

Caractérisation pétrophysique et intérêt pétrolier des formations gréseuses et sableuses du Crétacé de la zone Est de la marge d'Abidjan (Côte d'Ivoire)

[Petrophysical characterization and oil interest of sandstone and sandy formations of the Cretaceous in the eastern zone of Abidjan margin (Côte d'Ivoire)]

Yao Kouadio Cyrille¹, Kouassi Kouamé Alfred², Tani Kouadio Florentin², and Digbehi Zéli Bruno¹

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

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

Copyright © 2022 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: Knowledge of the petrophysical parameters of potentially reservoir levels remains a major concern in the study of sedimentary basins. In addition, numerous studies carried out in the offshore basin of Côte d'Ivoire have revealed reservoirs of the Cretaceous age. The present study is part of a perspective of petrophysical characterization of sandstone and sandy intervals of the Cretaceous of the Abidjan margin. To do this, two holes KN1 and KN2 located in the eastern part of the Abidjan margin were analyzed. Lithology reveals clay, sandstone, sand, limestone, marls and silts containing carbonaceous debris, glauconite and pyrite. The analysis of the petrophysical parameters made it possible to detect potential reservoirs of good quality with an average to good permeability at sandstones and sandy layers. These reservoirs contain fluids (water, oil and gas) in Campanian, Cenomanian and Albian.

KEYWORDS: Petrophysical, reservoir, Cretaceous, margin, Côte d'Ivoire.

RESUME: La connaissance des paramètres pétrophysiques des niveaux potentiellement réservoirs demeure une préoccupation majeure dans l'étude des bassins sédimentaires. Par ailleurs de nombreuses études effectuées dans le bassin offshore de Côte d'Ivoire ont mis en évidence des réservoirs d'âge Crétacé. La présente étude s'inscrit dans une perspective de caractérisation pétrophysique des intervalles gréseux et sableux du Crétacé de la marge d'Abidjan. Pour ce faire deux sondages KN1 et KN2 situés dans la partie Est de la marge d'Abidjan ont été analysés. La lithologie révèle de l'argile, du grès, du sable, du calcaire, des marnes et des silts contenant des débris carbonés, de la glauconite et de la pyrite. L'analyse des paramètres pétrophysiques a permis de déceler des potentiels réservoirs de bonne qualité avec une perméabilité moyenne à bonne au niveau des bancs gréseux et sableux. Ces réservoirs contiennent des fluides (eau, huile et gaz) au Campanien, au Cénomaniens et à l'Albien.

MOTS-CLEFS: Pétrophysique, réservoir, Crétacé, marge, Côte d'Ivoire.

1 INTRODUCTION

Les hydrocarbures sont de nos jours la première source d'énergie au niveau mondial. Pour répondre au besoin croissant en énergie, de nombreuses investigations sont menées dans la plupart des bassins sédimentaires. Dans la marge continentale ivoirienne, sur un total d'environ 211 forages effectués en 2009, 67 puits sont secs, soit un peu plus de 32 % de forages secs [1]. Pour se soustraire de cette difficulté majeure, d'énormes efforts sont consentis par les sociétés en termes de moyens financiers, de moyens technologiques et au niveau de la recherche pour accroître les possibilités de découverte de nouveaux gisements. L'outil diagaphique apparait au premier plan de ces méthodes modernes qui ont apporté une amélioration des stratégies dans le secteur pétrolier [2].

Le bassin sédimentaire ivoirien fait l'objet de plusieurs travaux de recherche en vue d'établir une structuration tectono-sédimentaire et bio-stratigraphique. C'est le cas des travaux de [3], [4], [5], [6] ... qui mettent ainsi en évidence la stratigraphie du bassin et le paléoenvironnement des dépôts. Cependant les caractéristiques pétrophysiques des formations du Crétacé ivoirien ont été abordés par peu de travaux dont [7], [2], [8], qui ont montré que les réservoirs du Crétacé du bassin sédimentaire ivoirien sont de mauvaise à bonne qualité avec présence de fluide dans les pores. Dans la partie orientale du bassin peu de travaux ont abordé les aspects physiques des formations. C'est pourquoi la présente étude s'interroge sur les caractéristiques pétrophysiques (la porosité et la perméabilité) des niveaux potentiellement réservoir ainsi que la nature des fluides que contiennent ces formations.

Ce travail a pour objectif principal, de déterminer l'intérêt pétrolier des formations Crétacé à partir de leurs propriétés physiques.

2 PRÉSENTATION DE LA ZONE D'ÉTUDE (FIG. 1)

La zone d'étude se situe dans la marge d'Abidjan à l'Est du bassin sédimentaire ivoirien en offshore.

Le puits KN1se situe au large d'Assinie avec une profondeur de forage comprise entre 5200 et 11370'. Il a pour coordonnées géographiques: Latitude 4°49'20.24" N et Longitude 3°15'19.44" W.

Le puits KN2 se situe au large entre Abidjan et Assinie avec une profondeur de forage comprise entre 5090 et 12300'. Il a pour coordonnées géographiques: Latitude 5°01'10.25" N et Longitude 3°36'38.55" W.

