

# Analyse intégrée des données pétrophysiques et diagrapiques pour la caractérisation des niveaux réservoirs de la formation gréseuse d'âge paléocène du bassin du Termit : cas du prospect d'Agadi (Est Niger)

Laouali Ibrahim Sarki<sup>1\*</sup>, Bohariabdou Dodo<sup>1</sup>, Hassan Ibrahim  
Maharou<sup>1</sup>, Fori Yao Paul Assale<sup>2</sup>, Moussa Harouna<sup>1</sup>,  
Vitalinavannessa Morabo Okoletimou<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Laboratoire de Géologie, Equipe Bassins sédimentaires et Géoressources, Faculté des Sciences et  
Techniques, Université Abdou Moumouni, B.P. 10662 Niamey, Niger

<sup>2</sup>Université Félix Houphouët Boigny, UFR des Sciences de la Terre et des  
Ressources Minières, Abidjan, Côte d'Ivoire

<sup>3</sup>Université Marien Ngouabi, Ecole Supérieure Polytechnique de Brazzaville (ENSP), Congo

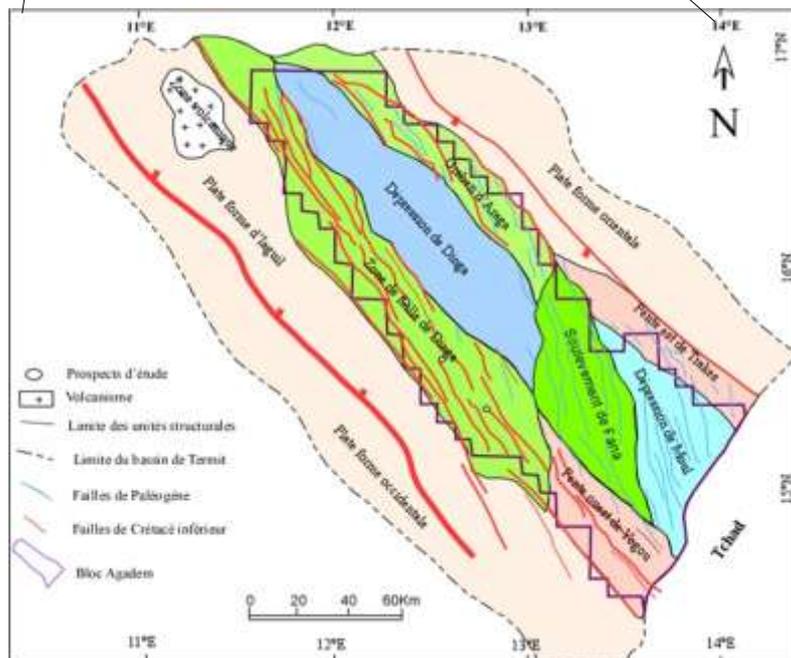
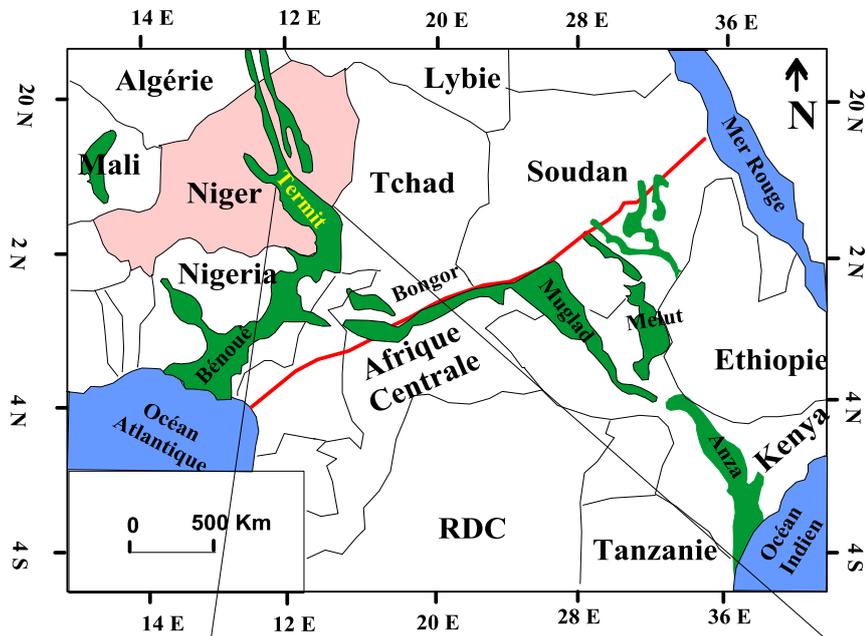
Date of Submission: 08-12-2022

