

## **Contribution à l'étude pétrolière dans le bassin Ouest Congolien: Cas des formations géologiques affleurant aux environs de Sekelolo et de Kwilu, Snel dans la province de Kongo Central, RD Congo**

### **[ Contribution to the petroleum study in the Ouest Congolien Basin: Case of the geological formations outcropping around Sekelolo and Kwilu, SNEL, in Kongo Central province, DR Congo ]**

*David Ndumbi Katende<sup>1-2</sup>, Raïs Seki Lenzo<sup>1-3-4</sup>, Jean Pierre Kalay Kut<sup>1</sup>, Shams Mbudi Diambu<sup>1</sup>, Hugues Makima Moyikula<sup>1-4-5</sup>, Grady Kalonji Lelo<sup>1</sup>, Jeaney Lusongo Elua<sup>1-5</sup>, and Yanick Mananga Thamba<sup>1-3</sup>*

<sup>1</sup>Department d'exploration et production, Faculté de Pétrole, Gaz et Energies Nouvelles, Université de Kinshasa, Kinshasa, RD Congo

<sup>2</sup>Centre Interdisciplinaire pour le Développement et l'Education Permanente, Kinshasa, RD Congo

<sup>3</sup>Department de Géophysique internationale, Centre de recherche en géophysique, RD Congo

<sup>4</sup>Laboratoire d'Aménagement Hydraulique et Ingénierie de Production Énergétique, Université de Kinshasa, Kinshasa, RD Congo

<sup>5</sup>Centre National de Télédétection, RD Congo

---

Copyright © 2020 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:** The possibility of existence of viable petroleum systems in west Congolien Basin has been subject to controversies over the last decade, given the extreme Tectonical events that underwent this sedimentary basin. Some studies have reported interesting results regarding potential source rocks and the organic matter input. Here, we report the petrophysical investigation of geological formations outcropping around Sekelolo and Kwilu/Snel, of which lithological units are likely to bear fluids, thus playing the role of oil and gas reservoir. The porosity and the permeability obtained from Laboratory analyses, range within 10-15% and >250 millidarcy respectively. Petrophysical results suggest the existence of very good reservoirs, while further studies are necessary to elucidate the maturation and preservation of organic matter from secondary alteration during the evolution of the basin.

**KEYWORDS:** Petrophysical studies, Petroleum system, West Congolien.

**RESUME:** La possibilité d'existence de systèmes pétroliers viables dans le Bassin Ouest Congolien a été sujet aux controverses pendant la décennie passée, étant donné les événements tectoniques qu'a connu ce bassin sédimentaire. Quelques études ont rapporté des résultats intéressants concernant les roches mères potentielles et la matière organique impliquée. Dans cette étude, nous rapportons l'investigation pétrophysique des formations géologiques affleurant aux environs de Sekelolo et kwilu/Snel, dont les unités lithologiques sont susceptibles de contenir les fluides, par conséquent jouant le rôle de réservoir de pétrole et de gaz. La porosité et la perméabilité obtenues à partir des analyses de laboratoire, se trouve dans l'intervalle 10 à 15% et >250millidarcy respectivement. Les résultats pétrophysiques suggèrent l'existence des très bons réservoirs, cependant

les études approfondies sont nécessaires pour élucider la maturation et la préservation de la matière organique contre l'altération secondaire au cours de l'évolution du bassin.

**MOTS-CLEFS:** Etudes pétrophysiques, Système pétrolier, Ouest Congolien, Roches, Réservoir.

## 1 INTRODUCTION

Outre les ressources minières, le sous-sol de la République Démocratique du Congo regorge aussi d'un potentiel considérable en hydrocarbures. Elle dispose de trois grands bassins dont le bassin côtier, le bassin de la Cuvette Centrale et le bassin de la branche Ouest du Rift Est Africain.



**Fig. 1.** Les trois grands bassins sédimentaires de la RDC

Selon plusieurs auteurs l'Ouest-Congolien fait partie de 7 sous-bassin de la cuvette centrale mais les affleurements du Néoprotérozoïque retrouvés autour de la cuvette centrale, dans le Lindien, Katanguien ainsi que dans l'Ouest-congolien présentent leurs propres caractéristiques (Kadima et al, 2011 [1]) ce qui nous pousse à le considérer comme un bassin.

La chaîne Ouest-Congolien borde le craton du Congo à l'Ouest, elle se développe le long de la côte atlantique du Gabon à l'Angola, elle a subi des événements tectoniques intenses ainsi qu'une phase de cratonisation estimée aux environs de 2.500 Ma, suivie de la phase de l'océanisation.

Cette dernière a permis l'écartement entre le craton du Congo et celui de São Francisco (Brésil), qui jadis étaient ensemble. L'activité de ces deux marges continentales a évolué après 2.000 Ma pour produire une subduction suivie de la collision de la marge continentale active brésilienne sur la marge continentale passive congolaise étant à la base des phénomènes volcaniques intracratoniques.

Cette collision appartient à un événement tectonique panafricain avec des structures géologiques montrant une vergence Est. Aux environs de 1.000 Ma, la chaîne Ouest Congolienne a subi un phénomène de rifting (Vicat J.P., and Pouclet, A., 2000 [2]). Cette phase s'est traduite par un bombement régional au niveau de la zone axiale de ladite chaîne, par la formation de l'aulacogène du Kongo Central où s'accumulent les dépôts du Protérozoïque supérieur (les formations Ouest Congoliennes). Le rifting est suivi par la subsidence qui a été à la base des fossés d'effondrement et des horsts au niveau de la Cuvette du Congo où ces structures sont actuellement masquées par les dépôts Phanérozoïques. Ces événements marquent le début du cycle panafricain.

