

Reconstitution Lithostratigraphique des Formations Albiennes du Puits k1 du Bassin Offshore Ivoirien: Identification des Réservoirs

T.M. Kesse

Institut National Polytechnique Houphouët Boigny,
Ecole Supérieure des Mines et Géologies,
Yamoussoukro, Côte d'Ivoire

A.F.A. Kouao

F. Y. P. Assalé

S. Tiene

S. Monde

Université Félix Houphouët Boigny, UFR des Sciences de la Terre et des
Ressources minières, Laboratoire Géosciences des Environnements
Sédimentaires et des Energies, Abidjan, Côte d'Ivoire

[Doi:10.19044/esj.2022.v18n36p246](https://doi.org/10.19044/esj.2022.v18n36p246)

Submitted: 04 July 2022

Accepted: 28 November 2022

Published: 30 November 2022

Copyright 2022 Author(s)

Under Creative Commons BY-NC-ND

4.0 OPEN ACCESS

Cite As:

Kesse T.M., Kouao A.F.A., Assalé F.Y.P, Tiene S. & Monde S. (2022). *Reconstitution Lithostratigraphique des Formations Albiennes du Puits k1 du Bassin Offshore Ivoirien: Identification des Réservoirs*. European Scientific Journal, ESJ, 18 (36), 246.

<https://doi.org/10.19044/esj.2022.v18n36p246>

Résumé

La mise en évidence des fluides dans les réservoirs albiens du puits K1 du bassin offshore ivoirien a été possible grâce aux traitements des données lithologiques et diagraphiques aux logiciels Strater et Interactive Petrophysics (IP). La reconstitution lithologique des formations de ce puits révèle trois unités lithologiques qui sont dans le sens du forage : unité 1, unité 2 et unité 3. Les épaisseurs respectives de ces unités sont 37 m, 109 m et 52 m. L'unité 1 forme une épaisse roche couverture et est constituée d'argilites avec de fines intercalations de sables/grès et de dolomie. L'unité 2 est caractérisée par une alternance d'argilites, de dolomies et de sables/grès. Cette unité est caractérisée par l'existence de quatre réservoirs à hydrocarbures. Les épaisseurs de ces réservoirs sont respectivement dans le sens du forage : 11,30 m, 2,74 m, 3,35 m et 11,6 m. Ce sont des réservoirs gréseux dont la porosité

est assez bonne à très bonne (10 à 27%). Tous ces réservoirs ne contiennent que du gaz à l'exception du premier réservoir qui renferme en plus du gaz, de l'huile et de l'eau. Enfin, l'unité 3 comprend des argilites avec un banc de sable/grès et des traces de calcaire et de dolomie.

Mots-clés: Reconstitution, Offshore ivoirien, Diagraphie, Déblais, hydrocarbures

Lithostratigraphic Reconstruction of Albian Formations of Well K1 in Ivorian Offshore Basin: Identification of Reservoirs

T.M. Kesse

Institut National Polytechnique Houphouët Boigny,
Ecole Supérieure des Mines et Géologies,
Yamoussoukro, Côte d'Ivoire

A.F.A. Kouao

F. Y. P. Assalé

S. Tiene

S. Monde

Université Félix Houphouët Boigny, UFR des Sciences de la Terre et des
Ressources minières, Laboratoire Géosciences des Environnements
Sédimentaires et des Energies, Abidjan, Côte d'Ivoire

Abstract

The highlighting of fluids in the Albian reservoirs of the K1 well in the Ivorian offshore basin was possible thanks to the processing of lithological and log data with Strater and Interactive Petrophysics (IP) software. The lithological reconstruction of the formations of this well reveals three lithological units which are in the direction of the drilling: unit 1, unit 2 and unit 3. The respective thicknesses of these units are 37 m, 109 m and 52 m. Unit 1 forms a thick cap rock and consists of argillites with fine sand/sandstone and dolomite intercalations. Unit 2 is characterized by an alternation of argillites, dolomites and sands/sandstones. This unit is characterized by the existence of four hydrocarbon reservoirs. The thicknesses of these reservoirs are respectively in the direction of drilling: 11.30 m, 2.74 m, 3.35 m and 11.6 m. These are sandstone reservoirs with fairly good to very good porosity (10 to 27%). All these tanks contain only gas except for the first tank which also contains gas, oil and water. Finally, Unit 3 includes argillites with a sand/sandstone layer and limestone and dolomite trail.

Keywords: Reconstruction, Ivorian Offshore, Logging, Cuttings, hydrocarbons

Introduction

Au cours des forages pétroliers, deux sources indépendantes de données lithologiques sont disponibles à savoir une série de données venant directement du forage et une autre venant des diagraphies.

Les données de forage se composent de déblais, de carottes et de tous les enregistrements des paramètres du forage. Pour une reconstruction lithologique fiable, les deux séries de données sont essentielles.

Un forage d'exploration représente généralement 60% du budget d'exploration. Une erreur dans la caractérisation pétrophysique du réservoir peut être fatale pour l'entreprise qui la commet.

Ainsi, pour avoir une idée beaucoup plus précise des informations géologiques cachées dans le sous-sol, tout en réduisant au maximum les dépenses, les risques, la durée des travaux et les efforts fournis, le géologue doit être plus précis dans l'analyse et l'interprétation des données diagraphiques.

C'est dans ce contexte de recherche de rapidité, de simplicité et de précision dans les travaux de recherches, que la présente étude est réalisée. L'objectif principal est de reconstituer la lithostratigraphie des formations sédimentaires du puits K1 par l'utilisation des enregistrements diagraphiques en vue d'y déceler d'éventuels fluides. Pour atteindre cet objectif nous nous appuyons sur les objectifs spécifiques suivants :

- établir la lithostratigraphie complète du puits K1;
- identifier tous les réservoirs du forage K1;
- desceller les propriétés pétrophysiques des réservoirs présents dans ce forage.

Materiel et methode

Localisation de la zone d'étude

Le forage soumis à notre étude est situé dans la marge d'Abidjan. Cette marge est caractérisée par un socle plus profond sous d'épaisses séries sédimentaires, elle s'étend de Grand-Lahou au Cap des Trois Points avec une puissance estimée à 12 000 pieds sous les formations superficielles du plateau continental (Bessoles, 1977 ; Blarez *et* Mascle 1988 ; Blarez, 1986 ; Tastet, 1993). C'est dans cette marge que le puits K1 a été foré plus précisément dans sa partie orientale (figure 1).

