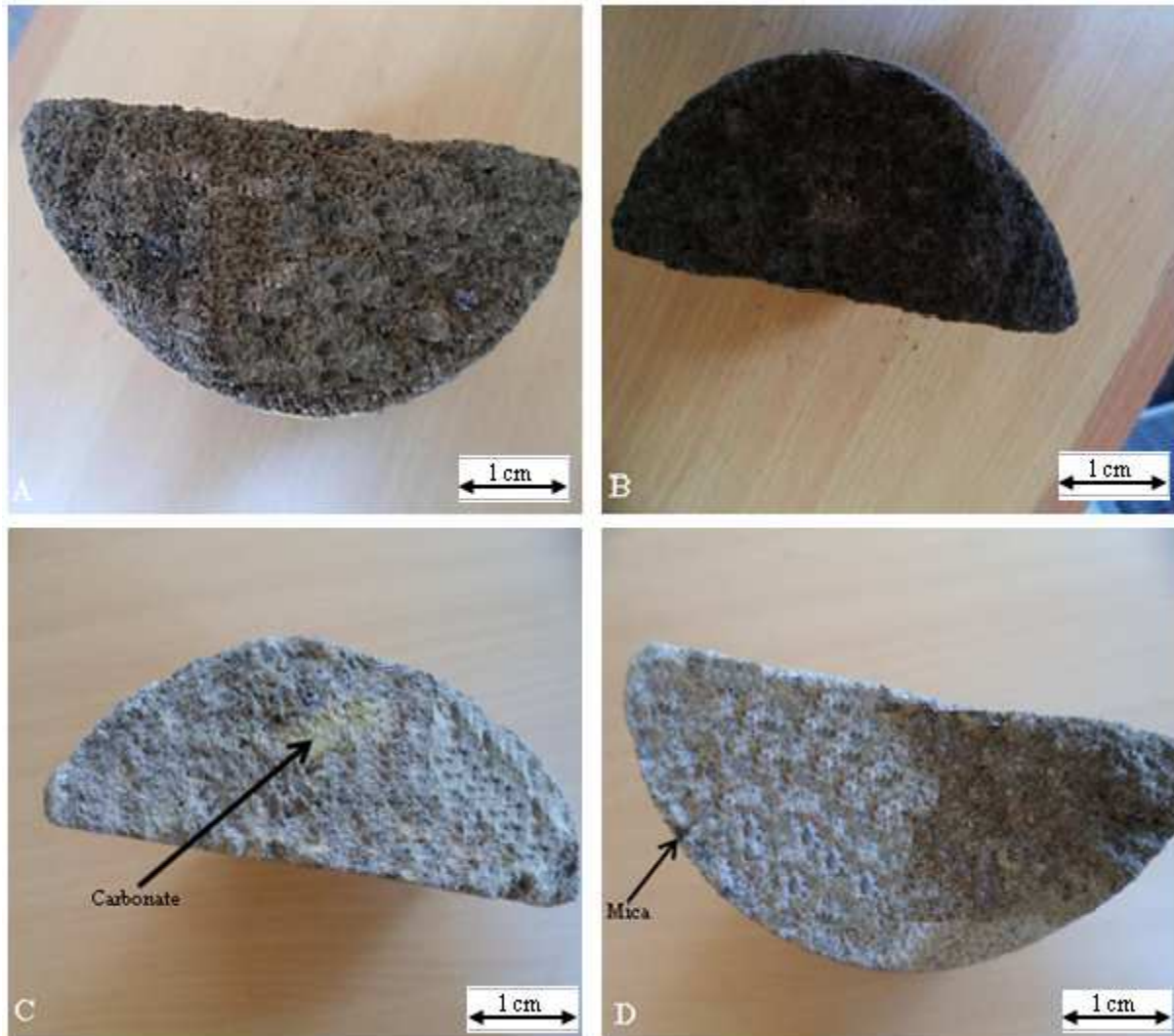


Fig. 2. Photographies d'échantillons de roches de la formation albienne

La figure 2 montre des photographies de quatre (04) échantillons de roches de la formation albienne : argile grise sombre (A); argile imbibée d'huile (B); grès contenant des traces de carbonates (C) ; grès micacé (D).

Des « composites well log » ont été utilisés pour parfaire l'analyse macroscopique de la formation. Pour les puits carottés, ces diagraphies ont permis de préciser les limites de l'albien et de vérifier les résultats issus de la description macroscopique des échantillons étudiés. Pour les puits non carottés, ces données diagraphiques ont été les seuls moyens disponibles pour déterminer la lithologie et les limites de la formation albienne.

L'épaisseur de la formation est variable d'un puits à un autre et selon l'orientation considérée. Au niveau du bloc 1, l'épaisseur de la formation est respectivement de 243m, 438m, et 608m dans les puits SC-2, S11 et S4. Au niveau du bloc 2 (Cotonou1), son épaisseur est d'environ 87,5m. Enfin, au niveau du bloc 4, l'épaisseur forée et non totale est de 304m dans le puits Hihon1 contre 586m dans le puits Fifa1. Les « composite well log » étudiés montrent que la formation albienne comprend deux unités lithologiques : l'unité lithologique supérieure située entre les horizons sismiques H-7 et H-8 et l'unité inférieure située en les horizons sismiques H-8 et H-9. L'unité supérieure a respectivement une épaisseur de 159m, 161m et 528m dans les puits SC-2, S11 et S4 (offshore peu profond). Elle est à dominance argileuse et renferme quelques bancs métriques de grès et de carbonates. Dans le puits Cotonou1 (bloc 2), elle est plus gréseuse et contient des bancs d'argilite. En offshore profond, cette unité présente des caractéristiques lithologiques semblables mais est plus argileuse. Son épaisseur est respectivement de 82m et 113m dans les puits Fifa1 et Hihon1. L'argile de cette unité est généralement grise à noire, modérément compacte, calcareuse, micacée par endroits et parfois très riche en matière organique. Les grès sont grisâtres, blanchâtres parfois brun-sombre. Ils sont constitués de grains grossiers à fins généralement bien classés. L'unité inférieure est à dominance grésosableux et son épaisseur est respectivement de 80m,

249m et 277m dans les puits S4, SC-2 et S11 de l'offshore peu profond. Dans les puits de l'offshore profond (Fifa1 et Hihon1), elle est constituée d'une succession de bancs d'argile et de grès. Ces bancs sont parfois intercalés de minces niveaux carbonatés. Son épaisseur est égale à 461m et 191m dans les puits Fifa1 et Hihon1. Des minéraux accessoires tels que la sidérite, la glauconie, la pyrite, le mica, le mica et le kaolin sont fréquemment rencontrés dans la formation. La figure ci-dessous présente la coupe lithologique synthétique de la formation albienne au niveau des blocs 1; 2 et 4 du bassin.

