

## Caractérisation des réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité: Implication de la diagenèse pour une prédiction précise, prospect de Dibeilla, bassin de Termit, Niger

### [ Characterization of low resistivity oil/gas reservoirs in Dibeilla prospect, Termit basin, Niger: Implication of diagenesis for precise reservoir prediction ]

Hamma Ada Moussa<sup>1</sup>, Abdou Dodo Bohari<sup>1</sup>, Hassan Ibrahim Maharou<sup>1</sup>, Abdourahamane Ibrahim Ari Maïna<sup>2</sup>, and Moussa Harouna<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Université Abdou Moumouni, Faculté des Sciences et Techniques, Département de Géologie, B.P. 10662, Niamey, Niger

<sup>2</sup>Pan African University of Life and Earth Science Institute, Ibadan, Nigeria

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:** Most of Niger's oil exploration and production activities take place in the Termit Basin. The Paleogene Sokor1 Formation, an important exploration target in the Termit Basin, is a typical sandstone hydrocarbon reservoir. The research presented in this paper used core, water samples and wireline logs, collected in the Dibeilla prospect to determine factors impacting the occurrence of low resistivity oil/gas reservoirs during their diagenetic processes to avoid exploration extra-cost and to recover the total reserves. Cores were analyzed based on thin sections, scanning electron microscopy, X-ray diffraction, and capillary pressure test. Wireline logs were analyzed using the Combined Log Pattern technique. The distributions of all potential influencing factors on porosity and permeability were quantified, making it possible to assess the influence of all potential controls on resistivity logs reading regarding to the fluid type. Diagenetic processes in the Sokor1 oil/gas reservoirs with low resistivity include cementation and dissolution, apart from mechanical compaction. Authigenic clay minerals, pyrite and siderite that account for resistivity controlling factors, occur as pore-filling and pore-lining cements, increase the reservoir conductivity. Sedimentary facies with fine lithological features resulted from relatively weak hydrodynamic deposition conditions induced by irreducible water and dual pore-structure system are the primary causes related to resistivity reduction in oil/gas saturated reservoirs. The low resistivity oil/gas reservoirs identified are the result of mix factors. Results demonstrate the robust application of combining diagenesis and Combined Log Pattern in predicting favorable reservoirs, useful in reducing exploration risk in undrilled areas and oilfields with similar geologic settings.

**KEYWORDS:** Low resistivity oil/gas pay, logging evaluation, dual pore-structure system, sandstone diagenesis, Control mechanism, Dibeilla prospect, Niger.

**RESUME:** La plupart des activités d'exploration et de production pétrolière au Niger ont lieu dans le bassin de Termit. La formation paléogène de Sokor1, une cible d'exploration importante dans ce bassin, est un réservoir d'hydrocarbures gréseux typique. Les données utilisées sont les échantillons de carottes, de l'eau et des logs diagraphiques, collectés dans le prospect de Dibeilla pour déterminer les facteurs ayant contribué à la formation des réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité au cours de la diagenèse afin de minimiser les coûts de l'exploration et recouvrir la totalité des réserves. Les techniques d'analyse utilisées sont, notamment la confection et l'observation des lames minces, la microscopie électronique à balayage, la diffractométrie des rayons X et le test de pression capillaire. Les logs diagraphiques ont été analysés à l'aide de la technique « *Combined Log Pattern* ». La distribution de tous les facteurs potentiels influençant la porosité et la perméabilité ont été quantifiés, ce qui a permis d'évaluer le mécanisme de contrôle induisant des faibles valeurs de résistivité en fonction du type de fluide. Les processus diagénétiques affectant les réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité incluent la cimentation et la dissolution, hormis la compaction mécanique. Les minéraux argileux, la pyrite et la sidérite néoformés se présentant sous

forme des ciments de remplissage et de revêtement des pores conduisent la complexité de la structure des pores qui favorise la conductivité du réservoir. Les faciès sédimentaires aux caractéristiques lithologiques fines résultant des conditions de dépôt hydrodynamique relativement faibles induites par l'eau cornée et le système de structure à double-pores sont les principales causes des valeurs faibles de la résistivité dans les réservoirs saturés en pétrole/gaz. Ces réservoirs identifiés sont le résultat des facteurs mixtes. Les résultats obtenus démontrent une application fiable de « *Combined Log Pattern* » lorsqu'elle est combinée avec les l'étude diagénétique dans la prédiction des réservoirs favorables. Ce qui est utile pour réduire le risque lié à l'exploration dans les zones non-développées et les champs pétroliers avec des paramètres géologiques similaires.

**MOTS-CLEFS:** Réservoirs à faible résistivité, évaluation par diagraphie, système de structure à double pores, diagenèse des grès, mécanisme de contrôle, prospect de Dibeilla, Niger.

## 1 INTRODUCTION

Le terme de réservoir à faible résistivité est utilisé dans l'exploration pétrolière pour décrire une zone productive qui a une résistivité relativement faible ou qui est qualifiée d'humide en utilisant les calculs conventionnels des diagraphies de puits ([1]. Il s'agit d'un champ d'exploration important et prometteur de réservoirs subtils de gaz et de pétrole, qui sont pour la plupart des dépôts à granulométrie fine et à forte teneur en argile. Ils se sont formés sous l'effet des faibles interactions hydrodynamiques dans des environnements deltaïques, lacustres peu profonds et des cônes de turbidité et qui sont déposés pendant des régimes tectoniques de faible amplitude dans la région [2], [3], [4], [5]. La formation paléogène Sokor1, une importante cible d'exploration dans le prospect de Dibeilla du bloc d'Agadem, bassin de Termit, est un réservoir d'hydrocarbures gréseux typique qui a subi multiples processus diagénétiques ([6] Hamma and Harouna, 2019). Situé sur la marge orientale du bloc d'Agadem, le prospect de Dibeilla couvre une superficie d'environ 796 Km<sup>2</sup> et se trouve dans la ceinture structurale du graben d'Araga et l'extrémité nord de la zone de faille de Fana (Fig. 1 a). Le bassin de Termit qui fait partie du système de rift ouest-africain (SROA), s'est développé lors de la rupture du Gondwana au début du Crétacé et de l'ouverture des océans de l'Atlantique Sud et Indien [7], [8], [9], [10]. La plupart des réservoirs de pétrole découverts et produits jusqu'à présent dans le bassin de Termit sont situés dans la formation Sokor1 d'âge Eocène dont l'interprétation des données diagraphiques montrée la présence des réservoirs à huile/gaz de faibles valeurs de résistivités. L'étude complète basée sur l'interprétation des données de diagraphie connu sous le nom de la méthode "*Combined Log Pattern*" (CLP) dans les zones d'intérêts du prospect Dibeilla, indique la présence des couches pétrolières/gazières ayant une faible résistivité similaire à celle des couches d'eau sous-jacente qui représentent un défi important pour l'évaluation. Décider s'il s'agit d'un réservoir effectif ou non dépend de la disponibilité des données d'essai de pompage. Par conséquent, il est nécessaire d'établir une technique discriminatoire pour identifier ces réservoirs de pétrole/gaz efficacement. La présente étude combine les résultats diagénétiques avec la méthode (CLP) pour expliquer la cause de la faible résistivité dans les réservoirs à huile/gaz. Identifier les différents facteurs susceptibles de provoquer la baisse de résistivité dans ces réservoirs à huile/gaz du prospect de Dibeilla afin de connaître le facteur majeur auquel est liée cette baisse de résistivité de ces réservoirs. Enfin valider la méthode (CLP) pour une évaluation précise des réservoirs du système pétrolier du Paléogène dans le prospect de Dibeilla et prouver son applicabilité dans les bassins du Niger Oriental en général.

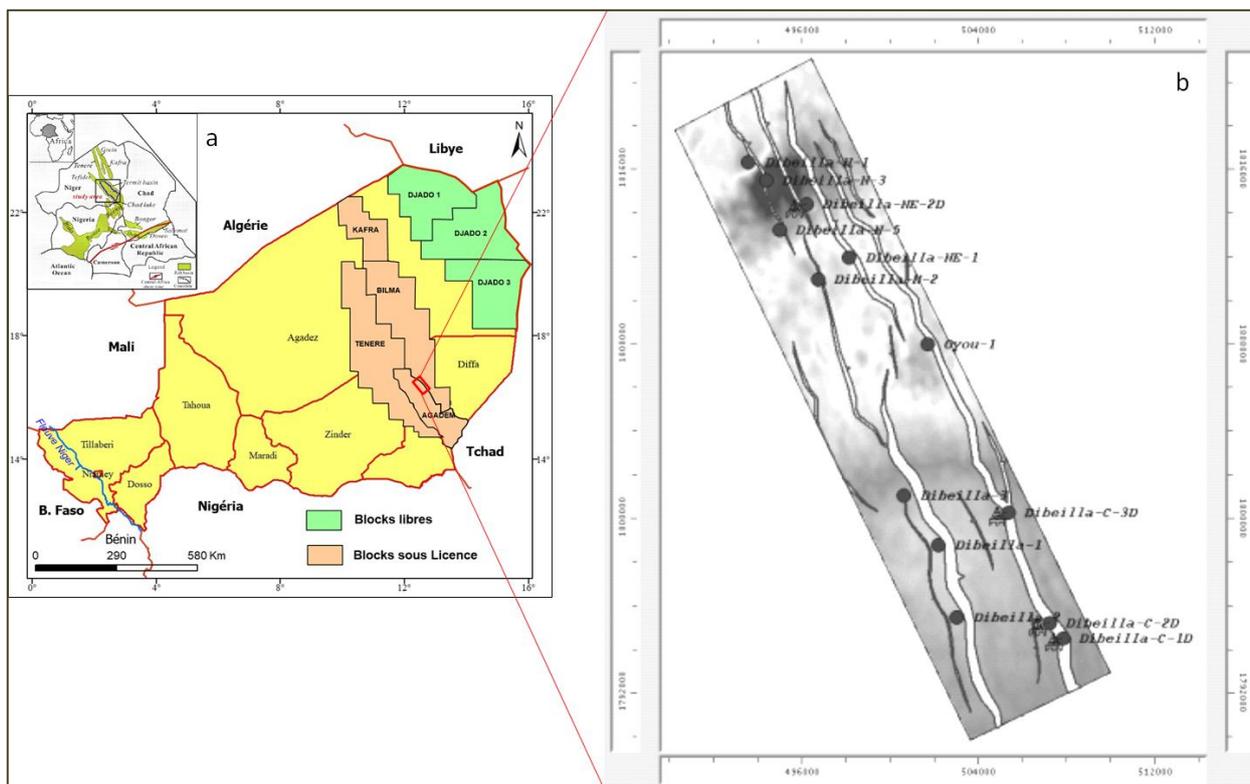


Fig. 1. (a) Localisation géographique de bloc d'Agadem, bassin de Termit dans le cadastre pétrolier du Niger et (b) carte structurale du prospect de Dibeilla montrant les puits étudiés