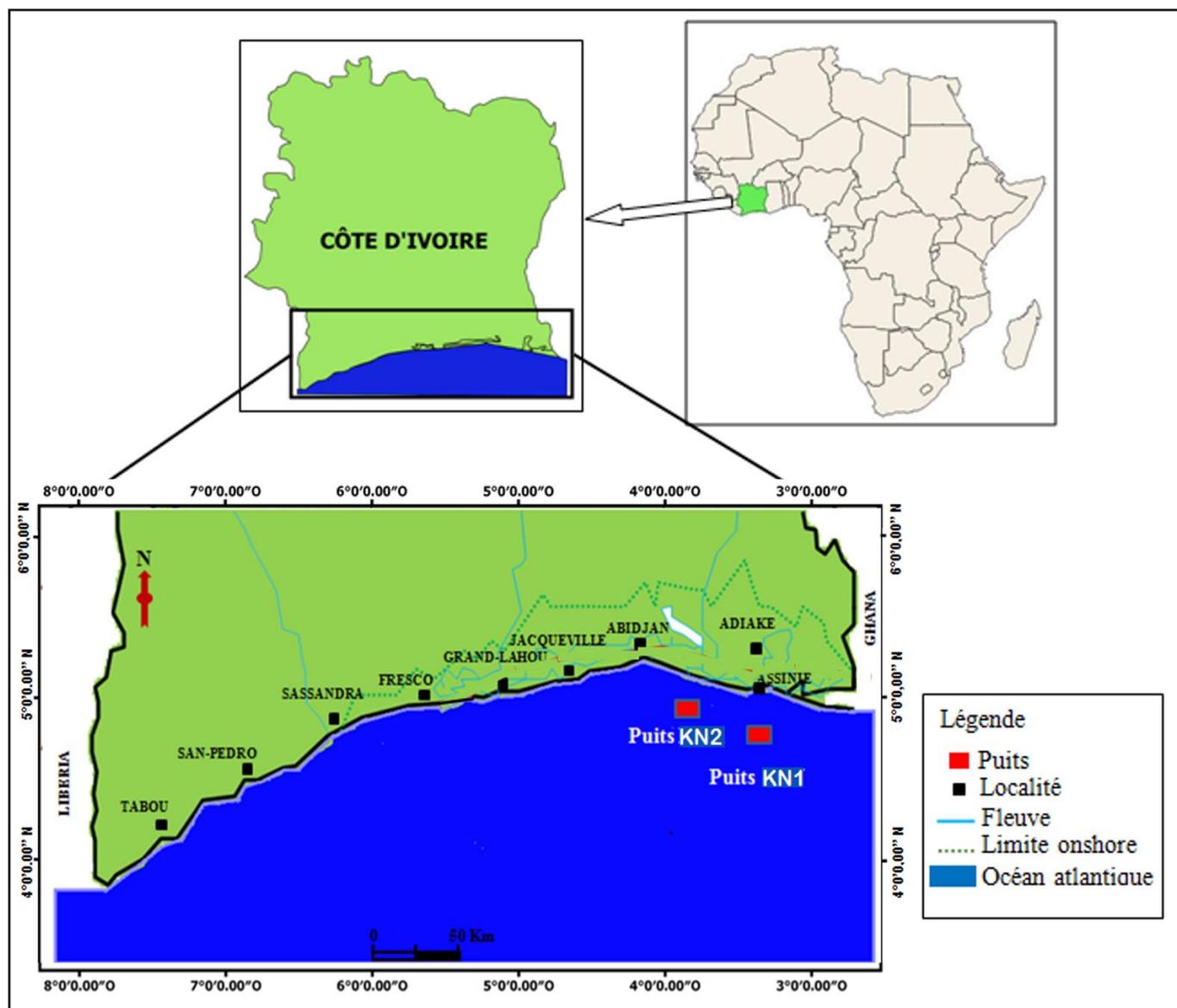


Fig. 1. Localisation géographique des Puits KN1 et KN2

3 MATÉRIEL ET MÉTHODES

Les données sédimentologiques et diagraphiques issues des sondages de la PETROCI KN1 et KN2 ont constituées l'essentiel de notre matériel de travail. Ces données sont constituées de plusieurs logs diagraphiques dont le log Gamma Ray, le log Sonique, des logs de résistivités, et les logs de densité et de neutron.

3.1 ANALYSE LITHOLOGIQUE

L'analyse lithologique consiste à caractériser les différentes formations sédimentaires traversées par le forage. Les caractéristiques recherchées sont:

- La nature lithologique de la roche (argile, sable, grès, calcaire etc.);
- La couleur et la friabilité;
- La composition minéralogique (quartz, feldspath, micas, etc.).
- Les débris organiques (fossiles, débris carbonés).

3.2 ANALYSE DES LOGS DIAGRAPHIQUES

3.2.1 LE LOG SONIQUE

Les logs soniques ont pour but de déterminer la porosité des roches réservoirs, la résistivité de l'eau des gisements et le type de fluide présent dans le réservoir. En effet la vitesse du son croît de l'état gazeux à l'état liquide, puis solide et quand la porosité diminue. Sur l'enregistrement le temps de parcourt diminue de gauche à droite (de 140 à 40 microsecondes par pieds) sur la marge droite du log et la vitesse croît inversement (Fig. 2). La valeur du sonique est dite faible quand elle se situe entre 0 et 60 $\mu\text{s}/\text{pied}$. Elle est moyenne entre 60 et 100 $\mu\text{s}/\text{pied}$ et élevée lorsqu'elle est supérieure à 100 μs .

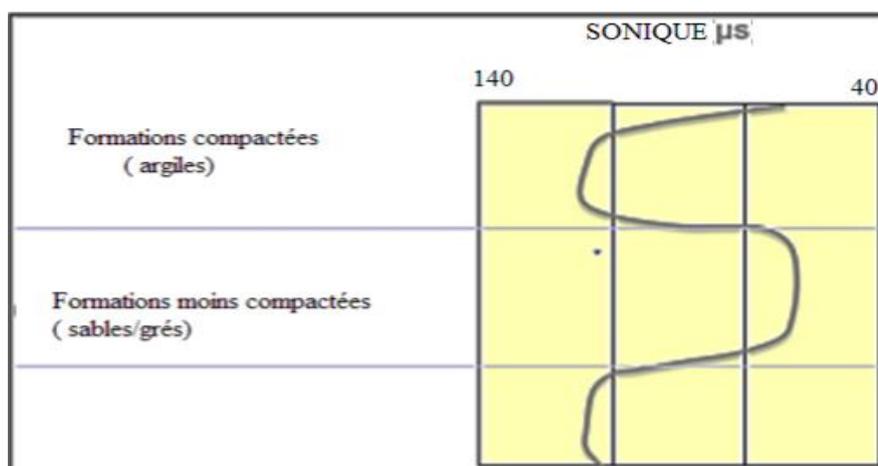


Fig. 2. Courbe sonique en rapport avec le degré de compaction des formations ([9])

3.2.2 LE LOG GAMMA RAY

L'unité de mesure est le microgramme de radium équivalent par tonne, soit 16,5 API (Unité de l'American Petroleum Institut) et la graduation de gauche à droite va de 0 à 10 unités ou de 0 à 150 API. La lithologie des couches traversées dans un sondage et son contenu en fluide sont déterminés à l'aide de plusieurs techniques d'interprétation [6]. Ainsi dans les formations argileuses, la courbe gamma ray évolue vers les valeurs élevées et dans les formations non argileuses, la courbe de gamma ray évolue vers les valeurs faibles (Fig. 3). Les valeurs du GR inférieures ou égales à 40 API sont dites faibles. Celles qui sont comprises entre 40 et 80 API sont moyennes et celles qui sont supérieures à 80 API sont élevées.