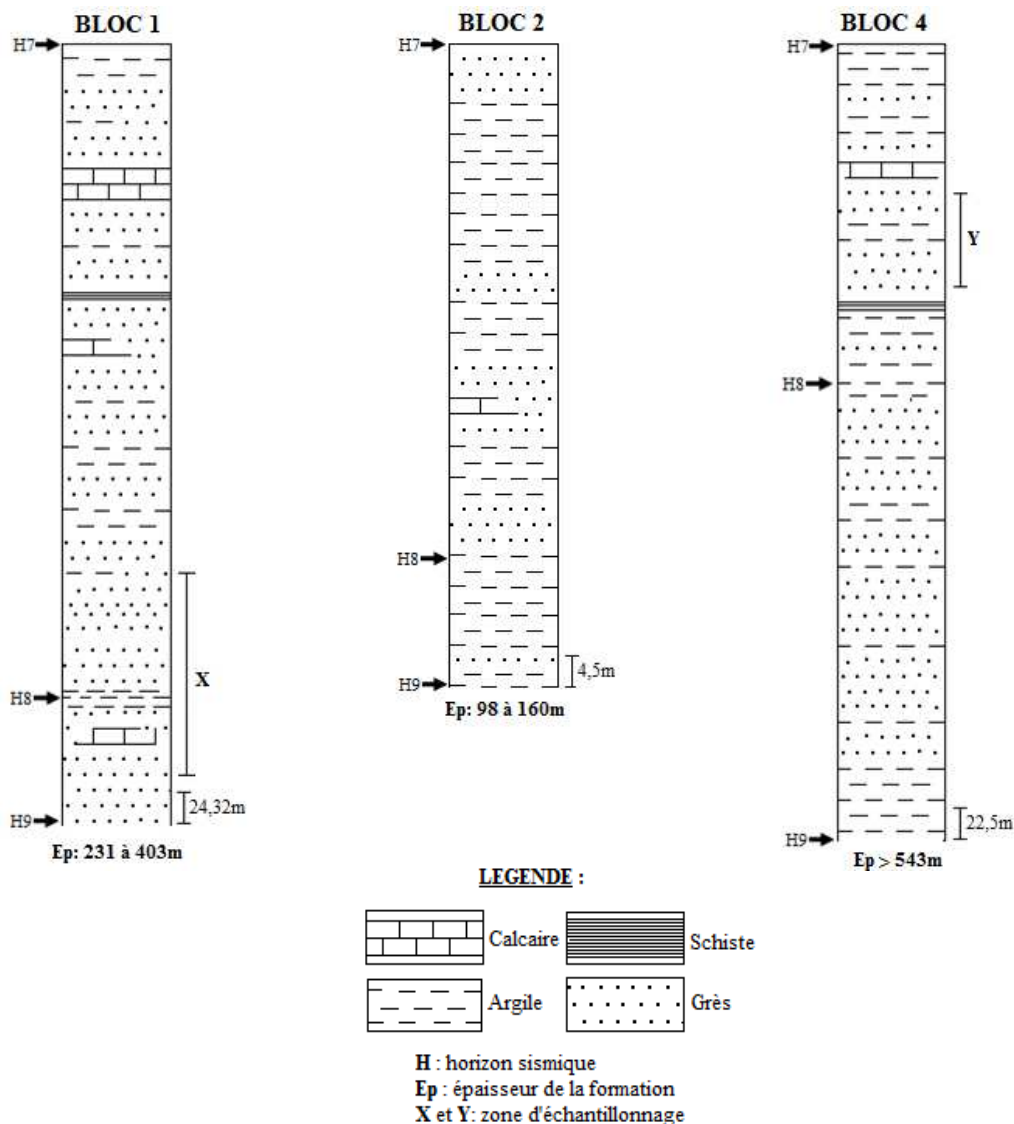


Fig. 3. Coupes lithologiques synthétiques de la formation albienne

La figure 3 montre la coupe lithologique synthétique de la formation albienne au niveau de trois blocs du BSC.

- Analyse microscopique

Six lames minces ont été analysées au microscope polarisant et les résultats montrent que la lame mince confectionnée à partir de l'échantillon de roche prélevé dans l'intervalle 2600 - 2650m au niveau du puits S11 révèle une prédominance de grains de quartz anguleux (environ 70%) de différentes tailles associés à des cristaux de feldspaths potassiques (environ 5% d'orthose) tous liés par un ciment essentiellement siliceux. Le ciment est constitué de fines particules de quartz, de muscovite, de feldspath, de kaolinite, de calcite et de dolomite. Des minéraux accessoires tels que le disthène, la calcite et/ou la dolomie y sont fréquemment observés. L'analyse microscopique de la lame mince de d'un échantillon de roche prélevé à une profondeur de 2479m au niveau du puits S4 (bloc1), révèle les mêmes observations que celles faites sur la lame mince du puits S11 et qui caractérisent une roche gréseuse. Contrairement aux lames minces

précédemment étudiées, celle de issue d'un autre échantillon prélevé à une profondeur de 2660m, au niveau du puits S4 caractérisent une roche argileuse. Elle est constituée de très fines particules de quartz et de calcite. Les lames minces réalisées à partir d'échantillons prélevés dans l'intervalle 4329 - 4391m au niveau du puits Fifa1 (bloc 4) laissent voir une dominance des cristaux de quartz (environ 55%) ainsi que des feldspaths et de la calcite. La forme anguleuse des cristaux de quartz témoigne d'un transfert sédimentaire relativement court et d'un milieu de dépôt peu profond. Aussi, la présence dans la formation des minéraux comme le disthène indique que ces sédiments proviennent des roches métamorphiques notamment des gneiss et des schistes. Somme toute, on peut dire que la formation albienne présente deux faciès fondamentaux : un faciès gréseux qui prédomine et un faciès argileux. On y retrouve de la calcite, de la dolomie, de la muscovite et du disthène. La formation albienne comprend deux unités lithologiques. Une unité supérieure essentiellement gréseuse et une unité inférieure essentiellement argileuse. Les résultats pétrographiques de la présente étude corrobore les travaux antérieurs des compagnies pétrolières SAGA Petroleum et Kerr MC Gee Oil & Gas [6], [7]. Mieux, ils viennent renforcer les considérations pétrographiques de la formation albienne par la mise en évidence de la présence de certains minéraux du métamorphisme tel que le disthène dans les faciès gréseux étudiés. Ainsi, le présent travail a également permis de donner des indications sur l'origine des sédiments détritiques des faciès gréseux précités.

