

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université d'Oran 2
Faculté des Sciences de la Terre et de l'Univers
Département des Sciences de la Terre

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES

Pour l'obtention du diplôme de
Master en Géologie
Option : Géologie des Bassins Sédimentaires

THÈME

**ÉTUDE SÉDIMENTOLOGIQUE ET CARACTÉRISATION PÉTROPHYSIQUE
DU RÉSERVOIR TAG-I DU Puits WELL-28
(BASSIN DE BERKINE, GRAND ERG ORIENTAL)**

Présenté par Mlle. FARA Nour El Houda

Devant le jury

M. ATIF. K	M.C.A	Université d'Oran 2	Président
M. MANSOUR. B	Professeur	Université d'Oran 2	Rapporteur
M. BELHADJI. A	M.C.B	Université d'Oran 2	Examinateur

Soutenu le 17 Septembre 2023

2022/2023

Dédicaces

Je tiens à dédier cet œuvre à :

Ma très chère Maman

*Qui m'a soutenu durant les moments de doute et d'abandon
qui a, plus, cru en moi*

Mes très chères sœurs, Rania et Hiba

*Qui n'ont pas hésité à m'encourager et me motiver sur ce sujet qui
selon elles, me ressemblaient tant*

Mes belles connaissances

*Qui m'ont apporté beaucoup de soutien sur ce mémoire et sur ma
future carrière*

Remerciements

S'il faut beaucoup de motivation, de rigueur et d'enthousiasme pour mener à bien ce mémoire, alors, ce travail de recherche a eu besoin de la contribution de plusieurs personnes, que je tiens à remercier :

M. MANSOUR. B

Mon encadreur, pour le grand honneur qu'il m'avait fait d'accepter l'encadrement de ce travail, tous ses précieux conseils, son écoute active et sa disponibilité. En effet, commencer un mémoire et en finir sa totalité en si peu de temps, n'a pas été une tâche facile, et je n'aurais pas tant réussi si je n'avais pas reçu ses conseils, ainsi que sa force de persuasion.

Messieurs les membres de jury

Pour l'intérêt qu'ils ont bien voulu porter à mon travail en acceptant de faire partie de ce jury, leur présence et leur lecture attentive de mon support de mémoire ainsi que leur temps et attention consacrés à ma présentation.

Messieurs

SEBANE. A, le doyen et BOUZID. R, le chef de département

Que j'ai eu le plaisir de travailler sous leur direction. Je tiens à les remercier infiniment pour leur gentillesse et spontanéité avec lesquelles ils ont dirigé la faculté de Géologie, ainsi que pour leur disponibilité et conseils que grâce à eux j'ai pu améliorer mon travail.

Les Directeurs d'Entreprises formatrices

Qui m'ont fait comprendre que tous les hommes ne sont pas tous égaux face aux stéréotypes féminins et qui ont la conviction que la femme est une légende unique dans la société.

Sommaire

Chapitre 01 : Généralités

I. INTRODUCTION.....	1
II. CADRE GÉOGRAPHIQUE.....	2
1. CADRE GÉOGRAPHIQUE GÉNÉRAL DU BASSIN DE BERKINE	2
2. CADRE GÉOGRAPHIQUE LOCAL DU CHAMP	3
III. CADRE GÉOLOGIQUE	4
1. CADRE GÉOLOGIQUE GÉNÉRAL DU BASSIN DE BERKINE	4
2. CADRE GÉOLOGIQUE LOCAL DU CHAMP	5
IV. LA LITHOSTRATIGRAPHIE DU BASSIN DE BERKINE	6
1. Le Socle	6
2. La couverture paléozoïque	6
3. La couverture mésozoïque	6
V. L'ÉVOLUTION GÉODYNAMIQUE DU BASSIN	9
VI. LES SYSTÈMES PÉTROLIERS	12
1. Roches mères	12
2. Roches réservoirs	12
3. Roches couvertures	12
4. Les pièges.....	13
VII. HISTORIQUE DE L'EXPLORATION DU BASSIN	14
VIII. MÉTHODE DE TRAVAIL	15

Chapitre 02 : Étude lithologique & Microfaciologique

I. INTRODUCTION.....	17
II. DESCRIPTION LITHOLOGIQUE DES CAROTTES	17
1. Description des carottes	18
1.1. La carotte n°04	18
1.2. La carotte n°03	21
1.3. La carotte n°02	24
1.4. La carotte n°01	27
2. CONCLUSION	30
III. DESCRIPTION MICROFACIOLOGIQUE.....	32
1. Description microfaciologique des échantillons de la carotte 04	33
2. Description microfaciologique des échantillons de la carotte 03	35
3. Description microfaciologique des échantillons de la carotte 02	37
4. Description microfaciologique des échantillons de la carotte 01	40
IV. CONCLUSION	46

Chapitre 03 : Caractérisation pétrophysique du réservoir TAG-I

I. INTRODUCTION.....	48
II. MÉTHODE D'ÉVALUATION PÉTROPHYSIQUE À L'AIDE DES DIAGRAPHIES	48
1. Interprétation qualitative.....	48
2. Interprétation quantitative.....	54
III. L'ANALYSE MINÉRALOGIQUE PAR DIFFRACTION AUX RAYONS X.....	55
1. Identification des ciments	55
2. Détermination de la porosité du réservoir	59
IV. CONCLUSION	60
Conclusion générale.....	62

Annexes

Bibliographie.....	64
Liste des figures	67
Liste des tableaux.....	69

Résumé

Ce travail a été réalisé à partir d'une étude multi-proxy (lithologique, microfaciologique, diagraphique et minéralogique) de plusieurs échantillons prélevés sur quatre (04) carottes du puits **Well-28**. Ce dernier se situe dans la partie septentrionale du bassin de Berkine (Grand Erg oriental). Il s'agit d'une vaste dépression paléozoïque à remplissage essentiellement détritique où le système pétrolier est complet, dont la roche réservoir principale est représentée par le Trias argileux gréseux inférieur (**TAG-I**).

Cette formation, à environnement fluviatile, est subdivisée en deux (02) membres correspondants à un complexe gréseux (**Basal TAG-I**) et des alternances argilo-gréseuses (**Lower, Middle et Upper TAG-I**). L'étude microfaciologique montre une formation silico-clastique où les composants détritiques sont représentés par des quartz, des feldspaths, des minéraux lourds et des micas. Les composants authigènes sont matérialisés par une proportion forte d'argiles et faible à moyenne de carbonates.

Le réservoir **TAG-I** a connu une instabilité de ses propriétés pétrophysiques, soient, la porosité, perméabilité, saturation en eau et huile, ainsi que le volume d'argiles, par l'effet de plusieurs facteurs, notamment, la cimentation. Les résultats obtenus à partir des études diagraphique et minéralogique ont été confirmés grâce à une simulation de réservoir réalisée à l'aide du modèle Quanti-Elan intégré dans le logiciel Petrel, dont, le modèle en question permet de bien quantifier les caractéristiques précitées.

Mots-clés: Bassin de Berkine, puits **well-28**, Trias argilo-gréseux, dépôts fluviatiles membre, sédimentologie, diagraphie, caractérisation pétrophysique.

Abstract

This work was carried out based on a multi-proxy study (lithological, microfaciological well logging and mineralogical) of several samples taken from four (04) cores from **Well-28**. The latter is located in the northern part of the Berkine Basin (Eastern Grand Erg). It is a vast Palaeozoic depression with predominantly detrital fill, where the petroleum system is complete, and the main reservoir rock is represented by the Lower Sandy Clay Trias (**TAG-I**).

This fluvial environment formation is subdivided into two (02) members corresponding to a sandy complex (**Basal TAG-I**) and clay-sand alternations (**Lower Middle, and Upper TAG-I**). The microfaciological study reveals a silico-clastic formation with detrital components consisting of quartz, feldspars, heavy minerals, and micas. Authigenic components are characterized by a high proportion of clays and low to moderate carbonate content.

The **TAG-I** reservoir has experienced instability in its petrophysical properties, including porosity, permeability, water and oil saturation, as well as clay volume, due to various factors, including cementation. The results obtained from well logging and mineralogical studies were confirmed through reservoir simulation using the Quanti-Elan model integrated into the Petrel software. This model allows for a precise quantification of the aforementioned characteristics.

Keywords: Berkine Basin, **Well-28**, Sandy Clay Trias, fluvial deposits, member sedimentology, well logging, petrophysical characterization.

CHAPITRE 01

Généralités

I. INTRODUCTION

Depuis leur découverte, les hydrocarbures restent toujours la première source d'énergie qui répond au besoin d'un monde qui se développe rapidement dans le côté socioéconomique. Ce progrès met les chercheurs en déficit pour assurer la demande accélérée de cette matière vitale. Actuellement les recherches des nouveaux gisements sont faites partout au niveau de la terre (Onshore) comme la mer (Offshore). Après chaque découverte, les chercheurs sont en face d'un deuxième déficit concernant l'exploration et la caractérisation des nouveaux champs afin d'évaluer le potentiel de production et le choix des différentes méthodes d'extraction de cette richesse.

La demande croissante en énergie pousse Sonatrach (Société Nationale du Transport, de Recherche et de Commercialisation des Hydrocarbures) en collaboration avec des entreprises multinationales à s'intéresser aux différents bassins de la plateforme saharienne (PFS), notamment celui de Berkine ;

Ce bassin en question a connu un certain nombre de découvertes en hydrocarbures depuis 1975, par la suite, de 1977 à 1980, SONATRACH a intensifié les travaux d'exploration et les résultats pétroliers obtenus montrent que le bassin de Berkine est devenu l'un des bassins les plus prospères en Algérie et peut receler des réserves importantes d'hydrocarbures essentiellement dans les formations triasiques et ordoviciennes.

Après avoir effectué plusieurs stages et après avoir récoltés des données, le but du présent modeste travail est de réaliser une description lithologique, voire sédimentologique (analyse microfaciologique, l'analyse minéralogique par diffraction aux rayons X, entre autres) sur les carottes prélevées du puits **Well-28**, localisé au niveau du champ Rhourde Ouled Djemaa ayant pour objectif principal le Trias à savoir le Trias Argileux gréseux inférieur (**TAG-I**).

Ceci nous a permis de se familiariser avec plusieurs techniques. Citons les techniques de diagraphie et les méthodes d'études directes comportant en générale l'analyse minéralogique par diffraction aux rayons X effectuée ainsi qu'une évaluation qualitative et quantitative du réservoir.

Rappelons que les résultats obtenus sont le fruit des stages qui se déroulaient à plusieurs niveaux :

- au niveau de la direction laboratoire carothèque central : Étude lithologique des carottes ;
- au niveau de la division laboratoire : Étude pétrographique des lames minces et minéralogique par diffraction aux rayons X ;
- au niveau de la GSE : Évaluation pétrophysique à l'aide des diagraphies.

II. CADRE GÉOGRAPHIQUE

1. CADRE GÉOGRAPHIQUE GÉNÉRAL DU BASSIN DE BERKINE

Le bassin de Berkine, anciennement appelé bassin de Ghadamès (Turner *et al.*, 2001), est situé dans le Sud-est de l'Algérie. Il couvre une superficie totale d'environ 350 000 Km² (Montgomery, 1994 ; Gauthier *et al.*, 1995 ; Echikh, 1998 ; Klett, 2000 ; Dardour *et al.*, 2004 ; Holt *et al.*, 2010) dont 1/3 se trouve en Algérie 102 395 Km² (WEC, 2007). Ce bassin se situe entre les latitudes 29°11' et 33°00' Nord et les longitudes 05°55' et 09°30' Est (Fig. 1A ; Fig. 1B). Le Grand Erg Oriental recouvre ce bassin avec d'immenses dunes de sable (Fig. 1C) (Busson, 1970).