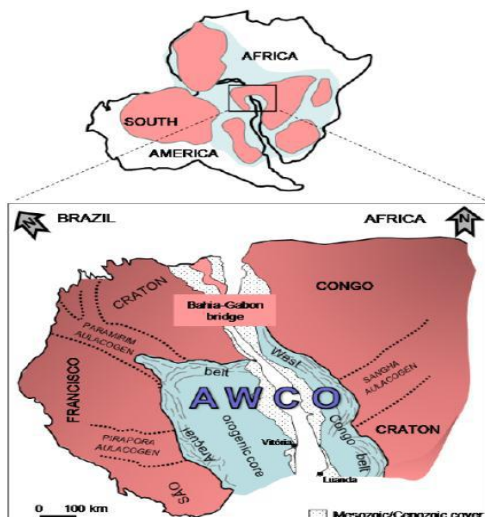


Fig. 2. Cadre géotectonique des chaînes Araçuaí et Ouest-Congo avec cratons et aulacogènes associés (Alkmim et al., 2006 [3])

Selon les récentes études menées par le MRAC et CRGM (Baudet D et al, 2013 [4]), la stratigraphie de l'Ouest - Congolien se présente de la manière suivante:

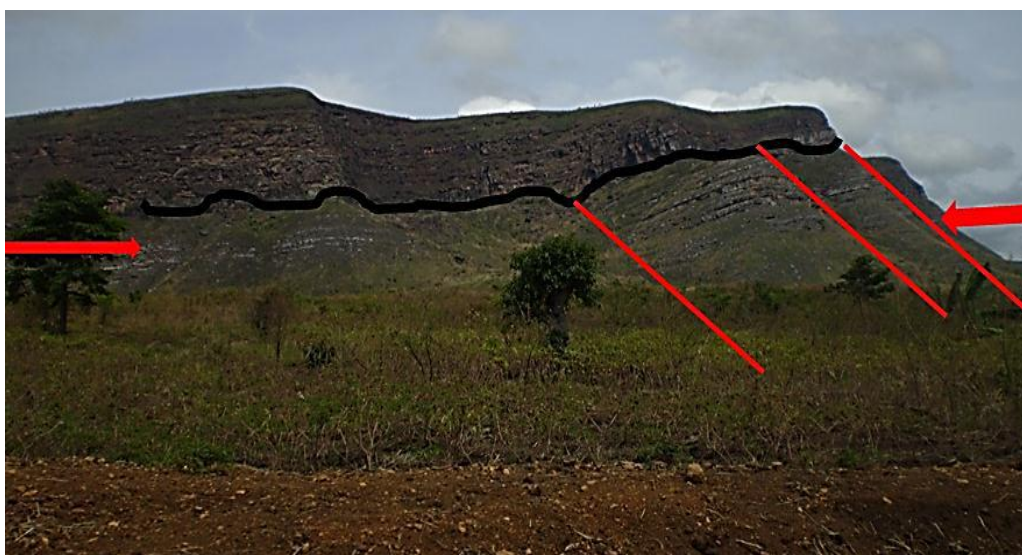
Age (ma)		West Congo region						
		Group	Sub-Group	Formations	Lithology	Environment		
~ 320	L. Pz.	<b>Karoo</b>						
	Early Paleozoic		Schisto-Gréseux	Inkisi	Red arkosic sandstones, intercalated conglomerate lenses, conglomerate at base	Foreland continental clastic, lacustrine to fluvio-deltaic (semi-jarid)		
542								
530-550				Tectonic unconformity (Pan-African orogeny)				
	Neoproterozoic	Ediacaran	West Congolian Group	Mpoko	conglom. at base	fluvio-deltaic		
					Ngandu	Shales	Epi-continental lagunar to marine	
					Bangu	Limestones, O.M. rich, oolitic, cherts		
					Lukunga	Limestones, oolithes, cherts, stromatolites		
					Kwilu	Limestones, dolomites, shales		
635						Upper Mixtite	Glacial diamicite	Marinoan glaciation
650								
	Cryogenian		Hait-Shiloango	Sekelolo	Shale, argillaceous limestone			
					Bembezi	Quartites and phyllades		
710								
	Tonian			Lower Mixtite	Glacial diamicite	Sturtian glaciation		
750								
850					Sansi-kwa	Feldspathic quartzites, shales, conglomerates		
			<b>Mayumbian Group (910 - 920 Ma)</b>					
			<b>Zadinian Group (920-1000 Ma)</b>					
1000			<b>999 ± 7 Ma Noqui granite</b>					
			<b>Paleoproterozoic &amp; Archean</b>					

Fig. 3. Log Stratigraphique de l'Ouest-Congolien (Kadima et al., 2011 [1])

Plusieurs travaux de terrain ont été menés dans le bassin Ouest- Congolien, lesquels ont abouti à la confirmation des indices de surface à Kimpese et Mbanza Ngungu suivis du suintement des hydrocarbures observés aux environs de Kisantu dans la province du Kongo Central (Diemu T., 2015). C'est une évidence d'une formation du pétrole dans une roche mère et qu'ensuite ces hydrocarbures ont migré vers la surface (dismigration). Cependant si cette migration est arrêtée par un piège de roche imperméable, les hydrocarbures vont s'accumuler dans une roche magasin (poreuse et perméable) et vont finalement constituer un gisement potentiel. La migration se justifie essentiellement par la faible densité du pétrole ainsi que par la porosité, la perméabilité, les fissures (failles) des roches encaissantes. Pour qu'il y ait piège il faut d'abord qu'il y ait des structures appropriées (piège anticlinal par exemple).