## 2 CADRE GEOLOGIQUE

Le Termit, est un bassin d'extension asymétrique typique des bassins du rift Mésozoïque-Cénozoïque intracontinentaux développés dans le sous-système du rift Ouest-africain [11]. Ce dernier forme avec le sous-système du rift africain central ce que l'on appelle le système du rift d'Afrique occidentale et centrale [7], [8], [9], [10]. Au cours de son évolution, l'orogénèse d'âge Cambro-Jurassique (environ 550 à 130 millions d'années) n'a pas eu beaucoup d'influence sur l'Est du Niger, qui était caractérisé par une plate-forme de craton stable recouvert des dépôts continentaux d'âge Cambrien à Jurassique se chevauchant du Nord au Sud [10]. En conséquence, le soubassement de Termit est composé d'un socle cristallin précambrien surmonté de formations métamorphiques de faible degré (Fig. 2) d'âge Jurassiques [9], [10], [12]. Pendant la subsidence initiale (première phase de rifting), des formations continentales de plus de 5000 m d'épaisseur [10] se sont déposées dans le bassin de Termit (K1; Fig. 2). La sédimentation de la majeure partie du bassin de Termit est devenue plus marine avec des dépôts de formations de plus de 6000 m d'épaisseur (Fig. 2) pendant la deuxième phase de rifting [9], [10] avec un épais dépôt du grès fluvial de Madama (Fig. 2).

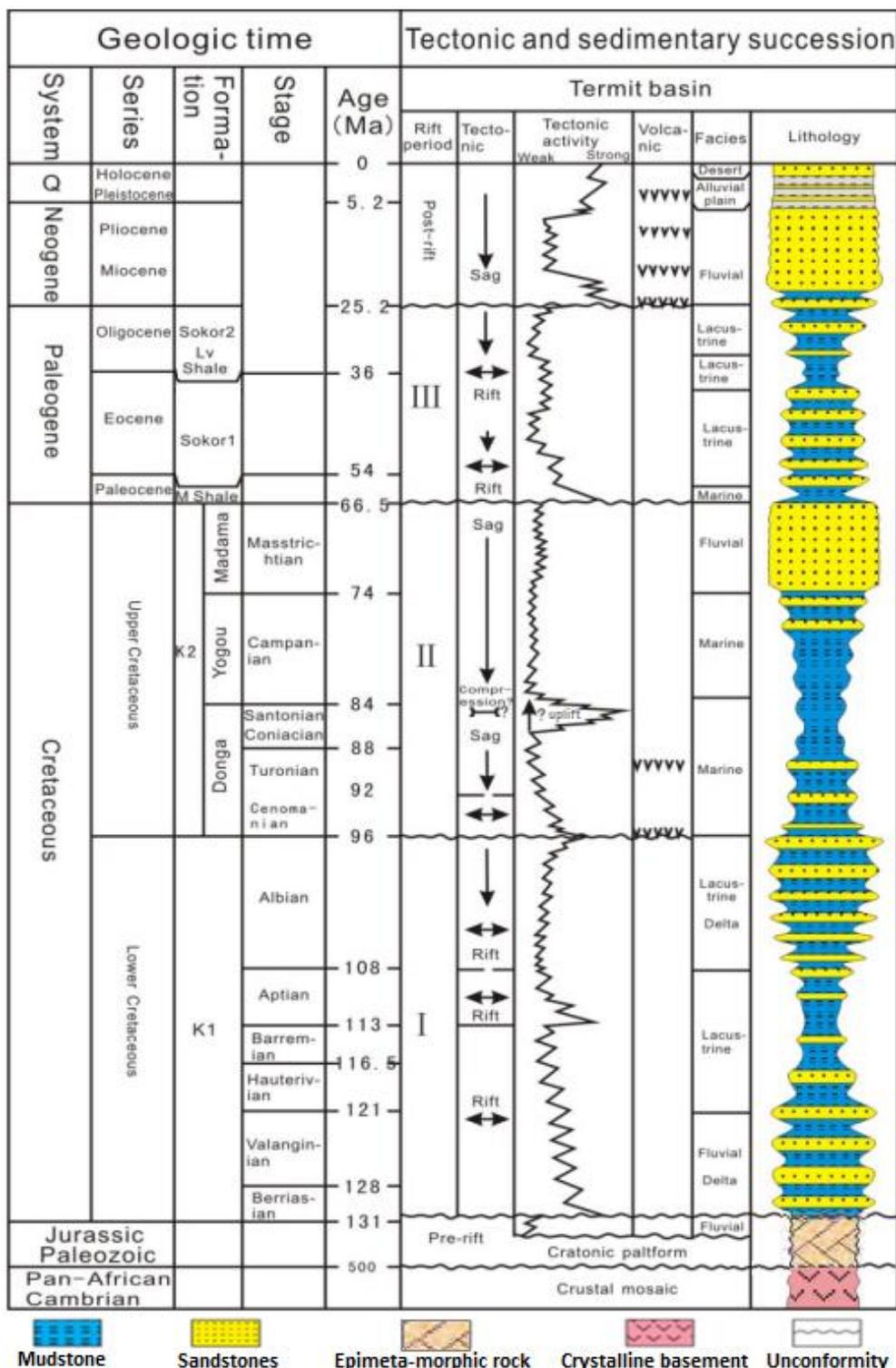


Fig. 2. Colonne stratigraphique du bassin de Termit (d'après [6]; modifié de [9] et [10])

Pendant la troisième phase de rifting, le bassin de Termit est caractérisé par une sédimentation fluvo-deltaïque à lacustre (Fig. 2). Cependant, l'évolution tectonique du bassin de Termit est caractérisée par trois périodes (pré-, syn- et post-rift) divisées en six étapes [9], [10], [12]. La période pré-rift comprend l'étape d'ajustement de la croûte panafricaine et l'étape de stabilisation du soubassement d'âge Cambro-Jurassique [6], [10], [13], [14]. Quant à la période syn-rift, elle comprend l'étape

de rifting créacé inférieur, l'étape de transition rifting-subsidence créacé supérieur et l'étape de rifting paléogène [9], [10]. Enfin, la période post-rift comprend l'étape de dépression néogène-quaternaire (Fig. 2).

### **3 MATERIEL ET METHODES**

Les principales données utilisées pour cette étude proviennent de 13 forages répartis sur le champ pétrolier de la zone d'intérêt de Dibeilla (Fig. 1b). Ces données ont été fournies par le Ministère de l'Energie et du Pétrole et la CNPC/NP (China National Petroleum Company/Niger Petroleum), à travers la "Direction des Hydrocarbures", République du Niger. Ces données comprennent: (1) des logs de diagraphie différée de puits (comprenant de: rayons gamma, résistivité, sonique, densité, neutrons, potentiel spontané et litho-densité) et des données de diagraphie instantanée; (2) trente-deux (32) échantillons de grès (carottes) provenant de différents groupes de sable (E1 à E5) collectés dans les couches à pétrole/gaz de faibles valeurs de résistivités; (3) douze (12) échantillons d'eau (provenant de réservoirs de faible résistivité) ont été prélevés sur les sites d'exploitation de la zone d'étude.

Les techniques d'analyse utilisées sont, notamment la confection et l'observation des lames minces, la microscopie électronique à balayage (MEB), la diffractométrie des rayons X (DRX), le test de pression capillaire et l'analyse des eaux. Toute ces analyses ont été effectuées au "Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, China university of Geosciences (Wuhan), Ministry of Education, Wuhan, 430074, China". La quantité des constituants détritiques et diagénétiques, et les paramètres texturaux modaux (taille de grain, tri, sphéricité) ont été déterminés. Les types de pores, la porosité visuelle, et le volume de ciment de quartz, sont obtenus par la technique de comptage sur JMicroVision [15] dans chaque lame mince. L'analyse en roche totale des échantillons de grès a également été faite par observation à la microscopie électronique à balayage (MEB) à 20 kv avec un Stereoscan 240 de Cambridge. Cette analyse a permis l'identification des différents minéraux argileux, de déterminer la structure des pores, le type et le mode d'apparition des ciments dans les espaces poreux du réservoir. La DRX des lames orientées de chaque échantillon et de chaque groupe de grès (roche entière) a été réalisée après qu'elles aient été séchées à l'air, saturées en glycol et chauffées à 450°C pendant 4h. L'appareil utilisé pour cette étude est un diffractomètre à rayons X (PANalytical X'Pert pro) muni d'une anticathode en cuivre (tension 45 kV; courant 40mA). Les diagrammes de diffraction des rayons X ont été traités avec le logiciel MacDiff (version 4.2.5). La proportion de la fraction minérale a été déterminée en ajustant le spectre de DRX à la somme des spectres individuels de différents minéraux contenus. Pour le besoins de l'identification des minéraux argileux, la fraction de taille inférieure à 2 µm de chaque échantillon est obtenue par décantation dans une colonne d'eau. La DRX a été réalisée selon les procédures standards et les proportions quantitatives des minéraux ont été déterminées selon les méthodes décrites par Schultz [16]. Antérieurement, à l'analyse DRX, chaque échantillon a été dispersé dans de l'eau désionisée, fragmenté avec du H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> dilué et lavé plusieurs fois. Les fractions de taille inférieure à 2 µm ont été obtenues par sédimentation puis montées en lame mince orientée.