Divisé en trois parties (Fig. 1B) (Echikh, 1998) :

- la partie occidentale située en Algérie ;
- la partie orientale en Lybie ;
- la partie septentrionale au Sud de la Tunisie.

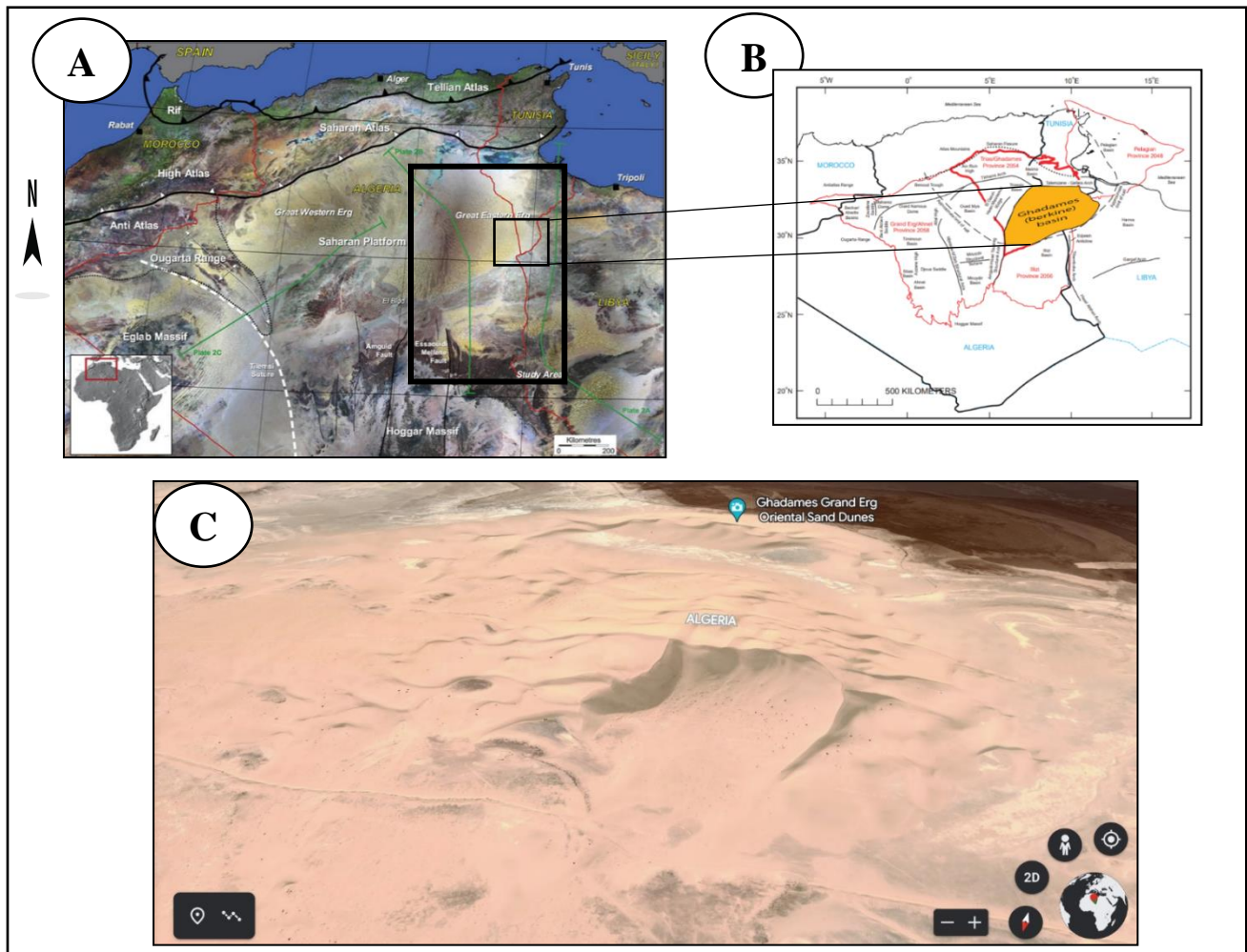


Fig. 1 : Situation géographique du bassin de berkine.

*A : Carte satellitaire montrant la localisation du bassin étudié par rapport au Grand Erg Oriental (S. Galeazzi *et al.* 2010). B : Carte géographique montrant la position du bassin étudié. C : Image satellitaire (d'après Google Earth) montrant les dunes de sable du Grand Erg Oriental.*

2. CADRE GÉOGRAPHIQUE LOCAL DU CHAMP

Dans le domaine pétrolier, le bassin de Berkine fait partie de la province orientale. Cependant notre étude couvre essentiellement la partie septentrionale du bassin (**Fig. 2A**) nommé le champ de ROD (Rhourde Ouled Djemaa) qui se trouve dans le permis d'exploitation 402a (**Fig. 2B**), entre les latitudes 31°04'21" Nord et les longitudes 08°32'45" Est (**Fig. 2C**). (**Document SONATRACH**)

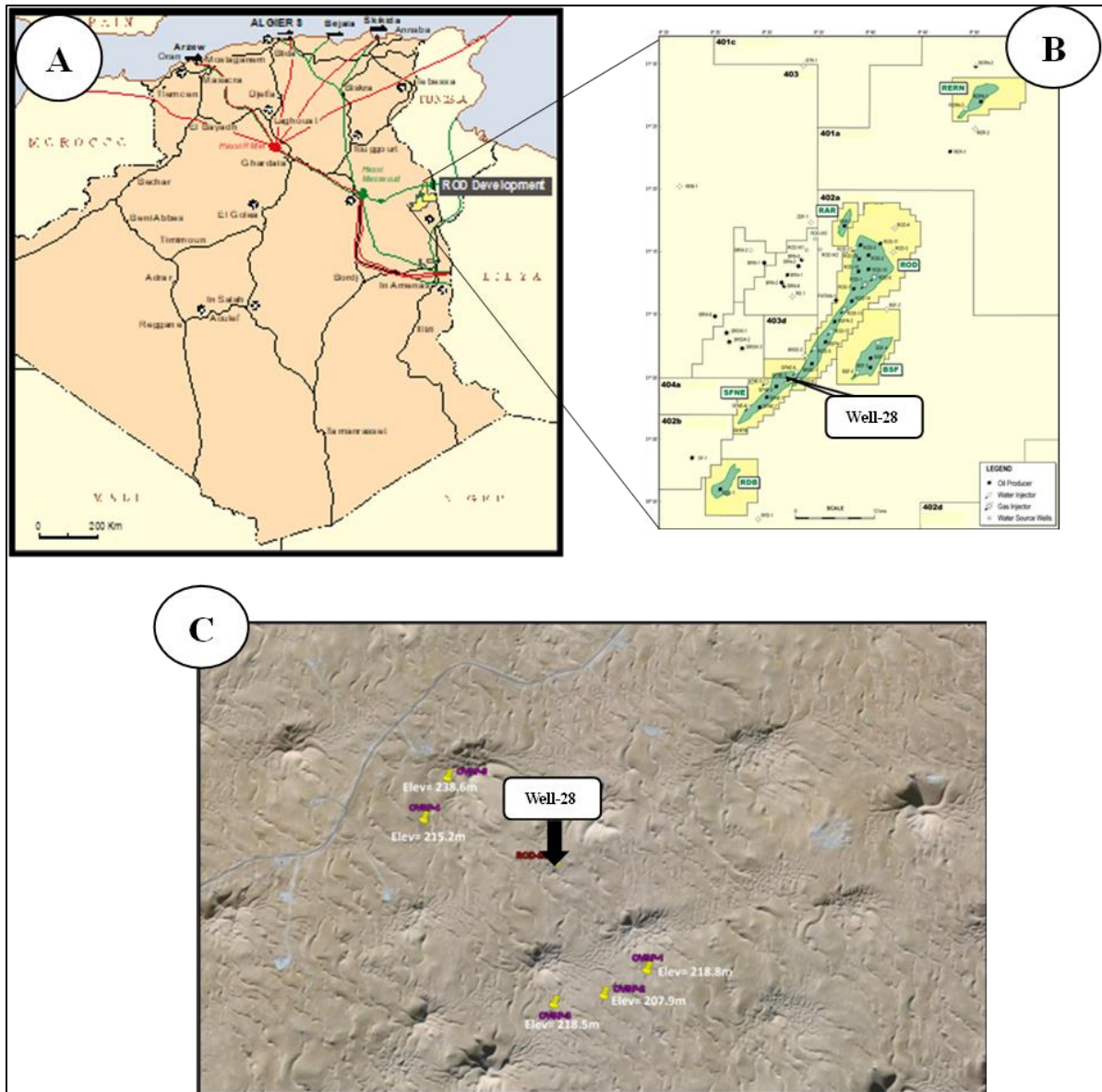


Fig. 2 : Situation géographique du champ.

A : Carte géographique montrant la position du champ. **B :** Plan de position du bloc d'étude ROD (GSA, 2009). **C :** Image satellitaire (d'après Google Earth) montrant la localisation du puits dans le champ.

2. CADRE GÉOLOGIQUE LOCAL DU CHAMP

Le puits représente une dépression intracratonique ayant conservé un remplissage sédimentaire de plus de 7000m à partir du socle, allant du paléozoïque jusqu'à l'actuel (**Fig. 4**). Dans le bloc 402a l'épaisseur du **TAG-I** varie de 25 m à 100 m et présente des faciès latéraux et verticaux à l'échelle locale et régionale ([Turner et al. 2001](#), [Sabaou et al. 2005](#)).

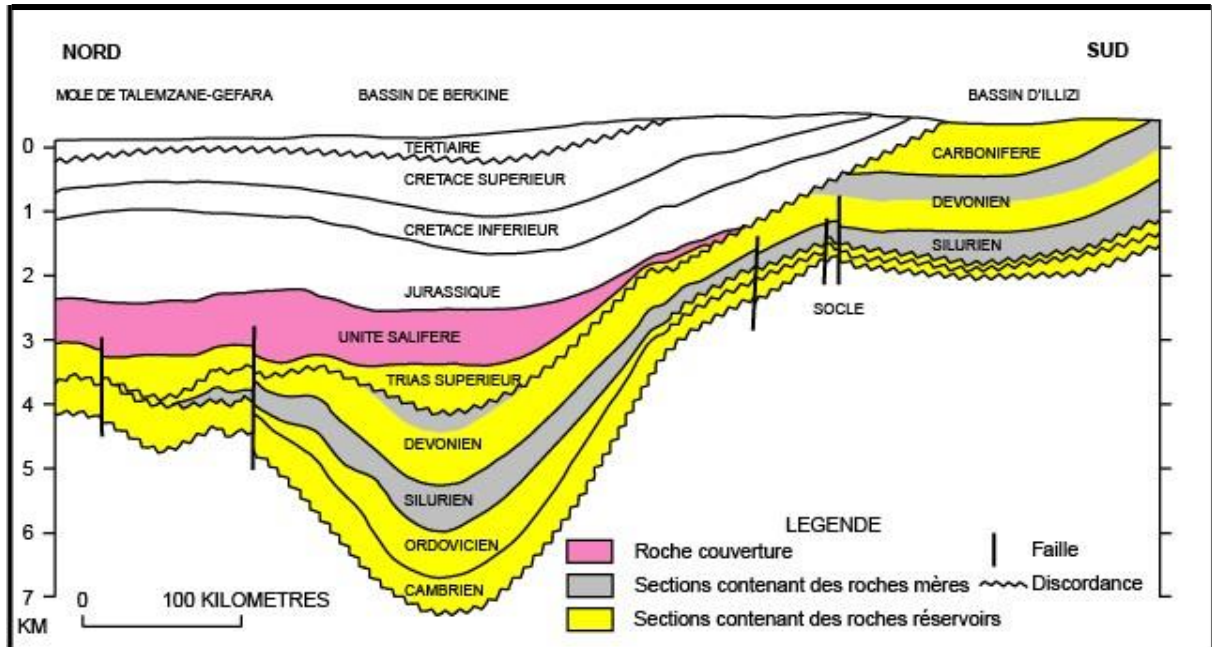


Fig. 4 : Coupe géologique Nord-Sud à travers le bassin de Berkine (Petroleum Geology ETA P 2006).