3.2.3 LE LOG DE RÉSISTIVITÉ

Ce sont des outils qui mesurent différentes résistivités des roches traversées par le forage. Le contenu en fluide de la formation joue un rôle primordial dans l'allure de la courbe de résistivité (Figure 3). Elle est exprimée en Ωm . Il est possible de déterminer grâce à la résistivité, la saturation en eau et par différence celle en hydrocarbure, dès l'instant où la résistivité de la formation et la porosité de la formation sont connues [10]. Ainsi, les résistivités de l'eau sont faibles et les résistivités de l'huile et de gaz vont de moyennes à très élevées.

3.2.4 LE LOG DENSITÉ ET NEUTRON

Ils mesurent simultanément la densité massique et neutronique des formations traversées par le forage. Les positions relatives des deux courbes donnent des indications sur la porosité et par déduction sur la nature des roches. Ainsi, selon l'échelle de "Calcaire" des densité-neutron, quand les courbes:

- restent séparées, c'est-à-dire quand les deux courbes gardent leurs positions initiales (neutron à gauche et densité à droite), nous sommes en présence de formation argileuse,
- s'entrecroisent, nous sommes en présence de sable/grès,
- se superposent, nous sommes en présence de calcaire. Dans ce cas, on lit directement la valeur de la porosité sur l'échelle de neutron (Fig. 3).

Dans les réservoirs gréseux, la position (éloignée ou proche) de ces deux outils renseigne également sur la présence d'eau, d'huile ou de gaz.

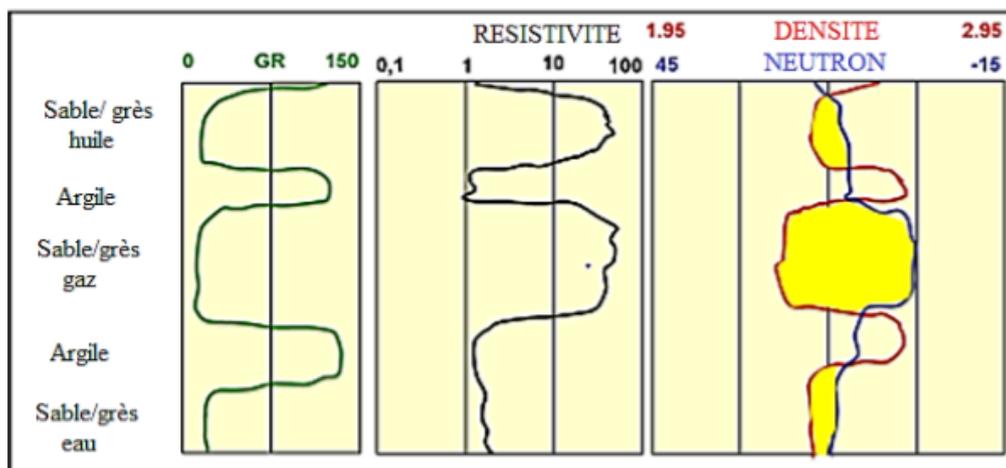


Fig. 3. Nature du fluide des formations (échelle Calcaire) ([9])

3.3 MÉTHODES DE CALCUL DES PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES

Les paramètres calculés sont:

La porosité (Φ), le volume d'argile (V_{sh}), la saturation eau (S_w), la perméabilité (K) et le **Net/Gross**.

3.3.1 POROSITÉ (Φ)

La porosité est la fraction du volume d'une roche occupée par des pores, elle est exprimée en pourcentage (%). Elle est déterminée à partir du log sonic par la formule suivante:

$$\Phi (\text{Sonic}) = (\text{tlog} - \text{tma}) / (\text{tf} - \text{tma}) \quad (1)$$

Φ (Sonic): porosité sonique (%)

tlog: temps mis par l'onde pour parcourir la formation

tma: temps mis par l'onde pour parcourir la matrice (milieu)

tf: temps mis par l'onde pour parcourir le filtrat de boue

Et on a:

tma (milieu gréseux) = 55,5 $\mu\text{s}/\text{ft}$;

tma (milieu calcaire) = 47,5 $\mu\text{s}/\text{ft}$

tma (milieu dolomie) = 43,5 $\mu\text{s}/\text{ft}$;

tf = 189 $\mu\text{s}/\text{ft}$

La porosité s'interprète comme ci-dessous:

- $\Phi < 5\%$: On a une Porosité Négligeable;
- $5 < \Phi < 10\%$: On a une porosité Faible;
- $10 < \Phi < 15\%$: On a une porosité Moyenne;
- $15 < \Phi < 20\%$: On a une porosité Bonne;
- $\Phi > 20\%$: On a une porosité Très bonne.

3.3.2 VOLUME D'ARGILE (VSH)

C'est le pourcentage volumique d'argile. Il nous renseigne sur l'argilosité et la nature d'une formation gréseuse. C'est à dire sur l'intercalation des fines couches d'argile, et sur l'inclusion des nodules d'argiles dans la masse gréseuse. Pour un **Vsh > 40%**, la formation est considérée comme argileuse donc ne peut constituer un réservoir. Le Vsh est donné par la formule suivante:

$$Vsh = (GRlu - GRmin) / (GRmax - GRmin) \quad (2)$$

GRlu: GR lu à partir du log (API);

GRmin: GR minimum lu en face d'un banc propre (sable);

GRmax: GR lu en face d'un banc d'argile.

3.3.3 SATURATION EAU (SW)

La saturation en eau est la fraction des pores remplis d'eau. Le reste du volume poreux contient du pétrole ou du gaz. La fraction correspondante est la saturation en hydrocarbure. La Sw est calculée par la formule suivante:

$$Sw = \frac{\alpha}{\Phi^m} n \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \quad (3)$$

Sw: saturation en eau (%)

Φ: porosité

R_w: résistivité de l'eau

α: facteur de lithologie (**α=1**)

R_t: résistivité de la formation

m: facteur de cimentation (**m=2**)

En général **n = 2** pour la plupart des roches non argileuses.

3.3.4 PERMÉABILITÉ (K)

La perméabilité (K) est la capacité avec laquelle un fluide s'écoule à travers une formation poreuse dont les pores communiquent entre eux. Elle est exprimée en milli darcy (md), dépend fortement de la taille des grains, d'où les sédiments à grains grossiers ont une grande perméabilité, alors que les sédiments à grains fins ont une faible perméabilité. Elle est donnée par la formule de [11]:

$$K = 0,136 \frac{\Phi^{4.4}}{Sw^2} \quad (4)$$

K: perméabilité (**md**)

Φ: porosité (%)

Sw: saturation en eau (%)

La valeur de perméabilité classée à partir des intervalles suivants:

- K < 15 md, on a une perméabilité nulle à faible,
- 15 < K < 50 md, on a une perméabilité moyenne,
- 50 < K < 250 md, on a une perméabilité bonne,
- 250 < K < 1000 md, on a une perméabilité très bonne,
- K > 1000 md, on a une perméabilité excellente.