La technique *Combined Log Pattern* (CLP) d'analyses diagraphiques combinant divers logs, (rayon gamma, potentiel spontané, la résistivité, la densité, neutron, sonique, etc.) a été adaptée afin d'identifier la lithologie de la formation cible et les fluides de ces réservoirs. L'interprétation de données de puits pour la caractérisation des réservoirs s'est faite en plusieurs étapes comme le recommande Railsback [17]. L'identification de la lithologie a été réalisée à l'aide de logs de rayons gamma (GR) et de potentiel spontané (SP) pour différencier les couches d'argilite des couches non-argileuses. Les argilites ont généralement une lecture du log SP positive, alors que les formations sableuses (sable, grès, etc.) ont une lecture très négative tandis que les formations silteuses se situent entre les deux (pas trop négatives). Des valeurs élevées de GR indiquent une formation argileuse (argilites), alors que les valeurs faibles indiquent une couche gréseuse. La résistivité (LLD et LLS) pour détecter les fluides et différencier en plus la lithologie. Une résistivité de fond (LLD) élevée signifie la présence des hydrocarbures ou des formations étanches (à très faible porosité) tandis qu'une résistivité de fond faible indique des sables humides. La séparation entre les deux résistivités (LLD et LLS) avec une lecture à valeurs élevées de LLD signifie que le fluide de formation est différent du fluide de boue de forage, et lorsqu'elles se déplacent ensemble avec une lecture à valeurs faibles (valeurs LLD inférieures aux valeurs LLS) le fluide de la formation est similaire au fluide de boue de forage et la formation est perméable au fluide de boue de forage. Il est à noter que dans le cadre de notre étude, les puits ont été forés avec une boue de forage à base d'eau donc les zones contenant des hydrocarbures peuvent être clairement identifiées de celles contenant de l'eau sur la base de la résistivité. Le log de densité (RHOB) qui a la capacité de différencier si la formation est étanche ou non (grès étanche ou grès poreux) et indiqué la présence des fluides est combiné au log neutron (NPHI) pour différencier le réservoir d'hydrocarbures de celui d'eau. Le chevauchement entre RHOB-NPHI est présent, le niveau qui coïncide avec les valeurs plus élevées de la résistivité marque la présence du pétrole. La combinaison des résultats de l'interprétation des diagraphies et des résultats diagénétiques de réservoirs du prospect est faite afin de fournir des résultats avec une résolution plus élevée dans un délai permettant d'identifier et de distinguer les réservoirs de pétrole/gaz à faible valeur de résistivité de ceux contenant de l'eau.

## 4 RESULTATS ET DISCUSSION

### 4.1 FACTEURS INDUISANT LES RESERVOIRS PRESENTANT DE FAIBLES VALEURS DE RESISTIVITES

Le problème de l'interprétation des diagraphies de puits et de l'évaluation des zones utiles (pétrolières/gazières) de faible résistivité existe depuis de nombreuses années en raison de la complexité liée à la présence de minéraux authigènes et leur mécanisme de conduction [1], [18]. A présent, plus de dix facteurs ont été identifiés pouvant conduire à des réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité, tels que le faciès sédimentaire, les eaux cornées (*irreducible water*), les minéraux conducteurs, les types d'argiles et leur distribution, la structure des pores, la mouillabilité, la salinité de l'eau de formation et l'invasion des boues de forage [19], [20], [21], [22]. Il ressort des analyses complètes des lames minces, des résultats de MEB et de DRX (Tableaux 1, 2, et 3) que les réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité dans le prospect de Dibeilla sont associés à des caractéristiques à micro-échelle telle que la granulométrie, les teneurs en argile et les teneurs en minéraux conducteurs (la pyrite et la sidérite). En effet, les résultats de l'analyse des données de diagraphie montrent que les réservoirs lithologiques à faible résistivité dans la zone concernée sont caractérisés par des teneurs en argile élevées, un gamma-ray (GR) élevé (Fig. 3 et 4), des propriétés physiques modérées (types de particules, tri, cimentation et sphéricité) et des réservoirs effectifs à couches d'épaisseur faible. La figure 3 montre que les valeurs de résistivité de la couche réservoir ② sont élevées et atteignent 400  $\Omega$ m avec GR d'environ 25 API tandis que les valeurs de résistivité des couches réservoirs ① et ③ sont voisines de 30  $\Omega$ m et de 10  $\Omega$ m respectivement et les valeurs de GR dans les deux couches sont toutes à la hauteur de 75 API. En outre, les résultats de test de puits ont vérifié que les réservoirs des couches ① et ③ sont saturés en pétrole/gaz (Tableau 4). Par conséquent, les caractéristiques lithologiques avec un système de structure à double pores, les minéraux conducteurs, les types d'argile et leur distribution, la saturation en eau cornée et la salinité de l'eau de formation sont discutées, afin d'identifier les causes profondes de présence des réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité du prospect Dibeilla.

**Tableau 1.** Données de diffraction des rayons X pour les échantillons de roche totale prélevés dans le réservoir de pétrole/gaz de faible résistivité du puits Dibeilla-2

Puits	Nombre d'échantillon	Profondeur (m)	Groupe de sable	Teneurs relatives des types de minéraux (%)							
				Teneur en argile	Quartz	Feldspath potassique	Calcite	Dolomite	Roche saline	Pyrite	Sidérite
Dibeilla-3	4	1212-1259,5	E1	11,9	82,2	2,9	1	1	1		
Dibeilla-2	6	1334-1347,5	E2	14	79,98	1	2	1		1	1
Dibeilla-2	4	1468-1478,4	E3	13,5	81,8	0,75		1	1	0,85	1
Dibeilla-1	6	1492-1525	E4	11,4	84,6	1			0,64		4,01
Dibeilla-C-1D	6	1672-1712	E5	8,2	88,8	1					1,95

**Tableau 2.** Estimation quantitative des minéraux sur lames minces d'échantillons de roche totale prélevés dans le réservoir de pétrole/gaz de faible résistivité du puits Dibeilla-2

Puits	Nombre d'échantillon	Profondeur (m)	Groupe de sable	Quartz (%)	Feldspath-K (%)	Débris (%)	Teneur en argile (%)	Calcite %	Diamètre de grain détritique (mm)	Dénomination
Dibeilla-2	6	1334-1347,5	E2	79,97	1	2	14,5	2,8	0,13	Grès quartzique fin
Dibeilla-2	4	1468-1470,4	E3	83	1	2	13	1	0,05-0,75	Grès quartzique anisomorphe

Tableau 3. Données de diffraction des rayons X pour la fraction argileuse d'échantillons prélevés dans le réservoir de pétrole/gaz à faible résistivité des puits Dibeilla-2 et -3. (Remarque: K: kaolinite, C: chlorite, I: illite, I/S: illite/smectite, S: smectite)

Puits	Nombre d'échantillon	Profondeur (m)	Groupe de sable	Teneurs relatives des types de minéraux argileux (%)					
				K	C	I	S	I/S	%S dans I/S
Dibeilla-2	4	1408,5-1418,6	E3	61,23	11,08	6,76		21	30
Dibeilla-2	6	1468-1470,4	E3	63,74	9,02	4,23		23	28
Dibeilla-3	6	1637,4-1642,5	E4	39,5	17,5	7,5		35	26

#### 4.1.1 CARACTERISTIQUES DE LA SALINITE DE L'EAU DE FORMATION

Etant le principal milieu conducteur dans l'espace poreux de la roche, l'eau de formation du fait de sa salinité affecte également la réponse diagraphique de résistivité du réservoir. Cependant, les résultats d'analyse de la salinité de l'eau de formation des réservoirs de basse résistivité du prospect de Dibeilla montrent que ces eaux sont de type bicarbonaté sodique ( $\text{NaHCO}_3$ ) avec une salinité comprise entre 1106,66 et 2609.23 mg/L (valeur moyenne de 1048.04 mg/L) et un pH compris entre 7.43 et 8.16 (Tableau 5).

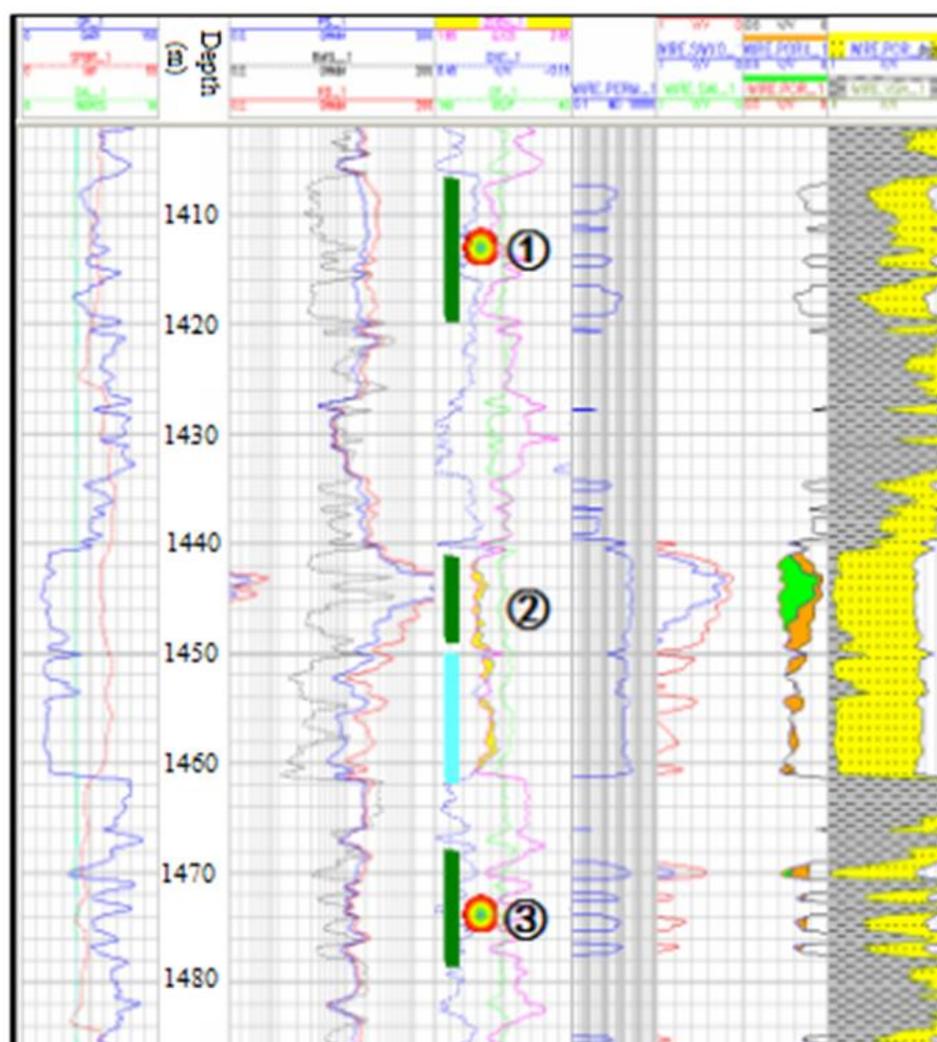


Fig. 3. Interprétation complète des diagraphies pour le groupe de sable E3 du puits Dibeilla-2