IV. LA LITHOSTRATIGRAPHIE DU BASSIN DE BERKINE

Les dépôts du bassin de Berkine appartiennent à trois ères différentes, à savoir : primaire, secondaire et tertiaire.

Les dépôts des deux premières ères sont séparés par une surface érodée, qui est due au cycle orogénique Hercynien (McKenna et Hedley, 2002 ; Turner *et al.*, 2023) et représentées par La série Paléozoïque, représentant la première couverture du bassin et comprend les roches mères dudit réservoir et une deuxième série Mésozoïque, représentant la deuxième couverture du bassin renfermant les principaux réservoirs du bassin de Berkine, notamment celui de Rhourde Ouled Djemaa.

1. Le Socle

Un socle granitique précambrien sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

2. La couverture paléozoïque

Il est subdivisé dans le bassin de Berkine en cinq périodes (Aliev *et al.*, 1971 ; Fabre, 1976).

a. Le Cambrien

Les dépôts du Cambrien, qui reposent sur le socle précambrien, sont représentés par des grès et des quartzites à passées conglomératiques avec une épaisseur moyenne de 300 m.

b. L'Ordovicien

Cette période est caractérisée par une sédimentation marine terrigène, fine, argileuse et d'une épaisseur moyenne de 600 m.

c. Le Silurien

Il est essentiellement composé par des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grès argileux. Les argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne et sont d'excellentes roches mères.

d. Le Dévonien

Le Dévonien est érodé sur une grande partie du bassin de Berkine, excepté au nord-ouest de ce dernier où il est préservé entièrement (Boudjemâa, 1987). Le Dévonien est très développé, son épaisseur dépasse parfois les 1000 m.

e. Le Carbonifère

Le Carbonifère est moins développé que dans les domaines orientaux, son épaisseur moyenne est de 900 m environ. Il est formé de calcaires et d'alternances de grès clairs et d'argiles (Coquel et Massa, 1993 ; Legrand, 1985).

3. La couverture mésozoïque

Elle repose en discordance (discordance hercynienne) sur le Paléozoïque et composé par des dépôts essentiellement évaporitiques et argilo-gréseux. Ces derniers sont très importants du fait qu'ils constituent de bons réservoirs. Elle est subdivisée en :

a. Le Trias

En discordance sur le Paléozoïque, il est, représenté par des dépôts argilo gréseux et lagunaires (sel et anhydrites), et, subdivisé en trois niveaux :

- Le Trias Argilo-Gréseux inférieur (**TAG-I**)

Cette formation à caractère fluvio-lacustre ([Turner et al., 2023](#)) est formée en générale de conglomérats rouge à brun et des grés grossiers à moyens qui, plus haut, font place à une alternance de grés et d'argiles.

- Le Trias Carbonaté (**TAC**)

D'origine lacustre ([Turner et al., 2023](#)), il est constitué d'argiles brun-rouge rarement gris-vert, fines à moyennes devenant grossières vers la base avec des intercalations d'argiles grises à gris-vert et brunâtre indurées, siliceuses et feuilletées.

- Le Trias Argilo-Gréseux supérieur (**TAG-S**)

Les dépôts de la série sont rencontrés sur l'ensemble de la province triasique, à caractère lacustre ([Turner et al., 2023](#)). Il est formé essentiellement d'argiles rouges à gris-vertes, tendre à indurées.

b. Le Jurassique

D'une épaisseur de 770 m, il est composé de sédiments marins lagunaires et débute à sa base par un Lias dolomitique caractéristique et omniprésent appelé "horizon B", le Dogger lagunaire, le Dogger argileux et le Malm.

c. Le Crétacé

Le Crétacé est composé d'alternances des grés, d'argiles, de dolomies et, de calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, de gypses et de sels. Il devient vers le sommet essentiellement carbonaté.

Ces deux grandes séries (paléozoïque et mésozoïque) sont couronnées par des terrains d'âge Moï-pliocène, essentiellement composé de dépôts détritiques. Il s'agit de sables translucides, jaunâtres localement rougeâtres, fins à grossiers avec intercalations d'argile brun-rouge sableuse, et présence de bancs calcaires argileux.

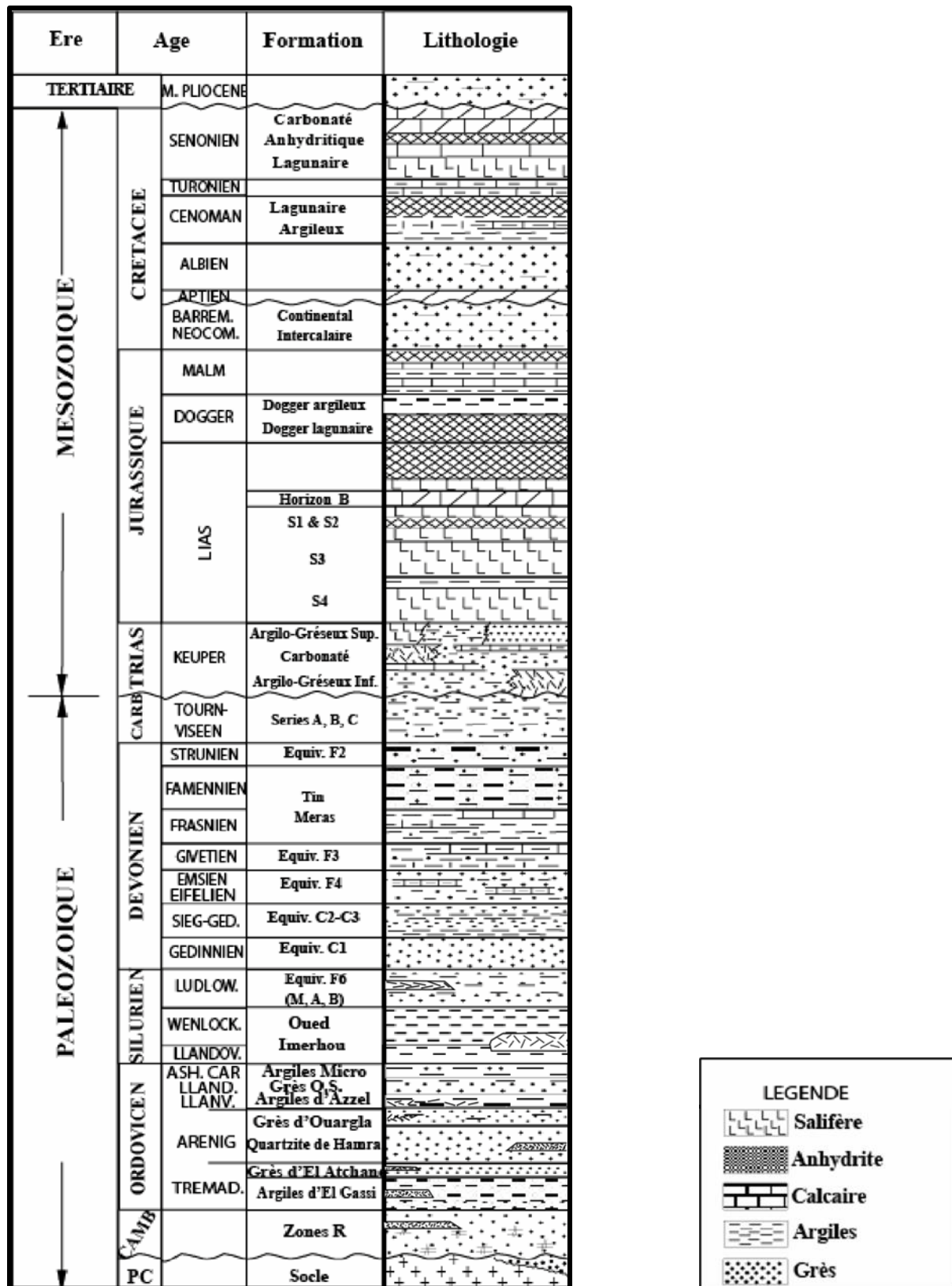


Fig. 5 : Colonne stratigraphique synthétique du bassin de Berkine (D'après Yahi et al., 2001).

V. L'ÉVOLUTION GÉODYNAMIQUE DU BASSIN

La structure actuelle du bassin de Berkine est le résultat de la superposition de plusieurs phases tectoniques intenses qui ont affecté la région au cours des temps géologiques (Beicip, 1975 et Boudjemâa, 1987).

En effet, le bassin a connu une histoire complexe et polyphasée où se succèdent des périodes de distension et de compression (Boote *et al.*, 1998).

Les principales phases tectoniques qui ont structurées la plate-forme saharienne depuis la phase panafricaine jusqu'à la phase hercynienne finale sont les suivantes (Fig. 5) :

1. La phase panafricaine

L'histoire structurale de Berkine découle de l'orogénèse panafricaine conditionnée par la mise en place des boucliers Est et Ouest africain (Latouche *et al.*, 1974 ; Bertrand *et al.*, 1978). La chaîne panafricaine se forma à l'emplacement actuel du Hoggar, représentée par des grands accidents subméridiens verticaux observables sur tout le substratum du Cambrien. Ils peuvent être interprétés comme des décrochements dont le déplacement horizontal peut atteindre la centaine de kilomètres (Caby 1968).

2. La phase calédonienne

La phase calédonienne est une période d'émersion suivie d'une importante érosion. Elle est subdivisée en trois phases successives : précoce, majeure et tardive.

2.1 La phase précoce distensive cambro-ordovicienne

La phase précoce correspond à la distension cambro-ordovicienne. Elle est matérialisée par d'importantes érosions qui ont sculpté le relief avec une variation d'épaisseur et de faciès. Cette phase montre une subsidence tectonique qui accompagne le dépôt de part et d'autre de l'accident panafricain nord-sud visible en surface et en subsurface (Beuf *et al. in* Boudjemâa, 1987).

2.2 La phase majeure compressive Taconique (Caradoc)

La phase majeure compressive "Taconique" est caractérisée par une nouvelle émersion générale suivie de glaciation. De plus, elle est matérialisée par la formation de plis à axes N-S le long des accidents subméridiens qui sont accompagnés de soulèvements régionaux ; Ce qui a donné naissance à l'architecture actuelle du bassin entre l'Ordovicien et le Silurien inférieur (Askri *et al.*, 1995).

2.3 La phase Calédonienne tardive

La phase calédonienne tardive commence avec un volcanisme important et un basculement de la plateforme saharienne avec un soulèvement régional suivi d'une érosion. Cette phase est caractérisée par les variations d'épaisseurs et de faciès le long des axes structuraux majeurs.

3. La phase hercynienne

La phase hercynienne est une phase compressive qui a touché le nord du bassin de Berkine, par le soulèvement de la partie nord et de la partie ouest du bassin, ce qui a conduit à la formation d'une dépression plongeante vers le Sud-est et où le carbonifère est presque érodé. Le cycle orogénique hercynien est caractérisé par deux phases principales, la phase précoce et la phase tardive (Boote *et al*, 1998).

3.1 La phase hercynienne précoce

La phase hercynienne précoce est une phase compressive d'âge Viséen. Les mouvements précoces se sont manifestés par des plis allongés de direction NW-SE accompagnés par les failles inverses de même direction (Zazoun, 2001).