A certains niveaux des ensembles géologiques et/ou stratigraphiques, la sédimentation réserve des possibilités de trouver des roches mères matures, des roches réservoirs et des roches couvertures potentielles. La densité des couches dans le Mont-Bangu est très importante, ce qui rend le bassin très profond dans cette zone. La situation est supposée être identique dans d'autres pays où s'étend le bassin (Diemu, 2015), sachant que les mouvements tectoniques des continents ont été gracieusement favorables dans cette région. Les contraintes compressives causées par les mouvements tectoniques panafricaines sont responsables de la déformation des affleurements et de la formation des failles dans le bassin, celles-ci mettent en évidence la possibilité d'avoir d'excellents pièges structuraux.

Lorsque la tectonique plie les couches sédimentaires qui forment un pli, il en résulte des couches poreuses surmontées d'une couche imperméable et la roche-mère est située en dessous. Le pétrole et/ou le gaz s'accumulent dans les roches poreuses du pli. Entre les failles normales ou inverses, l'accumulation du pétrole se fait dans la partie surélevée de la roche réservoir (Diemu, 2015).



**Fig. 4. Contrainte compressive sur l'affleurement de Bangu (Plipili 2013 [5])**

D'après les travaux pré-exploratoires, le bassin étant fortement sollicité par les mouvements tectoniques, on note la présence des structures anticlinales et des failles qui peuvent jouer le rôle des pièges importants, l'existence des formations riches en matière organique (calcaire fétide de Sekelolo) et la présence des roches carbonatées suggèrent la potentialité de la présence des roches mères et des roches réservoirs tout en sachant que la roche mère se forme dans un environnement épicontinental, lagunaire à marin (Kadima et al., 2011 [1]).

Hormis ces données, peu d'entre-elles cadrent avec les objectifs de l'exploration pétrolière. De plus, aucune donnée géophysique, ni de puits n'est disponible raison pour laquelle ce bassin n'est pas valorisé auprès des compagnies pétrolières, qui ne sont attirés que par l'abondance des données pré-exploratoires.

Le présent travail a pour objectif, d'étudier les aspects pétrophysiques appropriés des formations géologiques affleurant aux environs de la station Kwilu/SNEL et de Sekelolo, et de faire une approche adéquate c'est-à-dire interpréter les résultats obtenus, avec intention d'éclairer l'opinion sur leur intérêt dans le système pétrolier de l'Ouest Congolien.

Notre secteur d'étude est situé dans le territoire de Songololo, District des Cataractes dans la Province du Kongo centrale à plus de 200 Km de la ville-province de Kinshasa. Il est compris entre 14° 15' et 14° 20' de longitude Est et entre 5° 35' et 5° 40' de latitude Sud.

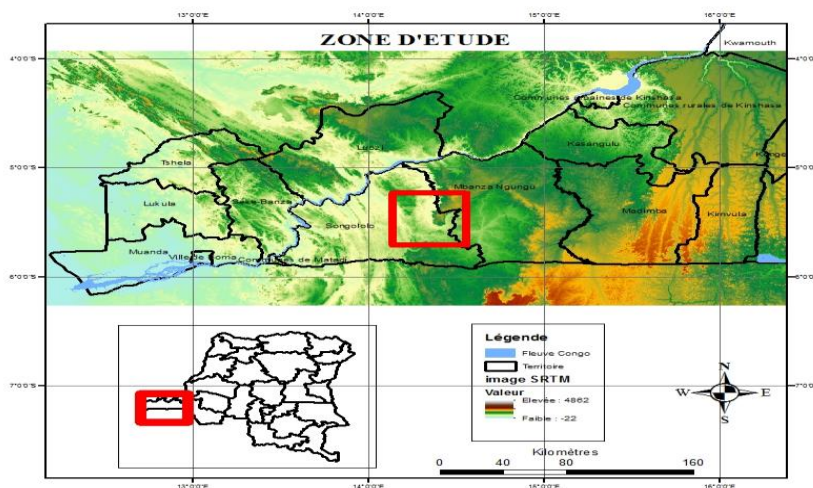


Fig. 5. Carte de localisation de la zone d'étude (MBUDI Shams, 2020)

## 2 MATÉRIELS ET MÉTHODES

### 2.1 MATÉRIELS

Cette campagne de terrain a été rendue possible grâce à l'utilisation des matériels qui sont entre autres: une boussole de géologue, un marteau de géologue, une masse, un GPS, un double-décimètre, des sachets, marqueurs, couteaux, un carnet de terrain, un appareil photo numérique, des stylos, crayons, feutres, lattes, un fond topographique, une carte géologique et plusieurs autres accessoires. Nos échantillons ont fait l'objet des travaux de laboratoire qui ont consisté à l'analyse pétrographique et pétrophysique.

