

# Évaluation géophysique des réserves résiduelles d'hydrocarbure : Cas des grès du Turonien dans la structure pétrolifère Nord du champ de Sèmè au Bénin

YALO Nicaise<sup>1,2</sup>, KOUNIKA Elie<sup>2</sup>, DAGBA Guy Fernand Fructueux<sup>3</sup>, KPEYI Théodore<sup>3</sup> et ADJADJI Anihouvi Charles<sup>3</sup>

## Résumé

Les grès du Turonien forment le seul réservoir pétrolifère actuel du bassin du Bénin. Ce réservoir est situé sur le champ de Sèmè dans le bloc 1. Il appartient au système pétrolier du Crétacé supérieur, et a fait l'objet d'une exploitation pétrolière pendant la période allant de 1982 à 1998 par la société Saga Petroleum s.a.

La présente étude a pour but, de réestimer les réserves résiduelles au niveau du champ de Sèmè dans sa structure Nord après 16 années d'exploitation. La méthode de travail adoptée a consisté en une analyse des données de diagraphies relatives aux grès du Turonien du champ de Sèmè. Cette analyse a permis de redéfinir les caractéristiques géologiques et pétrophysiques desdits grès de la formation d'Abeokuta à partir des diagraphies différées de Gamma Ray (GR), Sonique (DT) et des Résistivités (R).

De ces analyses, il ressort que les grès du Turonien sont constitués en grande partie de sables traversés par des lamines d'argiles et calcaro-argileuses. Ces grès composés de divers types de minéraux, présentent en moyenne de bonne porosité (19,02%). Ils renferment des zones imprégnées d'hydrocarbures de saturation moyenne en eau de 36,56%. Les réserves actuellement disponibles sont estimées à 77.995.017 barils (stb).

**Mots clés :** Crétacé Supérieur, Diagraphies, Formation d'Abeokuta, Sèmè, Turonien.

## Abstract

### Geophysical Assessment of Residual Hydrocarbon Reserves: Case of Turonian Sandstone in the Northern Oil Structure of the Seme Field in Benin

Turonian sandstones form the only current oil reservoir of the Benin basin. This reservoir is located on the Seme field in the block 1. It belongs the Upper Cretaceous petroleum system, and has made the subject of an oilfield from 1982 to 1998 by the company Saga Petroleum S.A.

The present study aims to reassess the residual reserves at the Seme field in its northern structure after 16 years of operation. The method of work adopted for this purpose involved a complex analysis and interpretation of log data relating to the Turonian Seme field. This analysis helped to redefine the geological and petrophysical characteristics of this sandstone of Abeokuta formation from Gamma Ray (GR), Sonic (DT) and Resistivities (R) well logs.

From these analyzes, it appears that the Turonian sandstones consist largely of sand crossed by clay-calcareous clay and rolled. These sandstones composed of various minerals types, show on average, good porosity (19.02%). It contains areas impregnated with hydrocarbon saturation on average 36.56% of water. The current available reserves are estimated at 77,995,017 barrels (stb).

**Keywords:** Abeokuta formation, Seme, Turonian, Upper Cretaceous, Well logs.

<sup>1</sup>Institut National de l'Eau (INE), Université d'Abomey-Calavi (UAC)

<sup>2</sup> Département des Sciences de la Terre (DST), Université d'Abomey-Calavi (UAC)

<sup>3</sup>Direction Générale des Hydrocarbures et autres Combustibles Fossiles (DGHCF)

Auteur correspondant :

KOUNIKA Elie - [kounika.elie@gmail.com](mailto:kounika.elie@gmail.com) - Tél. : +229 97153648

YALO Nicaise : E-mail : [yalonicaise5367@gmail.com](mailto:yalonicaise5367@gmail.com), Tél : +229 96681288, 03BP912 Cotonou, Bénin

DAGBA Guy Fernand Fructueux

Lot 1326 Sainte Rita, E-mail : [dagbaguy@yahoo.com](mailto:dagbaguy@yahoo.com), Tél : +229 97229998, BP 03-1414-Cotonou, Bénin

KPEYI Théodore

E-mail : [kpeyidor@yahoo.fr](mailto:kpeyidor@yahoo.fr), Tél : +229 96187609, 03BP 1240 Cotonou, Bénin

ADJADJI Anihouvi Charles

E-mail : [adjadjianihouvi@yahoo.fr](mailto:adjadjianihouvi@yahoo.fr), Tél : +229 96612700/64796642

Le pétrole, levier de développement et première source énergétique dans le monde est devenu un produit stratégique de par sa consommation sans cesse croissante, en dépit des réserves limitées. Il est devenu aujourd'hui le socle d'une économie prospère et durable de certains pays développés ou des pays en voie de développement. Le Bénin, conscient de son sous-développement n'a pas voulu rester en marge de cette

opportunité.

De ce fait, depuis 1908, le Bassin Sédimentaire Côtier du Bénin a fait l'objet de différentes études qui ont permis aujourd'hui d'avoir des informations sur son évolution géologique, structurale et son potentiel pétrolier (RESO-BSC, 2004).

La découverte du champ pétrolifère de Sèmè en 1968 et son exploitation de 1982 à 1998 constituent des éléments d'importance pour le bassin béninois quant à l'existence d'un potentiel pétrolier non négligeable (RESO-BSC, 2004).

Cependant, malgré les efforts d'exploration sans cesse accrus dans le bassin offshore béninois, sur un total d'environ 37 forages effectués jusqu'en 2015, plus de la moitié ne présentent que des traces d'hydrocarbures. Cette étude est basée principalement sur la caractérisation du réservoir gréseux du Turonien dans le champ pétrolifère de Sèmè.