3.2 La phase Hercynienne tardive "majeure"

La phase tardive correspond à un raccourcissement orienté WNW-ESE (Boudjemâa, 1987), elle est survenue à la fin du Carbonifère et a provoqué l'arrêt de la sédimentation. Cependant, après toutes ces déformations, les séries paléozoïques ont été affectées par une importante érosion à la fin de la phase hercynienne.

Enfin, la discordance hercynienne est matérialisée par une surface d'érosion qui sépare les séries paléozoïques de celles mésozoïques.

4. La distension Trias-Lias (Rifting continental)

La phase distensive post-hercynienne est responsable de la création des failles normales de directions NE/SW et NW/SE, accompagnée d'un volcanisme important, suivi d'une variation latérale de faciès triasiques et liasiques ainsi que la création de blocs basculés dans le bassin.

5. La phase autrichienne

La phase autrichienne est compressive qui reprend certaines failles N-S, accompagnées de plis anticlinaux, en contre partie, les axes NE-SW subissent des décrochements dextres avec des structures d'entraînement. Cette phase autrichienne a donné naissance à des structures en horsts et grabens.

6. La phase Pyrénéenne

Cette nouvelle phase compressive affecte les accidents NE-SO donnant naissance à de nombreux anticlinaux à axes parallèles à ces failles. Au Miocène supérieur, cette dernière, à raccourcissement N-S affecte surtout le Nord du bassin, son influence est peu importante au Sud.

7. La phase alpine

La phase Alpine est une réactivation des accidents subméridiens en décrochement senestre des mouvements transgressif tertiaire de direction NW-SE qui provoque le remodelage des structures héritées des anciennes phases tectoniques.

Eres	Periodes de maximum d'activité	Phases	Direction des contraintes	Effets sur jeu de failles	
CÉNOZOÏQUE	Pliocène supérieur Pléistocène inférieur (Post villafranchien)	Alpine	N-S 	Compression N-S	
	Néogène Miocène	Alpine tardive Tertiaire tardive	NW-SE et N-S 	Compression de direction N060	
	Paléogène Eocène	Pyrénienne	NW-SE et N-S 	Compression des accidents N160 et création de nouvelle structure	
MÉSOZOÏQUE	Crétacé inférieur	Autrichienne	E-W 	Compression E-W	
	Jurassique inférieur (Lias)	Rifting Dislocation de la Pangée	NW-SE 	Jeu en inverse sur les accidents N090	
	Trias				
PALÉOZOÏQUE	Permien	Hercynienne tardive	NE-SW 	Jeu en inverse sur des failles N120	
	Carbonifère	Carbonifère supérieur	Hercynienne précoce	NW-SE 	Jeu en inverse sur des failles N120
		Mississipien moyen			
	Dévonien supérieur	Frasnienne	NW-SE 	Jeu en faille normale	
	(Siluro-dévonien)	Calédonienne	E-W 	Compression E-W	
	Ordovicien supérieur (caradoc-ashgilien)	Taconique	E-W 	Compression E-W	
	Cambro-ordovicien	Cycle d'érosion	NW-SE 	Distension	

Fig. 6 : Les phases tectoniques majeures des bassins triasiques du Sahara nord-oriental (d'après Boudjema, 1987)

VI. LES SYSTÈMES PÉTROLIERS

1. Roches mères

Les données géochimiques ont révélé deux principales roches mères, d'une part, dans le bassin de Berkine, d'autre part, au niveau de la zone d'étude (**Etude Sonatrach 1991**) (**Fig. 7**)

- Les argiles à Graptolites du Silurien (principal générateur des hydrocarbures).
- Les argiles du Frasnien situées sous la discordance hercynienne.

2. Roches réservoirs

Les roches réservoirs comprennent les formations gréseuses du Paléozoïque qui se représentent, successivement, du Cambrien au Carbonifère, en outre, celles du Mésozoïques où, on distingue trois (03) principaux réservoirs, à savoir, le **TAG-I** qui se repose sur la surface de la discordance hercynienne, notamment, la zone d'étude, le **TAC** qui représente la partie médiane et le **TAGS** qui constitue la partie supérieure, de ladite formation.

3. Roches couvertures

Au sein du Trias existent des couvertures intermédiaires efficaces comme le Trias argileux et le Trias carbonaté, et à l'intérieur du **TAG-I**. Entre les différents corps gréseux il y a développement des argiles de plaine d'inondation ce qui a donné les réservoirs multicouches du TAGI.

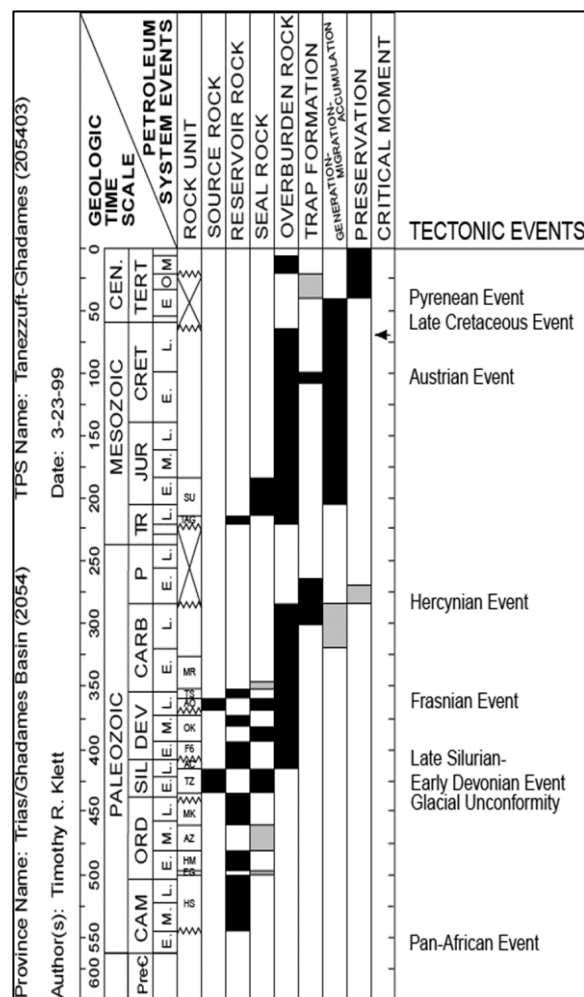


Fig. 7 : Système pétrolier du bassin de Berkine (d'après Klett, T.R., 2000).

4. Les pièges

La plupart des accumulations des hydrocarbures, dans le bassin, sont liées à l'existence de pièges structuraux de type anticlinaux. Ces dernières sont souvent associées à des pièges structuraux, délimités par des failles normales d'orientation NE-SW de rejets importants comme, dans le cas de la zone d'étude, qui se situe entre la structure d'un "Horst" de direction Nord - Est. (Fig. 8)

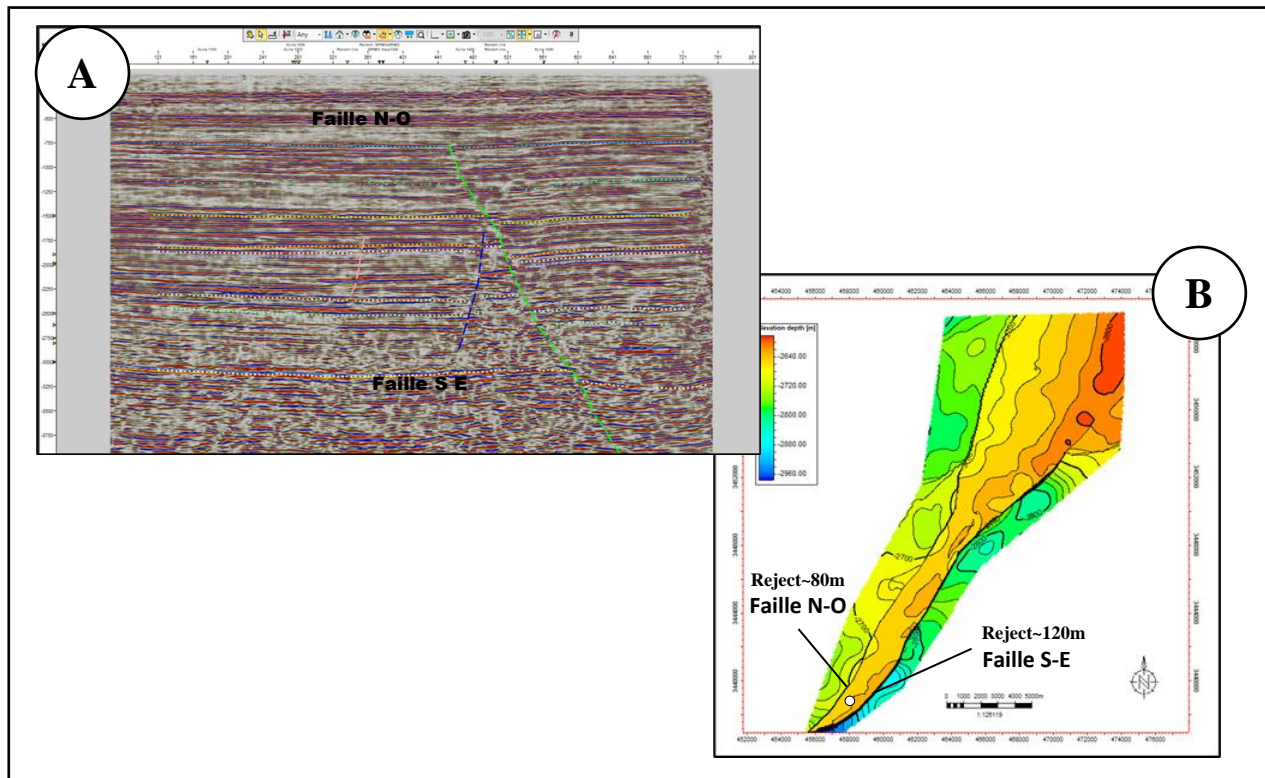


Fig. 8 : Section sismique traversant le puits Well-28 (GSA, 2015)

A : Profile séismique passant par le puits Well-28 réalisé par Petrel. B : Carte en isobathes du TAG-I réalisé par Petrel

VII. HISTORIQUE DE L'EXPLORATION DU BASSIN

Par son importance économique, la plateforme saharienne a fait l'objet de nombreux travaux géologiques de la part des sociétés pétrolières.

Après la nationalisation de 1971, la SONATRACH devient le principal opérateur dans ce domaine.

Le début des années 1990 est marqué par une présence massive des sociétés pétrolières étrangères, pour accélérer la recherche pétrolière dans le bassin de BERKINE.

Les premières découvertes dans le Trias remontent à 1958 dans le gisement de Hamra où le Trias Argilo gréseux Supérieur (TAGS) a débité du gaz à condensât. De l'huile et du gaz à condensât ont été découverts dans les gisements de Gassi Touil et Rhourde Nouss, respectivement en 1961 et 1964.

Toutes ces découvertes sont situées dans la province Sud-Est triasique qui est une entité géologique comprenant le Bassin de Berkine.

Les premières découvertes d'huile dans le bassin BERKINE proprement dit ont été réalisées à partir de 1967 dans la région d'El Borma. Elles ont été suivies par celles de Wadi El Teh, en 1976, et Rhourde Er- Rouni, en 1987.

Durant les années 80, l'association de la SONATRACH avec la compagnie française CFP-TOTAL réalise aussi des travaux couronnés par les découvertes dans les anciens Blocs SIF-FATIMA et BERKINE.