### 2.2 MÉTHODOLOGIE

Ce travail correspond à un parcours classique de toute recherche scientifique, pendant son élaboration, nous avons eu à consulter des ouvrages, des thèses, des mémoires, des articles relatifs aux domaines de géologie de notre secteur d'étude. Hormis cette revue de la littérature relative à ce sujet, pour avoir une idée générale sur la géologie, la topographie et la morphologie de notre site de travail, nous avons procédé à une exploration générale de toute la zone à petite échelle tout en procédant au prélèvement (à l'aide du marteau de géologue) des échantillons des différents types pétrographiques auxquels sont attribués le numéro portant les initiales des lieux géographiques et suivies d'un chiffre d'ordre marqué sur le sac en plastique pour son conditionnement.

La carte de localisation des stations d'observations et d'échantillonnage est reprise ci- dessous:



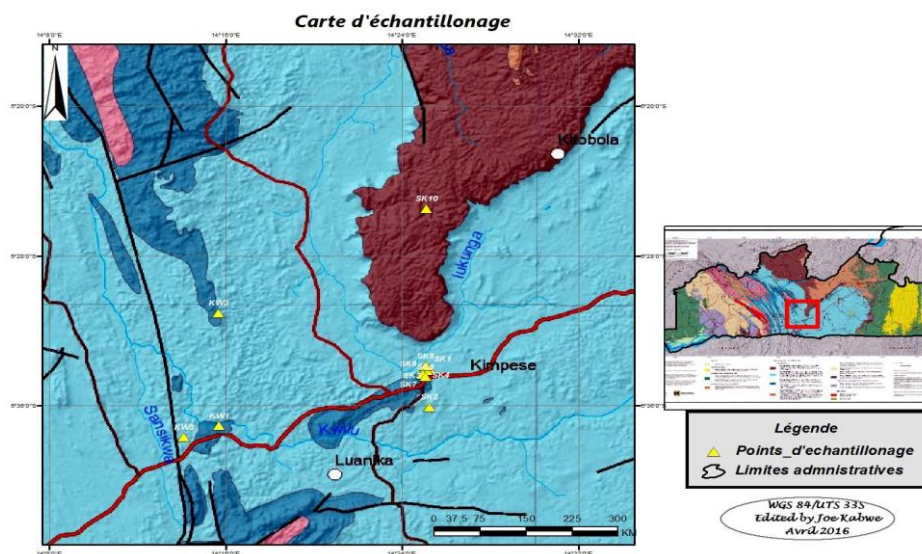


Fig. 6. Carte de localisation de la zone d'étude (KABWE Joel, 2016)

### 3 RÉSULTATS ET INTERPRÉTATIONS

#### 3.1 ETUDES PÉTROGRAPHIQUES

Dans cette partie de notre travail, nous allons essentiellement faire une étude pétrographique et structurale de notre secteur d'étude.

Les échantillons prélevés sur terrain ont été groupés en 9 faciès observés, nous permettant de faire élaborer 5 lames minces. Les échantillons portent un numéro d'identification précédé des lettres KW et SK (initiales des noms du lieux) ont été remis au centre des Recherches Géologiques et Minières pour la confection des lames minces.

##### 3.1.1 ECHANTILLON KW 01

###### 3.1.1.1 DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

Roche dure de teinte rose foncée montrant une alternance des lits roses foncés et des lits roses clairs à grains moyens et grossiers, le plan de stratification est parsemé des rides à crêtes discontinues, l'alternance des lits détermine la stratification (Figures 7 A et B). Faible effervescence avec l'HCl dilué à 10%. Les cassures sont perpendiculaires aux stratifications et on y observe le remplissage calcique.

###### 3.1.1.2 DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

Il s'agit de la dolomie calcareuse à matrice micritique rosâtre avec présence des minéraux de calcite bien visible et des minéraux opaques (Fig. 7 C et D). Nous remarquons également une cassure ou veine remplie des minéraux de quartz et de calcite visible.

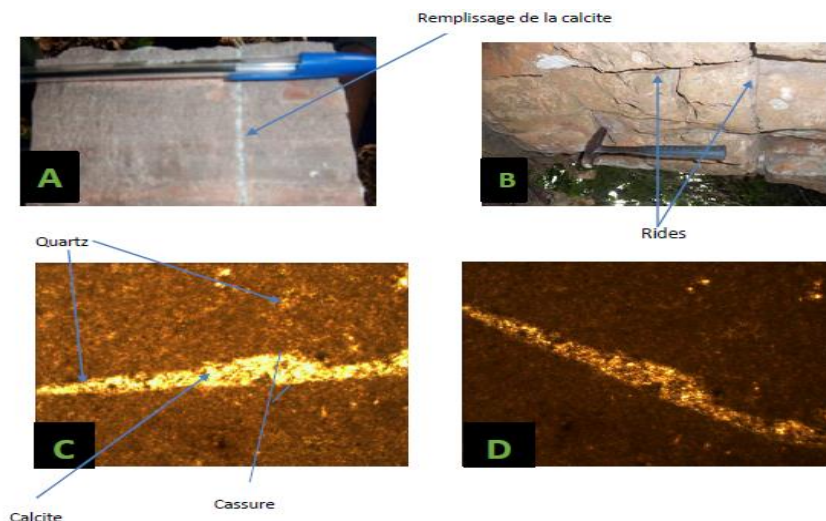


Fig. 7. Echantillon de dolomie calcareuse, (B) affleurement de dolomie calcareuse, (C) lame mince de dolomie calcareuse en lumière Naturel (LN), (D) lame mince de dolomie calcareuse en lumière polarisé (LP)

### 3.1.2 ECHANTILLON KW 02

#### 3.1.2.1 DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

La roche présente un litage très fin pour les lits roses clairs et épais pour les lits roses foncés, les lits sont séparés par les lits fins qui ont une teinte forte par rapport aux lits épais. Le litage est légèrement ondulé et sur la surface des bancs on observe de rides d'oscillation (Figures 8 A et B). La prédominance d'une ou autre couleur détermine la stratification, effervescence avec l'HCl dilué à 10%.