**I.1. CADRE GEOGRAPHIQUE DU CHAMP DE SEME DANS LE BASSIN SEDIMENTAIRE COTIERAU BENIN**

Situé entre les parallèles 6° 10' et 7° 30' de latitude Nord et les méridiens 1° 40' et 2° 45' de longitude Est, le Bassin Sédimentaire Côtier (BSC) occupe la partie centrale de la « baie du Dahomey » qui s'étend depuis le bassin de Kéta à l'Ouest, au Ghana jusqu'au Delta du Niger à l'Est, dont il est séparé par la ride d'« Okitipupa High ». Il couvre une superficie d'environ 40 000 km<sup>2</sup> et présente aussi bien une partie onshore qu'une partie offshore. Le paquet de sédiments le plus épais se trouve dans la partie marine et l'on y rencontre les formations de roches-mères et de roches réservoirs à des profondeurs dépassant 4 500 m (RESO-BSC, 2004). Il a fait l'objet de plusieurs études anciennes et récentes aussi bien dans sa partie onshore (Slansky, 1962 ; IRB, 1987) que dans sa partie offshore (sociétés pétrolières Saga Petroleum, 1984). Le Bassin Sédimentaire Côtier est séparé du Delta du Niger à l'Est par la ride du socle « Okitipupa High » et à l'Ouest par la faille de la Romanche (RESO-BSC, 2001). Le champ pétrolifère de Sèmè est situé dans la partie Est du bloc1 faisant frontière avec le Nigéria. Ce champ est composé de la structure Nord et de la structure Sud dans lesquelles l'huile a été produite dans les années 1982 à 1998 (Fig. 1).

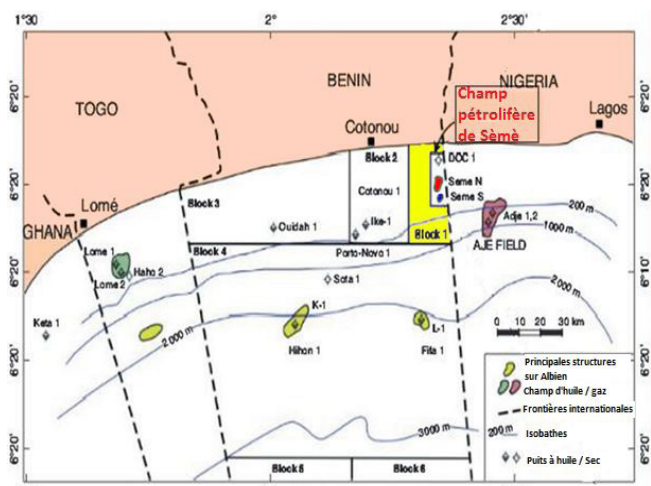


Figure1: Le champ pétrolifère de Sèmè dans le BSC, KAKI et al, 2012 (modifié).

**I.2. STRATIGRAPHIE OFFSHORE DU BASSIN SEDIMENTAIRE COTIER DU BENIN**

La stratigraphie du Bassin Sédimentaire Côtier du Bénin, réalisée par différents auteurs (Slansky, 1962 ; Billman, 1976 ; SAGA, 1984; IRB, 1987; ...) montre que ce bassin est constitué de sédiments d'âges Jurassique, Crétacé et Tertiaire

(Fig. 2). Le mode de remplissage sédimentaire du bassin est différent selon que l'on soit en onshore ou en offshore.

Les informations disponibles, concernant la stratigraphie du BSC offshore qui représente la zone d'intérêt de notre étude, sont basées essentiellement sur les travaux d'exploration pétrolière (données géophysiques, forages, puits). Billman (1976) en s'inspirant de la terminologie adoptée au Nigéria voisin, a réalisé une interprétation biostratigraphique et lithostratigraphique de la zone de Sèmè qui sert de référence au Bénin. Ainsi, la stratigraphie dans le BSC offshore du Bénin est représentée par trois séquences. Il s'agit de :

- la séquence de rift (Crétacé inférieur), comportant la Formation d'Isé d'âge Néocomien et les grès Albiens ;
- la séquence intermédiaire (Crétacé supérieur), composée de la formation d'Araromi d'âge Maestrichtien à Paléocène inférieur, de la formation d'Awgu d'âge Coniacien, de grès du Turonien et des argiles du Cénomanién.
- la séquence de dérive (Paléocène inférieur à récent), comportant, les argiles d'Imo, la Formation d'Oshoshun, la Formation d' Afowo et celle de Bénin/Idjebu (RESO-BSC, 2001) (Fig. 2).

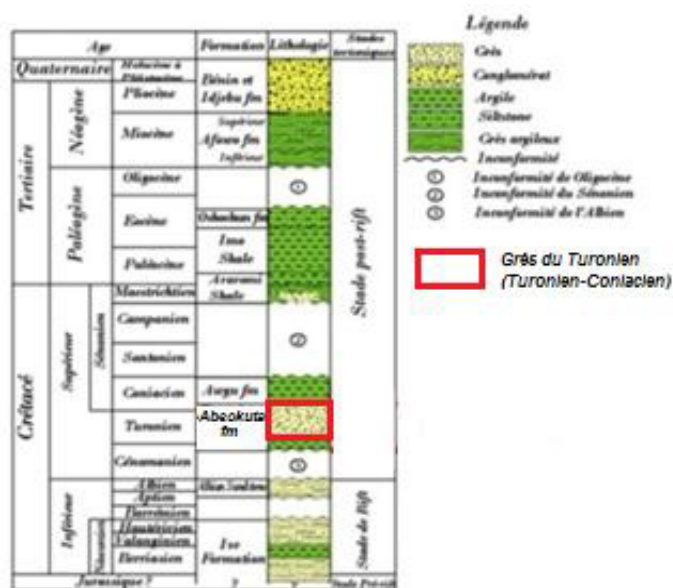


Figure 2: Colonne stratigraphique généralisée du bassin offshore du Bénin (Elsborg et Dalode (1985) et MacGregor et al (2003).

**II.2. DONNEES ET METHODOLOGIE II.2.1. Données lithologiques des puits sélectionnés**

A la lumière des différents documents, certains puits ont été identifiés. Il s'agit des puits S2, S3, S4 et S10 (Fig. 3). Ces différents puits ont été forés par Saga Petroleum Bénin s.a sur le bloc 1 dans le champ de Sèmè. Les puits S2, S3 et S10 ont été forés en 1982 tandis que S4 a été foré en 1983. Les données diagraphiques (listings de puits) et les données géologiques ont été soumises au traitement. Le traitement de ces données a été fait de deux manières : manuelle et informatique. La carte des profondeurs du réservoir H6 a été utilisée pour le calcul des surfaces imprégnées d'hydrocarbures. Les logs soniques, de résistivités et de gamma ray (GR) ont été réalisés à partir des données en format LAS des différents puits choisis dans

le cadre de cette étude. Celles-ci ont permis de subdiviser les grès du Turonien datés Turonien-Coniacien de la formation d'Abeokuta en des zones d'intérêt en fonction de la lithologie.