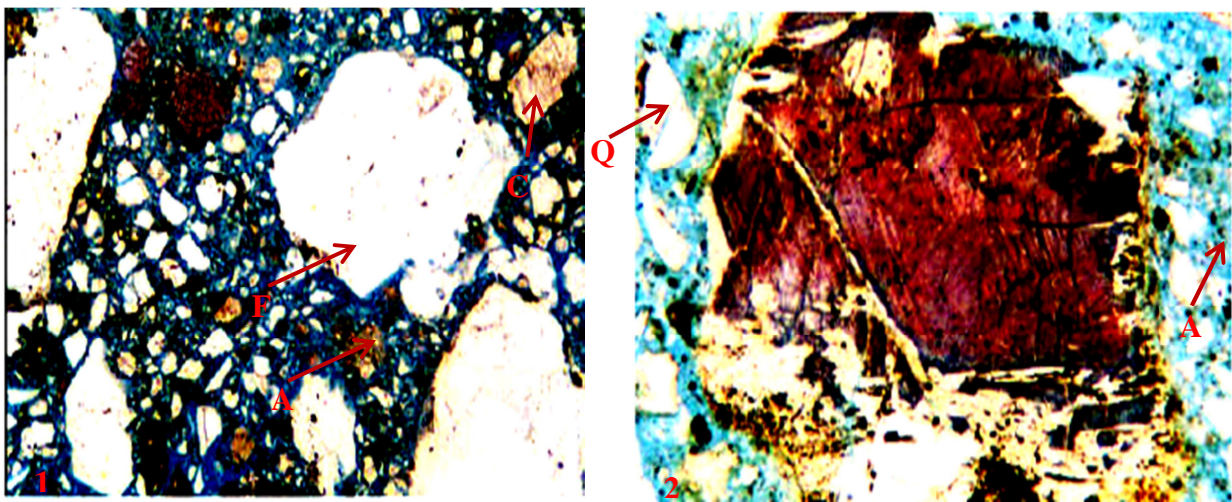


Fig. 4. Microphotographies des faciès gréseux issus de l'offshore profond

La figure 4 montre les microphotographies de lames minces de grès du puits Fifa1 observées en lumière polarisée (grossissement 400x) (1: faciès grés-argileux; 2 : faciès grés-argileux ; F:Feldspat; C: Calcite ; A : Argile; Q : Quartz).

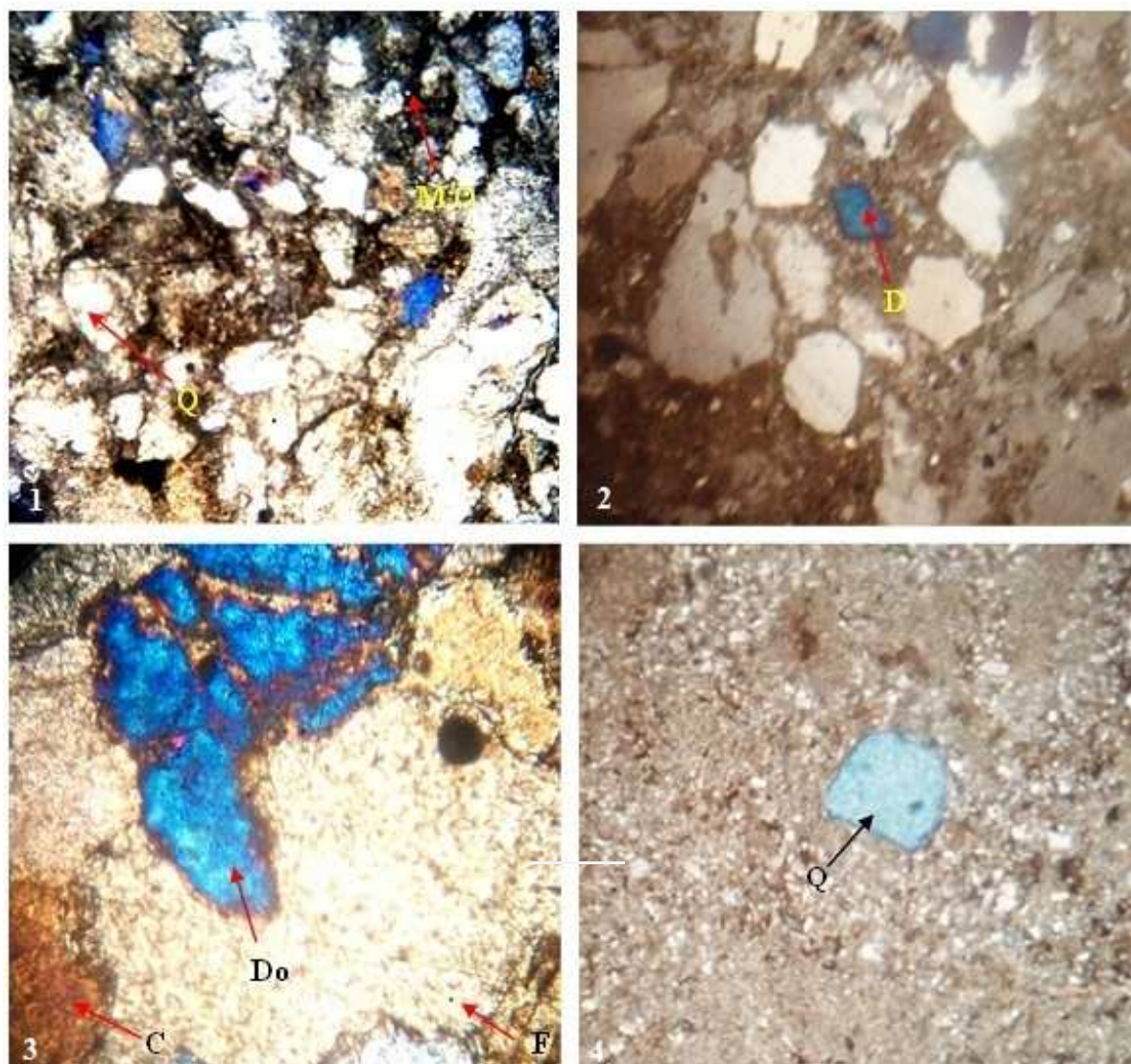


Fig. 5. Microphotographies des faciès albiens dans l'offshore peu profond

La figure 5 montre des microphotographies de lames minces d'échantillons de roches des puits S4 et S11 de l'offshore peu profond observées en lumière polarisée (grossissement 400x) (1 et 2 : faciès gréseux du puits S11 ; 3 : faciès gréseux du puits S4 ; 4 : faciès argileux du puits S4. C : calcite ; Do : dolomite ; D : disthène ; F : feldspath ; Q : quartz ; M.O : matière organique).