#### 3.1.2.2 DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

Il s'agit d'une dolomie calcareuse avec quelques cristaux de calcite précipitée ainsi qu'une cassure remplie des minéraux de quartz et de calcite (Fig. 8 C et D).

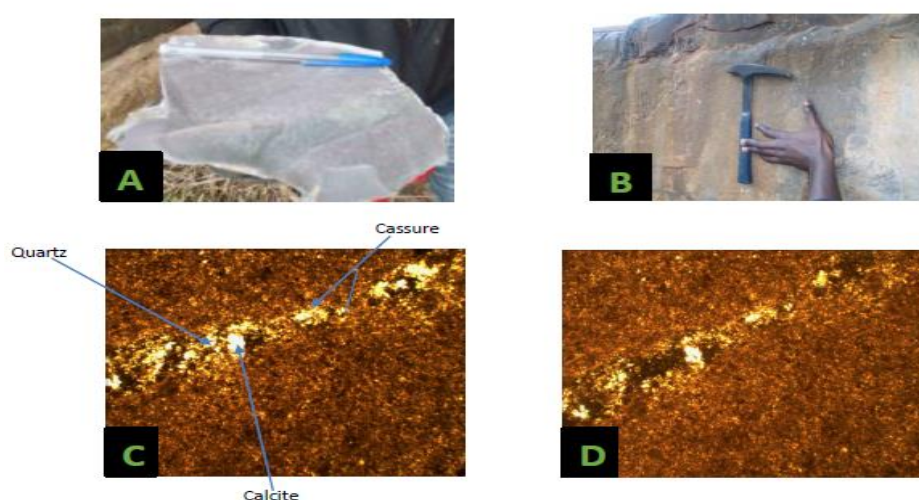


Fig. 8. Echantillon de dolomie calcareuse, (B) affleurement de dolomie calcareuse, (C) lame mince de dolomie calcareuse en lumière Naturel (LN), (D) lame mince de dolomie calcareuse en lumière polarisé (LP)

### 3.1.3 ECHANTILLON SK 01

#### 3.1.3.1 DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

Une roche d'aspect chaotique grise sombre surmontée d'une roche à clastes hétérogènes, de matrice et ciment gris-verdâtre. Au-dessus, une roche de couleur rosâtre présentant des litages. On y observe des taches vertes (d'une minéralisation secondaire de cuivre). Les tectoglyphes de regard Est; une faille inverse remarquable au niveau de la diamictite (A). Forte effervescence avec l'HCl dilué à 10%.

#### 3.1.3.2 DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

Il s'agit d'une diamictite ayant une matrice pélitique qui contient des éléments fins à grossiers. Il contient également de galets sub-arrondis témoignant un fort déplacement. On note également la présence de microsparite (Fig. 9 B et C).

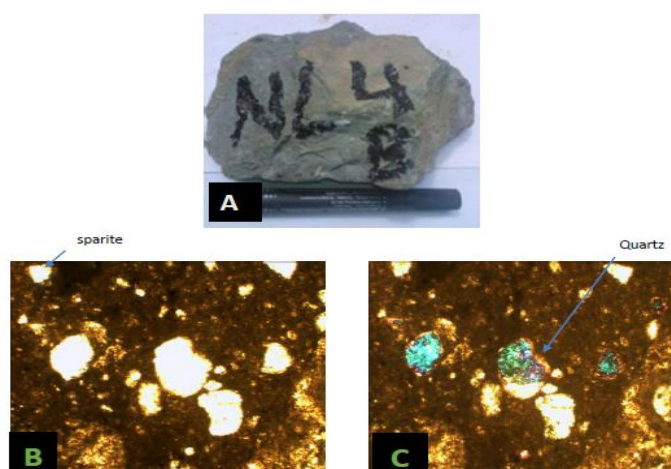


Fig. 9. A) Echantillon de diamictite supérieure (station NL2), (B) lame mince de Diamictite supérieure en lumière Naturel (NL), (C) lame mince de Diamictite supérieure en lumière polarisé (LP)

### 3.1.4 ECHANTILLON SK 02

#### 3.1.4.1 DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

Des rides à crête discontinue, l'alternance des lits détermine la stratification (Figures 10 A et B). Les tectoglyphes de regard Est; une faille inverse remarquable au niveau de la diamictite. Des crochons de failles diverses (failles secondaires) au niveau de dolomie.

#### 3.1.4.2 DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

Il s'agit d'une dolomie calcareuse à matrice micritique rosâtre avec présence des minéraux de calcite bien visible et des minéraux opaques (Fig. 10 C et D). Nous remarquons également une cassure ou veine remplie des minéraux de quartz et de calcite visibles.