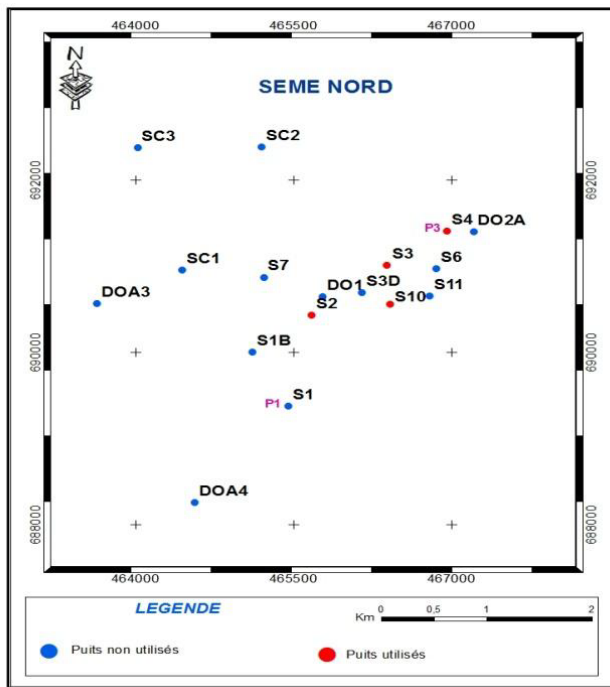


Figure 3 : Carte du positionnement des puits

**II.2.2. Méthode d'estimation de l'argilosité, de la porosité et de la saturation en eau des couches**

La teneur en argile (Vsh) s'exprime en pourcentage et est donnée par la relation suivante :

$$Ish = \left( \frac{GR(X) - GRmin}{GRmax - GRmin} \right) \times 100 \quad (1) \text{ (Poupon et al., 1971)}$$

On obtient le volume de schiste ou taux d'argilosité par la correction de Larionov (1969) ci-après :

$$Vsh = 0,33 (2^{2Ish} - 1) \quad (2)$$

Elle est appliquée aux formations plus anciennes que le Tertiaire.

D'après Saga (1984) les critères de caractérisation de l'argilosité d'une couche sont les suivants Vsh < 20% qualité très bonne ; 20% < Vsh < 30% qualité bonne ; 30% < Vsh < 40% qualité moyenne.

Le taux d'argilosité maximal déterminant la formation réservoir est la valeur de coupure. D'après Saga (1984) cette valeur est de 40%.

La porosité utile est la porosité du sonique. Elle est déterminée à partir de l'équation de Raymer *et al* (1980) :

$$\phi_u = 0,63 \left( 1 - \frac{\Delta tma}{\Delta t} \right) \quad (5)$$

Avec  $\Delta t$  : valeur moyenne enregistrée en  $\mu s/ft$ ,

$\Delta tma$  : temps de transit relatif à la fraction solide de formation (valeur de la matrice).  $\Delta tma$  est égale respectivement à 55,5  $\mu s/ft$  et 47,5  $\mu s/ft$  pour le grès ou le sable et pour l'argile ou le calcaire.

La porosité effective  $\phi_e$  encore appelée porosité connectée est donnée par la relation suivante:

$$\phi_e = (1 - Vsh)\phi_u \quad (4)$$

Avec  $Vsh$  la teneur en argile et  $\phi_u$  la porosité utile.

D'après Saga (1984) les critères de caractérisation de la porosité est la suivante : 10% <  $\phi$  < 20% porosité moyenne ; 20% <  $\phi$  < 30% porosité bonne ;  $\phi$  > 30% porosité excellente.

La porosité minimale déterminant la formation réservoir est la valeur de coupure. D'après Saga (1984) cette valeur est de 12%.

Dans le cadre de cette étude, les logs soniques et de résistivité ont été utilisés pour le calcul de la saturation en eau.

D'après Archie (1942) on a :

$$S_w = \left( \frac{a\phi e^{-m} R_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad (5)$$

Pour les sables et les grès  $n = 2$ ,  $a = 0,6$  et  $m = 2,15$  on a :

$$S_w = \left( \frac{0,6\phi e^{-2,15} R_w}{R_t} \right)^{1/2} \quad (6)$$

Et pour les calcaires ou argile  $a=1$  et  $m=2$  on a :

$$S_w = \left( \frac{\phi e^{-2} R_w}{R_t} \right)^{1/2} \quad (7)$$

$$R_o = F R_w \quad (8) \text{ et } F = \frac{a}{\phi e^m} \quad (9)$$

$$\text{On a donc : } R_w = \frac{R_o}{F} \quad (10)$$

Avec  $S_w$  saturation en eau et  $\phi$  la porosité utile.

D'après Saga (1984) les critères de caractérisation de la saturation en eau est la suivante :  $S_w \leq 20\%$  Excellente ;  $20\% < S_w \leq 40\%$  Très bonne ;  $40\% < S_w \leq 60\%$  Bonne ;  $60\% < S_w \leq 80\%$  Mauvaise ;  $80\% < S_w \leq 100\%$  Très mauvaise.

La saturation maximale déterminant la zone imprégnée d'hydrocarbure est la valeur de coupure. D'après Saga (1984) cette valeur est de 60%.

**II.2.3. Méthode de détermination de l'épaisseur utile et des réserves d'hydrocarbures.**

D'après Chapelier (1987), les logs de diagraphie d'ILD ou LLD (outil mesurant la résistivité de la zone profonde ou vierge) superposée à SFLU ou MSFL ou LLS (outil mesurant la résistivité de la zone envahie) révèle la présence ou non d'hydrocarbure dans les couches auxquelles elles sont appliquées. En effet lorsque pour une couche, la résistivité ILD est supérieure à la résistivité SFLU alors cette couche est imprégnée d'hydrocarbures et son épaisseur constitue

l'épaisseur du réservoir.

D'après Lisa Dean 2007, l'épaisseur utile (Net pay), est caractérisée par une bonne porosité, perméabilité élevée et saturation en huile élevée. L'épaisseur du réservoir est considérée comme étant l'épaisseur brute ou Gross pay (G). L'épaisseur utile ou Net pay (N) est donc obtenue en soustrayant de l'épaisseur brute, les tranches de zones imperméables comme les couches et passées argileuses (Fig. 4).