4.2 CARACTERISTIQUES LITH-ACOUSTIQUES ET STRUCTURALES DE LA FORMATION ALBIENNE

L'interprétation des sections sismiques retenues pour cette étude et leur calage aux données de quelques puits a permis d'identifier trois horizons sismiques majeurs (H7, H8 et H9) marquant les limites et les caractéristiques litho-acoustiques de la formation albienne.

Tableau 1. Limites des formations et les codes de réflecteurs correspondants

Codes (horizons sismiques)	Indications	Couleur
H7	Limite supérieure	—
H8	Limite intermédiaire	—
H9	Limite inférieure	—

Ainsi, la succession litho-acoustique de la formation albienne a pu être subdivisée en deux unités.

- Offshore peu profond

En offshore peu profond, les réflecteurs sismiques marquant les limites de la formation sont concordants suivant la direction Est-Ouest (section sismique extraite de la ligne sismique AA'). Entre ces deux limites se trouve un réflecteur bien prononcé qui sépare la formation en deux unités : c'est l'horizon sismique H8 [4]. Les réflecteurs sismiques de l'unité supérieure sont généralement continus mais ceux contenus dans l'unité inférieure sont continus à discontinus surtout dans la partie centrale de la section. Ils sont dans leur ensemble concordants, d'amplitudes variables et de fréquences moyennes à fortes. Ces caractéristiques sismiques suggèrent un mélange de dépôts fins et grossiers. Dans la zone ouest de la section sismique on note un décalage des réflecteurs ce qui montre que la formation est affectée de failles intraformationnelles simples ou conjuguées de direction NE-SW et NW-SE. La projection des données de puits rapprochés sur la ligne sismique a permis de réaliser le modèle géosismique ci-dessous. De ce modèle géosismique il ressort que l'unité supérieure de la formation est gréso-argileux tandis que l'unité inférieure est plus argileux que gréseux.

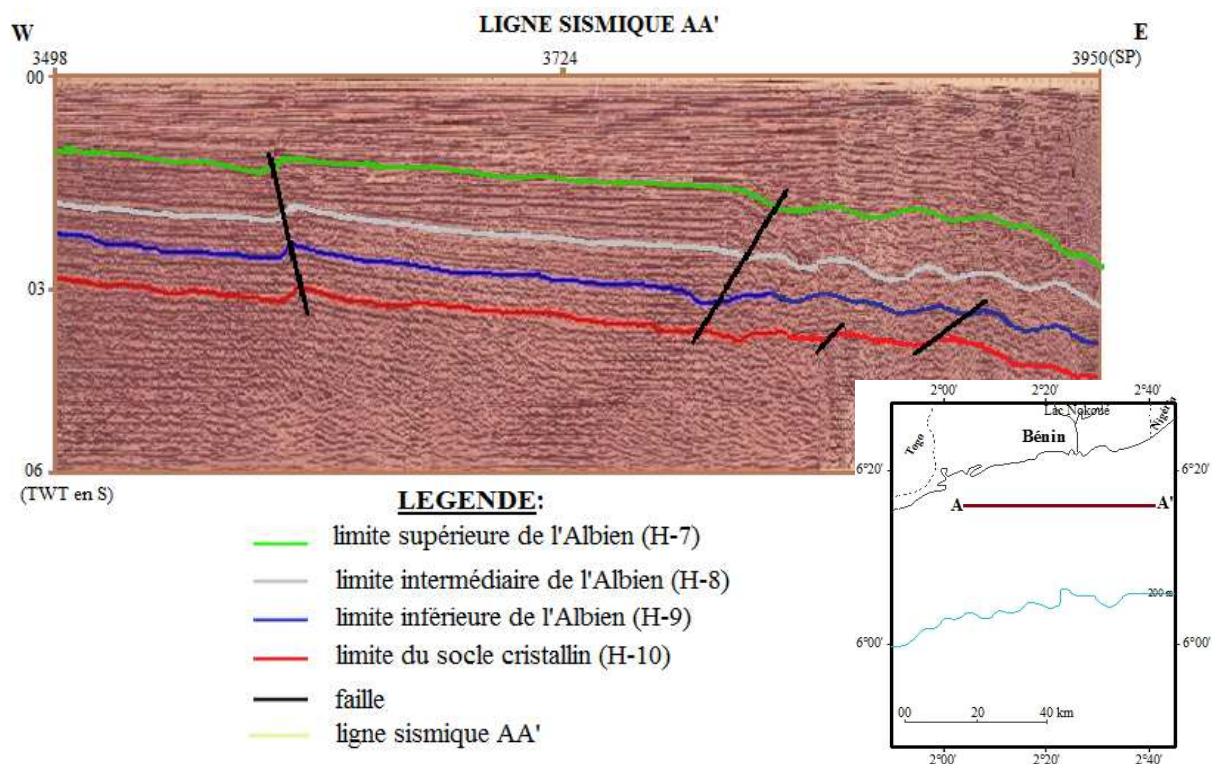


Fig. 6. Section sismique interprétée acquise en offshore peu profond (SAGA 1984, modifié)

La figure 6 montre une section extraite de la ligne sismique AA' mettant en exergue les caractéristiques litho-acoustiques et structurales de la formation albienne.