Date of Acceptance: 16-12-2022

## I. INTRODUCTION

Le bassin de Termit est un bassin intraplaque fracturé et allongé de direction NW-SE (Genik, s. d.; B. Liu et al., 2015) (Figure 1), et appartient au sous-système de rift de l'Afrique de l'ouest (WAS) qui lui-même appartenant au grand système de rift de l'Afrique de l'ouest et centrale (WCARS) (Genik, s. d.). C'est un bassin de Rift méso-cénozoïque dont le remplissage est d'âge crétacé inférieur à l'holocène-Pléistocène (Du\_Gondwana\_a\_latlantique\_sud\_les\_connex.pdf, s. d.). Le bassin de Termit est un bassin intracontinental entre le Niger, le Nigeria et le Tchad. C'est l'un de plus vaste bassin du Niger Oriental qui se trouve en cheval entre le bassin du Bornou au Nigeria et le bassin du Doba-Bangor au Tchad (Genik, s. d.). Ce bassin fut développé pendant l'ouverture de l'océan Atlantique (Chad-Petroleum-Sector-Diagnostic-Report.pdf, s. d.; Genik, s. d.). Les sédiments remplissant le bassin de Termit sont d'âge crétacé au quaternaire (Genik, s. d.; B. Liu et al., 2015). L'épaisseur des sédiments clastiques terrigènes est comprise entre 300 à 2500 m au crétacé inférieur, entre 800 à 4200 m d'argile marine, grès et des silts intercalés avec des faibles bancs calcaires au crétacé supérieur, entre 350 à

2500 m de sables au Cénozoïque (Figure 2) (Genik, s. d.; Wan et al., 2014). L'exploration pétrolière a débuté dans le bassin de Termit vers les années 1970 par Conoco, dont les premiers indices d'huiles ont été découvert dans le bassin du Tchad plus précisément dans le bassin de Termit tout près du Lac Tchad vers les années 1974 (Genik, s. d.; Harouna & Philp, 2012; Sarki, 2021). Les formations réservoir cibles sont les grès d'âge Eocène et crétacé supérieur (Genik, s. d.; Harouna & Philp, 2012). D'un point de vue structural, le bassin de Termit a principalement de familles de failles de directions NO-SE et NNO-SSE (Liu et al., 2012; Zhou et al., 2017). Une première famille de failles est dite précoce formée au début du crétacé (Failles NO-SE) (Ahmed et al., 2020; Konaté et al., 2019), et une deuxième famille de failles est dite tardive formée au paléogène (Failles NNO-SSE) (Liu et al., 2012; Zhou et al., 2017). Le bassin de Termit est subdivisé en dix (10) unités structures : Plateforme d'Iaguil, Plateforme occidentale, Plateforme orientale, Zone de Faille de Dinga, Dépression de Dinga, Pente ouest de Yogou, Soulèvement de Fana, Dépression de Moul, Graben d'Araga et Pente est de Trakes (Lai et al., 2020; J. Liu et al., 2019).



**Figure 1 :** Localisation de la zone d'étude et unités structurales du bassin de Termit (Genik 1993.pdf, s. d.; B. Liu et al., 2015; J. Liu et al., 2019).



**Tableau 1 :** Paramètres pétrophysiques des niveaux réservoirs du puits Agadi-2 du prospect Agadi (Epais : Epaisseur ; RD : Résistivité ; POR : Porosité ; PERM : Perméabilité ;  $S_w$  : Saturation en eau ;  $V_{sh}$  : Volume d'Argile).

Niveaux Réservoirs	Intervalles (Profondeur)		Epais (m)	RD ( $\Omega.m$ )	POR (%)	PERM (mD)	$S_w$ (%)	$V_{sh}$ (%)
	Toit (m)	Mur (m)						
E1	1959,1	1962,2	3,1	10,4	20,4	64,5	55,6	26,2
	1992,5	1199,0	3,5	48,3	25,1	489,8	33,0	6,3
	1996,6	1998,8	2,3	23	22,8	322,2	47,4	6,4
	2008,1	2009,6	1,5	13,5	22,5	98,9	51,1	19,6
	2010,5	2011,6	1,1	9,9	22,1	92,1	56,2	28,3
	2052,4	2054,6	2,3	25,5	24,9	468,7	45,3	8,4
E2	2060,5	2061,1	0,6	9,4	17,2	10,5	100,0	27,8
	2067,0	2068,4	1,1	11,6	15,9	21,5	56,8	19,2
	2081,9	2082,7	0,8	6,7	22,3	128,4	99,9	20,0
	2084,2	2085,1	0,9	8,5	17,0	87,3	100,0	15,3
	2094,5	2095,9	1,4	7	20,7	93,8	100,0	20,9
	2098,6	2099,5	0,9	6,8	18,9	139,3	100,0	10,3
	2100,4	2101,0	0,6	11,3	11,8	5,7	100,0	32,9
	2101,7	2104,6	2,9	8,2	20,4	195,5	99,7	10,3
	2108,3	2110,6	2,33	7,7	19,4	100,9	99,5	16,0
	2119,6	2120,6	1,4	7,4	18,2	117,9	100,0	15,5
	2126,2	2131,6	5,4	8,2	25,0	477,1	87,9	8,4
	2137,6	2138,2	0,6	5,5	17,5	44,9	100,0	20,8
E3	2149,7	2151,1	1,4	8,3	19,5	162,8	100,0	17,4
	2154,4	2155,6	1,2	6,1	25,0	481,3	94,9	8,2
	2169,1	2172,2	33,2	10,9	20,2	188,8	90,4	6,1
	2204,5	2205,2	0,8	8,9	16,3	24,1	100,0	28,6
	2214,4	2215,1	0,8	8,1	20,7	133,7	90,9	16,2
	2222,3	2224,0	1,7	11,6	22,2	286,5	81,0	12,9
	2251,1	2252,0	0,9	13,6	22,3	293,4	99,5	15,9
	2254,2	2264,5	9,9	19,3	24,3	427,8	84,1	5,8
	2274,2	2276,0	2,3	11,9	23,8	384,8	100,0	8,1
E4	2324,4	2325,1	0,8	11,9	17,6	102,5	100,0	15,9
	2327,2	2329,7	2,6	13,2	22,4	298,0	98,6	9,7
	2342,3	2345,8	3,5	20,3	18,2	119,1	97,8	15,4
	2371,0	2376,8	5,9	27,9	23,6	370,7	73,0	6,6
	2449,6	2459,0	10,1	22,6	24,3	421,7	78,4	6,8
	2463,8	2469,8	6	19,7	20,9	139,5	91,4	17,8
	2470,6	2471,3	0,8	17,2	14,9	21,6	100	19,3
E5	2522,2	2523,4	1,2	21,4	22	273,7	85,8	16,3