Un grand essor a été donné à l'exploration dans le bassin de BERKINE avec l'arrivée des compagnies étrangères (en association avec SONATRACH) :

- Bir Rebâa Nord (BRN) en 1990 par l'association SONATRACH/AGIP.
- Hassi Berkine (HBN) et Hassi Berkine Sud en 1994 par l'association SONATRACH /ANADARKO.
- Rhourde El Khrouf en 1992 par l'association SONATRACH / CIEPSA sur le flanc Nord du môle d'Ahara.
- Berkine Est – Ourhoud (BKE – ORD) en 1993 par l'association. SONATRACH / ANADARKO et l'association SONATRACH / CIEPSA.
- El Merk (EMK) et El Merk Est (EMKE) par l'association SONATRACH / ANADARKO.
- D'autres résultats positifs sont aussi réalisés par l'association SONATRACH / ANADARKO et l'association SONATRACH / AGIP.

VIII. METHODE DE TRAVAIL

Durant le stage, les méthodes adoptées ont été effectuées par étapes :

Une description des carottes où quatre (04) carottes (numérotées respectivement de 1 à 4 du puits nommé **Well-28**) ont été décrites minutieusement et établies sous forme d'une colonne lithostatigraphique ;

Une étude microfaciologique, basée sur l'analyse au microscope optique polarisant de vingt-sept (27) lames minces, déjà confectionnées à partir des échantillons des carottes qui a pour but la caractérisation de la composition minéralogique et texturale des roches, d'une part et son influence sur la qualité du réservoir d'autre part ;

Une analyse diffractométrie par rayons X (**DRX**) réalisée sur la fraction argileuse, afin de déterminer la nature du cortège argileux pour chaque échantillon. La méthode consiste à préparer des suspensions, extraire la fraction argileuse (méthode basée sur la loi de Stokes) et déposer cette dernière sur une lame de verre, pour enfin l'analyser au diffractomètre à rayons X.

D'autres méthodes ont été acquises lors de ces trois (03) stages, citons :

1. Généralités sur le logiciel Petrel

Petrel est un logiciel utilisé dans le secteur de l'exploration et de la production de l'industrie pétrolière. Il permet à l'utilisateur d'interpréter les données sismiques, d'effectuer des corrélations de puits, construire des modèles de réservoir, visualiser les résultats de simulation de réservoir, calculer des volumes, produire des cartes et de concevoir des stratégies de développement pour maximiser l'exploitation du réservoir.

2. Généralités sur les propriétés pétrophysiques d'un réservoir

Les caractéristiques pétrophysiques sont les principaux paramètres contrôlant un réservoir, tels que :

a. La porosité

La porosité totale d'une roche se définit comme étant le pourcentage du volume des espaces vides (pores ou fissures) par rapport au volume total de la roche.

b. La perméabilité

La perméabilité est une mesure de la capacité d'une roche à se laisser traverser par un fluide. L'unité de mesure est le Darcy. Elle a été mise en évidence pour la première fois par Darcy en 1856.

c. La Saturation

La saturation d'un fluide est le rapport du volume du fluide (huile/eau) considéré sur le volume total des pores.

3. La diaggraphie

La diaggraphie est l'enregistrement graphique d'un paramètre pétrophysique mesuré en fonction de la profondeur. Plusieurs paramètres peuvent être obtenus pendant une descente dans le trou.

Les diagraphies qui ont été enregistrés dans le puits sont :

a. Les outils de Lithologie :

a.1. Gamma Ray GR [API]

C'est une mesure de la radioactivité naturelle des formations traversées par un sondage. Cette diagraphie est utile pour la détection des minéraux radioactifs existant dans les formations. Les rayons gamma sont émis, de façon continue, sous la forme de pics, de très courte durée, de radiation à haute énergie. Ces radiations peuvent pénétrer plusieurs pouces de roche. Le senseur produit une impulsion électrique pour chaque rayon gamma détecté.

b. Les outils de porosité

Les principales diagraphies enregistrées pour déterminer la porosité sont :

b.1. Sonic DTC [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

b.2. Densité RHOB [g/cm^3]

b.3. Neutron CNC [m^3/m^3]

b.4. Résistivité M2R9 [Ω/m]

CHAPITRE 02

**Étude lithologique
&
Microfaciologique**

I. INTRODUCTION

Ce chapitre traitera deux (02) aspects : une étude lithologique de quatre (04) carottes et une autre étude microfaciologique, constituée essentiellement de grès du **TAG-I**.

II. DESCRIPTION LITHOLOGIQUE DES CAROTTES

Au total, 98 mètres de carottes ont été décrits. Ces carottes correspondent à l'un des puits d'exploration et d'exploitation sous le nom de **Well-28**. (Tab. 1)

La description a été axée sur la lithologie, les structures sédimentaires et d'autres caractéristiques des sédiments, permettant de mettre en évidence, les corps gréseux à structures sédimentaires caractérisées et un essai d'interprétation du paléoenvironnement de dépôts.

Tab. 1 : Tableau des différentes carottes et épaisseurs des intervalles étudiés.

Puits	N° de la carotte	Intervalles décrits (en mètre)	Épaisseur (en mètre)	Âge/Niveau
Well-28	01	2 888,7 – 2 861	27.7	Trias - Upper TAG-I
	02	2 914,8 – 2 888,7	26.1	Trias - Middle TAG-I
	03	2 943 – 2 914,8	28.2	Trias - Lower TAG-I
	04	2 959 – 2 943m	16	Trias - Basal TAG-I
Total			98	

La description s'est effectuée, suivant le principe de la stratigraphie, et donc, du bas en haut : de la carotte n°4 à la carotte n°1.

1. Description des carottes

1.1. La carotte n°04 (Fig. 9 ; Fig. 10)

La carotte a été prélevée à la côte de 2 959 à 2 943 mètres de profondeur. Ce niveau est principalement gréseux d'une épaisseur totale de 16 mètres. On distingue du bas en haut et suivant les côtes (Fig. 9 ; Fig.10) :

A. De 2 959 à 2 955,7 mètres

D'épaisseur de 3.3 mètres, il s'agit d'un grès dur de couleur grisâtre, très fin à la base devenant silteux au sommet. Riche en pyrite et présente des intercalations argileuses.

B. De 2 955,7 à 2 954,5 mètres

D'épaisseur de 1.2 mètre, il s'agit d'un grès friable de couleur gris clair, moyen à fin. Ce faciès renferme des galets d'argiles vertes et de la pyrite. Ils présentent des structures sédimentaires faiblement inclinées.

C. De 2 954,5 à 2 947,5 mètres

D'épaisseur de 7 mètres, il s'agit d'un grès gris à certains endroits, vert à d'autres, moyen. Renferme des galets d'argiles et de la pyrite. Ces grès sont dépourvus de structures sédimentaires.

D. De 2 947,5 à 2 943 mètres

D'épaisseur de 4.5 mètres, représenté par des grès de couleur beiges et verdâtres, plus ou moins friable, très fin, à pyrite.

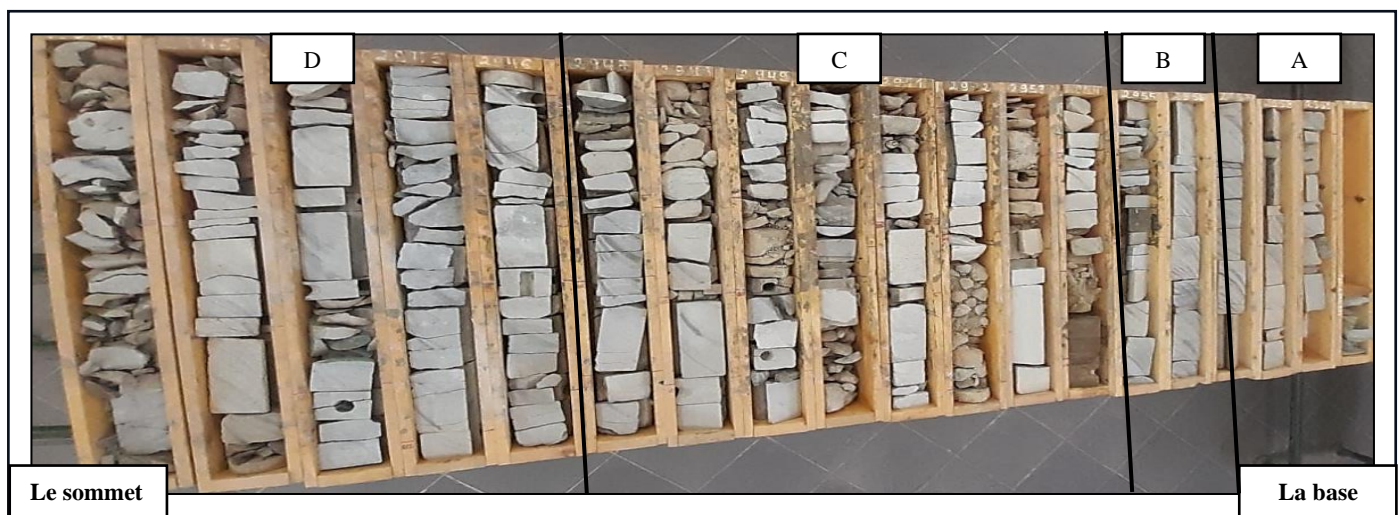



















Fig. 9 : Vue générale de la carotte 04.

A : Les faciès correspondant à la côte 2 959 à 2 955.7 mètres, **B** : Les faciès correspondant à la côte 2 955.7 à 2 954.5 mètres, **C** : Les faciès correspondant à la côte 2 954.5 à 2 947.5 mètres, **D** : Les faciès correspondant à la côte 2 947.5 à 2 943 mètres.

Lithologie

	Grès fin		Galets d'argiles
	Grès moyen		Pyrite
	Argile		Anhydrite
	Argile silteux		
	Ciment carbonaté		
	Débris ligniteux		

Les figures sédimentologiques

	Structure horizontale		Trace de racine
	Structure oblique		Figure d'échappement d'eau
	Structure entrecroisée en auges		
	Figure de glissement (slump)		
	Slikensides (surface de friction)		
	Ride de courant		

Âge	Formation	Niveau	N° de la carotte	Profondeur (m)	Echelle (m)	colonne lithologique	Figures	N° d'échantillon	Sommaire	Illustrations photographiques
Trias	TAG-I	Basal TAG-I	Carotte 04	2943	4.5m			E5	Grès de couleur beiges et verdâtres, plus ou moins friable (F), à pyrite.	
				2947.5				E4	Grès gris à certains endroits (D), vert à d'autres (E).	
				7m	E3					
					E2					
				2954.5	1.2m		//	E1	Grès friable de couleur gris clair (C), moyen à fin	
2955.7		Grès dur grisâtre, très fin a la base devenant silteux au sommet. Riche en pyrite (A) et présente des intercalations argileuses (B).								
2959				3.3m						

Fig. 10 : Colonne lithologique de la carotte 04.

1.2. La carotte n°03 (Fig. 11 ; Fig. 12)

La carotte a été prélevée à la côte de 2 943 à 2 914.8 mètres de profondeur, on distingue sur les 28.2 m d'épaisseur une alternance d'argiles et de grès représentée de bas en haut (Fig. 11 ; Fig. 12)

A. De 2 943 à 2 941 mètres

Cet ensemble est formé d'Argiles silteuses grisâtres indurées, de 2 mètres d'épaisseur, à pyrite et des slickensides (surface de friction).

B. De 2 941 à 2 938,8 mètres

D'épaisseur de 2 mètres, il s'agit d'un grès dur, de couleur beiges et gris, fins à très fins admettant des mouchetures ou taches blanchâtres (ciment carbonatée) et des galets argileux. Ces grès sont matérialisés par des litages horizontaux, des litages obliques et des rides de courants.