3.3.5 NET/GROSS

Le **Net** est l'ensemble des épaisseurs des bancs de sable rencontrés dans cet étage et le **Gross** est l'épaisseur de toutes les formations lithologiques dans un forage. Il permet d'estimer l'épaisseur réelle du réservoir et d'éliminer les éventuelles

intercalations argileuses ou marneuses qui ne sont pas des roches réservoirs. Il est exprimé en pourcentage (%). Le Net/Gross est alors le rapport de la somme des épaisseurs de bancs de sable sur l'épaisseur totale de l'étage stratigraphique noté :

$$\text{Net/Gross} = \frac{\Sigma \text{ des épaisseurs de sable}}{\text{Épaisseur totale}} \quad (5)$$

On distingue trois types de réservoirs en fonction des valeurs du Net/Gross :

- Net/Gross < 10 %: réservoir de mauvaise qualité;
- 10 % < Net/Gross < 20 %: réservoir de qualité moyenne;
- Net/Gross > 20 %: réservoir de bonne qualité.

4 RÉSULTATS

4.1 DESCRIPTION LITHOLOGIQUE ET ANALYSE DIAGRAPHIQUE DU Puits KN1

Ce puits a été divisé en cinq intervalles. L'on décrira dans le cadre de ce travail les trois premiers.

4.1.1 INTERVALLE 1: 5270' - 5510' (1606 M- 1679 M, FIG. 4)

Il est constitué d'une seule unité qui est de l'argile. Cette argile est de couleur brun jaunâtre, gris brunâtre plus ou moins sombre, noir grisâtre à noir, ferme, massive à subfissiles, souvent en feuillets, tendre à dure.

Le log GR a des valeurs moyennes à élevées de 50 à 100 API. Le log des résistivités en général comprise entre 9 et 10 Ωm atteint par endroits les 14 Ωm. Le log sonique présente des valeurs très élevées à 140 μs/pied, la moyenne des valeurs est de 120 μs/pied.

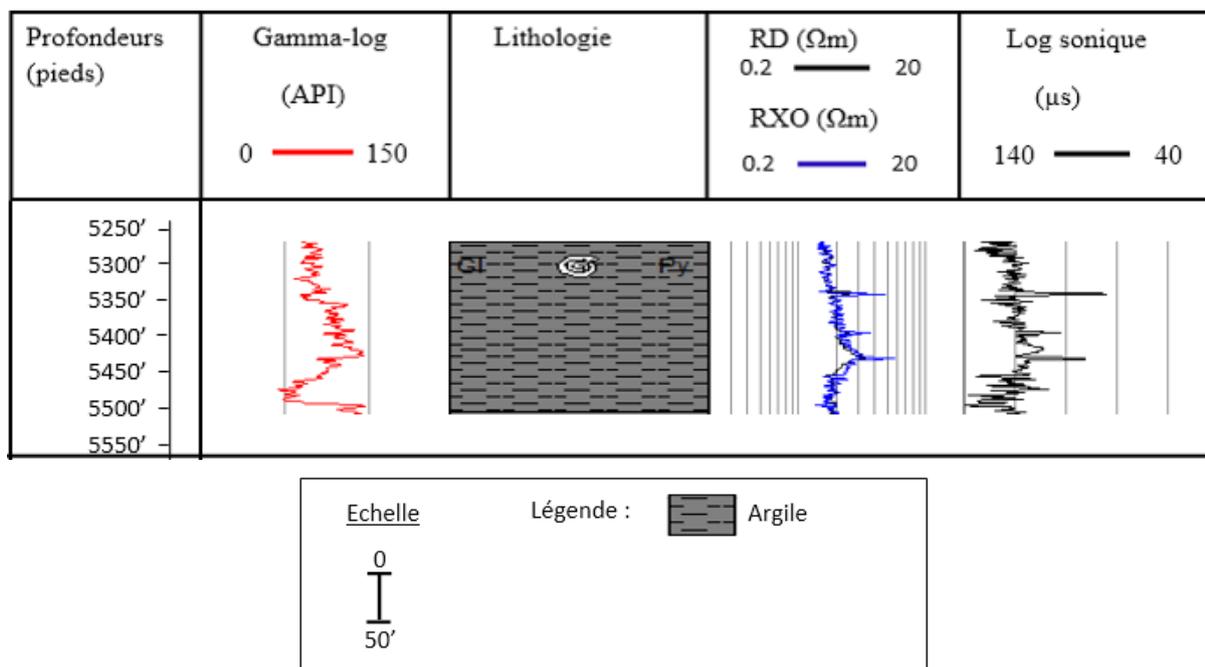


Fig. 4. Log litho-diagraphique du puits KN1 (intervalle 1: 5270'- 5510')

4.1.2 INTERVALLE 2: 5540' - 5900' (1688 M- 1798 M, FIG. 5)

Il est constitué de 100 % d'argile. Elle est de couleur noire, noire grisâtre, brun jaunâtre pale à modéré, gris brunâtre plus ou moins sombre, localement jaune orangé à ocre, elle est ferme, massive à subfissile, en bloc, localement en feuillets, tendre à dure. On trouve également des traces de grès gris clair à blanchâtre, quartzeux, fin, très bien trié, dur à ciment siliceux.

Dans cette unité le log GR présente des valeurs moyennes à élevées entre 45 et 100 API. Les résistivités évoluent entre 10 et 12 Ωm de 5550' à 5750' et en dessous de 10 Ωm de 5750' à 5900'. Le log sonique présente une valeur moyenne de 120 $\mu\text{s}/\text{pied}$ atteignant par endroit 140 et 90 $\mu\text{s}/\text{pied}$ la plus faible valeur.