	2579	2580	1.5	18.7	15,1	53	100	17,7
	2626,3	2627,3	1.1	43.5	16,1	30,9	87,2	20,5
	2631,8	2661,6	29.8	45	26,6	406,7	69,3	4,5

### 1.1. Corrélation entre porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur des niveaux réservoirs du puits AG-2

- **Dans niveau E1**

Dans le niveau réservoir E1, la perméabilité présente des valeurs moins élevées respectivement de 64,5 mD (1959,1 m) au sommet et de 92,1 mD (2010,5 m) à la base avec un pic au milieu de 489,8 mD (1992,5 m). La porosité varie dans le même sens que la perméabilité, présentant les valeurs les moins élevées au sommet 20,4 % (1959,1 m) et à la base 22,1 % (2010,5 m) avec un pic au milieu 25,1 % (1992,5 m). A partir de l'analyse de ce graphe, on constate que la porosité et la perméabilité ont des bonnes valeurs qui sont respectivement de 25 % et 500 mD. Ces bonnes valeurs permettent d'apprécier la qualité de l'unité réservoir E1(Makhloufiet al., 2013). L'unité E1 présente des bonnes qualités de réservoir, lui permettant de contenir et de laisser circuler librement des fluides (Figure 3).

- **Dans le niveau E2**

Dans le niveau E2, la perméabilité présente des valeurs les plus élevées respectivement au sommet 468,7 mD (2052,4 m) et à la base 477,1 mD (2126,2 m), avec des valeurs les moins élevées au milieu ; comprises entre 5,7 mD (2101 m) au 193,5 mD (2126,2 m). La Porosité varie dans le même sens que la perméabilité ; les valeurs les plus élevées au sommet 24,9 % (2052,4 m) et à la base 25 % (2126,2 m), avec des valeurs les moins élevées au milieu ; comprises entre 11,8 % (2101 m) au 20,5 % (2126,2 m). Dans cette unité la qualité de réservoirs diminue au milieu de et bonne aux extrémités.