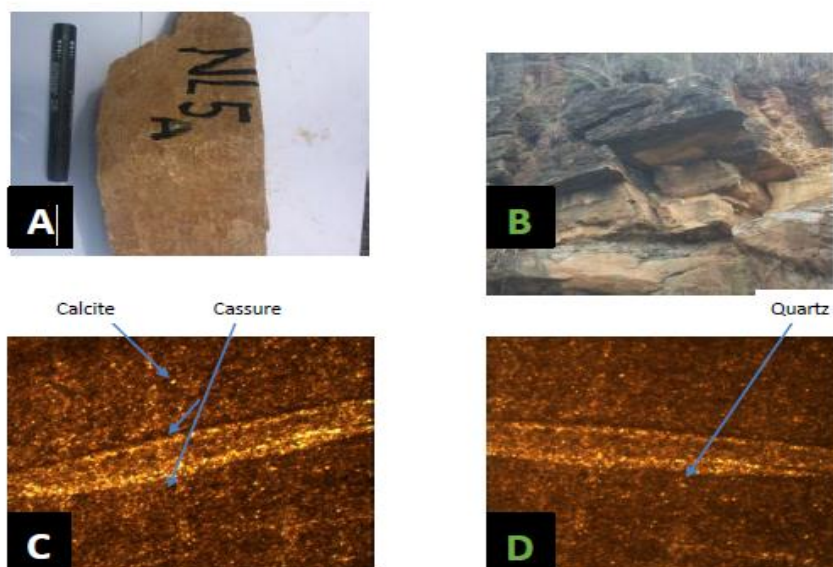


Fig. 10. (A) Echantillon de Dolomie calcareuse, (B) affleurement de Dolomie calcareuse, (C) lame mince de Dolomie calcareuse en lumière Naturel (LN), (D) lame mince de la Dolomie calcareuse en lumière polarisé (LP).

### 3.1.5 ECHANTILLON SK 03

#### 3.1.5.1 DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

Une roche constituée des unités d'aspects chaotiques se présentant en blocs lenticulaires et à litage fruste longues de 1 à 3cm, séparées entre-elles par des lits plus sombres donnant l'aspect d'un enduit goudronné (Figures 11 A et B). C'est une roche noire massive présentant des nervures qui ne sont pas visibles à sec. Des cassures et des stylolites (non mesurés). Forte effervescence avec l'HCl dilué à 10%.

#### 3.1.5.2 DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

Il s'agit d'un calcaire sombre à ciment micritique avec présence des microcristaux des microsparites bien visibles. Nous remarquons également une cassure ou veine remplie des minéraux de quartz et de calcite visible. (Fig. 11 C et 14 D)

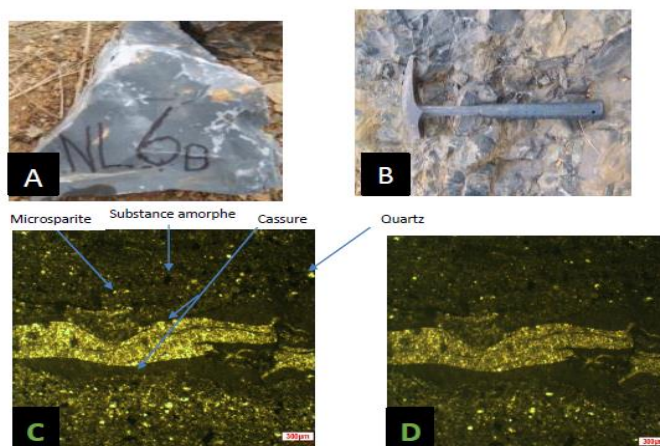


Fig. 11. Echantillon de calcaire gris, (B) affleurement de calcaire grise, (C) lame mince de calcaire gris en lumière Naturel (LN), (D) lame mince de calcaire gris en lumière polarisé (LP).

### 3.2 ETUDES PÉTROPHYSIQUES

Après la confection des lames minces au Centre des Recherches Géologiques et Minières, ces échantillons ont également fait l'objet des études pétrophysique (porosité et perméabilité).

#### 3.2.1 DETERMINATION DE LA POROSITÉ

On détermine le volume  $V$  d'un échantillon par mesures directes de ses dimensions (soit pour un échantillon cylindrique à base circulaire  $V = \pi R^2 L$ , où  $R$  est le rayon et  $L$  la longueur du cylindre). On obtient une meilleure estimation du volume en appliquant le théorème d'Archimède.

Pour cela, on place un récipient rempli d'un liquide de densité connue sur une balance, et on mesure la variation de masse que l'on obtient lorsque l'on immerge totalement l'échantillon saturé en le retenant par un fil de façon à ce qu'il ne touche pas le fond du récipient. La variation de masse obtenue est égale au volume total de l'échantillon multiplié par la densité du fluide (Salin & Martin, 1997 [6]). Pour mesurer la porosité totale, on remplit l'éprouvette graduée avec une quantité d'eau connue ( $V_i$  par ex 100 ml) et verse doucement dans le récipient fermé contenant l'échantillon de roche la quantité suffisante pour saturer celle-ci. Noter le volume restant ( $V_r$ ) dans l'éprouvette. En déduire le volume de pores ( $V_p = V_i - V_r$ ).