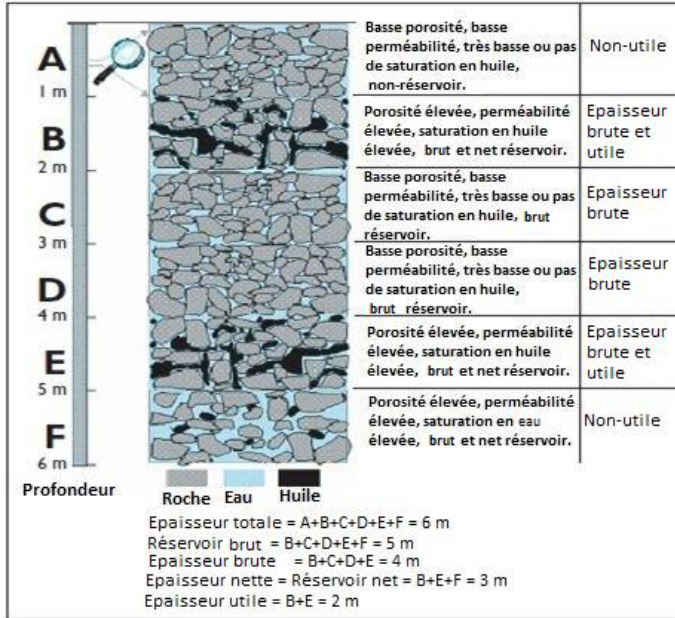


Figure 4 : Méthode de détermination de l'épaisseur utile (Lisa Dean, 2007, modifié).

Il existe deux groupes de méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs (R. COSSE, 1988) :

- la méthode volumétrique ;
- la méthode dynamique ; elle est adoptée en cours de production et après quelques années d'exploitation. Dans cette étude, la méthode volumétrique a été utilisée.

Le volume de roche imprégnée (GRV) est obtenu donc par la méthode de trapèze ci-après :

$$GRV = \frac{h}{2} (A1 + A2) \quad (11)$$

Où :

GRV= Volume de roche imprégnée d'hydrocarbure ; h= Hauteur du trapèze ; A1= Petite base et A2= Grande base.

La formule générale qui conduit au calcul de réserves en place à partir de la méthode volumétrique est la suivante :

$$N = \frac{FcXGRVX\frac{N}{G}X\phi X(1-Sw)}{Bo} \quad (12)$$

Avec : N: Quantité d'huile en place (en barils stb) ;  $\phi$  : La porosité du réservoir ; Sw : Saturation en eau ; Fc : Facteur de conversion de m<sup>3</sup> en Barils (stb) ; Bo : Facteur Volumétrique de Formation ; N/G: Net Gross ratio (pourcentage de roche saturée en huile) ;

## V : Volume total de roche (en m<sup>3</sup>).III. RESULTATS ET DISCUSSIONS

### III.1.IDENTIFICATION DES RESERVOIRS POTENTIELS

Au niveau du puits Sèmè 2 (S2), les diagraphies de gamma ray (GR) présentant des API inférieurs à 78, caractérisent les couches gréseuses tandis que celles ayant un GR supérieur à 78 caractérisent les couches argileuses. Pour ce puits, outre les diagraphies GR, les diagraphies soniques inférieures à la moyenne d'environ 90 microsecondes/feet, caractérisent les couches gréseuses tandis que celles supérieures à 90 microsecondes caractérisent les couches argileuses. Trois potentiels réservoirs de couches gréseuses (A, B et C) ont été ainsi identifiés avec des épaisseurs respectives de 18,5m, 42m et 36m. Ces couches gréseuses sont intercalées par des bandes d'argile d'environ 2 à 3m d'épaisseur (Fig. 5).

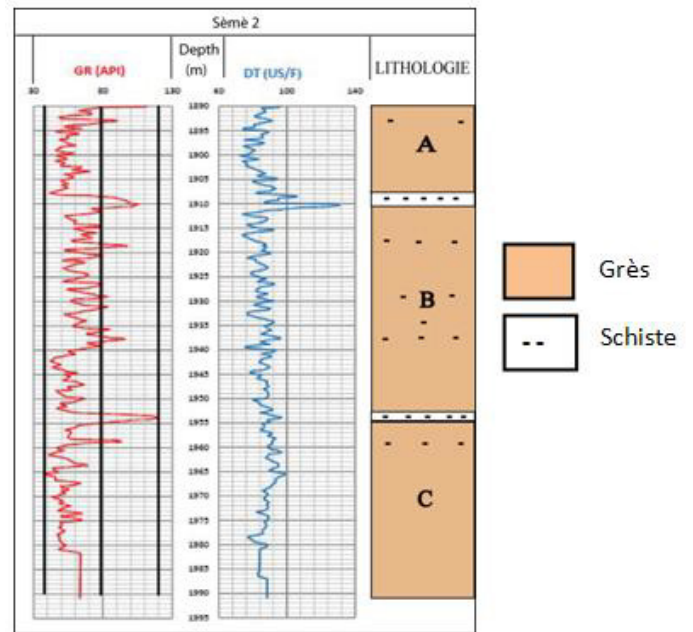


Figure 5: Détermination de la lithologie par le GR associé au DT du puits S2

Au niveau du puits Sèmè 3 (S3), les diagraphies de gamma ray (GR) présentant des API inférieurs à 70, caractérisent les couches gréseuses tandis que celles ayant un GR supérieur à 70 caractérisent les couches argileuses. Pour ce puits, outre les diagraphies GR, les diagraphies soniques inférieures à la moyenne d'environ 90 microsecondes/feet, caractérisent les couches gréseuses tandis que celles supérieures à 90 microsecondes caractérisent les couches argileuses. Ainsi, pour le puits S3, les trois potentiels réservoirs de couches gréseuses (A, B et C) ont respectivement des épaisseurs d'environ 25m, 15m et 54,5m. Ces couches sont intercalées par des bandes d'argile d'environ 2 à 3m d'épaisseur (Fig. 6).

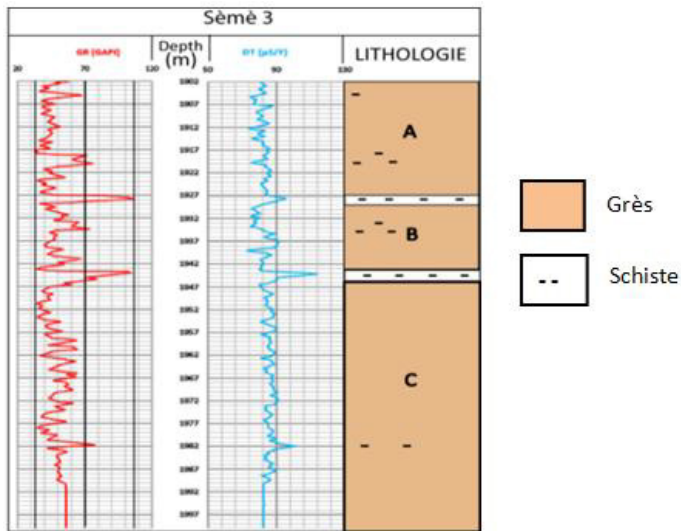


Figure 6 : Détermination de la lithologie par le GR associé au DT du puits S3.