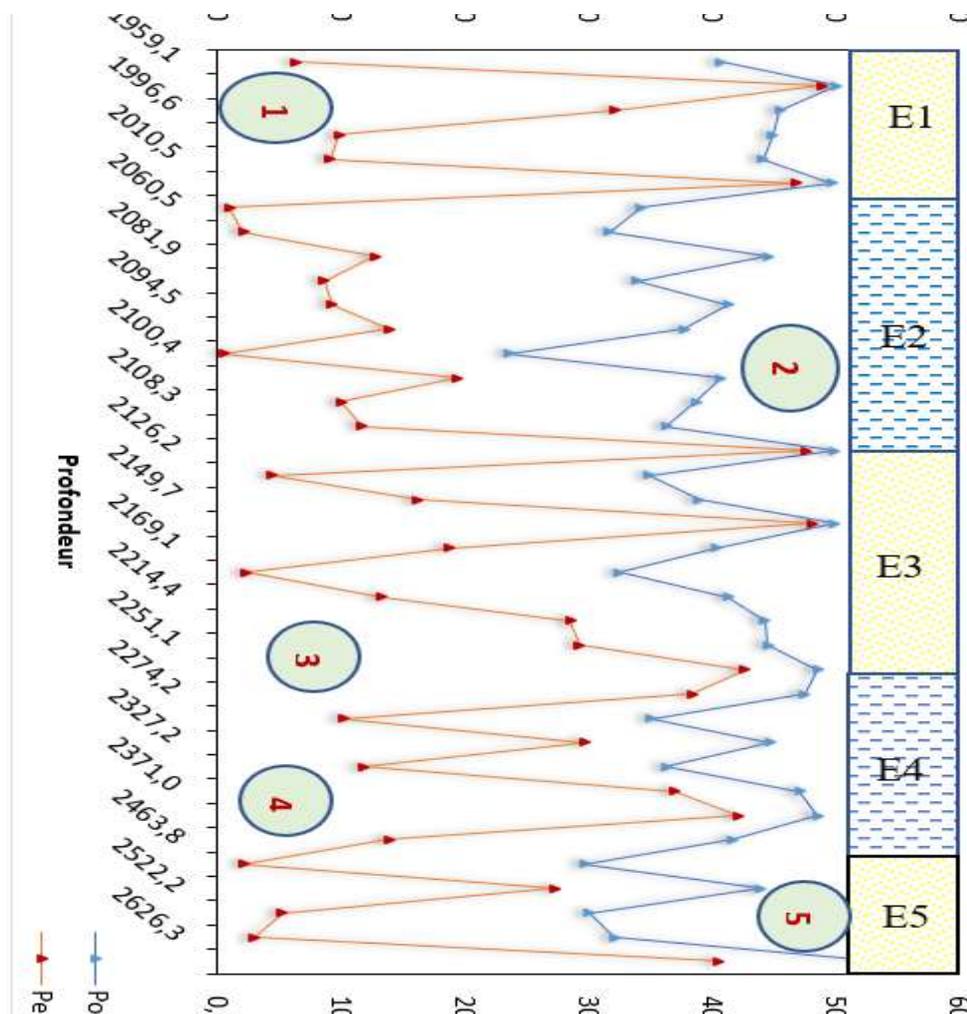
- **Dans le niveau E3**

Dans le niveau E3, la perméabilité et la porosité varient dans le même sens avec des valeurs respectives de 481,3 mD (2154,4 m) et 25 % (2154,4 m) au sommet et 427,8 mD (2254,2 m) et 24,3 % (2254,2 m) à la base, avec les valeurs moyennes au milieu comprises entre 24,1 mD (2204,5 m) à 133,7 mD (2214,4 m) pour la perméabilité et des valeurs comprises entre 16,3 % (2204,5 m) à 20,7 % (2214,4 m) pour la porosité. L'unité E3 présente des bonnes valeurs de la perméabilité et de la porosité c'est donc une bonne unité réservoir.

- **Dans les niveaux E4 et E5**

Dans le niveau E4, la perméabilité et la porosité varient dans le même sens avec respectivement des valeurs les moins élevées au sommet 102,5 mD (2324,4 m) et 17,6 % (2324,4 m) et au milieu 119,1 mD (2342,3 m) et 18,2 % (2342,3 m). Le pic de ces deux paramètres est observé à la base de l'unité avec les valeurs respectives de 370,7 mD (2371 m) pour la perméabilité et 23,6% (2371 m) pour la porosité(Chang & Zung, 2017).

Dans le niveau E5, la perméabilité et la porosité varient dans le même sens avec respectivement des valeurs les plus élevées au sommet 421,7 mD (2449,6 m) et 24,3 % (2449,6 m) et à la base 406,7 mD (2631,8 m) et 26,6 % (2631,8 m), avec des valeurs les moins élevées au milieu respectivement de 21,6 mD (2470,6 m) et 14,9 % (2470,6 m). Le pic de ces deux paramètres est observé au sommet et à la base de l'unité et correspond à des bonnes valeurs. Les faibles valeurs sont observées au milieu du niveau.Cette faiblesse est relativement due aux différents phénomènes diagenétiques qui affectent la formation réservoir(Chang & Zung, 2017).



**Figure 3 :** Variation de porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur au sein des unités réservoirs du puits d'Agadi-2

### 1.2. Corrélation entre la saturation de la saturation en eau et la résistivité en fonction de la profondeur

Le graphe de la **Figure 4**, montre la corrélation entre la saturation en eau et la résistivité en fonction de la profondeur. Cette corrélation permet de déduire la nature des fluides contenus dans les unités réservoirs qui peuvent être soit des hydrocarbures soit de l'eau (Talamali et al., 2016). La résistivité (RD) est le paramètre clé permettant de déterminer la nature des fluides en place (Chang & Zung, 2017; Chilingar, 1964; Talamali et al., 2016). Une résistivité faible à très faibles, le fluide contenu dans le réservoir est l'eau. Une résistivité élevée à très élevée les fluides contenus sont des hydrocarbures (Talamali et al., 2016).

- **Dans le niveau E1**

Dans le niveau E1, la saturation en eau ( $S_w$ ) et la résistivité (RD) varient dans le sens inverse avec les valeurs respectives 55,6 % (1959,1 m) et 10,4  $\Omega.m$  (1959,1 m) au sommet et des valeurs respectives 56,2 % (2010,5 m) et 9,9  $\Omega.m$  (2010,5 m) à la base. Le pic de la résistivité est observé au milieu de l'unité 48,3  $\Omega.m$  (1992,5 m) avec un pourcentage de saturation en eau de 33 % (1992,5 m). Les valeurs faibles de la saturation et les valeurs élevées de la résistivité indiquent que le niveau E1 est moins saturée en eau et renferme une importante quantité d'hydrocarbures.