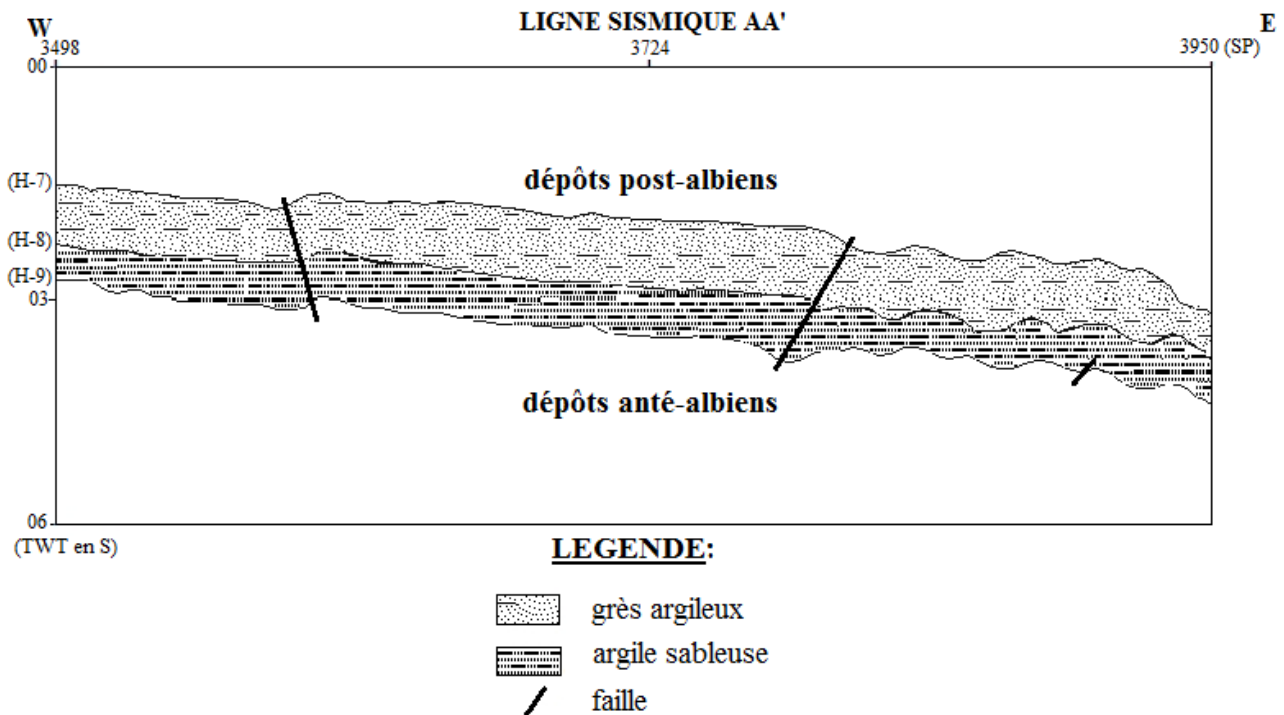


Fig. 7. Modèle géosismique de la ligne sismique AA'

La figure 7 montre le modèle géosismique de la section extraite de la ligne sismique AA'.

Suivant la direction Nord-Sud (ligne sismique CC'), les réflecteurs marquant les limites de la formation sont parallèles et convergents vers la côte mais divergents vers le large. A l'intérieure de cette limite, les réflecteurs présentent des ondulations d'ensemble. Dans la partie offshore Nord, la limite inférieure (horizon sismique H9) est un réflecteur de type biseau d'aggradation. La formation repose en discordance majeure sur le socle et de type biseau de progradation dans la partie offshore sud du bassin où elle repose sur la formation Isé. La limite supérieure (horizon sismique H7) est marquée par un réflecteur de forte amplitude. Les réflecteurs de l'unité supérieure sont concordants avec cependant de petites troncatures d'érosion (toplap). Ils sont discontinus à continus, d'amplitudes moyennes et de fréquences variables. L'ensemble des réflecteurs de l'unité inférieure se terminent en onlap dans la partie proximale du bassin et en downlap vers le large. Ces réflecteurs sont de fréquence moyenne à forte et ont une amplitude faible contrairement à ceux de l'unité supérieure. Cette variation du faciès sismique et des caractéristiques litho-acoustiques permet de distinguer deux faciès lithologiques dominants au niveau de la formation. Aussi, la forme onduleuse des réflecteurs et leur terminaison en onlap dans la partie supérieure (offshore peu profond) pourraient constituer également de véritables pièges d'hydrocarbures. Le modèle géosismique réalisé à partir des données du puits DO-D2A montre que l'unité supérieure est majoritairement gréseuse et que l'unité inférieure est argilo-gréseuse à argileuse.

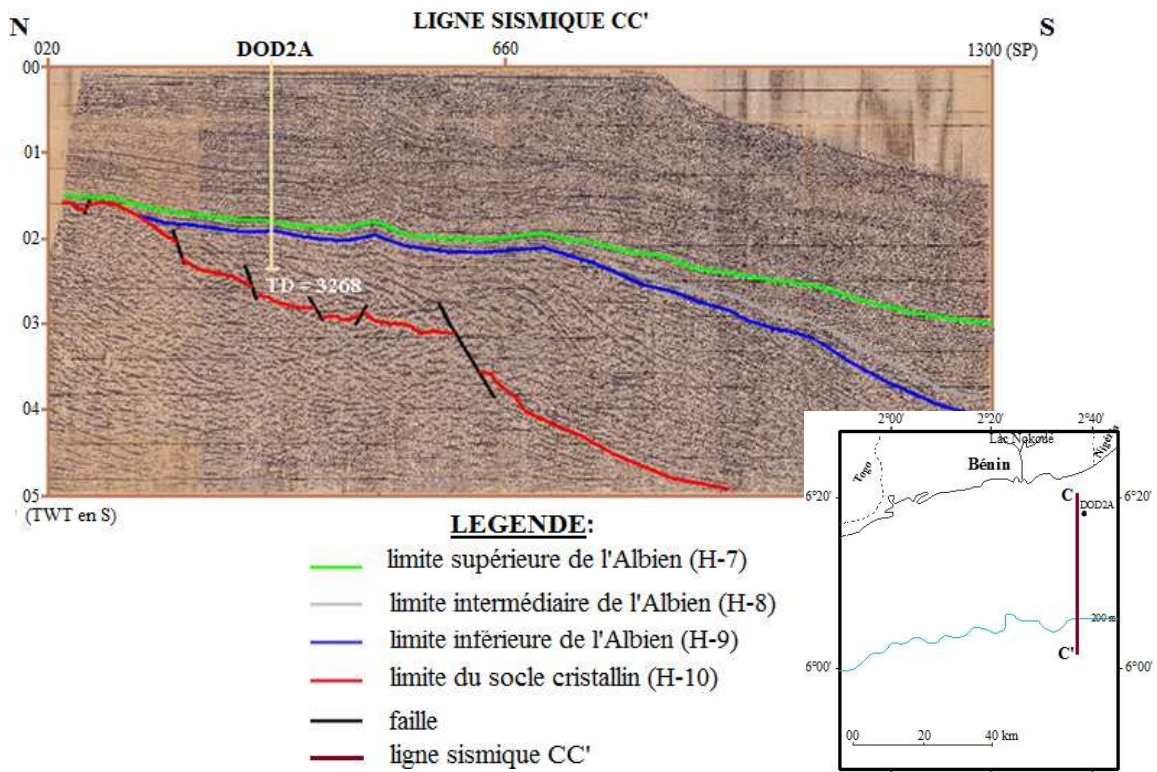


Fig. 8. Section sismique interprétée acquise en offshore peu profond (SAGA 1984, modifié)

La figure 8 montre une section extraite de la ligne sismique CC' mettant en exergue les caractéristiques litho-acoustiques et structurales de la formation albiennaise.