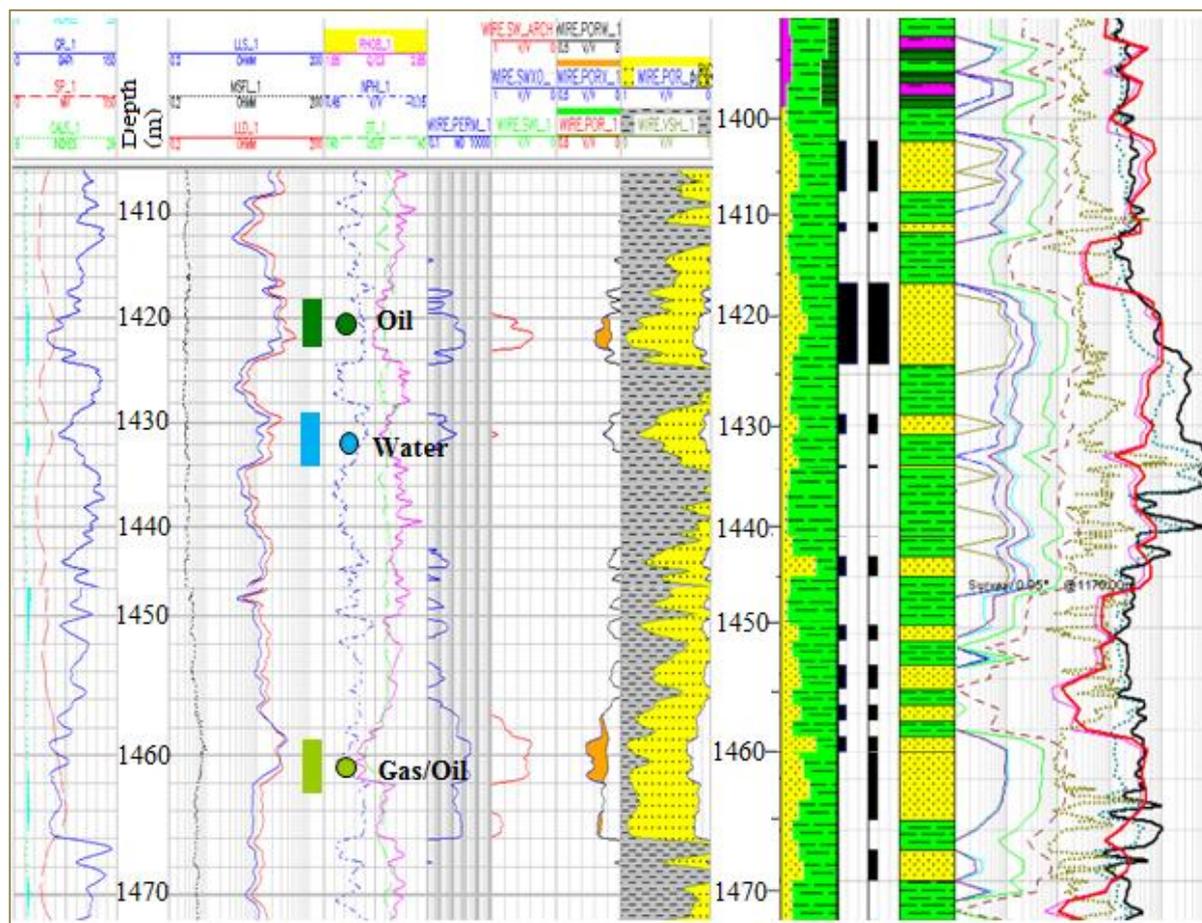


Fig. 4. Interprétation complète des diagrapies pour le groupe de sable E3 du puits Dibeilla-C-1D

Tableau 4. Résultats de test de puits (rapport [23]) pour Dibeilla-2 (1 ; 2 ; 3 : couche d'huile et Add1 : couche d'eau, voir Fig. 3).

Groupe de sable	Couche	Intervalle (m)	Epaisseur (m)	Epaisseur nette (m)	Quantité		Résultat	
					Huile en BBL/j	Eau en BBL/j		
E3	1	1408-1410; 1411-1414; 1416,6-1420	6,4	4,4	181,4		Huile	
	2	1439,2-1450,1	11,1	7,3	176,6		Huile	
	Add1	1452-1462	10			115	Eau	
	3		1468,6-1472	3,2	2	864		Huile
			1472,4-1475	3,6	2,6	1248		Huile
			1478-1480	2	2	1824		Huile

Ces résultats statistiques de la salinité d'eau de formation montrent que l'eau de formation dans le prospect de Dibeilla est caractérisée par une faible salinité et une légère alcalinité, ce qui indique que les réservoirs de pétrole/gaz de faible résistivité ne sont pas directement liés à la salinité d'eau de formation.

Tableau 5. Résultats d'analyses sur la salinité de l'eau de formation des réservoirs à basse résistivité du prospect de Dibeilla

Nom de puits	Groupe de sable	Profondeur (m)	pH	Type d'eau	K <sup>+</sup> -Na <sup>+</sup> mg/L	Mg <sup>2+</sup> mg/L	Ca <sup>2+</sup> mg/L	Cl <sup>-</sup> mg/L	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> mg/L	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> mg/L	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> mg/L	Salinité total mg/L
Dibeilla-3	E1	1195,6-1202	8,16	NaHCO <sub>3</sub>	421,73	2,6	10,29	55,8	19,92	763,03	207,5	1480,9
Dibeilla-1	E2	1288-1302	7,7	NaHCO <sub>3</sub>	596,38	6,24	13,72	196	0	1212,1	82,19	2104,9
Dibeilla-N-5	E2	1252-1268,2	7,7	NaHCO <sub>3</sub>	670,36	25,48	54,01	202	0	1414,6	242,5	2609,23
Dibeilla-C-2D	E3	1492-1460	7,7	NaHCO <sub>3</sub>	420	12	35	177	0	976	0	1620
Dibeilla-N-2	E3	1351-1356	8,01	NaHCO <sub>3</sub>	377,53	5,2	13,72	112	26,56	781,6	32,88	1349,09
Dibeilla-2	E4	1600-1608	7,49	NaHCO <sub>3</sub>	400,31	5,2	20,58	133	0	833,93	60,86	1462,41
Dibeilla-N-1	E4	1416-1422	7,43	NaHCO <sub>3</sub>	387,47	2,91	22,63	133	0	810,3	57,53	1413,37
Dibeilla-NE-1	E5	1682-1700	7,71	NaHCO <sub>3</sub>	431,68	5,2	17,15	202	0	844,06	24,66	1526,02
Dibeilla-C-1D	E5	1780-1800	7,56	NaHCO <sub>3</sub>	320,88	3,64	14,57	188	0	540,2	39,04	1106,66