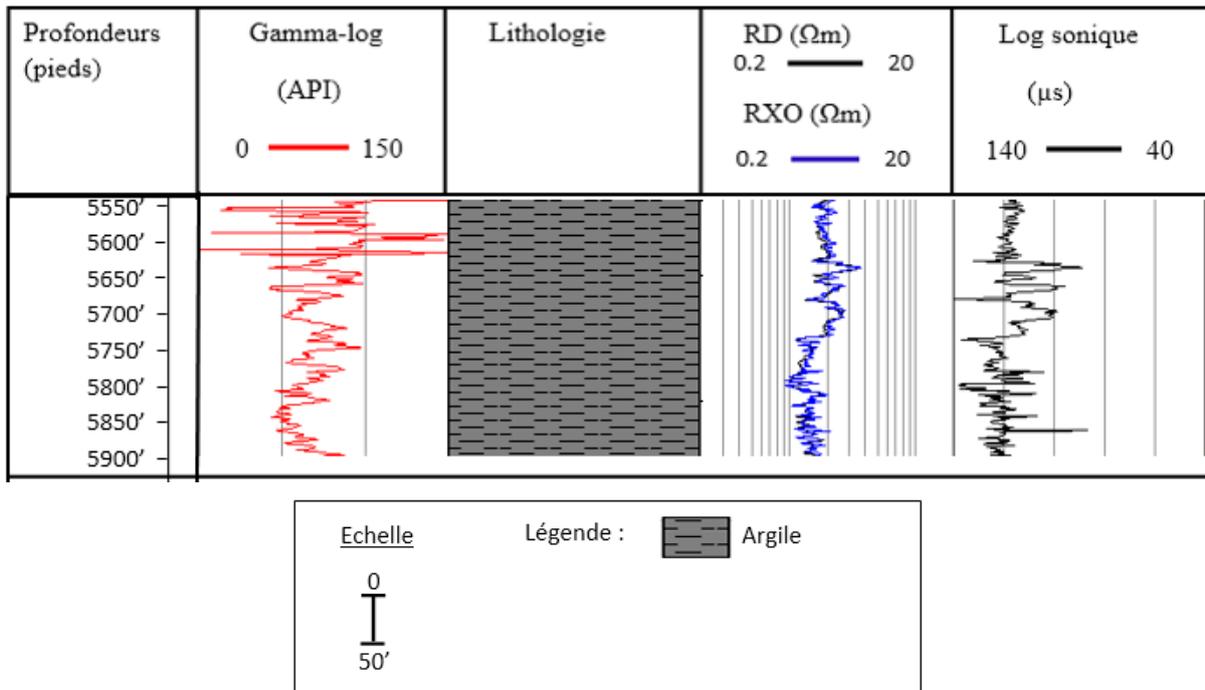


Fig. 5. Log litho-diagraphique du puits KN1 (intervalle 2: 5540' - 5900')

4.1.3 INTERVALLE 3: 5930' - 9640' (1807 M- 2938 M)

Cet intervalle est constitué de deux (2) unités.

4.1.3.1 UNITÉ 1: 5930' - 7740' (1807 M- 2359 M, FIG. 6)

Cette unité est constituée d'argile, de grès et de sable. La proportion d'argile est de 70 %. Elle est de couleur noire, noir grisâtre, parfois brun jaunâtre à rougeâtre, ferme, massive à subfissile, localement en feuillets. La proportion de grès est de 10 %. Il est de couleur blanchâtre à blanc, gris clair à brunâtre, quartzeux, translucide à transparent. Les grains sont très fins à grossiers, anguleux à arrondis, moyennement à bien trié. La proportion de sable est de 20 %. Il est quartzeux, blanchâtre à blanc laiteux, translucide à transparent. Ce sable est fin à très grossier avec des grains anguleux à arrondi, généralement mal trié.

La courbe GR présente une radioactivité autour de 50 API sur toute l'unité mais l'on note des valeurs faibles par endroits de 10 à 30 API. Les courbes de résistivité montrent des valeurs élevées allant de 12 à 16 Ωm et des valeurs faibles de 8 à 9 Ωm pouvant descendre à 6 Ωm (6440'). La courbe sonique indique des valeurs qui oscillent entre 70 et 100 $\mu\text{s}/\text{pied}$ et présente aussi des valeurs élevées de 120 à 140 $\mu\text{s}/\text{pied}$.