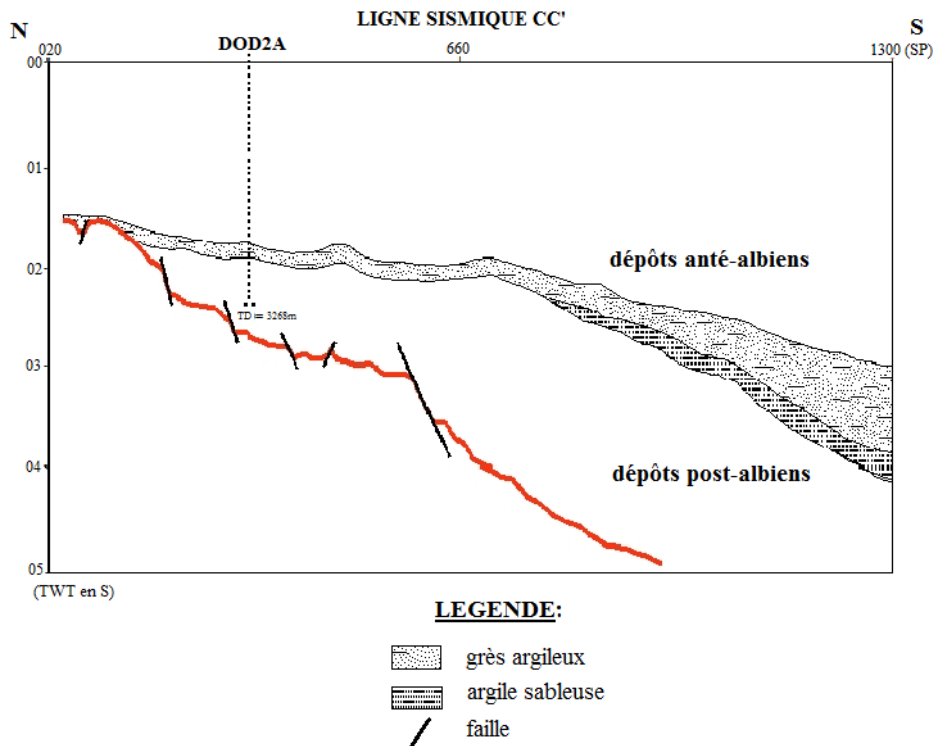


Fig. 9. Modèle géosismique de la ligne CC'

La figure 9 montre le modèle géosismique de la section extraite de la ligne sismique CC'.

- Offshore profond

Dans cette zone, les limites inférieures identifiées pour la formation albienne reste hypothétique puisqu'aucun forage ne la traversée entièrement. Sur la section sismique AK orientée Ouest-Est, la formation albienne repose sur la formation Isé et par endroit directement sur le socle cristallin. Elle est caractérisée par des réflecteurs généralement concordants, continus à discontinus, d'amplitudes moyennes à fortes, dont la fréquence, forte au sommet, s'affaiblit vers la base. Les réflecteurs présentent de petites ondulations d'ensemble et changent brusquement de direction. Ces changements de direction des réflecteurs, observés vers le bas de la formation, indiquent la présence de failles. Ces failles sont des failles normales conjuguées de direction NE-SW et NW-SE affectant également les dépôts sous-jacents et même le socle. Les ondulations d'ensemble sont observées surtout dans les grabens. Les réflecteurs se terminent en biseau d'aggradation contre les failles dans les grabens et en biseau de progradation au niveau des horsts. Ces terminaisons en biseau d'aggradation pourraient constituer des pièges stratigraphiques d'hydrocarbures.

Le modèle géosismique réalisée à partir de la comparaison du faciès sismique montre que la formation est essentiellement grés-argileux avec des lentilles d'argiles d'importances variables.

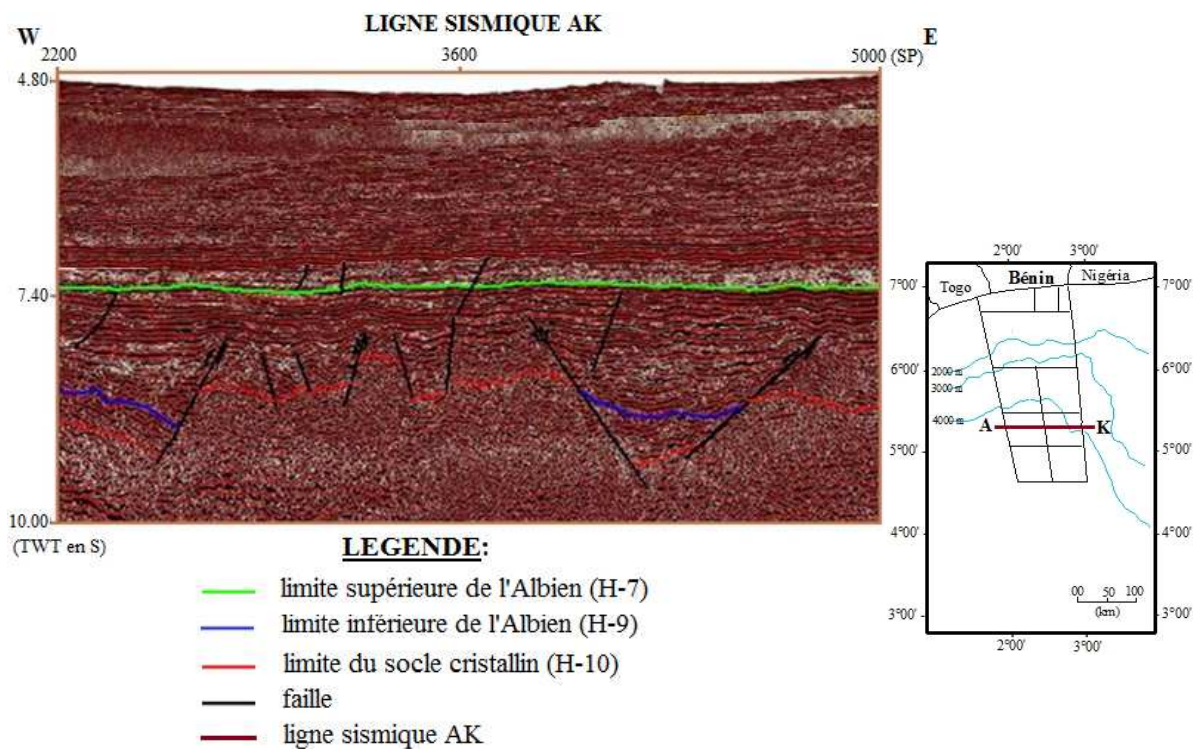


Fig. 10. Section sismique interprétée acquise en offshore profond (TGS-NOPEC 2004, modifié)

La figure 10 montre une section extraite de la ligne sismique AK mettant en exergue les caractéristiques litho-acoustiques et structurales la formation albienne.