- **Dans le niveau E2**

Dans le niveau E2, la saturation en eau ( $S_w$ ) et la résistivité (RD) varient dans le sens inverse avec les valeurs respectives 45,3 % (2052,4 m) et 25,5  $\Omega.m$  (2052,4 m) au sommet et les valeurs respectives 100 % (2137,6 m) et 5,5  $\Omega.m$  (2137,6 m) à la base. Le milieu de l'unité est

marqué par des valeurs faibles de la résistivité 7  $\Omega.m$  (2094,5 m) et des fortes valeurs de la saturation en eau 100 % (2094,5 m). La fluctuation de la saturation en eau ( $S_w$ ) et de la résistivité (RD) (Forte ou faibles), indique que l'unité renferme à la fois des hydrocarbures et l'eau.

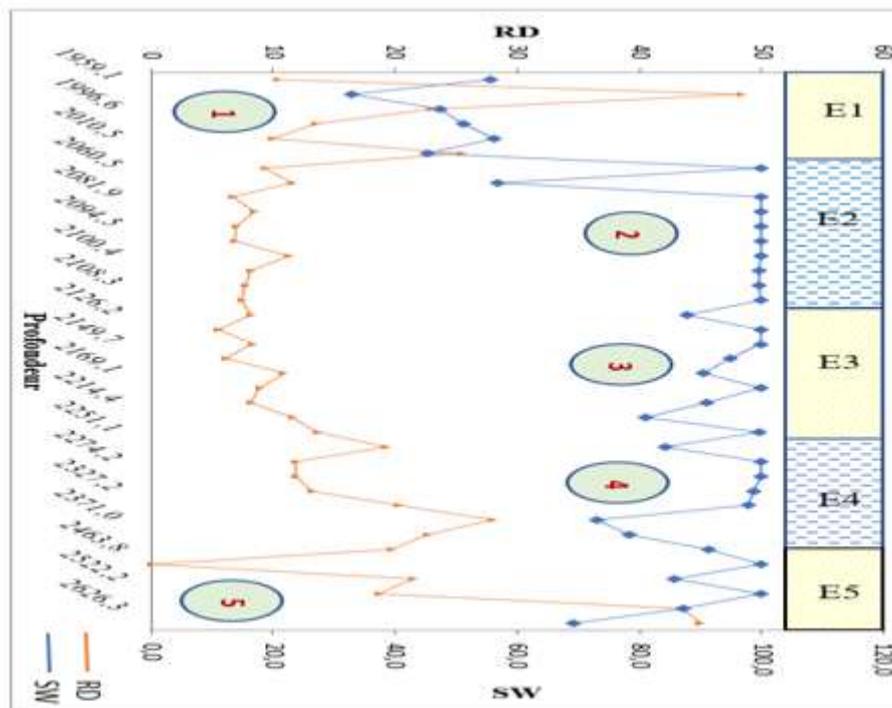
• **Dans le niveau E3**

Dans les unités E3, la saturation en eau ( $S_w$ ) et la résistivité (RD) varient dans le sens inverse avec les valeurs respectives 100 % (2149,7 m) et 8,3  $\Omega.m$  (2149,7 m) au sommet et les valeurs respectives de 100 % (2274,2 m) et 11,9  $\Omega.m$  (2274,2 m) à la base. Le milieu de l'unité est marqué par des valeurs respectives de la saturation en eau comprises entre 81 % (2222,3 m) à 84 % (2254,2 m) et de résistivité comprise entre 11,6  $\Omega.m$  (2222,3 m) à 19,3  $\Omega.m$  (2254,2 m). L'unité E3 est saturée en eau aux extrémités ( $S_w = 100\%$ ) et renferme des hydrocarbures au milieu.

• **Dans les niveaux E4 et E5**

Dans le niveau E4, la saturation en eau ( $S_w$ ) et la résistivité (RD) varient dans le sens inverse avec des valeurs respectives 100 % (2324,4 m) et 11,9  $\Omega.m$  ((2324,4 m) au sommet et les valeurs respectives de 73 % (2371 m) et 27,9  $\Omega.m$  (2371 m) à la base. Le milieu de l'unité est marqué par des valeurs respectives de 97,8 % (2342,3 m) pour la porosité et 20,3  $\Omega.m$  (2342,3 m) pour la résistivité. L'unité E4 est saturée en eau au sommet et renferme des hydrocarbures au milieu et à la base.

Dans le niveau E5, la saturation en eau ( $S_w$ ) et la résistivité (RD) varient dans le sens inverse avec des valeurs respectives 78,4 % (2449,6 m) et 22,6  $\Omega.m$  (2449,6 m) au sommet et les valeurs respectives de 69,3 % (2661,6 m) et 45  $\Omega.m$  (2661,6 m) à la base. Le milieu est par des valeurs respectives de 100 % (2470,6 m) pour la porosité et de 17,2  $\Omega.m$  (2470,6 m) pour la résistivité. L'unité E5 est saturée en eau au milieu (100 %) et renferme des hydrocarbures aux extrémités (au sommet et à la base).