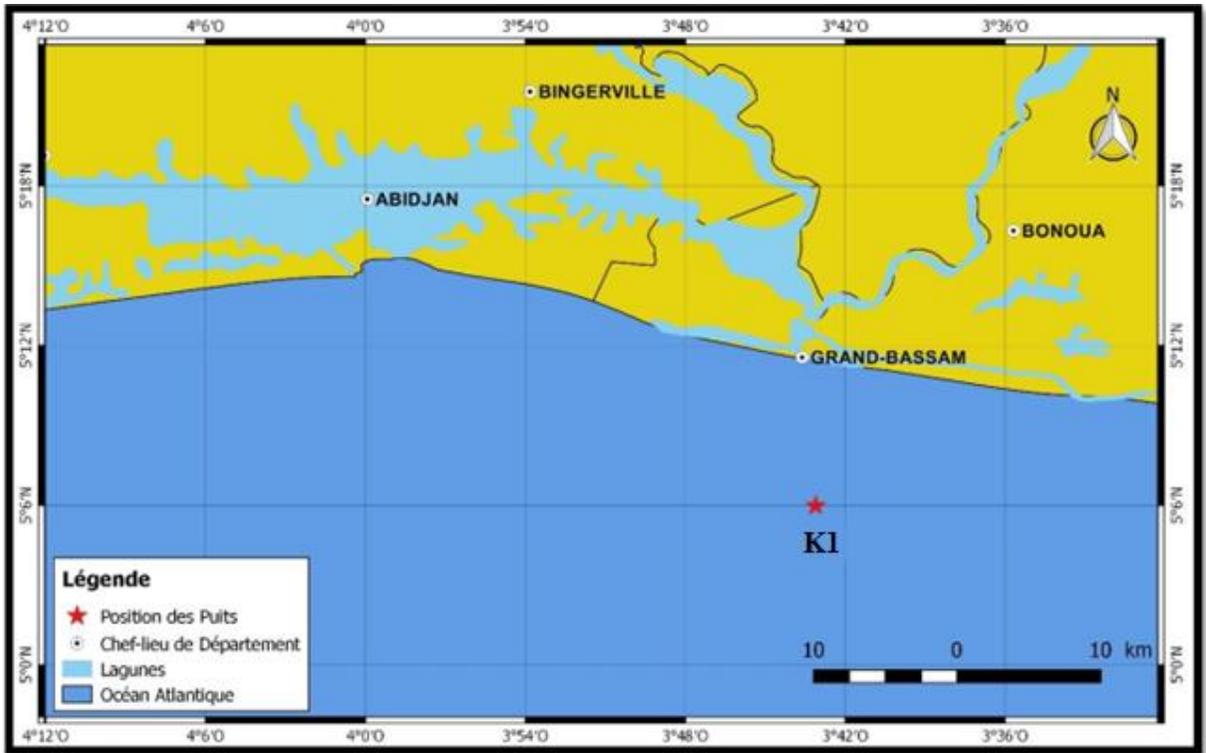


Figure 1. Localisation du puits K1

Méthode de détermination de la lithologie

L'interprétation lithologique à partir des diagraphies nécessite l'utilisation des logs GR et de la combinaison des logs densité-neutron sur une échelle compatible (Rider, 2006). Le traitement des diagraphies se fera à l'aide du logiciel Strater 5.

Sur le log GR, les valeurs minimales et maximales sont repérées en vue de distinguer les roches à GR faible (grès, calcaire ou dolomie) et les roches à GR élevé (argilites). La courbe de Gamma Ray évolue vers les valeurs fortes dans les formations argileuses et dans les formations non argileuses, elle évolue vers les faibles valeurs (Selley, 1982).

Avec la combinaison des logs densité-neutron à échelle compatible, chaque lithologie peut être identifiée. Dans cette échelle, le neutron est calibré calcaire c'est-à-dire 3 unités de neutron (en %) par division correspond à 0,05 g/cm³ de densité par division (Serra, 1985), (Serra, 1986). L'échelle est dite compatible si l'on amène le 0 % de porosité du neutron sur la valeur de la matrice calcaire (2,71 g/cm³). Dans ces conditions les deux logs doivent se superposer au bruit près pour autant que l'on ait une formation calcaire avec comme fluide de l'eau.

Si les deux courbes ne sont pas confondues, cela peut provenir :

- d'une lithologie sableuse ou gréseuse (densité à droite et neutron à gauche) ;
- d'une lithologie argileuse, marneuse ou dolomitique (neutron à droite et densité à gauche).

Le densité-neutron est également utilisé pour faire un cross plot où les différentes valeurs sont portées sur des échelles linéaires en relation l'une avec l'autre.

Les points qui correspondent à une matrice simple, saturée en eau, permettent de tracer des lignes qui peuvent être graduées en unités de porosité. On admet que le fluide en présence est de l'eau douce avec $p_f = 1$ (Devoton, 1986). Pour ce faire, l'abaque CP-1c de Schlumberger est utilisé (figure 2). Cet abaque permet d'identifier plus spécifiquement les grès, les calcaires, et les dolomies. Les points qui seront situés dans sa partie supérieure gauche traduiront la présence de gaz dans la roche et ceux situés dans la partie inférieure à droite sous la ligne des dolomies traduiront la présence d'argilites. L'abaque permet également de déterminer les lithologies mixtes (grès argileux, marnes, grès à ciment calcitique, ...) lorsque les points sont entre les lignes. Le cross plot neutron-densité sera couplé au GR par une association automatique de couleurs aux points plotés afin de mieux distinguer la répartition des points à faibles GR et des points à fortes valeurs de GR.

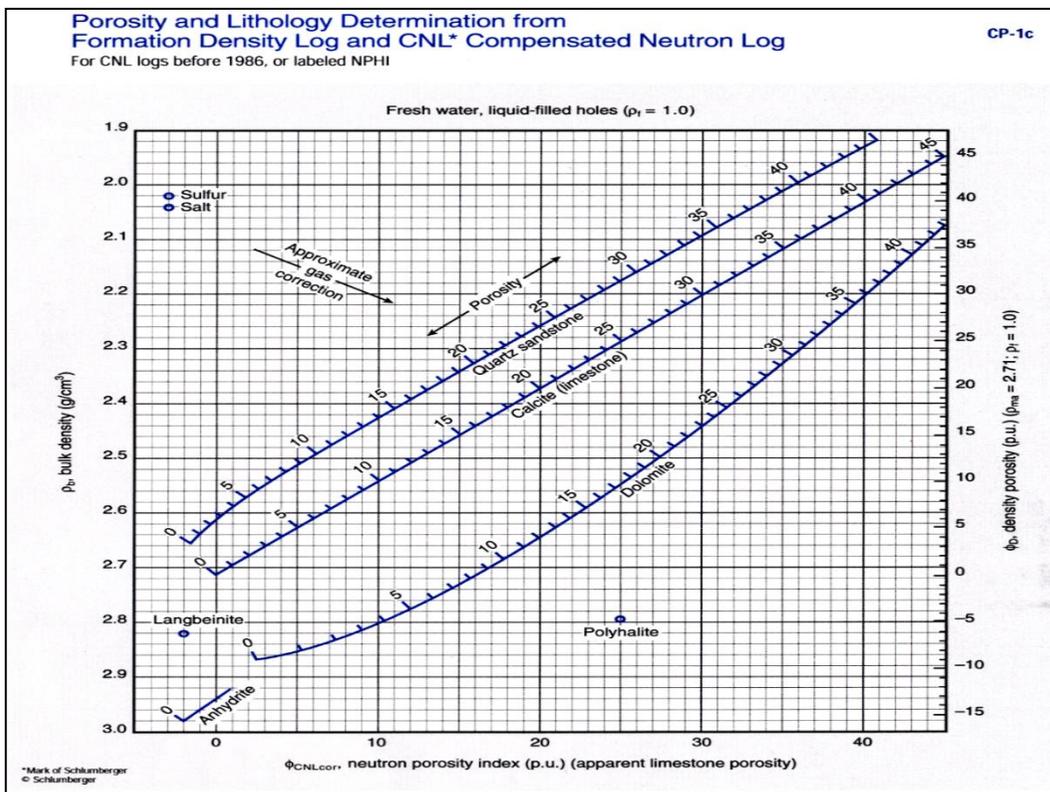


Figure 2. Abaque de cross plot de Schlumberger

Méthode de détermination des réservoirs et des paramètres pétrophysiques

Les logs utilisés pour cette étude sont : le GR, les logs de résistivités (R_{x0} et R_t) ainsi que les logs densité et neutron.

Les niveaux réservoirs sont repérés par les plus faibles valeurs du Gamma ray. On observe une forte déviation de la courbe du gamma ray vers la gauche. Les couvertures des réservoirs sont des formations dont les valeurs de GR sont élevées (Selley, 1982 ; Serra, 1985 ; Serra, 1986 ; Andersen 2011). Les résistivités R_{x0} et R_t se tracent sur le même log en échelle logarithmique. Sur ce log, les roches réservoirs (zones poreuses et perméables) correspondent aux zones où R_{x0} et R_t ne sont pas superposés (Andersen, 2011). R_{x0} étant la résistivité de la zone lavée par la boue de forage et R_t , la résistivité de la zone vierge non contaminé par la boue de forage. L'utilisation de ces résistivités en vue de l'identification des fluides doit se faire si et seulement si la boue utilisée est une boue à eau.