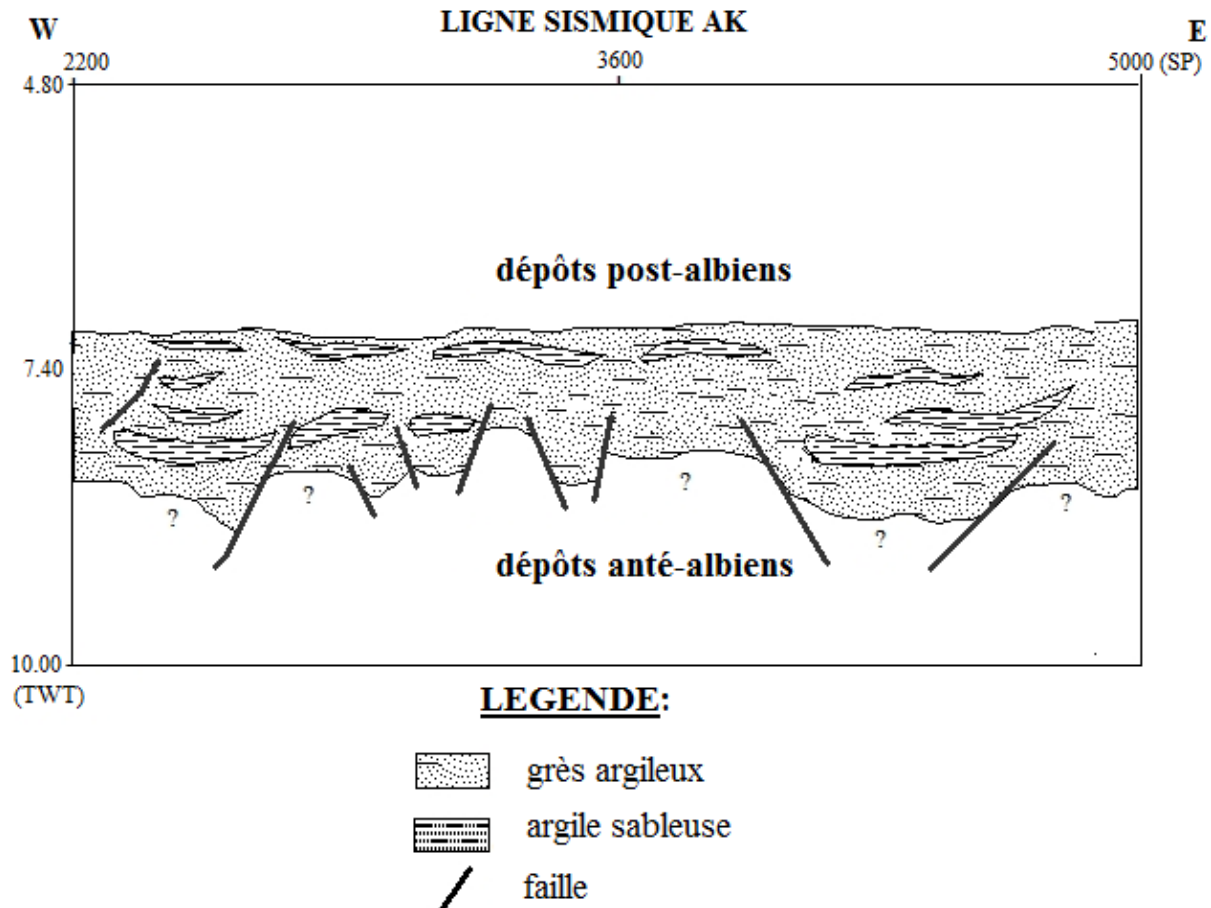


Fig. 11. Modèle géosismique de la ligne AK

La figure 11 montre le modèle géosismique de la section extraite de la ligne sismique AK.

La section sismique A'K' orientée Nord-Sud, ci-dessous présentée montre que la formation albiense repose sur la formation Isé et par endroit directement sur le socle cristallin. Les réflecteurs qui délimitent la formation sont de type biseau d'aggradation dans la partie Nord et sont de type concordant dans la partie Sud. Ces réflecteurs sont continus et d'amplitudes élevées avec de fortes fréquences dans la partie Nord et de réflecteurs discontinus, de faibles à moyennes amplitudes et de fréquences variables dans la partie Sud en eaux très profondes. Ces caractéristiques sismiques sont indicatives d'un milieu de dépôt non marin à néritique. Les réflecteurs présentent quelques discontinuités et également de petites déformations à l'approche des zones de failles. On note l'épaississement vers le large de la formation jusque dans les eaux profondes, puis son amincissement dans les eaux très profondes. Ce phénomène de rétrécissement de la formation dans les eaux très profondes serait dû à la surrection du socle cristallin au niveau de la zone de faille transformante de Chain (Okitipupa ridge). La réponse litho-acoustique de la formation montre qu'elle serait essentiellement constituée de grès et des lentilles d'argiles.

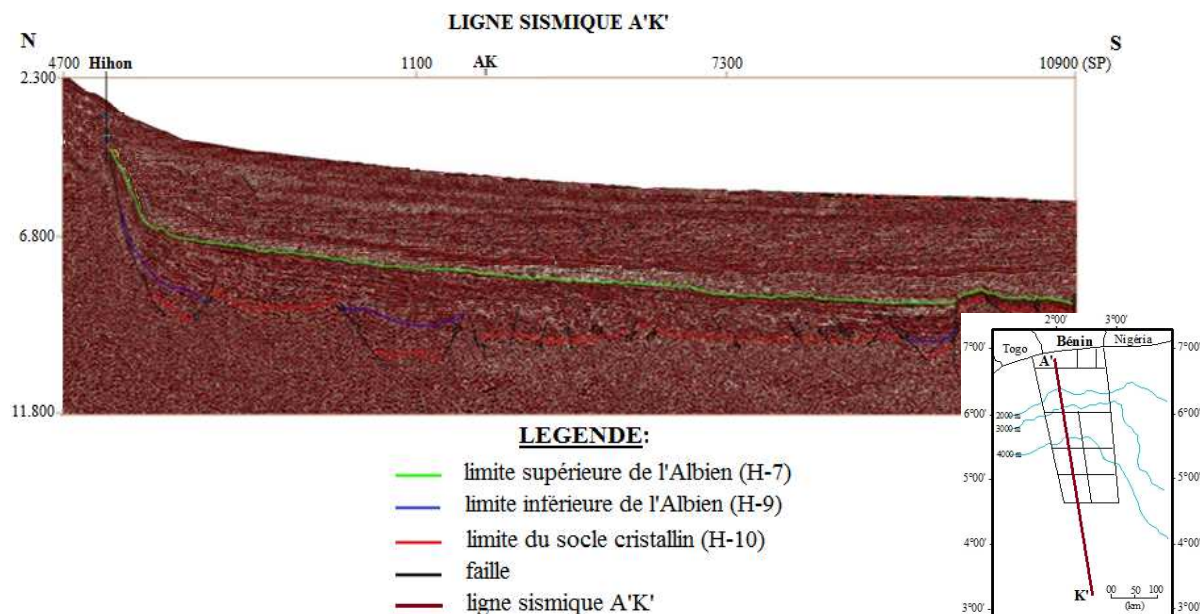


Fig. 12. Section sismique interprétée acquise en offshore très profond (TGS-NOPEC 2004, modifié)

La figure 12 montre une section sismique extraite de la ligne sismique A'K' mettant en exergue les caractéristiques litho-acoustiques et structurales la formation albiénne.