C. De 2 938,8 à 2935,3 mètres

Cette unité est représentée par des argiles silteuses grisâtres indurées, de 3.5 mètres d'épaisseur contenant de la pyrite, avec des passages de grès fins centimétriques. A noter la présence de traces de racines (paléosol).

D. De 2 935,3 à 2 932,7 mètres

D'épaisseur de 2 mètres, il s'agit d'un faciès gréseux beiges, légèrement friable, fins mouchetés. Pausé sur surface érodée avec des galets d'argiles. Ces grès sont surmontés par une argile verte à pyrite.

Les structures sédimentaires se résument aux litages obliques planes ainsi que des litages entrecroisés en auges et des rides de courants.

E. De 2 932,7 à 2 928,5 mètres

D'épaisseur de 4.2 mètres, il s'agit d'un grès légèrement friable de couleur gris clair, fin à très fin, mouchetés renfermant des galets d'argiles millimétriques à centimétriques.

Les structures sédimentaires sont représentées par : des litages horizontaux, des litages entrecroisés en auges et des rides de courants.

F. De 2 928,5 à 2 914,8 mètres

Il s'agit de l'unité ayant l'épaisseur la plus élevée relative à 13.7 mètres. Elle se compose d'argiles vertes silteuses, indurées, plus ou moins pyriteuses renfermant des slickensides (surface de friction).

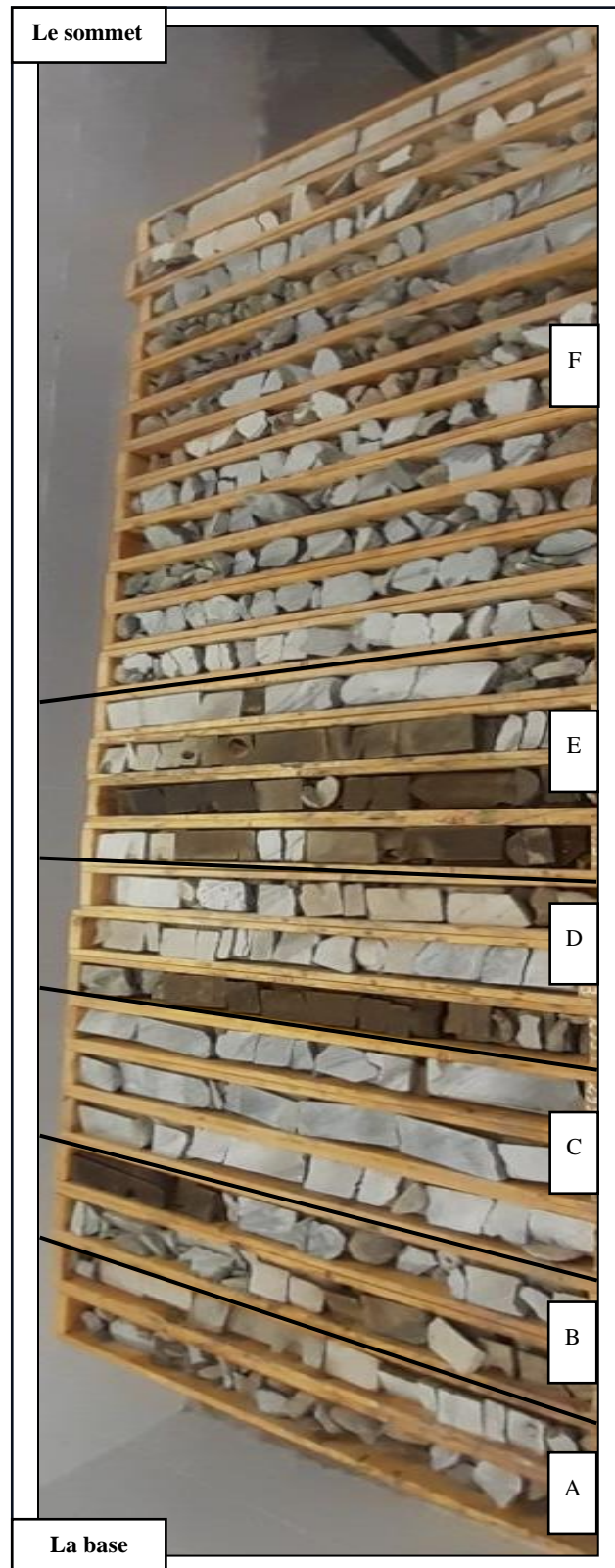


Fig. 11 : Vue générale de la carotte 03.

A : Les faciès correspondant à la côte 2 943 à 2 941 mètres, **B** : Les faciès correspondant à la côte 2 941 à 2 938.8 mètres, **C** : Les faciès correspondant à la côte 2 938.8 à 2 935.3 mètres, **D** : Les faciès correspondant à la côte 2 935.3 à 2 932.7 mètres, **E** : Les faciès correspondant à la côte 2 932.7 à 2 928.5 mètres, **F** : Les faciès correspondant à la côte 2 928.5 à 2 914.8 mètres.

Âge	Formation	Niveau	N° de la carotte	Profondeur (m)	Echelle (m)	colonne lithologique	Figures	N° d'échantillon	Sommaire	Illustrations photographiques
Trias	TAG-I	Lower TAG-I	Carotte 03	2914.8	13.7m				Argiles silteuses vertes indurées, à pyrite (F).	
				2928.5	4.2m		E4 E3		Grès légèrement friable de couleur gris clair, fin à très fin, mouchetés avec des galets d'argiles (cm et mm). Les structures sédimentaires sont représentées par : des litages horizontaux (E), des litages entrecroisés en auges et des rides de courants.	
				2932.7	2.6m				Grès beiges, friable, fins, mouchetés (D) aux litages obliques planes, des litages entrecroisés en auges (C) et des rides de courants surmontés par une argile verte à pyrite.	
				2935.3	3.5m				Argiles silteuses grisâtres indurées, contenant de la pyrite, avec des passages de grès fins centimétriques.	
				2938.8	2.2m		E2		Grès dur, de couleur beiges et gris, fins à très fins, admettant des mouchetures (B)	
				2941	2m		E1		Argiles silteuses grisâtres indurées (A), à pyrite et siltensides.	
				2943	1m					

Fig. 12 : Colonne lithologique de la carotte 03.

1.3. La carotte n°02 (Fig. 13 ; Fig. 14)

Cette carotte a été prélevée à la côte de 2 914,8 à 2 888,7 mètres de profondeur. Ce niveau est épais de 26,1 mètres, de bas en haut il est formé par (Fig. 13 ; Fig. 14) :

A. De 2 914,8 à 2 909,9 mètres

Cette unité est formée d'Argiles silteuses vertes indurées, de 4,9 mètres d'épaisseur, à pyrite et traces de racine. Ces argiles sont surmontées par des grès grisâtre, très fins, admettant des rides de courant.

B. De 2 909,9 à 2 904,5 mètres

D'épaisseur de 5,4 mètres, il s'agit d'un grès légèrement friable, moyen à fin. Soulignés à sa base par une surface érosive à des galets d'argiles et des débris ligniteux.

Cette unité gréseuse montre des litages entrecroisés et des litages obliques faiblement inclinés.

C. De 2 904,5 à 2 894,8 mètres

D'épaisseur de 9,7 mètres, il s'agit d'un grès sombre massif à la base (probablement due à la saturation en huile), fin à très fin et légèrement friable.

Les structures sédimentaires sont représentées par :

- des litages entrecroisés en auges ;
- des litages obliques faiblement inclinés ;
- des litages horizontaux ;
- des rides de courant.

D. De 2 894,8 à 2 888,7 mètres

C'est des argiles silteuses vertes, d'une épaisseur de 6,1 mètres. Contenant de la pyrite et quelques traces de sel, des figures de glissement (slump) et des traces de racine.



Fig. 13 : Vue générale de la carotte 02.

A : Les faciès correspondant à la côte 2 914.8 à 2 909.9 mètres, **B** : Les faciès correspondant à la côte 2 909.9 à 2 904.5 mètres, **C** : Les faciès correspondant à la côte 2 904.5 à 2 894.8 mètres, **D** : Les faciès correspondant à la côte 2 894.8 à 2 888.7 mètres, **E** : Les faciès gréseux saturés en huile.







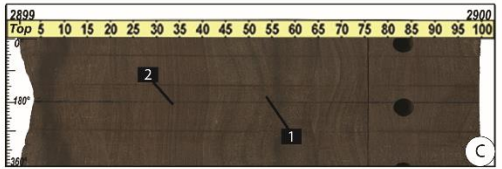
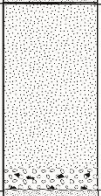



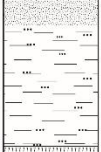



Age	Formation	Niveau	N° de la carotte	Profondeur (m)	Echelle (m)	colonne lithologique	Figures	N° d'échantillon	Sommaire	Illustrations photographiques
Trias TAG-I	Middle TAG-I Carotte 02			2888.7	6.1 m				Argiles silteuses vertes Contenant de la pyrite et quelques traces de sel (D), des figures de glissement (slump) (E) et des traces de racine.	 
				2894.8	9.7 m			E9 E8 E7 E6 E5 E4	Grès sombre massif à la base, fin à très fin et légèrement friable. Les structures sédimentaires sont représentées par : des litages entrecroisés en auges; des litages obliques faiblement inclinés; des litages horizontaux (C.2); des rides de courant (C.1).	
				2904.5	5.4 m			E3 E2 E1	Grès légèrement friable, moyen à fin, à sa base une surface érosive avec des galets d'argiles (A) et débris ligniteux (B). Montrent des litages entrecroisés et des litages obliques faiblement inclinés.	 
				2909.9	4.9 m				Argiles silteuses vertes indurées, à pyrite et traces de racine. Surmontées par des grès grisâtres, très fins, admettant des rides de courant.	 

Fig. 14 : Colonne lithologique de la carotte 02.

1.4. La carotte n°01 (Fig. 15 ; Fig. 16)

Cette carotte a été prélevée à la côte de 2 888.7 à 2 861 mètres de profondeur, ce niveau est épais de 16 mètres, on distingue de bas en haut : (Fig. 15 ; Fig. 16)

A. De 2 888,7 à 2 879,5 mètres

Une épaisseur totale de 9.2 mètres, il s'agit d'une base érosive avec des galets d'argiles surmontée par un faciès gréseux de couleur grisâtre, légèrement friable, fin.

Les structures sédimentaires sont représentées par : des litages entrecroisés en auges, des litages obliques planes et des rides de courants.

B. De 2 879,5 à 2 876,8 mètres

D'épaisseur de 2.7 mètres, il s'agit d'un grès sombre, fins, légèrement friable, mouchetés avec des galets d'argiles.

Ces grès renferment des structures sédimentaires de type : des litages entrecroisés en auges et des litages obliques faiblement inclinés.

C. De 2876,8m à 2874,3m

Dans cette unité fait apparaître des argiles vertes, indurées, de 2,5 mètres d'épaisseur, qui contiennent des rides de courant, intercalées d'un banc gréseux décimétrique d'une couleur beige représentant des litages en auges.

D. De 2 874,3 à 2 866,8 mètres

D'une épaisseur totale de 7.5 mètres, il s'agit d'une base érosive avec des galets d'argiles emballés dans une matrice gréseuse, surmontée par un faciès gréseux légèrement friable, fin, à quelques galets d'argiles millimétriques à centimétriques.

Les structures sédimentaires sont représentées par : des litages entrecroisés en auges, des litages obliques faiblement inclinés, des contorted bedding et des rides de courant.

E. De 2 866,8 à 2 861 mètres

Argiles vertes, indurées, silteuses à certains endroits, de 5.8 mètres d'épaisseur, à pyrite et évaporites, avec un passage de grès. L'intervalle entre 2 865 et 2 664 mètres présente des argiles feuilletées noirâtres.