Lorsque $R_{x0} > R_t$ (R_t à gauche de R_{x0}), alors le réservoir comporte de l'eau dans le cas contraire ce sont des hydrocarbures qui sont présents dans le réservoir ($R_{x0} < R_t$).

Le neutron et la densité lisent dans la zone lavée et donnent une réponse globale. Les hydrocarbures n'ont pas une composition aussi uniforme que l'eau car leur densité augmente avec le nombre d'atome de carbone. Les hydrocarbures lourds ont une quantité d'hydrogène équivalente à celle que l'on trouve dans l'eau. Ils donnent en général la même réponse que l'eau et n'apporteront pas de perturbations considérables sur le log. Les huiles légères par contre ont une réponse plus faible que l'eau. Le gaz a un index d'hydrogène très faible, le neutron va lire des valeurs très basses en face d'une zone poreuse à gaz. La densité des huiles est variable (0,8 à 0,9). Les hydrocarbures liquides n'ont pas une très grande influence. Le gaz a une grande influence car sa densité est de l'ordre de 0,1. La lecture du log densité en face des formations à gaz sera très basse.

Resultat

Description des pourcentages lithologiques du puits K1

L'intervalle d'étude du puits K1 se situe entre les côtes 2301m et 2103m. Les proportions de sables/grès et d'argilites varient respectivement de 0 à 90% et 10 à 90% selon les profondeurs d'échantillonnage des déblais (*tableau 1*). Les calcaires sont en traces avec des proportions variant de 0 à 10% dans les déblais.

Tableau 1. Proportions relatives des sables/grès, argilites et calcaires dans les déblais

Profondeur		Sable/grès (%)	Argilite (%)	Calcaire (%)
From	To			
2103	2109	0	95	5
2109	2118	10	90	0
2118	2128	15	85	0
2128	2137	65	30	5
2137	2155	15	80	5
2155	2164	50	50	0
2164	2182	10	90	0
2182	2210	90	10	0
2210	2219	60	30	10
2219	2231	70	30	0
2231	2240	65	30	5
2240	2249	80	20	0
2249	2268	50	50	0
2268	2280	40	60	0
2280	2295	25	75	0
2295	2301	70	30	0

Reconstitution lithostratigraphique du puits K1

La reconstitution lithostratigraphique de ce puits à partir des pourcentages de déblais et des logs diagraphiques montre que la lithostratigraphie est constituée d'une alternance de sables/grès et d'argilites avec de rares intercalations de calcaires (figure 3). Les sables/grès sont les zones localisées en jaune sur le log densité-neutron et les argilites les zones vertes. La superposition des courbes marque la présence des calcaires. Sur le log GR, les valeurs varient de 8 à 48 API. Les pics à gauche du GR inférieurs à 30 API traduisent la présence de sable/grès. Les pics GR à droite et supérieurs à 30 API, marquent la présence d'argilites. Le GR des calcaires reste pour la plupart inférieur à 20 API.

De ce qui précède, trois unités lithologiques peuvent être identifiées dans le sens du forage : unité 1 (2140m- 2103m), unité 2 (2249m- 2140m) et unité 3 (2301m-2249m).

L'unité 1 est constituée d'une épaisse couche d'argilites sur 37m qui correspond à des traces de calcaire.

L'unité 2 présente plutôt une alternance de sables/grès et d'argilites sur une épaisseur 109m. Les épaisseurs d'argilites étant plus ou moins grandes. Celles des sables/grès augmentent dans le sens de la sédimentation. Les calcaires sont rares. Ces argilites sont le plus souvent calcareuses avec des GR compris entre 24 et 32 API. Elles sont aussi silteuses (24 à 28 API). Le ciment des grès est soit siliceux, soit calcitique.

L'unité 3 a une épaisseur 52m. Elle est constituée d'une épaisse couche d'argilites avec de fines intercalations de sables/grès. Les argilites ont des GR

qui varient de 28 à 40 API. Les sables/grès ne sont pas propres, car ils contiennent de l'argile (16 et 20 API). Ce sont donc des sables/grès argileux.

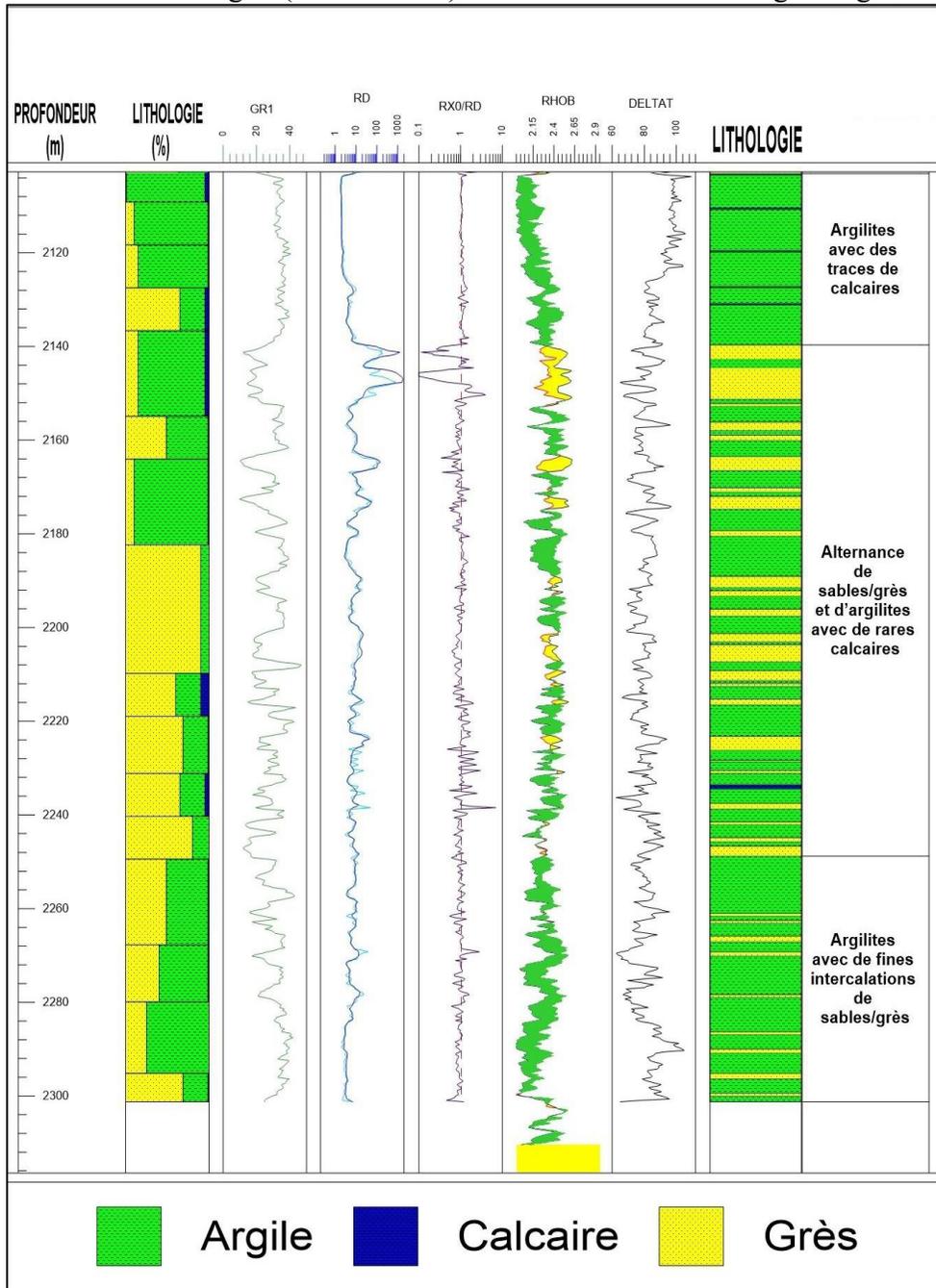


Figure 3. Reconstitution lithologique des formations du puits K1

Description des unités lithostratigraphiques par IP

Le cross plot neutron-densité montre une lithologie principalement argileuse (argilites) à intercalations de sables/grès avec avec des traces de carbonates dans l'unité 1 (figure 4). Les argilites ont des GR qui varient de 28 à 40 API. Ces argilites sont parfois calcareuses, dolomitiques et même silteuses. Les carbonates (calcaires et dolomies) sont très rares dans cette unité et leurs GR varient de 20 à 28 API. Les sables/grès ne sont pas propres, car ils contiennent de l'argile (20 et 30 API). Ce sont donc des sables/grès argileux.