Au niveau du puits Sèmè 4 (S4), les diagraphies de gamma ray (GR) présentant des API inférieurs à 88, caractérisent les couches gréseuses tandis que celles ayant un GR supérieur à 88 caractérisent les couches argileuses. Pour ce puits, outre les diagraphies GR, les diagraphies soniques inférieures à la moyenne d'environ 90 microsecondes/feet, caractérisent les couches gréseuses tandis que celles supérieures à 90 microsecondes caractérisent les couches argileuses. Ainsi, pour le puits S4, un seul potentiel réservoir de couche gréseuse d'épaisseur d'environ 431m a été identifié. Cette couche est traversée par quelques passées argileuses de moins d'un mètre d'épaisseur (Fig. 7).

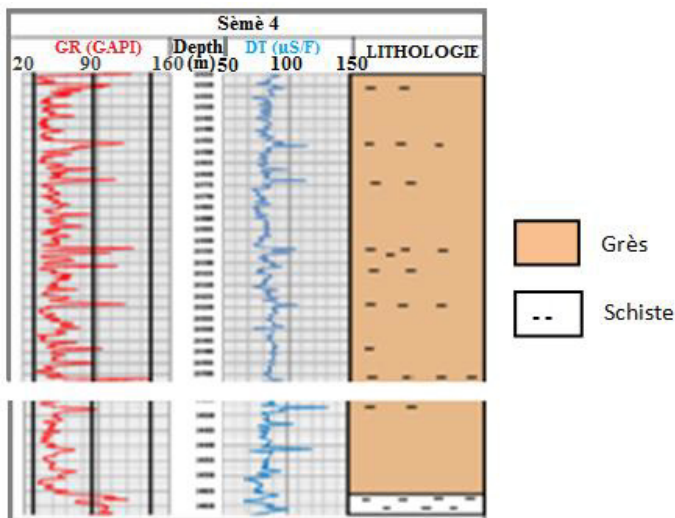


Figure 7 : Détermination de la lithologie par le GR associé au DT du puits S4.

Au niveau du puits Sèmè 10 (S10), les diagraphies de gamma ray (GR) présentant des API inférieurs à 80, caractérisent les couches gréseuses tandis que celles ayant un GR supérieur à 80 caractérisent les couches argileuses. Pour ce puits, outre les diagraphies GR, les diagraphies soniques inférieures à la moyenne d'environ 102 microsecondes/feet, caractérisent les couches gréseuses tandis que celles supérieures à 102 microsecondes caractérisent les couches argileuses. Ainsi, pour le puits S10, les trois potentiels réservoirs de couches gréseuses

(A, B et C) ont respectivement des épaisseurs d'environ 141m, 210m et 189m. Ces couches sont intercalées par des bandes d'argile d'environ 4m d'épaisseur. Une couche d'argile de 7m d'épaisseur débute à 2457m et fini la formation d'Abeokuta à 2464m (Fig. 8).

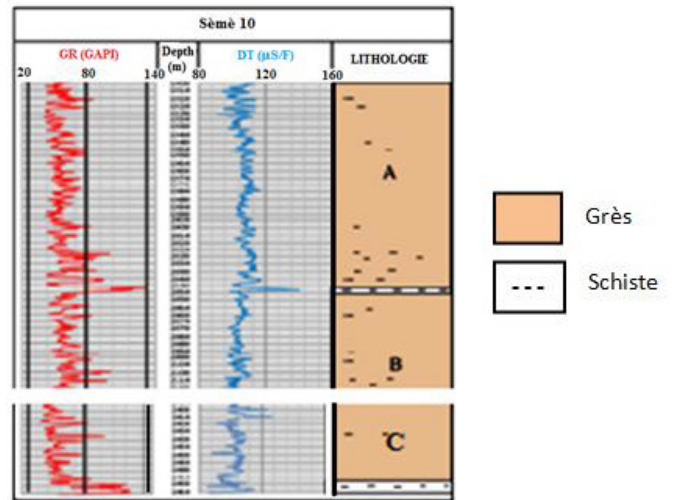


Figure 8 : Détermination de la lithologie par le GR associé au DT du puits S10

### III.2. DÉTERMINATION DES PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES DES RÉSERVOIRS

Les paramètres pétrophysiques calculés pour les couches gréseuses sont le taux d'argilosité, la porosité et la saturation en eau. Pour les puits S2, S3, S4 et S10, le taux d'argilosité est compris entre 9,16 et 17,98% (Tableau I). Ce taux d'argilosité tout étant largement inférieur à la valeur de coupure de 40%, s'avère être de très bonne qualité ( $V_{sh} < 20\%$ ).

Tableau I : Caractérisation des roches réservoirs par le  $V_{sh}$

Puits	Zones	Vsh (%)	Nature	Épaisseur (m)	Caractérisation
S2	A	12,17	Grès	18,5	Très Bonne
	B	17,12	Grès	42	Très Bonne
	C	11,54	Grès	36	Très Bonne
S3	A	9,16	Grès	25	Très Bonne
	B	12,51	Grès	15	Très Bonne
	C	12,45	Grès	54,5	Très Bonne
S4	-	10,28	Grès	542	Très bonne
S10	A	16,68	Grès	141	Très Bonne
	B	17,98	Grès	210	Très Bonne
	C	11,86	Grès	189	Très Bonne

Pour les puits S2, S3, S4 et S10, la porosité est comprise entre 17,4 et 26,83%. Cette porosité tout étant supérieure à la valeur de coupure de 12%, s'avère être de moyenne à bonne qualité pour le puits S2 ( $\Phi < 20\%$ ), de moyenne qualité pour les puits S3 et S4 et de bonne qualité pour le puits S10 ( $\Phi < 30\%$ ) (Tableau II).