Tableau 1. Valeurs de porosité des différents échantillons étudiés

Echantillons	Masse volumique (Hcm2)	Volume de la roche (cm3)	Volume de pores $V_p$ (cm3)	Porosité total $P_t$ ( $(V_i - V_r) \times 100/100$ )
KW 01	2,68	100 ml	89,90	10,10 %
KW 02	2,45	100 ml	89,00	11,00 %
SK 01	2,80	100 ml	89,73	10,27 %
SK 03	2,47	100 ml	84,09	10,91 %
SK02	2,69	100 ml	89,91	10,09 %

#### 3.2.2 DETERMINATION DE LA PERMÉABILITÉ

La loi de Darcy (1856) décrit de façon satisfaisante l'écoulement d'un fluide en milieu poreux à l'échelle macroscopique sachant que le flux hydraulique du fluide  $Q$  est proportionnel au gradient hydraulique  $\Delta h/L$  et à la section  $S$  du tube, suivant un facteur  $K$ , appelé la conductivité hydraulique.  $K$  a la dimension d'une vitesse en (m/s), et sa valeur dépend des propriétés du fluide (Freeze & Cherry 1979 [7]), nous avons utilisés la formule ci-dessous:

$$\frac{Q}{S} = K \frac{\Delta h}{L}, \text{ avec } h = z + P/\rho g$$

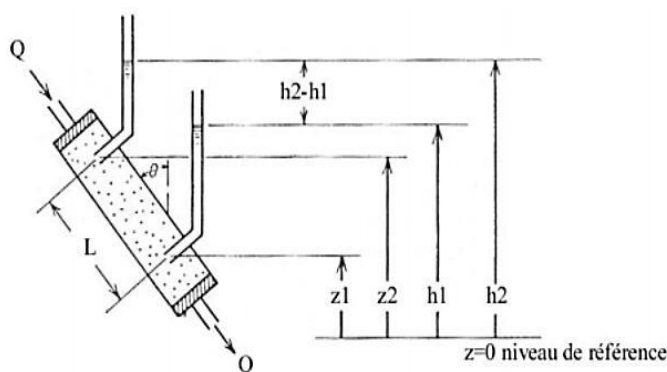


Tableau 2. Valeurs de la perméabilité des différents échantillons étudiés

Echantillons	Résultats
KW 01	1456 mD
KW 02	1352 mD
SK 01	1248 mD
SK 02	1352 mD
SK 03	1352 mD

## 4 DISCUSSION

Les principaux résultats auxquels nous sommes parvenus peuvent se résumer de la manière suivante:

### 4.1 SUR LE PLAN PÉTROGRAPHIQUE

#### 4.1.1 LA DOLOMITE

Elle repose sur la diamictite supérieure. Partant de la taille des blocs et de particularité des lits les séparant, on peut distinguer trois unités faciologiques:

- A la base et au sommet beaucoup plus chaotique, aux petits blocs massifs très foncés de 1 à 3 cm en moyenne, séparés des petits lits très fins entrecroisés, disposés en bancs de plus ou moins 1m d'épaisseur;
- Et une unité intermédiaire, épaisse d'environ 2m; ici la taille des blocs varie de quelques décimètres.

L'aspect bréchiq ue est la réponse de la roche aux deux contraintes majeures sécantes, matérialisées sur le terrain par deux familles des plans des plis, et de deux failles majeures de Mbanza-Ngungu, la troisième faille, qui est inverse, observée sur la carrière de Safricas, confirme qu'il s'agit d'un contexte compressif, d'où la coexistence de trois familles des fractures mesurées sur les argilites de plateau de Bangu. Ceci implique un plissement dont le faisceau de Sekelolo occupe le coeur de l'anticlinal (Magondo, 2009). Ces observations nous donnent déjà l'idée sur le type des pièges possibles dans le bassin si la pétrographie régionale des faciès le permet.

#### 4.1.2 LE CALCAIRE GRIS

Il contient moins ou presque pas des pellets ou nodules, ce qui traduit un environnement calme (milieu protégé) de dépôt où la vie n'a pas été prospère. Il s'agit plus de quelques cristaux de microsparites et des substances amorphes sombres qui peuvent être soit des restes des matières organiques, des minéraux de néoformation (les oxydes et les carbonates) et des enduits goudronnés (des bitumes, le long des fissures). La roche étant suffisamment sollicitée par des contraintes de tous sens, elle présente des microfissures diversement orientées et qui sont visibles sur les lames minces.

La calcitisation ou la microsparitisation provient soit d'un remplacement direct de la dolomite ou des hydrocarbures par la calcite secondaire (Cojan I., et Renard M., 1999 [8]). Leur présence dans la roche traduit pour un bassin normal, que les sédiments ont atteint la profondeur de catagenèse dans le domaine de pression-dissolution. Il peut s'agir aussi du processus de sulforéduction bactérienne qui assure la formation d'ions HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> (Michel, 1987 [9]).

La roche observée ne montre pas la présence des intraclastes, moins encore des éléments figurés d'un environnement de haute énergie, moins de matière organique (bioclastes).

Le modèle de sédimentation est donc une rampe carbonatée d'eau peu profonde de climat chaud; étant donné que la roche est un calcaire micritique de type mudstone selon la classification de Dunhum, 1962 [10] et Folk, 1959 [11]).

Les sédiments ont été déposés au moment où le niveau eustatique a été le plus bas et où il y a eu une forte concentration du sel surtout d'anhydrite, Ce paléoclimat n'a été observé qu'au Néoprotérozoïque dont la situation change vers 560Ma (Cojan I., et Renard M., 1999 [8] et Moret, 1959 [12]).