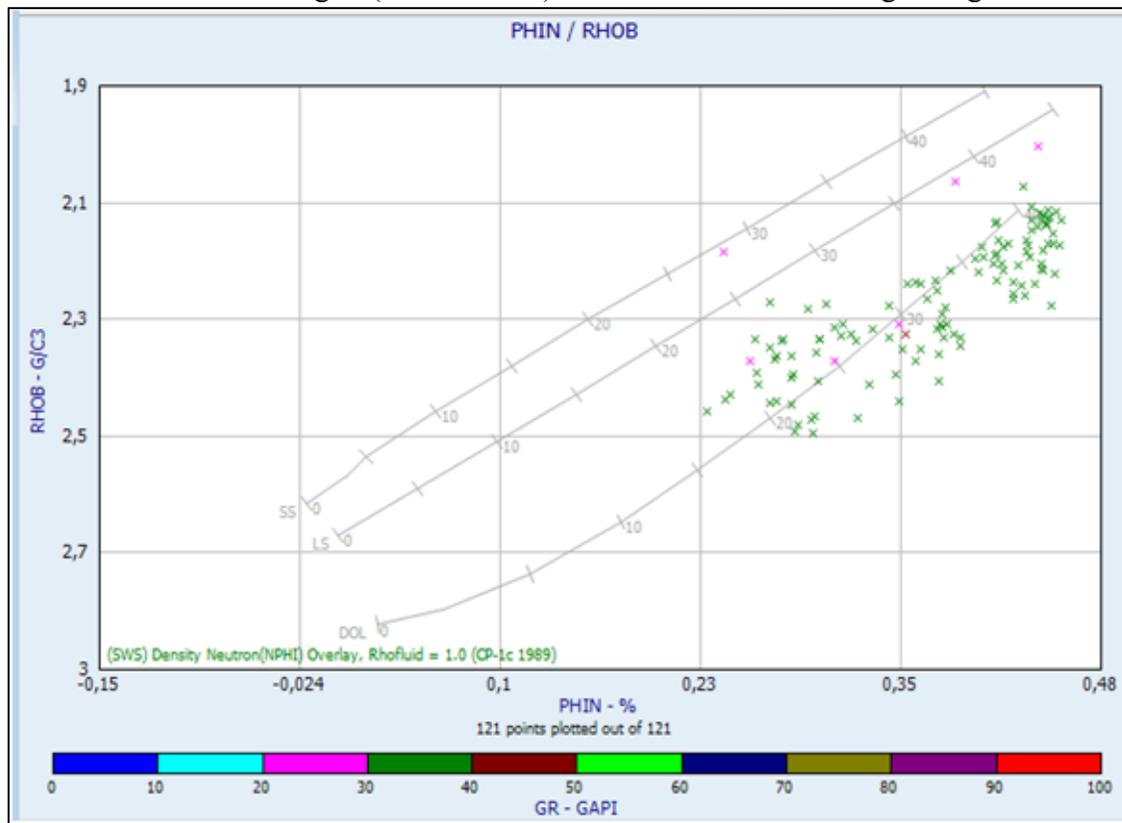


Figure 4. Cross plot Neutron-Densité de l'Unité 1

Le cross plot de l'unité 2 montre une dispersion des points de part et d'autre des trois lignes lithologiques (figure 5). Les points situés au-dessus de la ligne des grès indiquent des formations contenant du gaz tandis que les points localisés en dessous de la ligne des dolomies élucident la présence d'argilites. Ces argilites sont le plus souvent carbonatées (calcareuses et dolomitiques) avec des GR compris entre 24 et 32 API. Elles sont aussi silteuses (24 à 28 API). Les points situés sur la ligne des grès, la ligne des calcaires et sur la ligne des dolomies traduisent respectivement la présence de grès à ciment siliceux, de calcaires purs et de dolomies pures. Les formations

contenant du gaz sont les grès (16 à 20 API), les grès argileux (20 à 24 API), les calcaires (8 à 16 API). Les termes intermédiaires entre les calcaires et les dolomies existent également : calcaire dolomitique et dolomie calcitique. Le ciment des grès est soit siliceux, soit calcitique et même dolomitique.

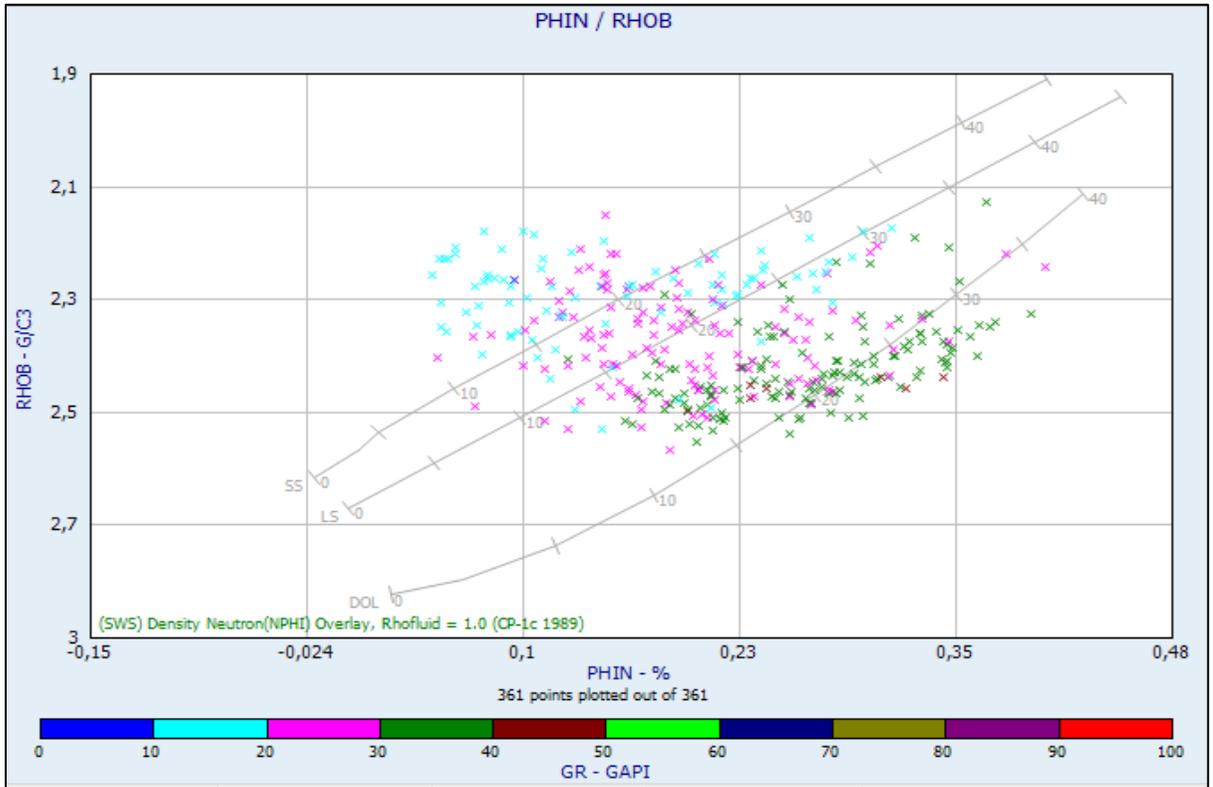


Figure 5. Cross plot Neutron-Densité de l'Unité 2

Dans l'unité 3, le cross plot permet de mettre en évidence des argilites, des dolomies et des dolomies calcitiques (figure 6). Les points plotés sont regroupés sur la ligne des dolomies et autour de cette même ligne. La plupart des points sont situés en dessous de la ligne des dolomies ; ce qui démontre que l'Unité 3 est constituée principalement d'argilites. Les points situés sur et au-dessus de la ligne des dolomies sont peu nombreux et correspondent à des valeurs de GR élevées. Cela révèle que l'Unité 3 est constituée d'argilites contenant de fines intercalations de dolomies. Ces dolomies sont parfois calcareuses.