Les structures sédimentaires sont représentées par : des slickensides, des figures d'échappement d'eau et des rides de courant.

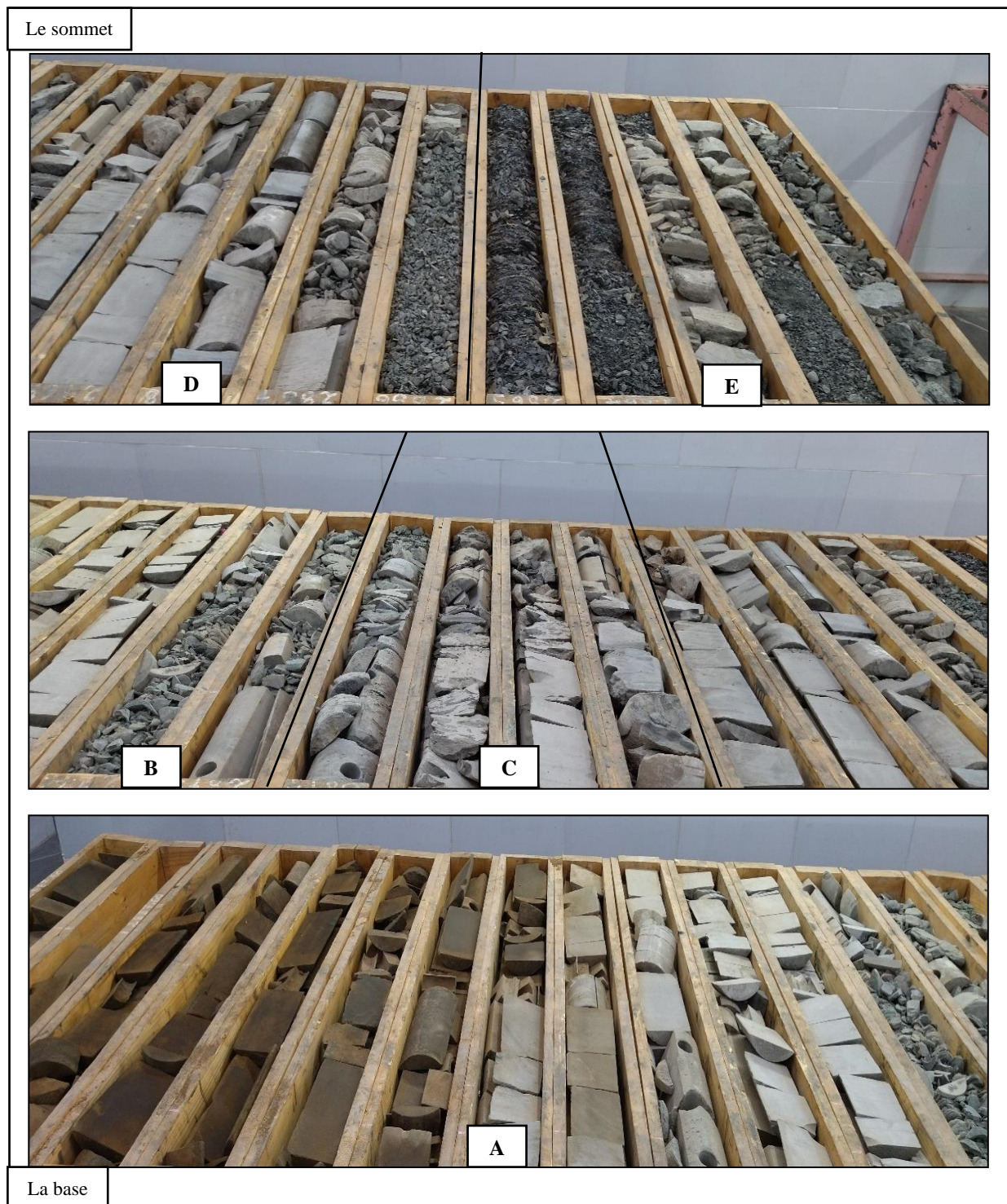


Fig. 15 : Vue générale de la carotte 01.

A : Les faciès correspondant à la côte 2 888.7 à 879.5 mètres, **B** : Les faciès correspondant à la côte 2 879.5 à 2 876.8 mètres, **C** : Les faciès correspondant à la côte 2 876.8 à 2 874.3 mètres, **D** : Les faciès correspondant à la côte 2 874.3 à 2 866.8 mètres, **E** : Les faciès correspondant à la côte 2 866.8 à 2861 mètres.

Age	Formation	Niveau	N° de la carotte	Profondeur (m)	Echelle (m)	colonne lithologique	Figures	N° d'échantillon	Sommaire	Illustrations photographiques			
Trias	TAG-I	Upper TAG-I	Carotte 01	2861	5.8m				Argiles vertes (E) indurées, avec un passage gréseux. L'intervalle entre 2865m et 2864m présente des argiles noirâtres (D)				
				2866.8	7.5m		E9 E8		Une base érosive avec des galets d'argiles emballés dans une matrice gréseuse (C), surmontée par des grès légèrement friable, fin. Les structures sédimentaires sont représentées par : des litages entrecroisés en auges, des litages obliques faiblement inclinés, des contorted bedding (D) et des rides de courant.				
				2874.3	2.5m				Argiles vertes, indurées, intercalées d'un banc gréseux d'une couleur beige représentant des litages en auges (B).				
				2876.8	2.7m		E7 E6		Grès sombre, fins, légèrement friable, mouchetés avec des galets d'argiles.				
				2879.5	9.2m		E5 E4 E3 E2 E1		Une base érosive (A.1) avec des galets d'argiles, surmontée par des grès de couleur grisâtre, légèrement friable, fin. Les structures sédimentaires sont représentées par : des litages entrecroisés en auges; des litages obliques planes et des rides de courants (A.2).				

Fig. 16 : Colonne lithologique de la carotte 01.

2. CONCLUSION

En conclusion, la description des différents faciès des carottes, nous a permis d'établir une colonne lithostratigraphique ou Log, de la formation Argilo-gréseuse inférieure (**Fig. 17**) de l'âge Trias supérieur ([Turner et al., 2023](#)), appelée **TAG-I**. Elle se résume, de bas en haut, en deux membres : un membre gréseux (Basal TAG-I), généralement dur à friable, contenant des structures sédimentaires faiblement inclinées, un autre membre, argilo-gréseux (Lower, Middle et Upper TAG-I) qui renferme des structures sédimentaires, soient :

- des litages entrecroisés en auges ;
- des litages obliques faiblement inclinés ;
- des litages horizontaux ;
- des rides de courant, des slickensides ;
- des figures d'échappement d'eau.

Âge	Formation	Membre	Unité stratigraphique	Colonne lithologique	N° d'échantillon	Figures	Sommaire	Lithofaciès	Paléoenvironnement
TRIAS	TAG-I	Argilo-gréseux	Upper TAG-I		E9 E6 E1		Alternance Argilo-gréseuse	Fc, Fsr	Plaine d'inondation
								St Sr Smg	Dépôts de levée / Chenal fluvialite
								Fsr, St Sr, Sl	
			Stm Sr Sp Sr	Plaine d'inondation					
			Fr Sr Fc						
			Sr Sh St Sl Sm	Chenal fluvialite					
			Smg Sm St Sl						
			Sr Fr Fc	Plaine d'inondation					
			Fsr Fc						
			Sl Sr Sm Stm	Dépôts de levée / Chenal fluvialite					
Sm, Fc Stm, Sp									
Fr Sm Fc	Plaine d'inondation								
Sh Sp, Sr									
Fc	Plaine d'inondation								
Gréseux	TAG-I	Basal TAG-I		E5 E4 E3 E2 E1		Ensemble gréseux, dur à friable, contenant des structures sédimentaires faiblement inclinées	Sm	Chenal fluvialite	
							Sm		
							Sl		
							Sm		
							Sm		

Fig. 17 : Colonne lithostratigraphique de la formation TAG-I du puits Well-28.

III. DESCRIPTION MICROFACIOLOGIQUE

Une étude quantitative et qualitative a été effectuée sur vingt-sept (27) lames minces analysées au microscope optique polarisant en lumière transmise ou réfléchie avec prise de photos à l'aide d'un appareil approprié.

La méthodologie utilisée, pour aboutir à cette étude détaillée, est basée sur une analyse pétrographique au microscope optique qui permet de :

- reconnaître les constituants et les ciments ;
- déterminer la granulométrie par estimation de la taille du plus fréquent et gros grain ;
- l'appréciation du classement et de la morphoscopie des grains de quartz ainsi que les types de contacts entre ces derniers ;
- des photographies de lames minces en lumière, à savoir, polarisée non analysée (LPNA), polarisée analysée (LPA) et réfléchie (LN) pour les minéraux opaques permettant de préciser ou de confirmer la nature de certaines phases minérales.

Le tableau ci-après indique une multitude d'échantillons prélevés de plusieurs carottes à profondeurs différentes (**Tab. 2**)

Tab. 2 : Liste des échantillons du puits ROD-28 analysés en pétrographie.

Puits	N° de la carotte	N° D'échantillons	Les côtes (en mètre)	
Well-28	01	E9	2870.2	
		E8	2872.3	
		E7	2877.7	
		E6	2878.9	
		E5	2881.8	
		E4	2884.8	
		E3	2885.8	
		E2	2886.2	
	02	E1	2887.1	
		E9	2896.3	
		E8	2899.2	
		E7	2900.4	
		E6	2901.4	
		E5	2902.3	
		E4	2903.9	
		E3	2904.3	
	03	E2	2905.9	
		E1	2906.4	
		E4	2930.5	
		E3	2932.5	
	04	E2	2983.7	
		E1	2940.4	
		E5	2944.7	
		E4	2948.6	
		E3	2951.4	
			E2	2953.6
			E1	2954.2

1. Description microfaciologique des échantillons de la carotte 04

L'étude microfaciologique des échantillons provenant de la carotte 04, nous permet de décrire les microfaciès (**Tab. 3 ; Fig. 18**)

1.1 Les grès du Basal TAG-I

1.1.1. Échantillon E1

Roche gréseuse formée de 56% de minéraux de quartz anguleux à sub-anguleux de 0.32 à 0.75 mm de diamètre, qui sont bien à moyennement classés. Cette dernière renferme des feldspaths représentés par environ 3% d'orthoclases. Le contact entre lesdits grains est droit, parfois, ponctuel.

Le ciment est, d'une part, argileux, d'un taux de 32% et, d'autre part, carbonaté à raison de 6%.

1.1.2. Échantillon E2

Ce grès est formé de 50% de grains de quartz, anguleux à sub-anguleux, d'une petite taille entre 0,6 et 0,15 mm, son classement est bon à moyen. Le contact entre les grains est ponctuel, souvent flottant. En notant aussi, la présence de pyrite à raison de 2%.

Le ciment est argileux et carbonaté, d'un taux, respectivement 44% et 4%.

1.1.3. Échantillon E3 (Fig. 22A ; Fig. 22B)

La roche est constituée, essentiellement, par des grains de quartz sub-anguleux à sub-arrondis, mal classés, dont l'abondance du quartz peut atteindre les 60%. C'est un grès qui est formé par des grains de taille fine (0,35 mm) à grosse (1 mm). Le contact entre les grains est flottant, ponctuel, parfois droit. On note la présence d'oxyde de fer.

Les minéraux, près cités, sont cimentés par une matrice argileuse, associée à la silice sous forme d'auroles de nourrissage, d'un taux très faible de 1%.

1.1.4. Échantillon E4

Il s'agit d'un grès grossier de 0,47 à 1.15 mm de diamètre, formé par des grains de quartz d'environ 58%, sub-anguleux, moyennement classés, le contact, entre ces derniers, est ponctuel et parfois droit.