#### 4.1.3 LA DIAMICTITE

On constate que cette formation est constituée des clastes anguleux et est constituée des graviers et d'une matrice, donc elle est un paraconglomérat ou diamictite car ses clastes sont entourés de matrice et polygénique.

En ce qui concerne le transport, il se fait en suspension par un flux turbulent ou par la glace. Donc ce sont des conglomérats extraformationnels. Il faut noter que ces clastes sont très anguleux dans une matrice mal classée de 1 à 30 cm, donc le transport était relativement faible. La forme des clastes dépend de la dureté de la roche et de l'orientation des fractures. Les galets sont d'origine glaciaire car ils sont orientés et striés.

#### 4.2 SUR LE PLAN PÉTROPHYSIQUE

Au regard des résultats exprimés dans les tableaux précédents, il y a lieu à retenir que :

- Toutes les formations ont une porosité comprise entre 10 et 15%, ce qui nous pousse à dire que dans le cas où un système pétrolier existerait dans le bassin Ouest-Congolien ces trois formations seraient bel et bien des roches réservoirs car la valeur de la porosité des réservoirs pétroliers est comprise entre 5 à 40% et plus fréquemment entre 10 à 20% (Djebbar T., et al., 2004 [13]). Les facteurs sont liés directement à l'uniformité de taille des grains, du degré de cimentation ou de consolidation, du taux de compaction pendant et après la déposition;
- Ces formations ont une très bonne perméabilité car leurs valeurs sont supérieures à 250 milliDarcy (Djebbar T., et al., 2004 [13]). Et ceci nous pousse une fois de plus à confirmer que ces formations sont des roches réservoirs car selon Djebbar T., et al., 2004 [13] la perméabilité des réservoirs pétroliers sont compris entre 0.1 à 1000 milliDarcy ou plus.

**Tableau 3. Classification de différentes valeurs de perméabilité (Djebbar T., et al., 2004 [13])**

Perméabilité	Observations
$k < 1$	Faible
$1 < k < 10$	Moyenne
$10 < k < 50$	Modérée
$50 < k < 250$	Bonne
$k > 250$ Md	Très bonne

#### 5 CONCLUSION

Les résultats de nos analyses montrent effectivement que les formations qui ont fait l'objet de notre étude peuvent faire partie d'un système pétrolier actif.

Du point de vue pétrographique, nous avons décelés trois familles des roches qui sont: les calcaires, les dolomies ainsi que les conglomérats (diamictites).

Du point de vue pétrophysique, la porosité des formations étudiées est moyenne c'est-à-dire comprise entre 10 et 15 % et leur perméabilité très bonne c'est-à-dire qu'elle est supérieure à 250 milliDarcy.

La lecture de ce qui précède montre clairement que les formations mise en exergues peuvent être des réservoirs pétroliers. Bien plus, sur le plan structural, la région a été affecté par les mégastructures (failles et plissement) de la région comme l'ont souligné les travaux antérieurs. Ces formations constituent, de ce fait, des réservoirs potentiels dans le contexte d'un régime compressif, avec les failles inverses.

Les niveaux calcaire fin noir fétide peuvent être considérés comme étant des roches mères des hydrocarbures et peut donner plus des possibilités de générer les hydrocarbures mais les investigations ont démontré que la plupart des échantillons de calcaire récoltés, après analyse contenaient généralement beaucoup de fossiles et il nous a donné une fraction organique de sédiment de l'ordre 0,47% en moyenne, donc pauvre en matière organique. Mais le TOC devra être évalué en profondeur, une brèche est donc ouverte aux scientifiques pour la continuité de la recherche.



## REFERENCES

- [1] Kadima et al, "Structure and geological history of the Congo Basin: an integrated interpretation of gravity, magnetic and reflection seismic data" Basin research 21p, 2011.
- [2] Vicat J.P., and Pouclet, A., "Palaeo and Neoproterozoic granitoids and rhyolites from the West Congolian Belt (Gabon, Congo, Cabinda, North Angola): chemical composition and geotectonic implications, " Journal of African Earth Sciences, Vol. 31, N° 3, 1-20, 2000.
- [3] Alkmim et al., " Provenance and chemostratigraphy of Neoproterozoic West-Congolian group in Democratic Republic of Congo, J. Afr. Earth Sc 314p, 2006.
- [4] Baudet D et al, Carte géologique du kongo central, tuvellene, 2013.
- [5] Plipili, " The panafrikan petroleum system of the west congolian triple tectonic depression" Ministère des Hydrocarbures, RD Congo, 2013.
- [6] Salin & Martin, La mécanique des fluides. Nathan. Paris 156p, 1997.
- [7] Freeze et Cherry, Groundwater 130p, 1979.
- [8] Cojan I., et Renard M, Sédimentologie, Dunod, Paris 385p. 1999.
- [9] Michel, Some aspect of sulfate hydrocarbon reductions. In Marshdil J.D. (ed), Diagenesis of sedimentary sequences, 36 geo. Soc. London, spec. pub; 15-28, 1987.
- [10] Dunham, Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E. (Ed) Classification of Carbonate Rocks, AAPG Mem. 1, 108-121. 1962.
- [11] Folk, Spectral subdivision of limestone types. In: Ham, W.E. (Ed) Classification of Carbonate Rocks, AAPG Mem. 1, 62-84. 1959.
- [12] Moret, Précis de géologies, Masson et Gie 638p. 1959.
- [13] Djebbar T., et al., Pétrophysic: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, gulf professional publishing 989p, 2004.