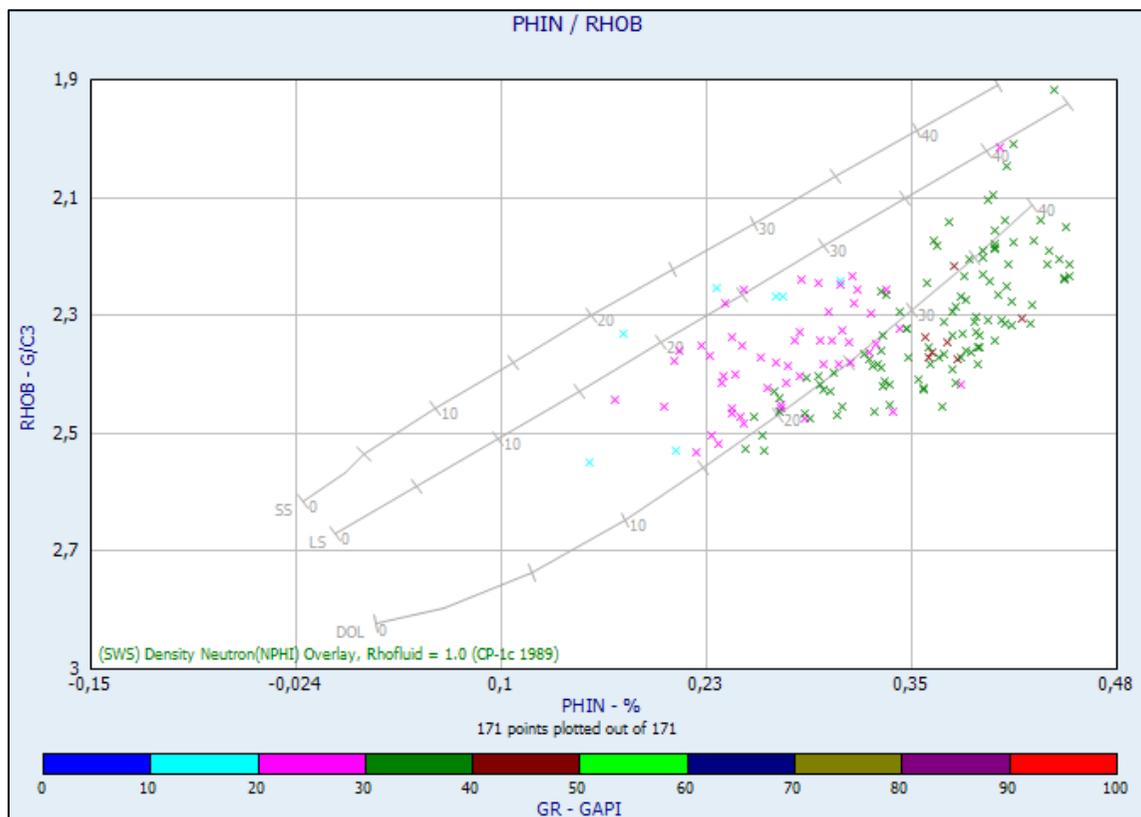


Figure 6. Cross plot Neutron-Densité de l'Unité 3

Identification des réservoirs du puits K1

L'analyse du log de résistivité prouve l'existence de zones poreuses et perméables. Ces zones sont caractérisées par une chute des valeurs de la courbe du gamma ray et par la séparation des R_{xo} et R_t . La plupart de ces zones sont constituées de sables/grès et quelques fois de calcaires. Sur les cross plots, les réservoirs identifiés sont matérialisés en jaune par le croisement neutron-densité bien visible sur la figure 3. Les roches imperméables sont visualisées en vert et correspondent à des argilites.

Sur la base de la disposition des logs de résistivité, quatre réservoirs à hydrocarbures ont été identifiés et ceux dans l'unité 2. Ces réservoirs sont localisés entre 2139 m et 2208 m de profondeur. Les épaisseurs de ces réservoirs sont respectivement du haut vers le bas 11,6 m ; 3,35 m ; 2,74 m et 11,30 m. Les autres réservoirs sont des réservoirs secs dont la couche réservoir est moins épaisse.

Pétrophysique du réservoir 1

Le réservoir 1 est situé dans l'intervalle (2152 m-2140 m). Il est constitué de grès à ciment siliceux, calcitique et parfois dolomitique. Ce cross

plot montre l'existence de gaz dans le réservoir. La porosité densité de ces grès varie de 10% à 27%. Le réservoir 1 est un réservoir à porosité moyenne et bonne. Il est recouvert par une épaisse couche de roche couverture constituée d'argilites de l'unité 1. Les courbes de résistivité et le Quick look densité-neutron au Strater révèlent la présence de gaz, de pétrole surnageant sur de l'eau. L'épaisseur de la zone à pétrole est la plus élevée (figures 7 et 8).

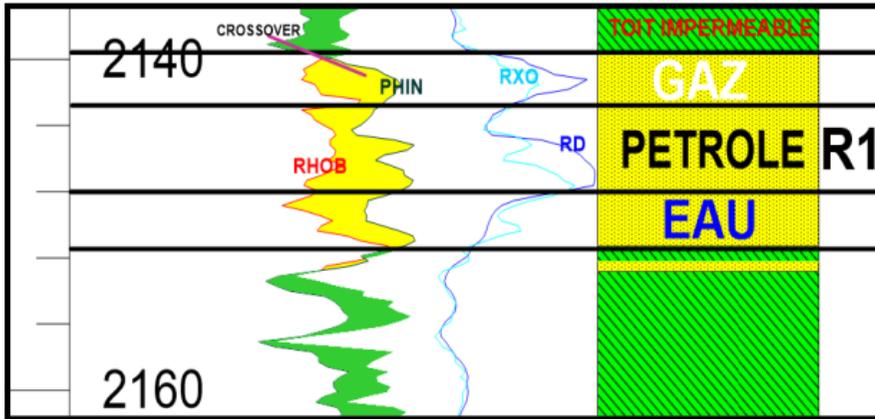


Figure 7 .Différenciation des fluides dans le Réservoir 1 (R1)