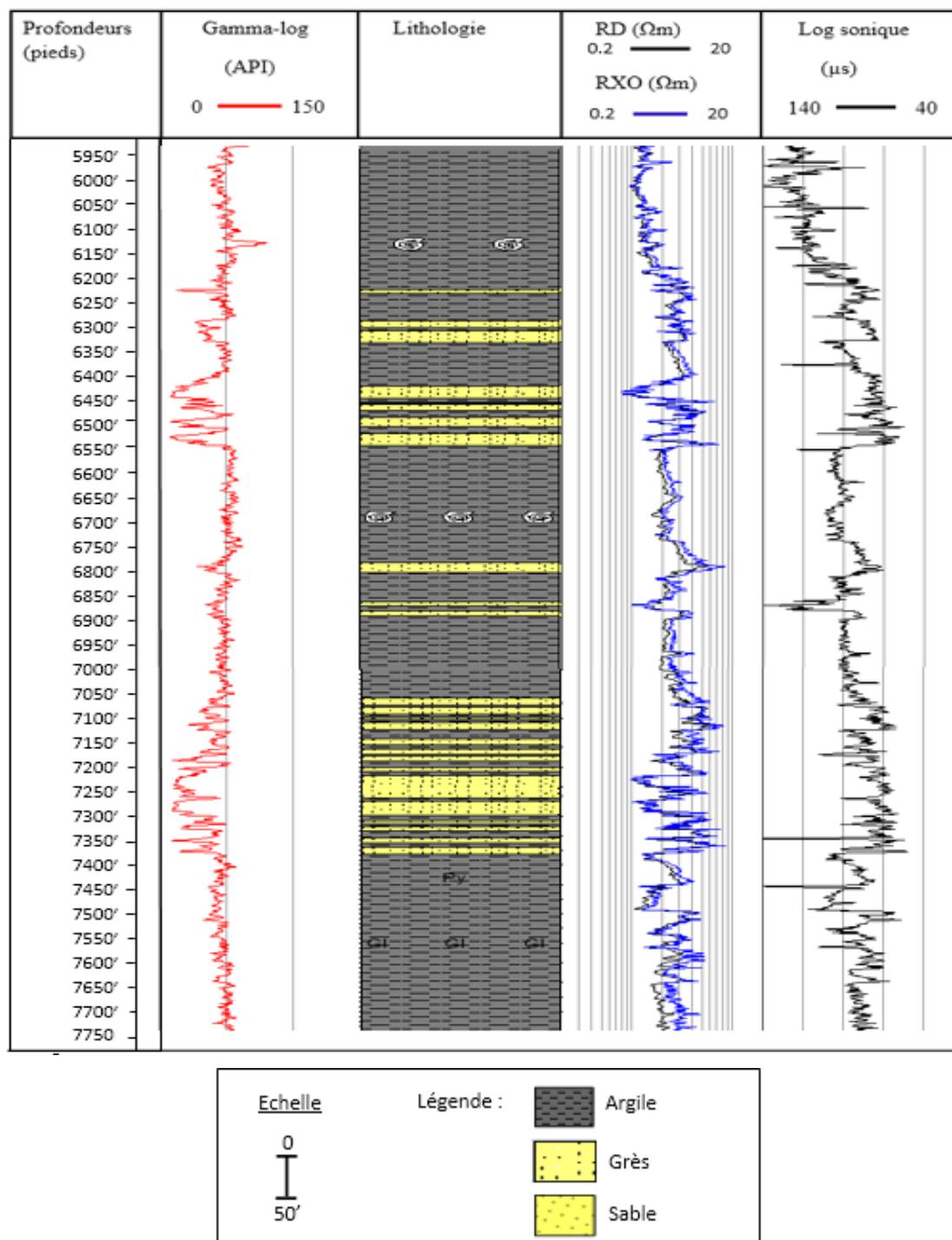


Fig. 6. Log litho-diagraphique du puits KN1 (intervalle 3, Unité 1: 5930-7740')

4.1.3.2 UNITÉ 2: 7740-9640' (2359 -2938 M, FIG. 7)

Cette unité est composée d'argile, de grès et de sable. La proportion d'argile est de 75 %. Elle est de couleur noire, noir grisâtre, brun jaunâtre à rougeâtre, ferme, massive à subfissile, souvent en bloc et indurée. Le grès est à 10 %. Il est blanchâtre à gris verdâtre clair, quartzeux, translucide à transparent, fin à grossier avec des grains anguleux. Il est moyennement trié. Le sable est à 15 %, translucide à transparent, gris jaunâtre pale, blanchâtre, grains fins à très grossiers de quartz, anguleux à arrondis, généralement mal triés.

Dans cette unité la courbe GR présente des valeurs de 30 à 45 API allant jusqu'à 9 API par endroits. Les courbes de résistivités donnent des valeurs moyennes de 10 à 11 Ωm mais aussi des valeurs élevées allant jusqu'à 20 Ωm et des valeurs faibles jusqu'à 7 Ωm . Il y a un saut de résistivité entre (8190 et 8210'). La courbe sonique enregistre des valeurs qui oscillent entre 80 et 100 μs et présente aussi des valeurs élevées (120 $\mu\text{s}/\text{pied}$) et des valeurs faibles par endroits (50 $\mu\text{s}/\text{pied}$).

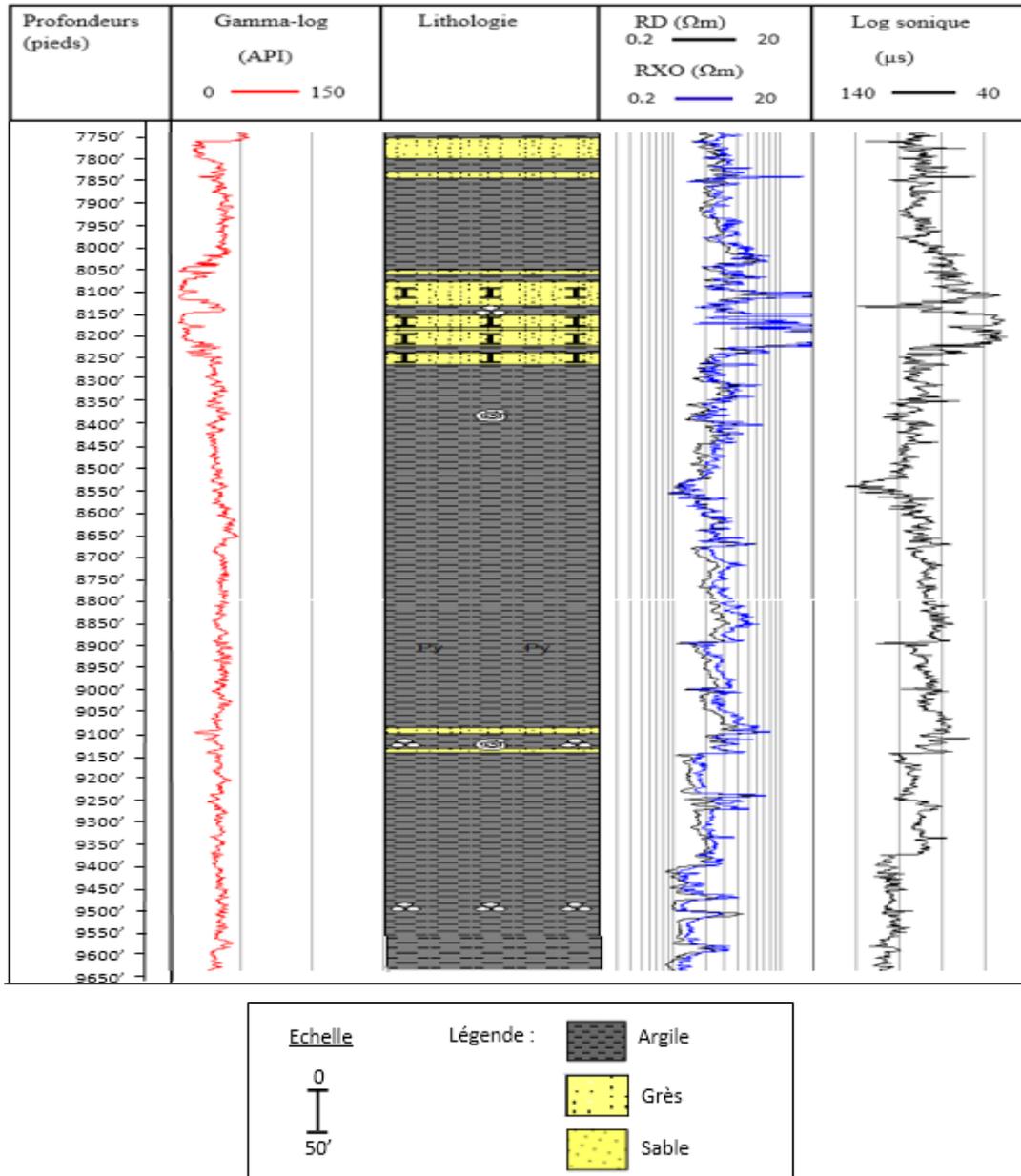


Fig. 7. Log litho-diagraphique du puits KN1 (intervalle 3, Unité 2: 7740-9640')