**Figure 4 :** Corrélation combinée entre la saturation en eau et de la résistivité en fonction de la profondeur au sein des niveaux réservoirs du puits AG-2

**1.3. Corrélation combinée entre la saturation en eau ( $S_w$ ), la porosité ( $\Phi$ ) et de la résistivité (RD) des niveaux réservoirs du puits AG-2 en fonction de la profondeur**

Le graphe (Figure5), indique la corrélation combinée entre la saturation en eau ( $S_w$ ), la porosité ( $\Phi$ ) et de la résistivité (RD) des

unités réservoirs du puits d'Agadi-2 en fonction de la profondeur (Talamali et al., 2016). La corrélation combinée des différents paramètres pétrophysiques et les données diagaphiques, a permis de mieux définir les niveaux potentiels d'hydrocarbures et des niveaux saturés en eau (Fu et al., 2020) (Figure 5).

- **Dans le niveau E1**

Dans le niveau E1, la porosité à une valeur moyenne de 22,58 %, la valeur moyenne de la saturation en eau est de 48,7 %, la perméabilité est de 213,50 mD et une résistivité de 21 Ω.m. A partir des valeurs de ces paramètres, on constate la porosité et la perméabilité présentent des bonnes valeurs par contre la saturation en eau est très faibles et des fortes valeurs de la résistivité. Ceci indique que l'unité E1 est une bonne unité réservoir (bonnes de porosité et perméabilité) et renferme d'importante quantité d'hydrocarbures (RD élevée).

- **Dans le niveau E2**

Dans le niveau E2, la porosité et la perméabilité présentent des bonnes valeurs, une forte valeur de la saturation en eau et par contre une faible valeur de la résistivité. A partir de l'analyse de ces paramètres, on constate que l'unité E2 est une bonne unité réservoir mais saturée en eau dans ensemble (Chilingar, 1964).

- **Dans le niveau E3**

Dans le niveau E3, la porosité et la perméabilité présentent des bonnes valeurs, la saturation en eau est faible par contre la résistivité présente une valeur forte. Ceci permet de

caractériser l'unité E3 est une bonne unité réservoir et renferme d'importante quantité d'hydrocarbures.

- **Dans les niveaux E4 et E5**

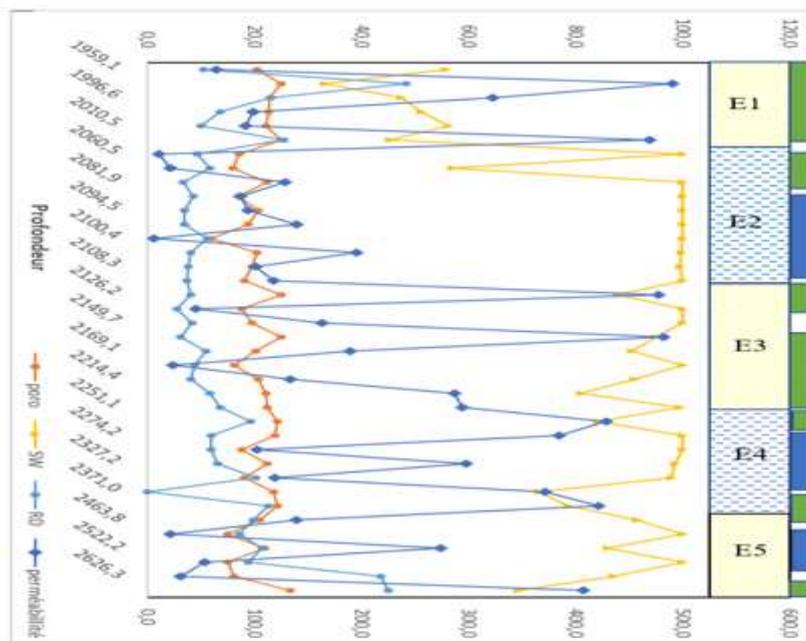
Dans le niveau E4, la porosité et la perméabilité présentent des bonnes valeurs, la saturation en eau est forte et une faible valeur de la résistivité. L'unité E4 est une bonne b unité réservoir t saturée en eau.

Dans le niveau E5, la porosité et la perméabilité présentent des bonnes valeurs, la saturation en eau est forte et une faible valeur de la résistivité. Le niveau E5 est une bonne unité réservoir saturée en eau.