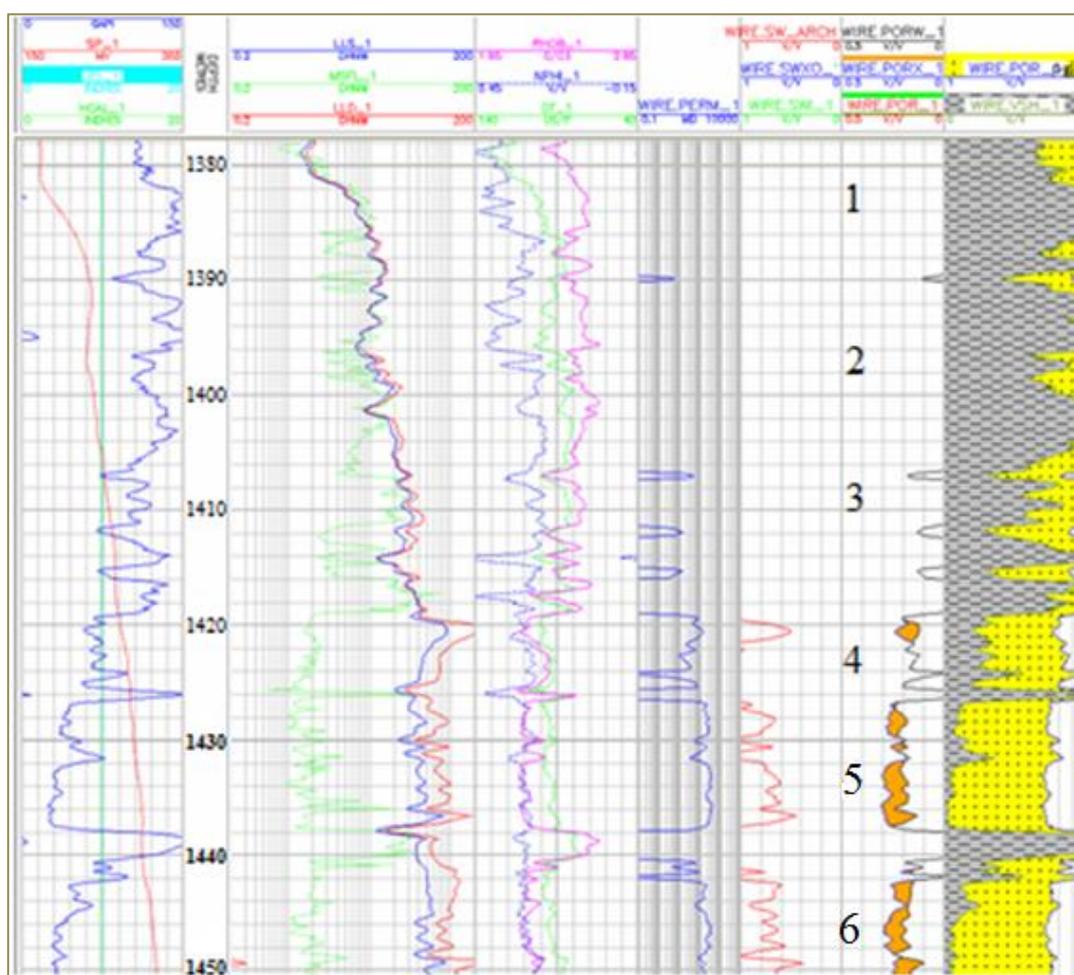


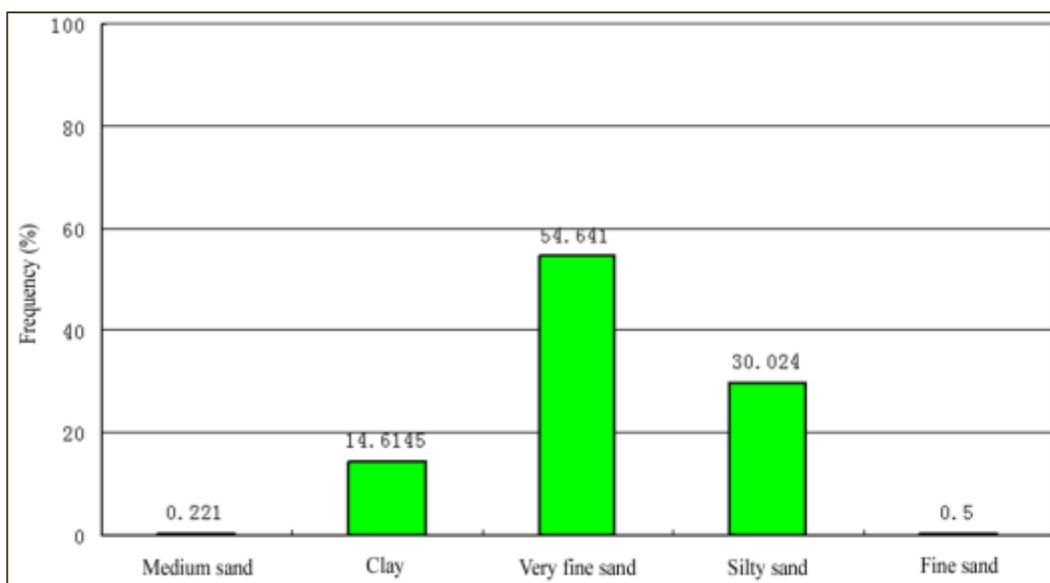
Fig. 5. Interprétation complète des diagraphies pour le groupe de sable E3 dans le puits Dibeilla-1, montrant les lithologies de réservoirs: 1 = siltstones argileux/argiles avec un tri moyen; 2 et 3 = siltstones avec un mauvais tri; 4 = grès moyens avec un tri moyen et 5 et 6 = grès fins avec un tri moyen

**4.1.2 CARACTERISTIQUES LITHOLOGIQUES AVEC UN SYSTEME DE STRUCTURE À DOUBLE PORES INDUIT PAR UNE SATURATION EN EAU IRREDUCTIBLE**

Dans le prospect de Dibeilla, la plupart des couches de pétrole/gaz à faible résistivité sont distribuées dans les groupes de sables pétrolifères E1 et E2 en raison de leurs caractéristiques lithologiques fines comme indiqué dans la section précédente. Alors que les groupes de sables pétrolifères E3, E4 et E5 sont principalement constitués de couches de grès moyens à grossiers avec quelques couches de grès à sable fin ou d'épaisseur faible qui reflète les zones d'exploitation de pétrole/gaz de faible résistivité dans ces intervalles (Fig. 4). Ces couches de grès fins sont généralement peu épaisses et résultent des mécanismes hydrodynamiques relativement faibles pendant la sédimentation (Tableau 6) ou dans le sens du retrait du corps sableux ("pinch out"). Ces derniers présentent des caractéristiques lithologiques fines et des teneurs élevées en argile et peuvent présenter une faible résistivité. La majorité de ces couches peuvent être classées comme des couches de pétrole/gaz à faible résistivité d'origine mixte d'après leurs caractéristiques.

**Tableau 6. Répartition en catégories et caractéristiques des faciès sédimentaires de la Formation Sokor1**

Faciès Sédimentaire	Sub-faciès	Microfaciès	Caractéristiques des faciès sédimentaires
Delta	Plaine Deltaïque	Chenaux distribution	Grès microconglomératiques, grès moyens à fins, litage oblique, litage transversal en auge, structure de dissolution-remplissage, débris végétaux charbonneux
		Cône d'inondation de haut niveau	Siltstones, siltstones argileux, litage horizontal, litage mineur ondulé, litage grim pant
		Chenaux d'inter-distributaire	Siltstones argileux, litage horizontal, bioturbation
	Front de Delta	Chenaux de distribution sous-marine	Grès microconglomératiques, grès moyens à fins, litage transversal ondulé, litage horizontal, trous de vers, structure de biodégradation
		Barre inter-distributaire	Siltstone, siltstone argileux, bioturbation
		Barre d'embouchure	Siltstone, grès fins, rythme inversé avec une section inférieure mince et une section supérieure fruste, litage transversal mineur
		barre distale	Siltstones argileux, siltstones, litage horizontal à ondulé, structure de bioturbation
Lacustre	Rive de lac peu profond	Argiles, argiles silteuses, argilites, litage horizontal	
	Barre de plage	Siltstones, grès fins limoneux	



**Fig. 6. Histogrammes de la distribution de la taille des particules du groupe de sable E1 dans le puits Dibeilla-3**

#### 4.1.2.1 CARACTERISTIQUES DE LA LITHOLOGIE FINE

La montre que la formation de réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité du groupe de sable E1 a des particules de taille fine. En effet ce groupe de réservoirs est constitué des grains de sable de taille extrêmement fine en proportion de 54,64% et des grains silteux en proportion de 30,024% ainsi qu'une teneur importante en argile de 14,61%. Tandis que la proportion de grains de sable de taille moyenne à fine est inférieure à 1%. Ces caractéristiques montrent une lithologie moins triée (Fig. 5) avec des espaces poreux élevés, mais une faible perméabilité (Fig. 7). Ainsi, ces caractéristiques lithologiques fines (Fig. 5; couches 5 et 6) peuvent être le principal facteur contribuant à la diminution drastique de la résistivité de la formation du réservoir, ce qui conduit finalement à des réservoirs de pétrole/gaz de faible résistivité.

#### 4.1.2.2 CARACTERISTIQUES DU SYSTEME DE STRUCTURE À DOUBLE PORES

La structure complexe des pores du réservoir peut être l'une des raisons importantes de la formation des réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité [24], [25], [26]. Cependant, dans le grès des réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité de la zone d'étude, la structure complexe des pores du réservoir indique un système de structure à double pores composée de pores primaire et secondaire qui se sont formés au cours du processus diagénétique (Figs. 8 et 9). Ces réservoirs ont principalement une structure sableuse à grains de tailles variables, moyennement à mal triés, déposés dans des cônes et barre distale du faciès deltaïques et faciès lacustres (Tableau 6) qui présentent des grandes variations de tailles de particules de réservoirs et une structure de pore primaire complexe.