**Tableau II :** Caractérisation des roches réservoirs par la porosité

Puits	Zones	Porosité (%)	Caractérisation
S2	A	18,65	Moyenne
	B	18,29	Moyenne
	C	20,63	Bonne
S3	A	18,49	Moyenne
	B	17,81	Moyenne
	C	19,43	Moyenne
S4	-	17,4	Moyenne
S10	A	21,54	Bonne
	B	23,66	Bonne
	C	26,83	Bonne

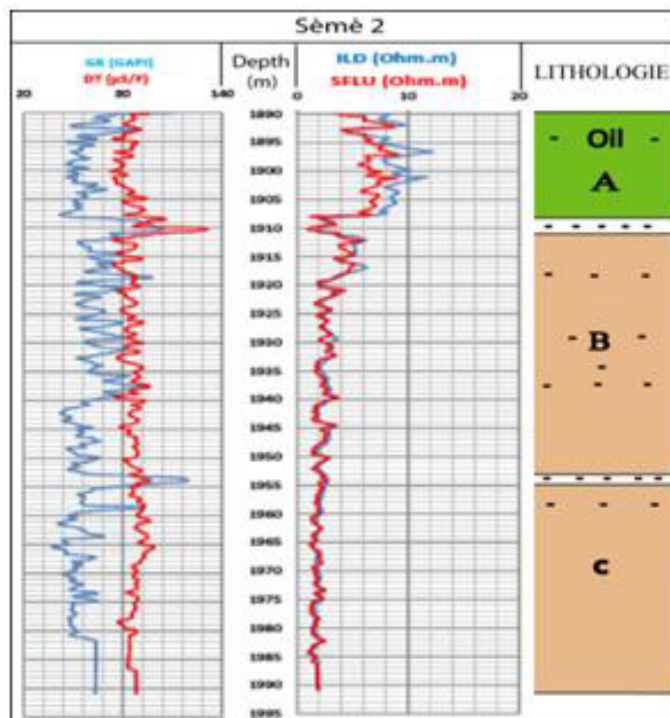
Pour les puits S2, S3, S4 et S10, la saturation en eau est comprise entre 25,65 et 89,95%. Cette saturation en eau est supérieure à la valeur de coupure de 60%, pour certaines couches des puits S2, S3 et S10. Elle est de très bonne qualité pour la couche A du puits S3 et la partie supérieure de la couche A du puits S10 et de bonne qualité pour le puits S4 et la couches A du puits S2 et ainsi que la partie inférieure de la couche A du puits S10 et la couche B du puits S3. (Tableau III).

**Tableau III :** Caractérisation des roches réservoirs par la saturation en eau

Puits	Zones	Saturation (%)	Caractérisation
S2	A	42,77	Bonne
	B	70,37	Mauvaise
	C	89,95	Mauvaise
S3	A	25,65	Très bonne
	B	57,65	Bonne
	C	82,87	Mauvaise
S4	-	42	Bonne
S10	A	35,83	Très bonne
		67,24	Mauvaise
	B	61,77	Mauvaise
C	-	-	

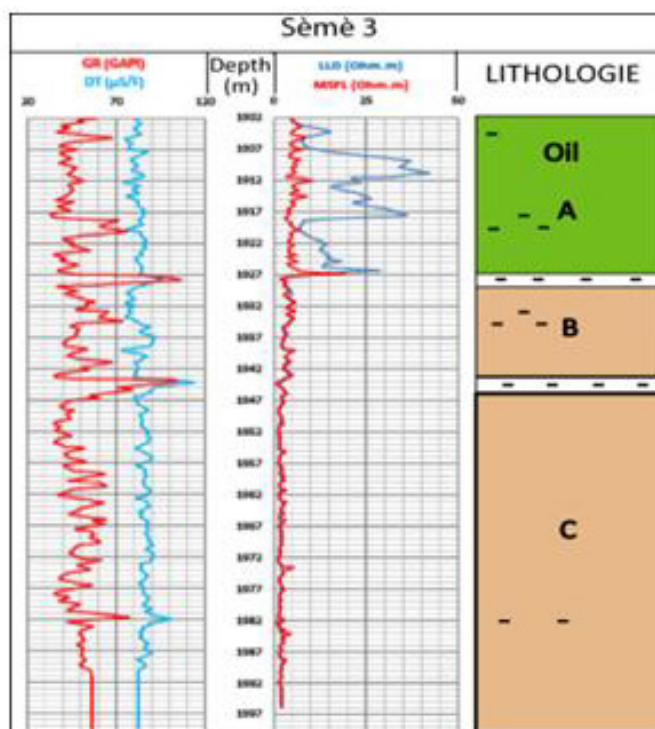
**III.3. DETERMINATION DE L'ÉPAISSEUR BRUTE DES ZONES IMPREGNEES EN HUILE**

La résistivité ILLD moyenne de 9 Ohm.m reste supérieure à la résistivité moyenne SFLU de 7 Ohm.m pour la couche A du puits S2. Ainsi dans le puits S2, seule la couche A est imprégnée d'huile (Fig. 9).



**Figure 9 :** Détermination de la zone saturée à huile du puits S2

La résistivité LLD moyenne de 25 Ohm.m reste largement supérieure à la résistivité moyenne MSFL de 5 Ohm.m pour la couche A du puits S3. Ainsi dans le puits S3, seule la couche A est imprégnée d'huile (Fig. 10).



**Figure 10 :** Détermination de la zone saturée à huile du puits S3

La résistivité LLD moyenne de 30 Ohm.m est supérieure à la résistivité moyenne LLS de 15 Ohm.m pour la couche A du puits S10. Ainsi dans le puits S10, seule la couche A est imprégnée d'huile (Fig. 11).

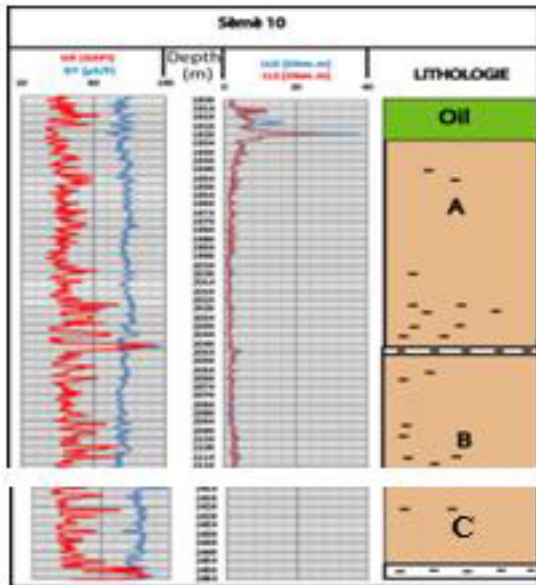


Figure 11: Détermination de la zone saturée à huile du puits S10

### III.4. ESTIMATION DE LA QUANTITE D’HUILE EN PLACE

Dans le puits S2, l’épaisseur de la passée argileuse estimée sur la diagraphie GR est d’environ un mètre. En soustrayant cette épaisseur de l’épaisseur brute 18.5m on obtient l’épaisseur utile de 17,5m. Par analogie, les épaisseurs utiles des puits S3, S4 et S10 ont été estimées respectivement à 21m, 15m et 16m (tableau IV).