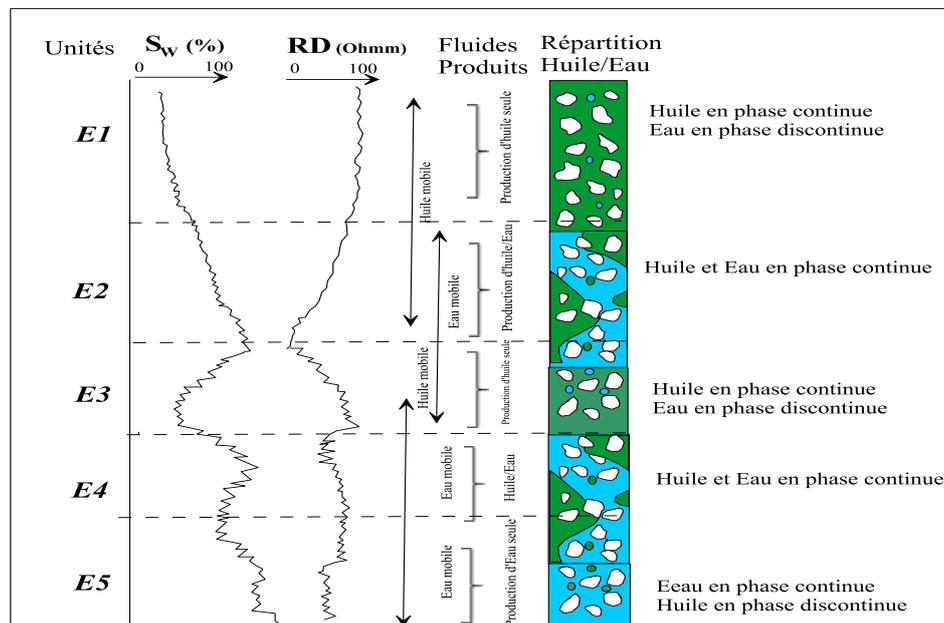
La caractérisation des différentes unités réservoirs refermant des hydrocarbures et l'eau, a été établi à partir de la corrélation croisée des différentes courbes diagraphiques (**Figure 5**).

En effet, dans les niveaux réservoirs **E1** et **E3**, on constate une faible saturation en eau, une forte résistivité : ce qui permet de caractériser ces unités comme des unités qui renferment une quantité importante d'hydrocarbures (**Figure 6**).

Dans les niveaux réservoirs **E2**, **E4** et **E5**, on constate que la saturation en eau et la résistivité fluctuent ; ce qui permet de caractériser ces unités susceptibles renfermer à la fois les hydrocarbures et l'eau (**Figure6**).



**Figure 5 :**Corrélation combinée entre saturation en eau ( $S_w$ ), la porosité( $\Phi$ ), la perméabilité ( $K$ ) et de la résistivité ( $RD$ ) en fonction de la profondeur au sein des unités réservoirs du puits AG-2.



**Figure6 :** Répartition des différents fluides (Huiles et/ou Eau) contenus dans les unités réservoirs au sein des unités réservoirs du puits AG-2

#### IV. CONCLUSION :

Les analyses pétrophysiques et diagraphiques des niveaux réservoirs du puits AG-2 de prospect Agadi ont permis de comprendre les différents types de fluides contenus dans ces niveaux ainsi que le degré d'argilosité qui les impacte.

La corrélation de ces deux paramètres pétrophysiques (porosité et perméabilité) ont montré que l'unité réservoir E1 présente des bonnes valeurs de la porosité et perméabilité, cela signifie que cette unité est la meilleure unité réservoir des prospectifs d'étude. La variation du volume d'argile ( $V_{sh}$ ) en fonction de la profondeur montre que l'unité E2 présente un important volume d'argile.

La corrélation combinée de la saturation en eau et de la résistivité en fonction de la profondeur a permis d'identifier la nature des fluides contenus dans les unités réservoirs qui sont des hydrocarbures ou de l'eau. Il ressort de cette analyse que les unités réservoirs E2, E4 et E5 ont des valeurs de la saturation en eau pouvant atteindre 100 % ; les unités réservoirs E1 et E3 ont des valeurs de la résistivité pouvant atteindre 48.3  $\Omega.m$ . D'après ces résultats les unités E2, E4 et E5 sont saturées en eau, les unités E1 et E3 renferment une importante quantité d'hydrocarbures.

La corrélation combinée de la porosité ( $\Phi$ ), la perméabilité ( $K$ ), la saturation en eau ( $S_w$ ), et la résistivité ( $RD$ ) en fonction de la profondeur montre la quantité et la répartition des fluides contenus dans les différentes unités réservoirs. La

nature des fluides contenus est liée étroitement de deux paramètres ( $S_w$  et  $RD$ ). En effet, une saturation en eau ( $S_w$ ) élevée avec une résistivité faible ( $RD$ ) indique des faibles quantités d'hydrocarbures ; Une résistivité élevée avec une saturation en eau faible indique des quantités importantes d'hydrocarbures.

#### REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1]. Ahmed, K. S., Liu, K., Paterne, M. A., Kra, K. L., Kuttin, A. A.-A., Malquaire, K. P. R., & Ngum, K. M. M.-A. (2020). Anatomy of Eastern Niger Rift Basin with Specific References of Its Petroleum Systems. *International Journal of Geosciences*, 11(05), 305- 324. <https://doi.org/10.4236/ijg.2020.115016>
- [2]. Caumon, G., Collon-Drouaillet, P., Le Carlier de Veslud, C., Viseur, S., & Sausse, J. (2009). Surface-Based 3D Modeling of Geological Structures. *Mathematical Geosciences*, 41(8), 927- 945. <https://doi.org/10.1007/s11004-009-9244-2>
- [3]. Chad-Petroleum-Sector-Diagnostic-Report.pdf. (s. d.).
- [4]. Chang, E., & Zung, L. S. (2017). 3D Reservoir Characterization of Field Deta, Termit Basin, Niger. In M. Awang, B. M. Negash, N. A. Md Akhir, L. A. Lubis, & A. G. Md. Rafek (Éds.), *ICIPEG 2016* (p. 323- 335). Springer Singapore.