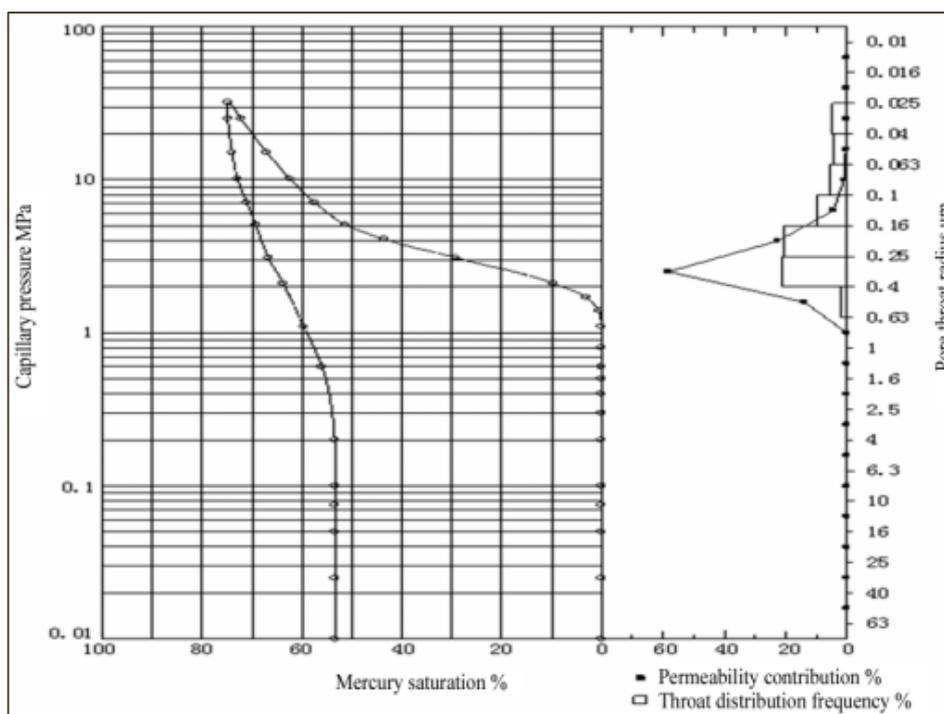
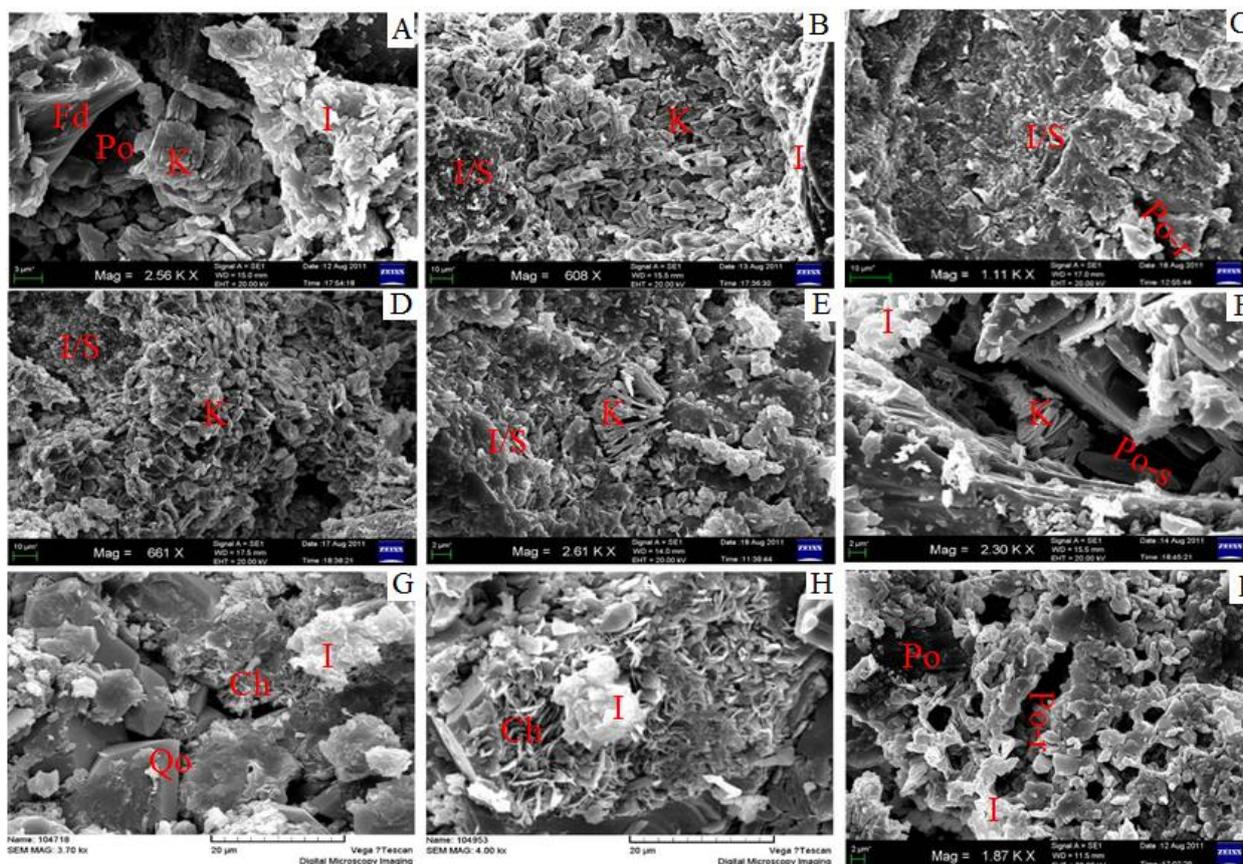


Fig. 7. Diagramme du résultat du test de pression capillaire du puits Dibeilla-2 (profondeur de l'échantillon: 1470.4 m)

Cette structure de pore primaire sous compaction, cimentation (effet de diagenèse) est devenue plus compliquée et montre des pores résiduels avec des orifices minuscules. En plus avec l'effet de dissolution au cours de la diagenèse, les pores secondaires sont principalement développés sous forme de micropores à diamètre d'orifice très petits (Fig. 7). D'où une abondance de pores fins dans ces réservoirs. Un tel système de structure de pores est très favorable à une saturation élevée d'eau cornée. En outre, les pores fins avec peu ou pas de connexion sont soumis à la saturation de cette eau cornée. Comme la salinité d'eau de formation du réservoir est relativement faible (Tableau 5), la concentration élevée d'eau peut contraindre le mécanisme de conductivité de la formation à augmenter, ce qui conduit à la réduction de la résistivité. Le système de structure de pores doubles peut être le facteur causant la basse résistivité des réservoirs de pétrole/gaz dans le prospect de Dibeilla.



**Fig. 8.** Images au MEB montrant l'occurrence de la kaolinite (K), l'illite (I), l'interstratifié illite/smectite (I/S) et de la chlorite (Ch) dans les grès de sokor1, prospect de Dibeilla:

- (A) pore-lining illite, tapissant les grains de feldspaths détritiques en cours de dissolution avec de la kaolinite occluant les pores (Po), remplacement le feldspath, Dibeilla-N-1, E4, 1423m;
- (B) pore-lining illite sous forme fibreuse tapissant les grains de feldspaths détritiques en cours de dissolution, avec l'association de la kaolinite et l'interstratifié I/S formant une structure à double pores, Dibeilla-C-2D, 1469m, E3;
- (C) l'interstratifié I/S tapissant les grains en remplacement du feldspath détritique dissout, avec des pores résiduels (Po-r), formant une structure à double pores, Dibeilla-1, 1368 m, E2;
- (D) l'interstratifié I/S et la kaolinite tapissant les grains en remplacement de la matrice argileuse, avec des micropores en nid d'abeilles, Dibeilla-2, 1302,5 m, E1;
- (E) l'interstratifié I/S sous forme de nid d'abeilles, tapissant l'ensemble de la surface de grains et remplissant les pores avec la présence de pores résiduels entre les cristaux de la kaolinite, structure à double pores, Dibeilla-N-3, 1725 m, E5;
- (F) kaolinite occluant les pores de dissolution (Po-s) avec de l'illite tapissant les grains, une grande quantité de micropores, Dibeilla-NE-2D, 1405,5 m, E3;
- (G) la chlorite de remplissage des pores développée dans les espaces inter-granulaires et de tapissage de grains détritiques, avec la surcroissances de quartz (Qo), Dibeilla-1, 1355,5 m, E2,;
- (H) chlorite en rosette remplissant les pores, avec des micropores entre ces grains, Dibeilla-C-3D, 1672 m, E4;
- (I) grès quartzique, structure à double pores avec pores intra-grains (Po-r) et pores inter-grains résiduels, Dibeilla-2, 1446 m, E3.

Note: La transformation de la kaolinite en illite et en interstratifié I/S en B, D et E

#### 4.1.2.3 CARACTERISTIQUES DE L'EAU CORNEE DE LA FORMATION

La saturation élevée en eau cornée fait que la formation sert de réseau conducteur moléculaire efficace. Cela conduit à une résistivité relativement faible de la formation pétrolière dans un environnement d'eau douce [27]. Selon les résultats d'analyse au microscope électronique à balayage, en lames minces, à diffraction des rayons X et à l'essai de pression capillaire, les réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité de la zone d'étude présentent des caractéristiques lithologiques fines, des teneurs élevées en argile, un système de structure à double pores et une pression de déplacement élevée (2,4165 MPa). Dans ces

conditions, les profondeurs d'enfouissement (diagenèse) peuvent entraîner des changements dans les structures de la fraction argileuse du réservoir et de sa composition. Au cours de ce processus, le mécanisme de conductivité de la formation peut être modifié en conséquence. En outre, les principaux facteurs liés à la formation d'une couche de pétrole/gaz à faible résistivité peuvent également être modifiés. La saturation en eau cornée des matériaux argileux augmente sa conductivité, entraînant ainsi un accroissement de la conductivité globale de la formation. L'augmentation de la surface des pores (pores mixtes) par rapport au volume total de la roche (Fig. 8) entraîne un apport supplémentaire d'eau de formation de faible salinité; l'augmentation de la quantité d'eau suite à la réaction d'illitisation des minéraux argileux de faible degré d'altération entraîne une augmentation de la salinité de ces eaux. Ce qui crée ainsi des conditions favorables à une augmentation de la conductivité de la formation des réservoirs à faible résistivité. De plus, ces réservoirs sont principalement formés dans des environnements présentant des faibles changements variations des conditions hydrodynamiques au cours la sédimentation. Ceci est suggéré par la présence des formations en superposition de dépôts multi-périodes (alternant entre des périodes de hautes et de basses eaux). Ces formations, pouvant contenir des couches minces composées principalement d'alternances de siltstones fins, de siltstones argileux et de grès fins (Fig. 5; Tableau 6) caractérisant des facies d'eau douce (lacustre à deltaïque) conduisent à baisser la résistivité. Toutes ces couches peuvent servir de formation réservoir présentant des conditions géologiques propices à une saturation élevée en eau cornée. Dans ce cas, en fonction de la capacité d'expulsion des hydrocarbures de la roche mère et de la distance de migration vers le réservoir, leurs pores principaux peuvent contenir du pétrole et les micropores auront une forte saturation en eau cornée. Par conséquent, de telles formations peuvent être des réservoirs saturés en huile, mais reflètent des résistivités de très faibles valeurs dans les logs diagraphiques. Cela peut être le cas des réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité dans le prospect de Dibeilla, si l'on considère la forte capacité d'expulsion des hydrocarbures de la roche mère de Yogou qui a une très grande épaisseur effective et une courte distance de migration du pétrole qu'elle génère [28], [29], [30].