Tableau IV : Récapitulatif des différents paramètres des zones à huile des puits étudiés.

Structure Nord					
Puits	Porosité (%)	Saturation (%)	Gross pay (m)	Net pay (m)	N/G
S2	18,65	42,77	18,5	17,5	0,946
S3	18,49	25,65	25	21	0,84
S4	17,4	42	21	15	0,714
S10	21,54	35,83	20	16	0,8
<b>Moyenne</b>	<b>19,02</b>	<b>36,56</b>	-	-	<b>0,825</b>

En se basant sur la carte de profondeur du Turonien-Coniacien, les différentes surfaces imprégnées d’huile de la structure nord du champ de Sèmè traversées par les puits S2, S3, S4 et S10 ont été calculées pour les profondeurs comprises entre le contact eau-huile (1910m) et le toit du réservoir (1860m) (Fig. 12).

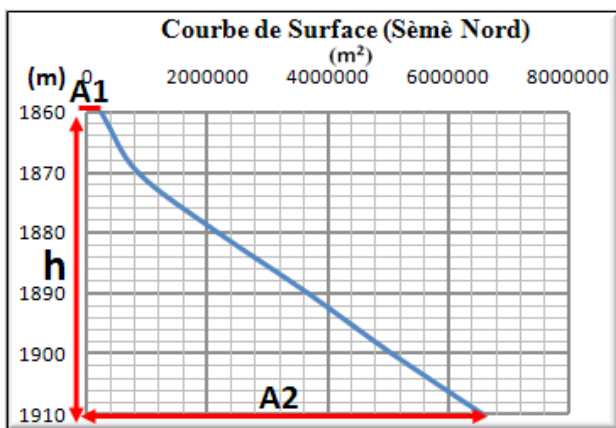


Figure 12 : Courbe de la surface (m2) en fonction de la profondeur à l’échelle du terrain

La quantité d’huile en place est de 95.499.384 barils (stb) en condition surface dans le réservoir H6 avant l’exploitation du champ de Sèmè (Tableau VI). Au bout de 16 ans d’exploitation de ce champ, 17.504.367 barils (stb) d’huile ont été récupérée. On peut donc estimer le reste d’huile encore en place à 77.995.017 barils (stb).

Paramètres	V (m³)	N/G	Ø	I-Sw	Fc	I/Bo	Reserve (Baril stb)
Sèmè Nord (Horizon 6)	169.831.994	0,825	0,19	0,6344	6,29	0,899	95.499.384

Tableau VI : Détermination du volume de roche imprégnée et de la quantité d’huile en baril (stb) de la structure Nord du champ de Sèmè

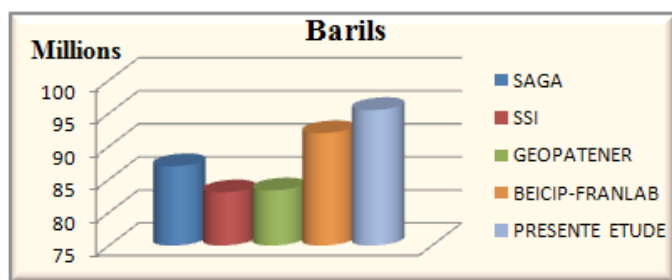
### III.2. DISCUSSION

Notre étude nous a permis de subdiviser les grès du Turonien de la formation d’Abeokuta du champ de Sèmè en trois sous-réservoirs pour tous les puits étudiés à l’exception du puits S4 qui n’en contient qu’un seul. Les travaux de la Saga ont montré que la formation d’Abeokuta est constituée de cinq niveaux dont la lithologie varie entre le grès, le calcaire et l’argile (Saga, 1983). De même, ceux réalisés par Geoparteners (pour le compte de Sapetro) en 2011 ont montré que cette même formation d’Abeokuta est constituée de huit (08) couches dont la lithologie varie entre le grès, le calcaire et l’argile. Les paramètres pétrophysiques que la Saga avait déterminé et transcrits dans les rapports finaux de puits sont généralement la porosité et la saturation en eau. La moyenne de la porosité de la formation d’Abeokuta selon les travaux de Geoparteners est de 19% comparativement à la présente étude qui est de 19,02%. La moyenne de la saturation en eau du présent travail est de 36,56% contre 45% pour les études de Geoparteners. Ainsi, les porosités et les saturations des puits S2, S3, S4 et S10 obtenues et transcrites dans les rapports par la Saga sont respectivement de 19%, 19%, 17,4% et 20% et 44%, 26%, 42% et entre 35 – 50%. Celles de la présente étude, mis

à part le puits S4, sont respectivement de 18,65%, 18,49% et 21,54% et 42,77%, 25,65% et 35,83%. Par défaut de données numériques du puits S4, l'estimation des réserves au niveau de ce puits s'est faite à partir des données transcrites dans le rapport de la Saga. L'écart observé entre ces différentes valeurs peut être justifié par la différence de matériel utilisé d'une part et la méthodologie adoptée d'autre part. La Saga, pour évaluer les réserves a utilisé les données de porosité et de saturation provenant des mesures directes sur échantillons (Carottes de roches) et des essais de pompage effectués au cours de la production.

L'estimation de la quantité d'huile en place au niveau de la structure Nord du champ de Sèmè, à travers le PPS par Beicip-Franlab en 1994 a donné 92 millions barils stb tandis que celle obtenue par la présente étude est de 95.499.384 barils stb. De même, une étude semblable a été faite par Saga en 1984 sur la même structure. La quantité d'huile a été estimée à 87 millions barils stb mais n'avait considéré que 80 millions pour les calculs économiques. La SSI en 1987 et en pleine production a également évalué la quantité d'huile dans la même structure à 83.040.712 barils. Tout récemment, en 2011 Sapetro par le biais de la société Geoparteners a évalué la quantité d'huile en place de la même structure à 83.340.712 barils.