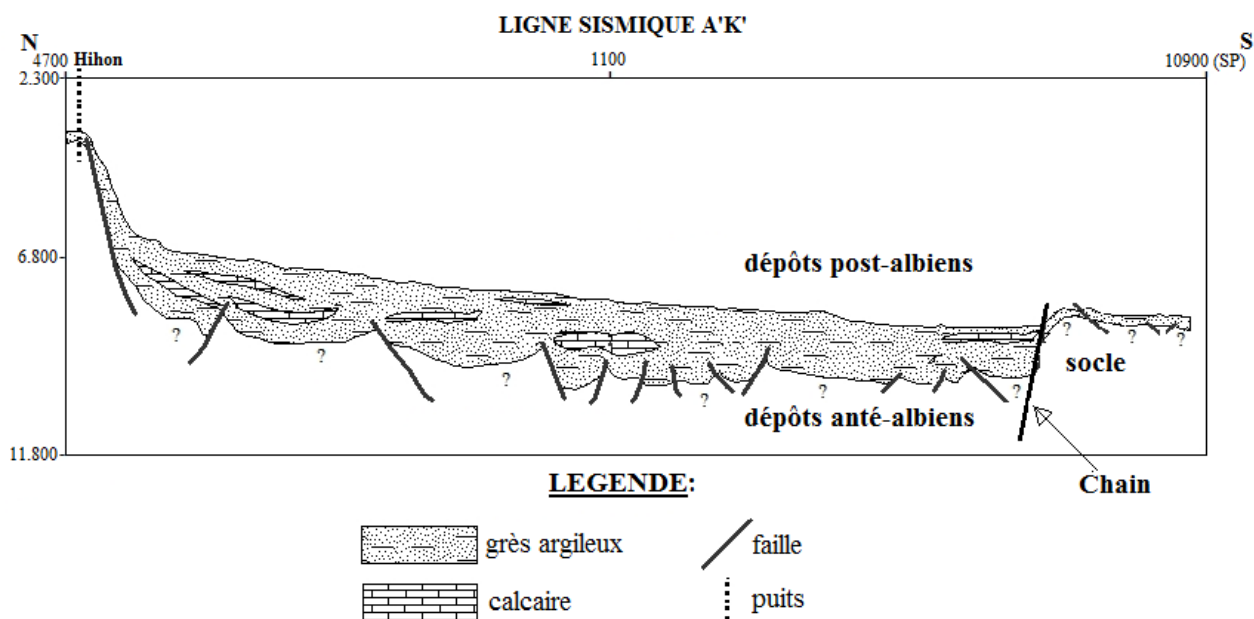


Fig. 13. Modèle géosismique de la ligne A'K'

La figure 13 montre le modèle géosismique de la section extraite de la ligne sismique A'K'.

5 CONCLUSION

La présente étude a permis de constater que la formation albiénne est composée de deux lithofaciès : un faciès gréseux dominant et un argileux présent sous forme de couches intercalées ou de lentilles et contenant des passées de carbonates. Les niveaux gréseux sont indurés, gris à gris sombre et composés majoritairement de grains de quartz anguleux à subarrondis de différentes granulométries. Les niveaux argileux sont massifs, compacts à friables, gris sombre et parfois noirâtre.

Les caractéristiques litho-acoustiques montrent que la formation albienne est généralement continue, d'épaisseur à peu près constante et de composition lithologique peu variée selon la direction Est-Ouest. Selon la direction Nord-Sud, cette formation s'épaissit progressivement en direction du large où la teneur en argile devient plus importante avant de se réduire considérablement en eau très profonde. Dans son ensemble, la formation est affectée par des failles normales simples et conjuguées ainsi que par des failles inverses de direction NE-SW et NW-SE.

En offshore peu profond, on note la présence de structures anticlinales pouvant constituer des pièges structuraux d'hydrocarbures alors que dans l'offshore profond la configuration des réflecteurs mettent en évidence des structures lenticulaires qui laissent de supposer l'existence de pièges stratigraphiques d'hydrocarbures.

Pour se rendre compte des spécificités pétrolières de la formation albienne dans l'offshore du bassin sédimentaire côtier du Bénin, il importe de déterminer les caractéristiques pétrophysiques des faciès gréseux ainsi que les caractéristiques géochimiques des faciès argileux contenus dans cette formation.

REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient le Directeur Général des Hydrocarbures et autres Combustibles Fossiles (DGHCF) du Bénin pour sa collaboration spontanée dans la mise à disposition des données ayant permis la rédaction de cet article.

REFERENCES

- [1] Brownfield M. E., and Charpentier R. R. (2006) Geology and total petroleum systems of the West-Central Coastal Province (7203), West Africa: U.S. Geological Survey Bulletin 2207-C, 52p.
- [2] MacGregor D.S., Robinson, J., and Spear, G. (2003): Play fairways of the Gulf of Guinea transform margin, in Arthur, T.J., MacGregor, D.S., and Cameron, N.R., eds., *Petroleum geology of Africa - New themes and developing technologies*: Geological Society, London. Special Publication 207, 289 p.
- [3] Kaki C., d'Almeida G. A. F., Yalo N. et Amelina S., (2012): *Geology and petroleum systems of the offshore Benin basin (BENIN-WEST AFRICA)*, 27p.
- [4] [4] Agbahoundo O. A., Aminou K., Dagba G., Magbonde L. et Salifou D., (1997) : *Potentialités en hydrocarbures du Bénin et son évaluation économique*, 15p.
- [5] BEICIP FRANLAB (1994): *Etude Géologique et Evaluation des Réserves du Champ de Sèmè*. Rapports vol.I, 157p. et Vol. II, 128p.
- [6] SAGA Petroleum A.S, (1984): *Benin Basin Evaluation*. Report, 336p.
- [7] Kerr McGee Oil & Gas (2003): *Petrographic Analysis of Selected Percussion Sidewall Core from Kaba-Atacora Prospect (Fifa#1)*. 29p.