#### **4.1.3 CARACTERISTIQUES DES TYPES DE MINÉRAUX ARGILEUX ET DE LEUR DISTRIBUTION**

Selon l'analyse quantitative d'échantillons de roche totale (pour les réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité) à travers les lames minces et de la DRX, la quantité totale de minéraux argileux est élevée (environ 14 %) (Tableaux 1 et 2). En plus, la lithologie est caractéristique d'un sable fin (Tableau 2) formant des grès mal triés. Dans ces grès, la kaolinite et la chlorite de remplissage de type vermiculaire et en rosette respectivement, laissent subsister des petits pores résiduels à orifices très réduits (Fig. 8). Ces caractéristiques indiquent des réservoirs à porosité élevée, mais de faible perméabilité et qui peut être la base de la réduction de la résistivité de ces réservoirs. Par ailleurs, les minéraux argileux sont connus comme des minéraux conducteurs en raison de leur capacité d'échange cationique (CEC) élevée. La présence de l'illite qui a la CEC la plus élevée (environ 26,6 - 69,0 meq 100 g<sup>-1</sup>) [31] par rapport à la smectite qui a une CEC d'environ 5,0 - 39,0 meq 100 g<sup>-1</sup> [32] favorise la conductivité de la formation. En plus, il y a généralement un excès de charge électrique négative dans les structures de l'illite et de la smectite. En effet, la charge structurale de la smectite provient de la substitution de Al<sup>3+</sup> par des ions Mg<sup>2+</sup> et Fe<sup>2+</sup> dans le feuillet octaédrique. Alors que celle de l'illite provient du remplacement de Si<sup>4+</sup> dans le feuillet tétraédrique de silicium par Al<sup>3+</sup>, ce qui entraîne une charge négative plus élevée et une grande capacité d'adsorption d'échange de cations pour ce type de minéraux. Cependant l'illite et la smectite conduisent à une forte conductivité de la formation. L'analyse statistique des résultats de la DRX pour la fraction argileuse montre la présence en grande quantité de ce type d'argile ayant une capacité d'échange cationique élevée (Tableau 3). Par conséquent, la forte teneur en interstratifié I/S et illite (Tableau 3) soumet ces réservoirs étudiés à une conductivité accrue et donc à une faible résistivité. En outre, une grande quantité de cations dans l'eau de formation sera adsorbée sur la surface de l'interstratifié I/S, ce qui entraînera une conductivité supplémentaire dans la formation et réduira rapidement la résistivité. Les données d'analyse au MEB montrent que les minéraux argileux ont principalement une surface irrégulière en forme de grains, de fibres et de nid d'abeilles (Fig. 8) qui favorise la formation d'une grande quantité de micropores, par lesquels ils peuvent absorber une grande quantité d'eau de formation pour former de l'eau liée, augmentant ainsi la saturation en eau cornée. De plus, la plupart des matériaux de cimentation primaire (argileux) ainsi que la kaolinite ont été soumis à une altération (Fig. 8) en raison du stade A de mésodiagenèse atteint par la formation. Ce qui peut fournir des conditions favorables pour l'existence d'une grande quantité d'eau cornée par introduction d'eau issue de leur déshydratation, formant ainsi un bon système conducteur qui réduit la résistivité du réservoir.

#### **4.1.4 MINÉRAUX CONDUCTEURS**

Un autre facteur provoquant une diminution de la résistivité est la présence de minéraux conducteurs [33]. Les faibles valeurs des logs de résistivité dans un réservoir peuvent être attribuées à la présence de minéraux ferreux, notamment la pyrite et la sidérite. Ils ont une bonne conductivité électrique qui est généralement comparable, voire supérieure à celle de l'eau de formation [34]. De plus, les propriétés conductrices des roches poreuses à pyrites dépendent fortement de la quantité et du

mode de distribution de la pyrite [35]. Selon l'analyse au MEB d'échantillons de carottes collectés dans des réservoirs de pétrole/gaz de faible résistivité de la zone d'étude, les minéraux authigènes de pyrite se distribuent dans les pores sous forme de *pore-filling* (revêtement des pores) (Fig. 9 A et B). Dans certains échantillons, sa présence montre des textures intermédiaires entre les cristaux framboïdes à pseudo-octaédriques. Sa quantité et celle de la sidérite atteignent 1% respectivement dans les échantillons de roche totale dans le groupe de sable E2 (Tableau 1). Cette distribution de pyrite (Fig. 9 A et B) augmente la conductivité électrique de la formation, réduisant ainsi les valeurs de la résistivité dans les logs diagraphiques. D'un point de vue du contenu totale de la roche, la quantité de pyrite est très faible, donc elle a moins d'influence sur le changement de conductivité de la formation. La quantité de sidérite augmente avec l'augmentation de la profondeur des groupes de sable de E2 à E5 (Tableau 1) avec une quantité maximale dans E4 (jusqu'à 4.01%; Tableau 1) et sa distribution en remplissage des pores (Fig. 9 C et D). La quantité totale des minéraux conducteurs (pyrite + sidérite) peut atteindre plus 6 % dans les réservoirs les plus profonds (E3-E5), ce qui est bien plus suffisant pour provoquer une faible résistivité dans les réservoirs de pétrole/gaz du prospect de Dibeilla en tenant compte du point de vue de Pratama et al. [36], selon lequel 0 à 2 % des minéraux conducteurs ont un effet significatif sur la diminution de la résistivité de la formation.

#### 4.2 FACTEURS MAJEURS CONTROLANT LA FORMATION DES RESERVOIRS PETROLIERS DE FAIBLE RESISTIVITE

La faible résistivité de réservoirs de pétrole/gaz identifiés dans la formation de Sokor1 de la zone d'étude peut être causée par la réponse mixte de facteurs tels que la structure des pores, la lithologie, le milieu de sédimentation, les propriétés des minéraux et de l'eau de formation. Ces intervalles de réservoirs de grès de Sokor1 à faible résistivité dans cette zone sont formés par la superposition de dépôts multi-périodes de couches minces composées principalement de siltstones fins, de siltstones argileux et de grès fins alternés dans des faibles conditions hydrodynamiques de dépôt (environnement deltaïque et lacustre).

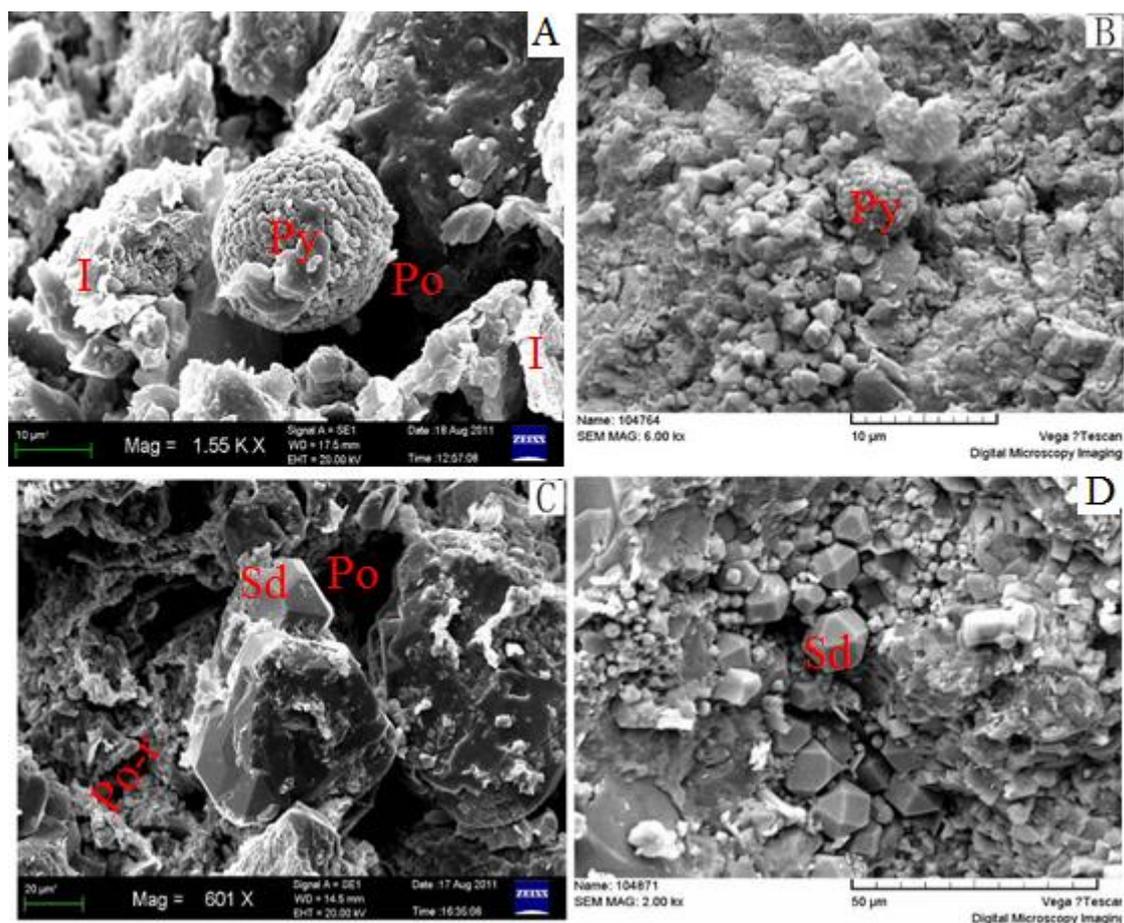


Fig. 9. Image au MEB montrant des minéraux de pyrite et de sidérite dans les réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité: (A), puits Dibeilla-2, E2, 1346 m; (B) puits Dibeilla-2, E3, 1472,5 m; (C) puits Dibeilla-C-1D, E5, 1694,2 m; puits Dibeilla-1, E4, 1512,5 m

En plus de ces caractéristiques de lithologies fines de réservoir, deux conditions géologiques requises pour la genèse de telles formations de réservoir: (1) le degré de la diagenèse et (2) le système de structures à double pores avec une faible salinité de l'eau de formation présente dans la formation de réservoir de la zone d'étude favorisent la baisse de la résistivité. De même, le haut degré de conversion de la kaolinite (Fig. 8 B, D et E) permet à la formation d'avoir de grandes quantités d'illite et d'interstratifié I/S. Lorsque ces derniers sont combinés aux minéraux authigènes conducteurs (Fig. 9) tels que la pyrite et la sidérite contenues dans les pores primaires entraînent l'augmentation de la conductivité de la formation par conséquent de faible résistivité même si elle est saturée en pétrole/gaz. Dans une telle variabilité de genèse, l'augmentation des concentrations d'eau cornée induites par des caractéristiques lithologiques plus fines et des structures à double pore peuvent être les causes principales liées à la réduction de la résistivité de couches de pétrole/gaz. Cependant, le système de dépôt des microfaciès et la diagenèse sont les principaux facteurs de contrôle de la formation de réservoirs pétroliers à faible résistivité dans cette zone.