- [https://doi.org/10.1007/978-981-10-3650-7\\_28](https://doi.org/10.1007/978-981-10-3650-7_28)
- [5]. Chilingar, G. V. (1964). Relationship Between Porosity, Permeability, and Grain-Size Distribution of Sands and Sandstones. In *Developments in Sedimentology* (Vol. 1, p. 71- 75). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S0070-4571\(08\)70469-2](https://doi.org/10.1016/S0070-4571(08)70469-2)
- [6]. Du\_Gondwana\_a\_latlantique\_sud\_les\_con nex.pdf. (s. d.).
- [7]. Fu, S., Liao, Z., Chen, A., & Chen, H. (2020). Reservoir characteristics and multi-stage hydrocarbon accumulation of the Upper Triassic Yanchang Formation in the southwestern Ordos Basin, NW China. *Energy Exploration & Exploitation*, 38(2), 348- 371. <https://doi.org/10.1177/0144598719870257>
- [8]. Genik 1993.pdf. (s. d.).
- [9]. Genik, G. J. (s. d.). *Petroleum Geology of Cretaceous-Tertiary Rift Basins in Niger, Chad, and Central African Republic*. 33.
- [10]. Harouna, M., & Philp, R. P. (2012). POTENTIAL PETROLEUM SOURCE ROCKS IN THE TERMIT BASIN, NIGER. *Journal of Petroleum Geology*, 35(2), 165- 185. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2012.00524.x>
- [11]. Konaté, M., Ahmed, Y., & Harouna, M. (2019). Structural evolution of the Téfidet trough (East Air, Niger) in relation with the West African Cretaceous and Paleogene rifting and compression episodes. *Comptes Rendus Geoscience*, 351(5), 355- 365. <https://doi.org/10.1016/j.crte.2018.11.009>
- [12]. Lai, H., Li, M., Mao, F., Liu, J., Xiao, H., Tang, Y., & Shi, S. (2020). Source rock types, distribution and their hydrocarbon generative potential within the Paleogene Sokor-1 and LV formations in Termit Basin, Niger. *Energy Exploration & Exploitation*, 38(6), 2143- 2168. <https://doi.org/10.1177/0144598720915534>
- [13]. Liu, B., Wan, L., Mao, F., Liu, J., Lü, M., & Wang, Y. (2015). HYDROCARBON POTENTIAL OF UPPER CRETACEOUS MARINE SOURCE ROCKS IN THE TERMIT BASIN, NIGER. *Journal of Petroleum Geology*, 38(2), 157- 175. <https://doi.org/10.1111/jpg.12604>
- [14]. Liu, J., Zhang, G., Li, Z., Tang, Y., Xiao, H., Lai, H., & Yang, C. (2019). Oil charge history of Paleogene–Eocene reservoir in the Termit Basin (Niger). *Australian Journal of Earth Sciences*, 66(4), 597- 606. <https://doi.org/10.1080/08120099.2019.1568301>
- [15]. Makhloufi, Y., Collin, P.-Y., Bergerat, F., Casteleyn, L., Claes, S., David, C., Menendez, B., Monna, F., Robion, P., Sizun, J.-P., Swennen, R., & Rigollet, C. (2013). Impact of sedimentology and diagenesis on the petrophysical properties of a tight oolitic carbonate reservoir. The case of the Oolithe Blanche Formation (Bathonian, Paris Basin, France). *Marine and Petroleum Geology*, 48, 323- 340. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.08.021>
- [16]. Sarki, L. I. (2021). Caractérisation géochimique des roches mères potentielles de pétrole d'âge créacé supérieur et paléogène du bloc Agadem, bassin de Termit, Niger. 14.
- [17]. Talamali, S., Chaouchi, R., & Benayad, S. (2016). Sedimentological evolution of the Lower Series formation in the southern area of the Hassi R'Mel field, Saharan Platform, Algeria. *Arabian Journal of Geosciences*, 9(6), 481. <https://doi.org/10.1007/s12517-016-2506-7>
- [18]. Wan, L., Liu, J., Mao, F., Lv, M., & Liu, B. (2014). The petroleum geochemistry of the Termit Basin, Eastern Niger. *Marine and Petroleum Geology*, 51, 167- 183. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.11.006>
- [19]. Zhou, L., Su, J., Dong, X., Shi, B., Sun, Z., Qian, M., Lou, D., & Liu, A. (2017). Controlling factors of hydrocarbon accumulation in Termit rift superimposed basin, Niger. *Petroleum Exploration and Development*, 44(3), 358- 367. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30042-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30042-3)