La marge de différence notée pour les différentes valeurs inscrites pourrait s'expliquer, premièrement par la non-uniformité observée au niveau des paramètres pétrophysiques et ensuite par la différence de méthode utilisée (celle dynamique) surtout la SSI pour la détermination du volume de roche imprégnée d'huile. La figure 13 montre l'étude comparée des résultats de la quantité d'huile avant l'exploitation de la structure Nord du champ de Sèmè.



**Figure 13:** Etude comparée de la quantité d'huile avant l'exploitation dans la structure Nord du champ de Sèmè.

## CONCLUSION

Le champ de Sèmè a fait l'objet d'une exploitation pétrolière de 1982 à 1998. Au niveau de ce champ, deux structures ont été identifiées. Il s'agit de la structure Nord et de la structure Sud où l'huile a été produite dans le réservoir des grès du Turonien. Le but de cette étude a été de redéfinir les caractéristiques lithologiques et pétrophysiques de ce réservoir.

Ainsi, l'étude de la formation d'Abeokuta montre que les grès du Turonien présentent une homogénéité de façon globale du point de vue lithologie. Néanmoins, l'analyse des diagraphies différenciées telles que le GR et le sonique d'une part et celle de GR et SP d'autre part signalent la présence de quelques rares passées de schistes et de calcaire. L'épaisseur des couches d'argile et de calcaire varie entre 0,5 et 3 m. Dans le cadre de cette étude,

seules les couches d'épaisseur supérieure à 1m ont été mises en évidence. La présence de ces infirmes couches observées permet de diviser cette formation du Crétacé supérieur en plusieurs sous-réservoirs qui en elle-même constitue un réservoir. Trois sous-réservoirs ont été identifiés dans trois des quatre puits étudiés et un seul dans le dernier.

L'argilosité des grès de la formation d'Abeokuta varie entre 9,16% et 17,98% avec une porosité moyenne de 19,02% et une saturation en eau moyenne de 36,56%. Donc, le grès de la formation d'Abeokuta est un bon réservoir dans le bassin Offshore béninois. La quantité d'huile au niveau de cette structure a été estimée à 95.499.384 barils (stb). La réserve résiduelle au niveau de cette structure après 16 années d'exploitation est donc estimée à environ 77.995.017 barils (stb).

## REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient les Autorités du Ministère en charge des recherches pétrolières et minières du Bénin et en particulier les Directeurs Généraux du sous-secteur des hydrocarbures, pour les données de puits mises à disposition pour la rédaction de cet article.

## BIBLIOGRAPHIE

- ARCHIE G.E. (1942):** The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Society of Petroleum Engineers – 902054 – G volume 146, Issue 01, pages 54-62.
- BEICIP FRANLAB, (1994):** Geological study and reserve Evaluation of the SEME oil field. Vol. I, 157 p. and Vol. II, 128 p.
- BILLMAN H. G. (1976):** Offshore stratigraphy and paleontology of the Dahomey Embayment, West Africa Prepared for the 7th Africa Micropaleontological Colloquium, Ile-Ife, Nigeria.
- CHAPELLIER D. (1987):** Diagraphies du pétrole, 78 p. Cours online de géophysiques. Université de Lausanne – Institut français du pétrole.
- COSSE R. (1988):** Techniques d'exploration pétrolière. Le Gisement. Editions TECHNIP. Paris France, 329 p.
- ELVSBORG A. and DALODE J. (1985):** Benin hydrocarbon potential looks promising. Oil and gas journal, Feb.11, p.127-131.
- IRB ou INSTITUT RECHERCHE BREDA, (1987):** Etude de la cartographie géologique et prospection minière de reconnaissance au Sud du 9ème parallèle. Rapport, 80 p. OBEMINES, Cotonou, Bénin.
- KAKI C., G.A. F. d'ALMEIDA, N. YALO & S. AMELINA, (2012):** Geology and petroleum systems of the offshore Benin basin (Benin-west Africa). Oil & Gas Science and Technology-Rev. IFP Energies nouvelles, Vol.68 (2012), N<sup>o</sup> 2, pp 363-381.
- LARIONOV V.V. (1969):** Borehole radiometry: Moscow, U.S.S.R. In: Nedra, M.R.L. and Biggs, W.P., Eds., Using Log-Derived Values of Water Saturation and Porosity, Trans. SPWLA Ann. Logging Symp. Paper, 10, 26.
- LISAD. Fekete Associates Inc (2007):** Reservoir engineering for geologists. Part 3 – Volumetric Estimation, RESERVOIR



ISSUE 11, pp 20-23.

**MACGREGOR D. S., ROBINSON J., SPEAR G. (2003):**

Play fairways of the Gulf of Guinea transform margin, Arthur T. J., MACGREGOR D. S., Cameron N. R. (eds), petroleum geology of Africa – New themes and developing technologies, Geol. Soc. London. Spec. Publ. 207, 289 p.

**POUPON A., HOYLE W.R., & SCHMIDT A.W. (1971).**

– Log Analysis in Formations With Complex Lithologies. J. Petroleum Technol., Volume 23, Issue 08, 11 p, August.

**RAYMER L.L., HUNT E.R. and GARDNER J.S. (1980):**

An improved sonic transit time to porosity transform, SPWLA 21ann logging Symp, July 8-11, 1980, 1-12.

**RESO-BSC, (2001) :** Symposium sur la couche (SILL) de dolerite dans la baie du Dahomey “redéfinition du socle du bassin sédimentaire côtier du Bénin”, rapport multicopié, 280 p.

**RESO-BSC, (2004):** Séminaire d'évaluation à mi-parcours du projet “redéfinition du socle du bassin sédimentaire côtier du Bénin”, 159 p.

**SAGA PETROLEUM A.S. (July 1983):** Stratigraphical/ Paleontological Final Report, 34 p.

**SAGA PETROLEUM A.S. (1984):** Benin basin evaluation report, 337 p.

**SAPETRO (2011):** Geological and Geophysical Review/ evaluation of the hydrocarbon potential of bloc 1.

**SLANSKY M. (1962) :** Contribution à l'étude géologique du bassin sédimentaire côtier du Dahomey et du Togo. Thèse Univ. Nancy, série 59, n°165 et Mem. BRGM n°11, 170 p.

**SSI (1987) :** Etude de gestion et de simulation du champ de Sèmè, Rapport final, Volume I, géologie et pétrophysique.