Dans cet intervalle, au niveau de l'unité 1 les valeurs du GR évoluant autour de 50 API indiquent la présence d'argile et les faibles valeurs de 10 à 30 API confirment la présence de grès et de sable. Les valeurs moyennes de résistivités de 12 à 16 Ωm indiquent la présence d'hydrocarbure et les valeurs faibles de 8 à 9 Ωm allant jusqu'à 6 Ωm indiquent la présence d'eau dans ces formations. Les valeurs élevées du sonique 100 à 140 $\mu\text{s}/\text{pied}$ caractérisent l'argile compactée et les valeurs moyennes 70 à 80 $\mu\text{s}/\text{pied}$ évoquent la présence du sable et le grès. Au niveau de l'unité 2, les valeurs moyennes de GR 40 à 45 API caractérisent une formation argilo-sableuse ou argilo-gréseuse. Les résistivités montrent la présence d'eau dans les zones où elles sont faibles et la présence d'hydrocarbure dans les zones à résistivité très élevée 20 Ωm (à 7830' et entre 8050 et 8250'). Les valeurs du sonique de 80 à 120 $\mu\text{s}/\text{pied}$ et 50 $\mu\text{s}/\text{pied}$ par endroits renseignent sur l'hétérogénéité des formations présentes.

Le puits KN1 est constitué à la base d'argile alternée de grès et de sable surmontée de calcaire et le puits KN2 à la base est constitué d'argile alternée de grès et de silts surmontée de calcaire et de marne. Les deux puits se terminent par des séries argileuses. Dans les argiles les signatures GR sont moyennes à élevées et le temps de propagation sonique est élevé. Selon que les résistivités soient élevées ou faibles elles, pourraient indiquer la présence d'hydrocarbures ou de l'eau dans les formations.

5 ANALYSE DES PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES

5.1 PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES DU Puits KN1

Les paramètres calculés au niveau du puits KN1 sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1. Paramètres pétrophysiques des potentiels réservoirs du puits KN1

Couches	(Pieds)		Gross (m)	Net (m)	Net/Gross (%)	Φ moy (%)	Vsh (%)	Sw (%)	K (md)	Fluides
	Profondeurs									
	Toit	Mur								
1	6770	6910	43	13	30	37,1	33,3	75	194,4	Eau
2	8020	8260	73,1	45,7	62,5	22,1	37,5	54,7	37,4	Hydrocarbure
3	10690	10850	48,8	14,6	30	25	20	63,2	48,2	Hydrocarbure

$$\Phi (\text{Sonic}) = (t_{\log} - t_{ma}) / (t_f - t_{ma}); Vsh = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$$

$$S_w = \frac{\alpha}{\Phi^m} n \sqrt{\frac{R_w}{R_t}}, K = 0.136 \frac{\Phi^{4.4}}{S_w^2}, \text{Net/Gross} = \frac{\sum \text{des épaisseurs de sable}}{\text{épaisseur totale}}$$

5.1.1 ANALYSE ET INTERPRÉTATION

L'étude des paramètres pétrophysiques du puits KN1 révèle que ce dernier possède trois niveaux potentiellement réservoirs à intérêt pétrolier. Ces niveaux sont constitués de couches de grès et de sables poreux et perméables.

La première couche a été identifiée entre 6770' et 6910' (2063 m et 2106 m) avec une épaisseur totale de 43 m et 13 m d'épaisseur utile, au niveau du Campanien. Les paramètres physiques montrent qu'il s'agit d'un réservoir de bonne qualité (Net/Gross = 30 %) avec une très bonne porosité (37,1 %) et une bonne perméabilité (194,4 md). La saturation en eau est de 75%. Les résistivités observées ont montré qu'il s'agit d'un réservoir qui contient de l'eau avec des traces d'hydrocarbure.

La deuxième couche identifiée entre 8020 et 8260' (2444 et 2517 m) a une épaisseur totale de 73,1 m et une épaisseur utile de 45,7 m, au niveau du Cénomani. Ses paramètres physiques présentent un réservoir de très bonne qualité (Net/Gross = 62,5 %) avec une très bonne porosité (22,1 %) et une perméabilité moyenne (37,4 md). La saturation en eau est de 54,7%. Les résistivités observées qui vont de moyennes à très élevées montrent que ce réservoir contient de l'hydrocarbure.

La troisième couche a été identifiée entre 10690 et 10850' (3258 et 3307 m) avec une épaisseur totale de 48,8 m et 14,6 m d'épaisseur utile, au niveau de l'Albien. Les paramètres physiques calculés montrent qu'il s'agit d'un réservoir de bonne qualité (Net/Gross=30 %) plus propre que les deux premiers (Vsh=20 %) avec une très bonne porosité (25 %) et une perméabilité moyenne (48,2 md). Il présente une saturation en eau de 63,2 % et les résistivités observées montrent qu'il contient de l'hydrocarbure avec présence d'eau.

5.2 PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES DU Puits KN2

Les paramètres calculés au niveau du puits KN2 sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2. Paramètres pétrophysiques des potentiels réservoirs du puits KN2

Couches	Profondeurs (Pieds)		Gross (m)	Net (m)	Net/Gross (%)	Φ_{moy} (%)	Vsh (%)	Sw (%)	K (md)	Fluides
	Toit	Mur								
1	7470	7670	61	29	47	35	38,2	59,1	242,2	Hydrocarbure
2	7860	7960	30,5	10	32,7	36,1	35,7	73,4	178	Eau

5.2.1 ANALYSE ET INTERPRÉTATION

Les paramètres pétrophysiques du puits KN2 ont permis d'identifier deux niveaux potentiellement réservoirs à intérêt pétrolier qui sont constitués de formations gréseuses et sableuses poreuses et perméables.

La première couche a été identifiée entre 7470 et 7670' (2277 m et 2338 m) avec une épaisseur totale utile de 61 m et 29 m, au niveau du Cénomanién. Les paramètres physiques ont montré qu'il s'agit d'un réservoir de bonne qualité (Net/Gross = 47%) avec une très bonne porosité (35 %) et une bonne perméabilité (242,2 md). La saturation en eau est de 59,1 % et les résistivités élevées indiquent qu'il contient de l'hydrocarbure.