## **5 CONCLUSION**

Les réservoirs de pétrole/gaz à faible résistivité identifiés sont le résultat d'une coexistence de facteurs mixtes tels que la structure complexe des pores, la lithologie fine, le milieu de sédimentation, les propriétés des minéraux authigènes et de l'eau de formation. Sous l'effet de la diagenèse complexe, la structure des pores du réservoir est plus complexe. L'effet d'application de la technique discriminatoire établie est significatif, ce qui montre que la caractérisation de réservoirs à travers celle-ci résout efficacement le problème technique dans lequel les réservoirs à huile/gaz de faible résistivité sont difficiles à identifier efficacement dans la zone d'étude. La technique d'analyse combinatoire mise en œuvre dans cette étude montre que les performances d'application de "CLP" seule présente des risques d'exploration liés au non-recouvrement de la totalité des réserves et impose des coûts supplémentaires alloués aux tests de puits dans cette région.

## **REFERENCES**

- [1] Etnyre, L.M., and Mullarkey, J.C.: Low contrast, low resistivity reservoirs causes, pitfalls, environments of deposition, Rocky Mountain Association of Geologists, pp. 11-16, (1996).
- [2] Yanfei, G., Chunsheng, Z., Xiaofeng, H., and DC, Y.: Study on formation mechanism of low resistivity gas bearing reservoir, Lithologic Reservoirs, vol. 23, no. 3, pp. 70-74, (2011).
- [3] Shuiliang, L., Huiqun, X., Hong, L., Jianghua, Z., and Huande, Y.: Genetic mechanism and logging evaluation of low-resistivity gas reservoirs in the Tainan gas field, eastern Qaidam Basin, Natural Gas Industry, vol. 34, no. 7, pp. 41-45, (2014).
- [4] Yuqiang, J., Chun, Z., Yong, T., Hongguang, G., Houwei, X., and Chunhai, J.: Genetic pattern of low-resistivity gas reservoirs in the Xujiahe formation, southeastern Sichuan provinces, Oil & Gas Geology, vol. 32, no. 1, pp. 124-132, (2011).
- [5] Xie, J., Chai, X., Hu, W., Jiang, Y., and Yu, S., Genetic mechanism of low-resistivity gas reservoirs in Sebei II gas field, China Energy and Environmental Protection, vol. 40, no. 2, pp. 107-112, (2018).
- [6] Hamma, A.M., and Harouna, M.: Diagenesis and reservoir quality evolution of the Paleogene Sokor1 sandstones in the Agadem Block, Termit Basin, Eastern Niger, International Journal of Advanced Geosciences, 7 (2), pp. 147-172, (2019).
- [7] Fairhead, J.D.: Geophysical controls on sedimentation in the African Rift Systems. In Frostick, L.E., Renaut, R.W., Reid, I., and Tiercelin, J.J., (Editors), Sedimentation in the African Rifts, Geol. Soc. London Spec. Publ. 25, pp. 19-27, (1986).
- [8] Schull, T.J.: Rift basins of interior Sudan, petroleum exploration and discovery, AAPG Bulletin vol. 72, pp.1128-1142, (1988).
- [9] Genik, G.J.: Regional framework, structural and petroleum aspects of rift basins in Niger, Chad, and the Central African Republic, Tectonophysics, 213 (1-2), pp. 169-185 (1992).
- [10] Genik, G.J.: Petroleum Geology of Cretaceous-Tertiary rift basins in Niger, Chad and Central African Republic, AAPG Bull., 77 (8), pp. 1405-1434, (1993).
- [11] Guiraud, R., and Maurin, J.C.: Le rifting en Afrique au Crétacé inférieur: synthèse structurale, mise en évidence de deux étapes dans la genèse des bassins, relations avec les ouvertures océaniques péri-africaines, Bull. Sot. Giol. Fr. 162, pp. 811-823, (1991).
- [12] Maurin, J.C., and Guiraud, R.: Basement control in the development of the Early Cretaceous West and Central African Rift System: Tectonophysics, 228, pp. 81-95, (1993).
- [13] Guiraud, R., and William, B.: Senonian basin inversion and rejuvenation of rifting in Africa and Arabia: synthesis and implications to plate-scale tectonics, Tectonophysics 282, pp. 39-82, (1997).

- [14] Liu, B., Pan, J., Wan, L., Mao, F., Liu, J., Lu, M., Wang, Y., Chen, Z., and Jiang, H.: Polyphase rift evolution of the Termit Basin, eastern Niger: constraints from structural and sedimentary records, *Geoscience* 26 (2), pp. 319-325, (2012b).
- [15] Roduit, N.: JMicroVision: Image analysis toolbox for measuring and quantifying components of high-definition images, Version 1.2.5, (2006). <http://www.jmicrovision.com>.
- [16] Schultz, L.G.: Quantitative interpretation of mineralogical composition from X-ray and chemical data for the Pierre Shale. Geological Survey Professional paper, pp. 391-C, (1964). Doi: 10.3133/PP391C.
- [17] Railsback: Characteristics of wireline well logs in the petroleum industry. AAPG, 2, pp. 3-6, (2011).
- [18] Yang, C.M., Zhou, C.C., Cheng, X.Z.: Origin of low resistivity pays and forecasting of favorable prospecting areas, *Petroleum Exploration and Development*. 35 (5), pp. 600–605, (2008).
- [19] Claverie, M, Allen, D. F., Heaton, N., Bordakov, G.: A new look at low resistivity and low-contrast (LRLC) pay in clastic reservoirs SPE Annual Technical Conf. and Exhibition (Florence 19–22 September 2010) SPE-134402-MS, (2010).
- [20] Qin, Z., Hou, M., Wang, Z.H. et al.: Logging Fluid Identification Method of Low Resistivity Contrast Reservoir Invaded by Fresh Water Mud-A Case Study of Well Block YD in Erdos Basin, *Applied Mechanics and Materials*, pp. 318, 442 - 481 446, (2013).
- [21] William, A.T., Mshah, B.I., Astia, A.H. et al. Low-resistivity pay evaluation, Case study: Thin bed sand-shale lamination reservoirs, Peninsula, Malay Basin, International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand 14-16 November, (2016).
- [22] CNPC/NP: Estimated future reserves and income attributable to certain interests in the Republic of Niger, Handbook, (2014).
- [23] Cerepi, A., Durand, C., and Brosse, E.: Pore microgeometry analysis in low-resistivity sandstone reservoirs, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 35, no. 3-4, pp. 205–232, (2002).
- [24] Wang, Y.J., Song, X.M., He, L.P., Chen, N.X., and Yu, H.W.: Geologic origin of low-resistivity layers in deep reservoir of Gaoshangpu Oilfield, *Acta Petrolei Sinica*, vol. 31, no. 3, pp. 426–431, (2010).
- [25] Lai, J., Wang, G.W., Wang, Z.Y. et al.: A review on pore structure characterization in tight sandstones. *Earth-Science Reviews*. 177, pp. 436–457, (2018).
- [26] Congjun, F., Murray G., Mengsi S., and Bing W.: Logging Characteristics and Identification Methods of Low Resistivity Oil Layer: Upper Cretaceous of the Third Member of Qingshankou Formation, Daqingzijing Area, Songliao Basin, China, *Hindawi Geofluids*, pp. 13, (2017). doi.org/10.1155/2017/2915646.
- [27] Harouna, M., and Philp, R.P.: Potential petroleum source rocks in the Termit basin, Niger, *Journ. Petrol. Geol.*, 35 (2), pp. 165-186, (2012).
- [28] Wan, L., Liu, J., Mao, F., Lv, M., Liu, B.: The petroleum geochemistry of the Termit Basin, Eastern Niger, *Mar. Pet. Geol.* vol. 51, pp. 167-183, (2014).
- [29] Liu, B., Wan, L.K., Mao, F.J., Liu, J.G., Lü, M.S., and Wang, Y.H.: Hydrocarbon potential of Upper Cretaceous marine source rocks in the Termit Basin, Niger: *Journal of Petroleum Geology*, 38, pp. 157-176, (2015).
- [30] van Olphen, H., and Fripiat, J.J.: *Data Handbook for Clay Materials and Other Non-Metallic Minerals*, Oxford: Pergamon, (ed), pp. 346, (1979).
- [31] Manghnani, M.H., and Hower, J.: Glauconites: cation exchange capacities and infrared spectra *Am. Mineral*, 49, pp. 586–98, (1964).
- [32] Boyd, A., Darling, H., Tabanou, J., Davis, B., Lyon, B., Flaum, C., Klein, J., Sneider, R.M., Sibbit, A., and Singer, J.: The lowdowns on low resistivity pay *Oilfield Rev.* 7, pp. 4–18, (1995).
- [33] Hamada, G.M., Al-Blehed, M.S., Al-Awad, M.N., and Al-Saddique, M.A.: Petrophysical evaluation of low-resistivity sandstone reservoirs with nuclear magnetic resonance log, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 29, no. 2, pp. 129–138 (2001).
- [34] Hamada, G.M., and Al-Awad, M.N.J.: Petrophysical evaluation of low resistivity sandstone reservoirs *J. Can. Pet. Technol.* 39, pp. 7–14, (2000).
- [35] Pratama, E., Ismail, M.S., and Ridha, S.: An integrated workflow to characterize and evaluate low resistivity pay and its phenomenon in a sandstone reservoir, *J. Geophys. Eng.* 14, pp. 513–519, (2017). doi.org/10.1088/1742-2140/aa5efb.