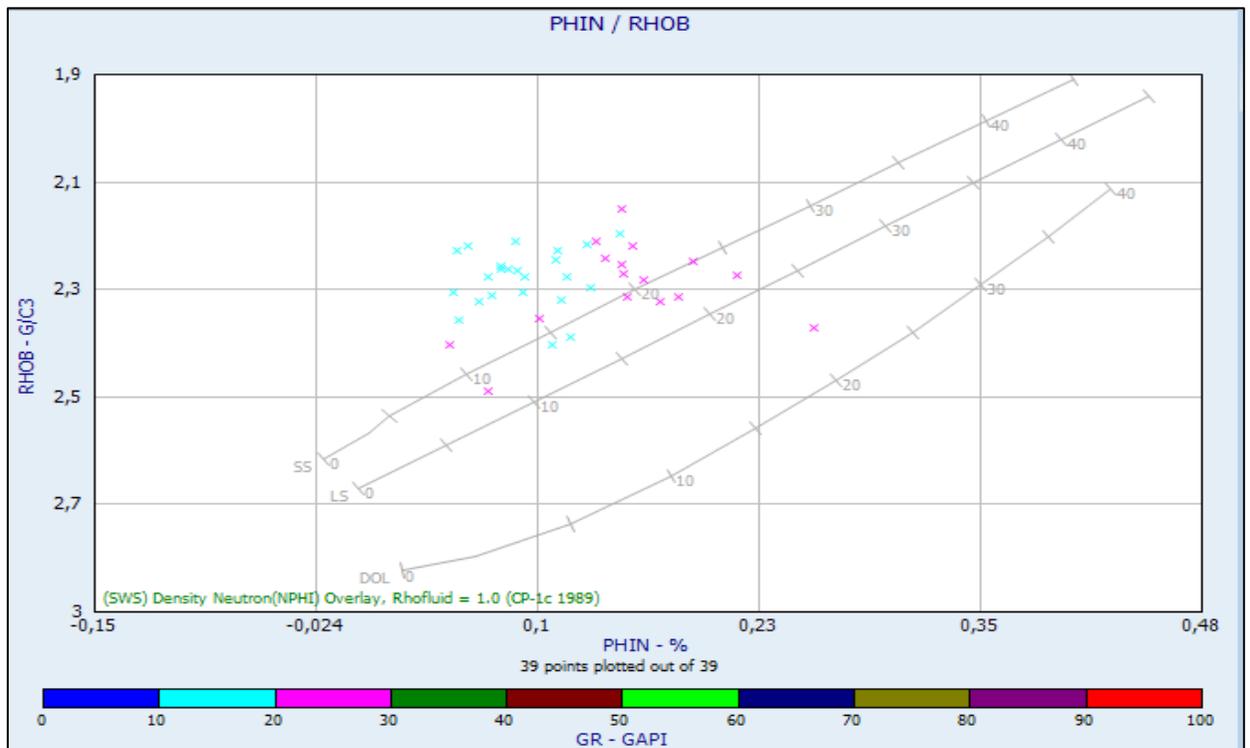


Figure 8. Cross plot Neutron-Densité-GR du réservoir 1

Pétrophysique du réservoir 2

Il est localisé entre la côte 2166 m et la côte 2164 m. Ce réservoir est un grès à ciment calcitique et dolomitique (figures 9). Le ciment siliceux serait également présent dans ce grès. La porosité varie de 12 à 25%, ce qui confère une porosité moyenne à bonne. La combinaison des différents logs montre uniquement la présence de gaz dans les pores de ce réservoir.

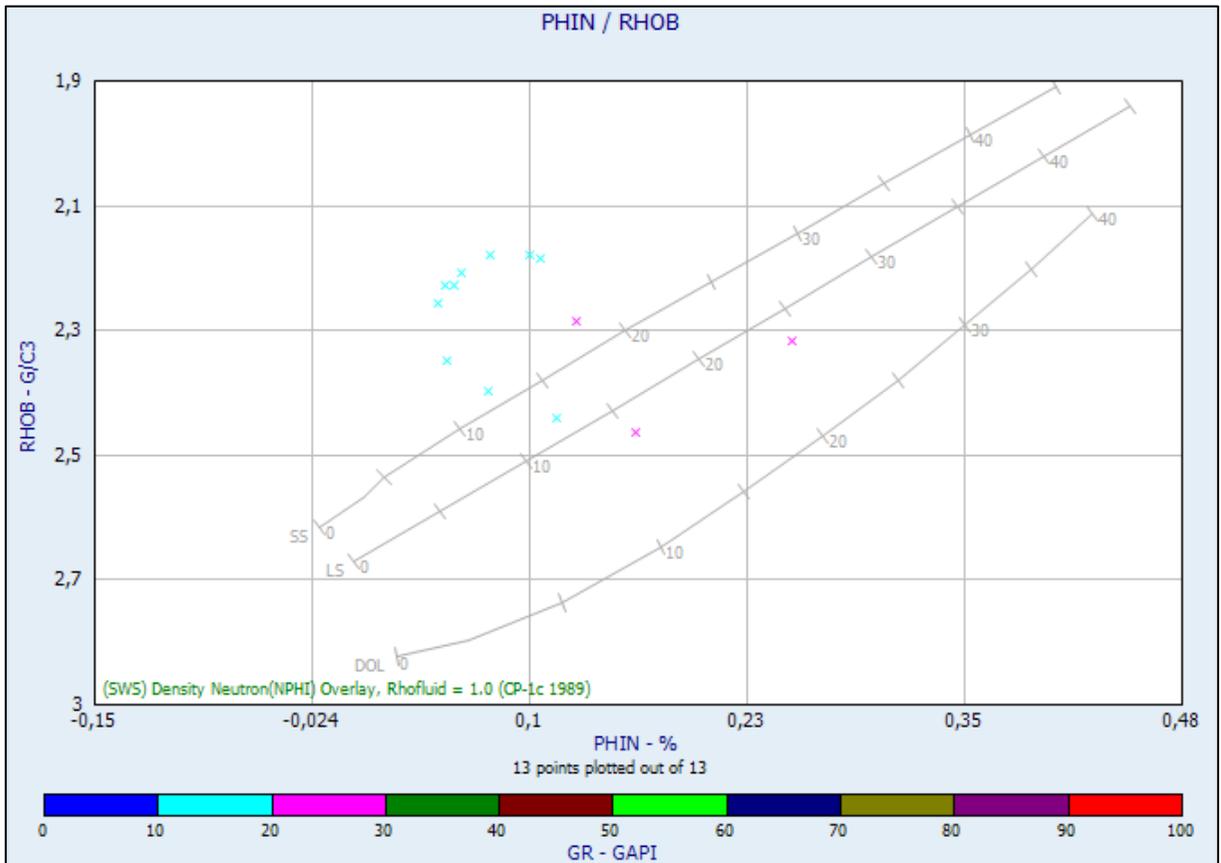


Figure 9. Crossplot Neutron-Densité-GR du réservoir 2

Pétrophysique du réservoir 3

Ce réservoir 3 est situé entre les cotes 2175 m et 2172 m. Il est composé de grès à ciment calcitique voire siliceux. Dans ces grès, se trouve également des calcaires. La porosité est de 15 à 20% dans les grès et de 20 à 25 % dans les calcaires. Le fluide présent est composé uniquement de gaz (figures 10 et 11).

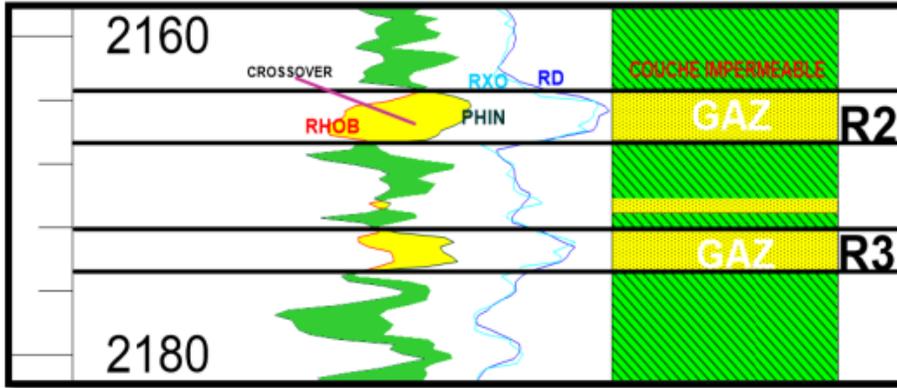


Figure 10. Différenciation des fluides dans les réservoirs 2 et 3 (R2 et R3)