La deuxième couche se situe entre 7860 et 7960' (2395 et 2426 m) avec une épaisseur totale de 30,5 m et une épaisseur utile de 10 m, au niveau du Cénomanién. Les paramètres physiques déterminés ont montré un réservoir bonne qualité (Net/Gross=32,7 %) avec une très bonne porosité (36,1 %) et une bonne perméabilité (178 md). La saturation en eau est de 73,4 %, les résistivités observées indique une présence d'eau dans ce réservoir avec une probable trace d'hydrocarbures.

6 DISCUSSION

Dans le puits KN1 trois potentiels réservoirs ont été identifiés avec les volumes d'argiles calculés inférieurs à 40% entre (6770et 6910'), (8020et 8260') et (10690et 10850') respectivement au Campanien, au Cénomanién et à l'Albien. Au niveau du puits KN2 les deux potentiels réservoirs identifiés entre (7470et 7670') et (7860 et 7960') ont été rencontrés au niveau du Cénomanién. Les paramètres pétrophysiques calculés ont montré que ces couches présentent les caractéristiques d'un bon réservoir à hydrocarbure. Cela est en conformité avec [12] qui affirme qu'une couche ne peut être déclarée comme potentiel réservoir que si le $V_{sh} < 40\%$, dans le cas contraire c'est une formation argileuse. Selon [13] les grès d'âge cénomanién de la marge d'Abidjan sont de bonne qualité et ont la capacité d'emmagasiner des hydrocarbures. Ce qui concorde avec nos résultats. Les travaux de [7] ont montré que les grès d'âge crétacé du bassin offshore présentent de bons paramètres pétrophysiques et constituent des réservoirs pétroliers qui sont du Crétacé supérieur et inférieur. Ceux du Crétacé supérieur sont constitués de formations gréseuses d'âge Maastrichtien, Sénonien inférieur et Cénomanién et ceux du Crétacé inférieur sont d'âge albien. Ainsi nous pouvons affirmer que les roches réservoirs du Crétacé ivoirien sont de bonne qualité.

7 CONCLUSION

L'analyse des signatures diagraphiques effectuée sur les puits KN1 et KN2 dans la partie orientale de la marge d'Abidjan a révélé des formations sédimentaires constituées d'argile, de sable, de grès, de calcaire, de marne et de silts. L'interprétation des diagraphies différées gamma-ray, sonique et neutron-densité a confirmé les données lithologiques. Les paramètres pétrophysiques calculés notamment la porosité, le volume d'argile, le Net/Gross, la saturation en eau et la perméabilité ont mis en évidence le potentiel réservoir à hydrocarbure et donc l'intérêt pétrolier des formations du Crétacé étudiées. Les formations gréseuses et sableuses rencontrées ont une bonne porosité ($\Phi > 20\%$) et une perméabilité moyenne à bonne. Le Net/Gross étant supérieur à 20 %, nous pouvons affirmer que ces réservoirs sont de bonne qualité et ont la capacité d'emmagasiner des hydrocarbures.

REMERCIEMENTS

Nos sincères remerciements à tous ceux qui ont participé à la réalisation de ce travail. Particulièrement au Docteur N'da Loukou Victor et à Monsieur Kouamé N'dri Ferdinand.

REFERENCES

- [1] KOUAME L.N., SOMBO B.C., DIGBEHI Z.B., SOMBO A.P., KOUASSI G. & ESSOH A.S. (2011). Relations vitesse sismique - propriétés pétrophysiques des terrains sédimentaires dans la marge continentale de Côte d'Ivoire. *Geo-Eco-Trop*, 35. pp 9-22.
- [2] YAO K.C., KOUASSI K.A., BOGA A. H., MONDE S., DIGBEHI Z. B., N'DA L.V. (2016). Contribution à la caractérisation diagrapique des dépôts carbonates du Crétacé du bassin sédimentaire de Cote d'Ivoire. *European Scientific Journal*, vol.12, No.33. pp 331-410.
- [3] YAO N. J.-P. (2012). Caractérisation sédimentologique, minéralogique, géochimique et biostratigraphique des falaises vives de Fresco: région de Grand-Lahou (Côte d'Ivoire). Thèse de doctorat, Univ. F.H.B Cocody, 191 p.
- [4] ASSALE F.Y.P. (2013). Caractérisation sédimentologique, palynologique, géochimique et paléoenvironnementale des formations sédimentaires connexes à la faille des lagunes (Est du bassin onshore de Côte d'Ivoire). Thèse de doctorat, Univ F.H.B Cocody 361p.
- [5] KOUASSI K. A. (2014). Episode anoxique à la limite cénonanien turonien dans le bassin sédimentaire offshore de Côte d'Ivoire: intérêt pétrolier des blacks shales. Thèse de Doctorat, Univ. F.H.B Cocody 225 p.
- [6] YAO K. C. (2014). Caractérisation sédimentologique, biostratigraphique, diagrapique et géochimique des niveaux carbonatés du Crétacé du bassin sédimentaire de Côte d'Ivoire: implication paléoenvironnementale et intérêt pétrolier. Thèse de Doctorat, Univ. F.H.B Cocody, 232 p.
- [7] AKOBÉ A. C. (2010). Caractérisation des grès de la Côte d'Ivoire et du Ghana (Golf de Guinée): environnement de dépôt, maturité et potentialité énergétique (réservoirs à hydrocarbure). Thèse Doctorat univ. Univ. Cocody, Côte d'Ivoire, 167p.
- [8] KOFFI C. L. (2017). Stratigraphie sequentielle des grès reservoirs du Crétacé de la marge de san-pedro: environnement de depôt, maturité et potentiel pétrolier. Thèse de doctorat, Univ F.H.B Cocody 175p.
- [9] MOINARD L. (2009). Porosity and Lithology from Cross-Plots. Support de formation sur les diagraphies. 48p.
- [10] BOURQUIN S. (1991). Analyse facio-séquentielle par diagraphies du trias du Centre-Ouest du bassin de Paris: apports à la reconstitution de l'environnement de dépôt. Thèse de doctorat Université Henri Poincaré - Nancy1 186p.
- [11] TIMUR A. (1969). Pulsed nuclear magnetic resonance Studies of porosity, movable fluid and permeability of sandstones. *J Petrol. Tech. nol.*, p. 775-786.
- [12] SCHLUMBERGER (1993). Séminaire d'interprétation des diagraphies 53p.
- [13] KOFFI C. L. (2014). Caractérisation pétrophysique des grès réservoirs du Cénomanien de la marge d'Abidjan (Bassin sédimentaire offshore de Côte d'Ivoire). Mémoire de master, Univ F.H.B Cocody 55p.