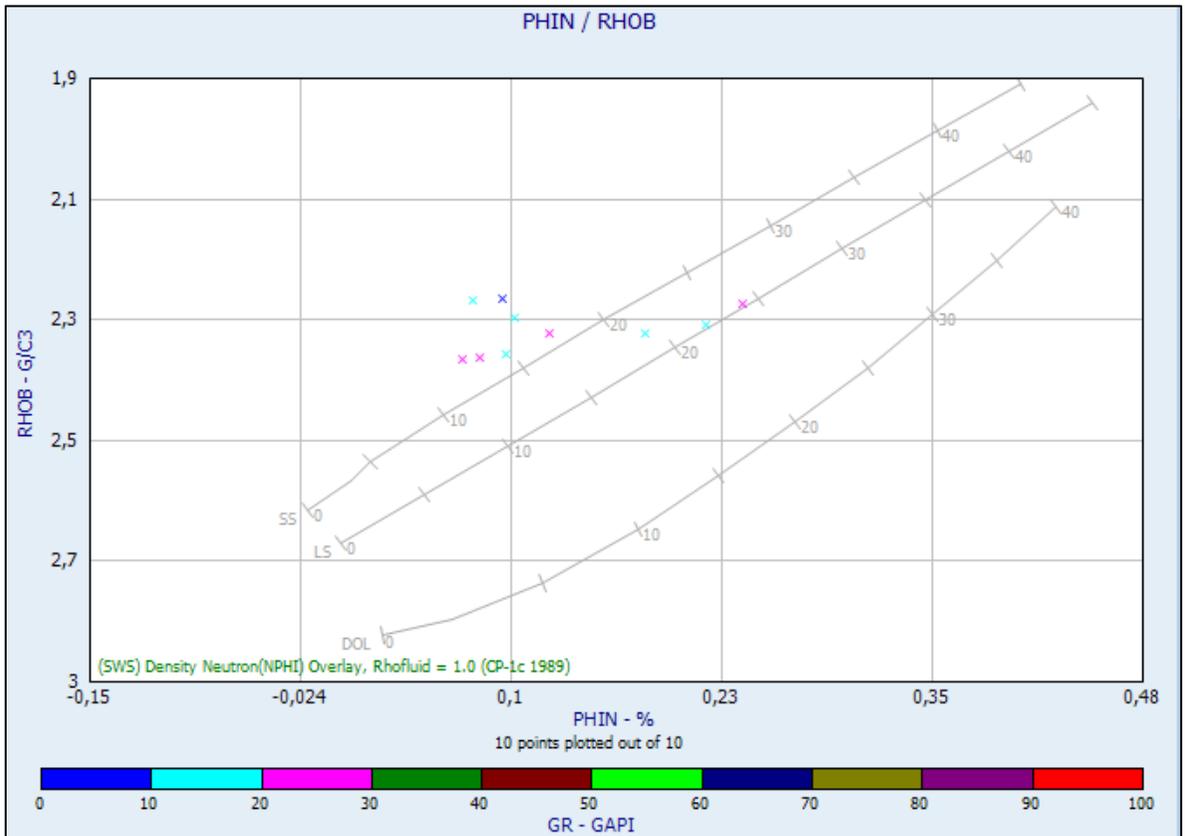


Figure 11. Crossplot Neutron-Densité-GR du réservoir 3

Pétrophysique du réservoir 4

Ce réservoir est constitué de cinq compartiments à hydrocarbure. Ces compartiments sont séparés par une roche imperméable. Cette roche est composée d'argilites dont l'enregistrement GR est supérieur à 45 API. Les compartiments sont constitués de grès à ciment siliceux, calcitique et

dolomitique (figures 12 et 13). Des traces de calcaires et de dolomies sont présentes dans ce réservoir. Le réservoir 4 est situé entre la côte 2216 m et la côte 2201 m. La porosité varie de 14 à 27% ; elle est donc moyenne à bonne.

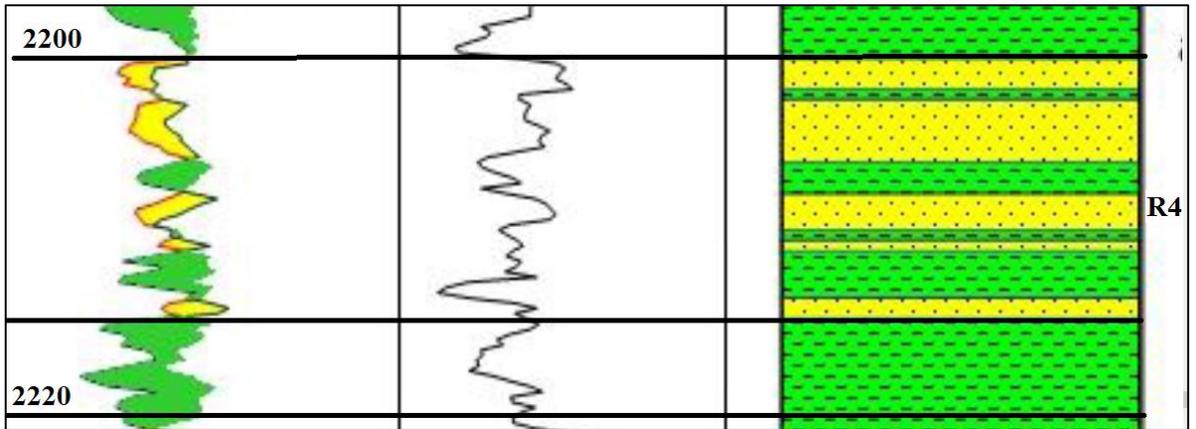


Figure 12. Différenciation des fluides dans le réservoir 4 (R4)

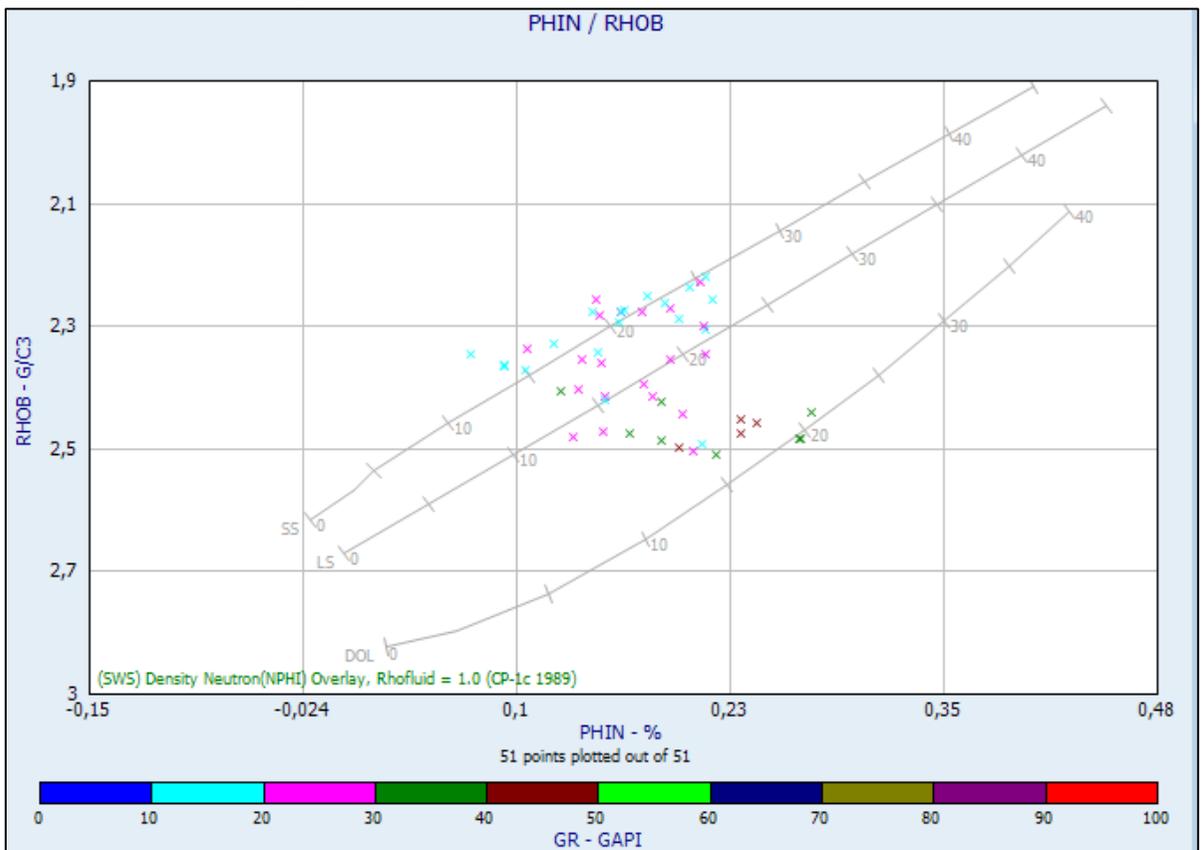


Figure 13. Crossplot Neutron-Densité-GR du réservoir 4

Discussion

Les logiciels Strater et IP ont permis de reconstituer le log lithostratigraphique du puits K1 et de caractériser les réservoirs de ce puits. La reconstitution lithologique par Strater met en évidence quatre unités lithologiques.

Ces unités sont constituées d'une alternance d'argilites et de grès avec de rares intercalations de calcaire. Par contre, les cross plots réalisés par IP révèlent la présence de dolomies et de sédiments mixtes (argilites silteuses et sables argileux) bien que ces lithologies soient absentes sur les logs de pourcentages et lithostratigraphiques de Strater. La lithostratigraphie obtenue par Strater est un résultat semi-automatique car elle utilise en partie les données de l'analyse des déblais et se base sur l'interprétation de la forme des logs contrairement à IP qui est purement automatique et qui utilise les données brutes des outils diagaphiques. Ainsi, l'absence de la dolomie dans Strater peut s'expliquer par l'utilisation d'un grand pas d'échantillonnage ou d'une technique d'identification des carbonates inadaptés pour les dolomies.

La description lithologique classique adoptée pour les carbonates est la calcimétrie qui n'est autre que l'attaque à l'HCl à 10% à froid. Cela entraîne une effervescence suivie d'un dégagement de dioxyde de carbone en cas de présence de calcaire, et pourtant la dolomite ne réagit pas à cette attaque à HCl mais plutôt à partir de 16% avec une effervescence lente ou à chaud (Gary, 2009).

Les faibles valeurs du GR dans les argilites du puits témoignent d'une importance d'éléments siliceux dans ces argilites. Cette assertion est soutenue par des travaux antérieurs (Kouao, 2017) qui mettent en évidence la présence d'argilites silteuses dans les formations du Crétacé supérieur.

De par l'analyse pétrophysique, les grès du Crétacé supérieur renferment des hydrocarbures (gaz et pétrole). Les hydrocarbures ont été identifiés dans quatre réservoirs dont la porosité moyenne est estimée entre 12 et 25%. La présence de plusieurs fluides dans le réservoir 1 et uniquement du gaz dans les trois autres réservoirs pourraient s'expliquer par une origine et des stades d'évolution différents de la matière organique qui a engendré les hydrocarbures.

En effet, la superposition gaz-huile-eau rencontrée dans le réservoir numéro 1 traduit l'état de la fenêtre à huile (ou catagenèse). Cependant, l'unique présence de gaz dans les autres réservoirs indique l'état de métagenèse.

Conclusion

Le présent travail a permis de reconstituer la lithostratigraphie et d'étudier les paramètres pétrophysiques des réservoirs d'un puits K1 du bassin offshore ivoirien.

Il ressort de ce travail que l'utilisation des logiciels Strater et Interactive Petrophysics accélère et facilite remarquablement la représentation du sous-sol à partir des enregistrements des outils de diagraphie. La reconstitution lithologique et les cross plots montrent que la plupart des formations traversées sont des argilites plus ou moins silteuses. Ces argilites sont donc caractérisées par des valeurs de GR très faibles, la valeur maximale étant 48 API. Viennent ensuite les grès. Ces derniers sont moins abondants et ont des épaisseurs très faibles comparativement à celui des argilites. Leur épaisseur maximale est de 11,60 m. On observe aussi des calcaires qui se présentent presque toujours sous la forme d'une fine intercalation entre des argilites ou sous forme de ciment dans les grès. De la dolomie a été également identifiée dans ce puits. Elle s'exprime également sous forme de ciment dans les grès.

Grâce au cross plot réalisé sur l'IP, des lithologies mixtes ont été révélées à savoir les argilites dolomitiques, les argilites calcareuses, les calcaires dolomitiques et les dolomies calcareuse.

L'étude pétrophysique révèle quatre réservoirs à hydrocarbures montrant une lithologie à dominance gréseuse et une porosité comprise entre 12 et 25% dans le puits K1. Le réservoir 1 contient de l'eau, du pétrole et du gaz avec une épaisseur de 11,60 m. Les réservoirs 2, 3 et 4 ne renferment que du gaz et sont situés un peu plus en profondeur avec des épaisseurs respectives de 3,35 m, 2,74 m et 11,30 m. Les grès ont plusieurs types de ciment qui sont par ordre d'abondance la silice, la calcite et la dolomite.

References:

1. Bessoles B. 1977. Géologie de l'Afrique, le craton ouest africain Mém. B.R.G.M. n°88, 402 p.
2. Blarez E. et Mascle J. 1988. Shallow structure and evolution of the Ivory Coast and Ghana transform margin. Mar. Pet. Geol. Min., 54-64.
3. Blarez E. 1986. La marge continentale de la Côte d'Ivoire-Ghana. Structure et évolution d'une marge continentale transformant, Thèse de doctorat d'Etat Es. Sc., Paris VI (France), 188p.
4. Tastet J. P., Martin L., Aka K. 1993. Géologie et environnements sédimentaires de la marge continentale de Côte d'Ivoire in Environnement et ressources aquatiques de la Côte d'Ivoire, Tome I. Le milieu marin. Ed. ORSTOM, Paris, 23-61.
5. Rider M. H. 2006. The geological interpretation of well logs. Rider-French Consulting Ltd (Edit), Second edition, 280p.
6. Selley R. C. 1982. Introduction to sedimentology. Academic press Inc. U.S; 2 Rev Ed. 287p.

7. Serra O. 1985. Diagraphies différées. Bases de l'interprétation : Interprétation des données diagraphiques. Tome 2. Bulletin des Centres de Rech. Explo. -Product. Elf-Aquitaine, Pau, 7, 631p.
8. Serra O. 1986. Les diagraphies différées : leur emploi en géologie sédimentaire. Bull. Centres Recherches Exploration-Production Elf-Aquitaine, 10 (2), 205-227.
9. Doveton J. H. 1986. Log analysis of subsurface geology concepts and computer methods: Wiley Interscience, New York, 273p.
10. Andersen M. A. 2011. Core Truth in Formation Evaluation, Schlumberger Oilfield Review, Spring 23, no.1, pp. 60–62.
11. Gary N. S. 2009. Sedimentology and stratigraphy. Second edition. Wiley-Black well: A John Wiley & Sons, Ltd., Publication 111 River Street, Hoboken, USA, 419p.
12. Kouao A. F. A. 2017. Apport des diagraphies à la reconstitution électrofacio-séquentielle des dépôts crétacés : paléoenvironnement et eustatisme du bassin ivoirien. Thèse de Doctorat unique, Université Félix Houphouët-Boigny, Côte d'Ivoire, 163p.