Le ciment est argileux, d'environ 35% et carbonaté de 7%.

1.1.5. Échantillon E5

Ce grès est formé de 80% de grains de quartz anguleux à sub-anguleux, mal classés, de taille fine (0,25mm) à moyenne (0.65mm). Le contact entre les grains est flottant et ponctuel.

Le ciment est siliceux associé à des argiles d'environ 20%.

Tab. 3 : Pourcentage des échantillons de la carotte 04 (analyse microfaciologique).

Échantillons	Les composants détritiques (%)				Les composants authigènes (%)							
	Quartz	Feldspaths	Micas	Minéraux lourds	Quartz secondaire	Argiles	Pyrite	Carbonates	Sulfates	Oxyde de fer	Matière organique	
E5	80	0	0	0	0	20	0	0	0	0	0	
E4	58	0	0	0	0	35	0	7	0	0	0	
E3	60	0	0	1	1	35	3	0	0	1	0	
E2	50	0	0	0	0	44	2	4	0	0	0	
E1	56	1	0	1	0	32	0	6	0	0	0	

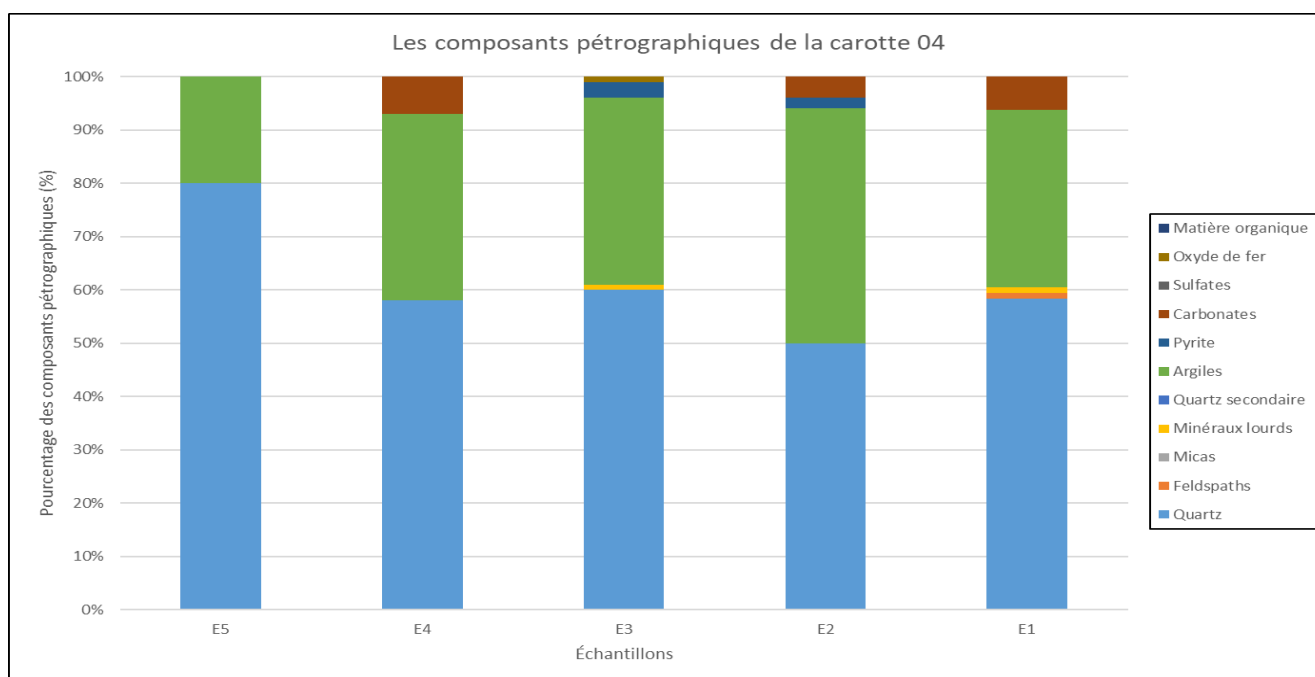


Fig. 18 : Histogramme montrant les variations de fréquence des composants pétrographiques de la carotte 04.

2. Description microfaciologique des échantillons de la carotte 03

L'étude microfaciologique des échantillons provenant de la carotte 03 nous permet de décrire les microfaciès suivants, en tenant compte des constituants de la roche (**Tab. 4 ; Fig. 19**)

2.1 Les grès du Lower TAG-I

2.1.1 Échantillon E1

C'est un grès fin (0.25 mm maximum) formé par des grains de quartz sub-anguleux, bien classés, dont l'abondance du quartz peut atteindre les 70%. Le contact entre les grains est ponctuel, flottant et parfois droit. On note la présence de 3% de pyrite.

Le ciment est argileux, d'environ 16% et carbonaté de 5%.

2.1.2 Échantillon E2 (Fig. 22C)

C'est un grès formé par des grains de quartz sub-anguleux à sub-arrondis, de taille moyenne (0,37mm à 0,62mm), son classement est bon, l'abondance du quartz peut atteindre les 60%. Le contact entre les grains est droit, concavo-convexe, parfois ponctuel et rarement suturé. On note la présence de la pyrite (2%), du quartz secondaire (10%) et quelques traces de carbonates (9%).

Le ciment est siliceux sous forme d'auréoles de nourrissage, d'environ 10%, associé à l'argile en faible pourcentage (5%).

2.1.3 Échantillon E3 (Fig. 22D)

C'est un grès formé par des grains de quartz (73%) anguleux à subanguleux, moyennement classés. La taille des éléments quartzeux est de 0,1 à 0,5mm. Le contact entre les grains est droit, parfois flottant. On note la présence de la pyrite, l'Anhydrite (ciment sulfaté).

Le ciment est en partie siliceux associé à des carbonates en faible pourcentage (2%).

2.1.4. Échantillon E4

C'est un grès formé par des grains 69% de grains de quartz subanguleux, bien classés, la taille des éléments quartzeux est de 0,13mm à 0,21mm. Le contact entre les grains est droit, parfois ponctuel, fréquemment flottant. On note la présence de la pyrite (1%).

Le ciment est siliceux associé à des argiles en faible pourcentage (15%).

Tab. 4: Pourcentage des échantillons de la carotte 03 (analyse microfaciologique).

Échantillons	Les composants détritiques (%)				Les composants authigènes (%)							
	Quartz	Feldspaths	Micas	Minéraux lourds	Quartz secondaire	Argiles	Pyrite	Carbonates	Sulfates	Oxyde de fer	Matière organique	
E4	69	0	0	0	0	15	1	0	0	0	0	
E3	72	0	0	1	0	9	2	2	1	0	0	
E2	60	0	0	0	10	5	2	9	2	0	0	
E1	70	0	0	0	0	16	3	5	0	0	0	

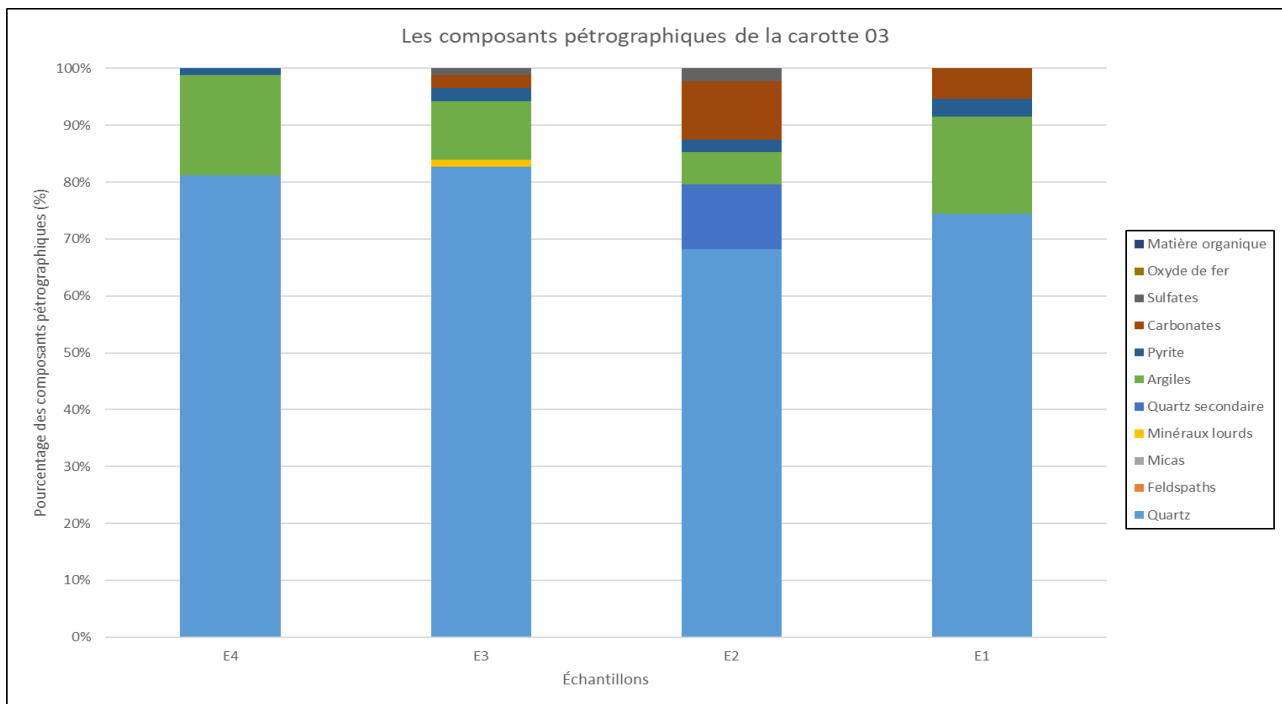


Fig. 19 : Histogramme montrant les variations de fréquence des composants pétrographiques de la carotte 03.

3. Description microfaciologique des échantillons de la carotte 02

L'analyse microfaciologique des éléments de la carotte 02 (Tab. 5 ; Fig. 20) est traitée comme suite :

3.1 Les grès du Middle TAG-I

3.1.1 Échantillon E1

Il s'agit d'un grès fin à moyen entre 0,22 et 0,42 mm, formé par des grains de quartz sub-anguleux à sub-arrondi dont l'abondance du quartz est de 78%. Ce dernier renferme des feldspaths (représentés par 3% d'orthoclases et 2% de plagioclases), des micas (représentés par quelques traces de muscovite) et un faible pourcentage de minéraux lourds. Le contact entre les grains est ponctuel, parfois droit et rarement suturé. Le classement est bon. On note la présence de pyrite.

Le ciment est siliceux associé à des argiles qui atteint les 13%.

3.1.2. Échantillon E2 (Fig. 22E)

Ce faciès est constitué de 75% de grains de quartz anguleux à sub-anguleux, son classement est bon, la taille des grains entre 0,22 et 0,52mm. La roche renferme, en outre, des feldspaths (5% d'orthoclases et 3% de plagioclases) et des micas (1% de muscovite). Le contact entre les grains est droit, parfois ponctuel. On note la présence de quelques traces de carbonates (2%).

3.1.3 Échantillon E3

Il s'agit d'un grès fin (0,5mm - 0,17mm) composé de 78% de grains de quartz anguleux à sub-anguleux, son classement est bon. Présente des feldspaths (représentés par 4% d'orthoclases et 1% plagioclases), des micas (quelques traces de muscovite), un faible pourcentage de minéraux lourds et de la pyrite. Le contact entre les grains est ponctuel, droit et parfois concavo-convexe.

Le ciment est siliceux associé à des argiles avec une teneur de 13% et un faible pourcentage des carbonates (2%).

3.1.4. Échantillon E4 (Fig. 22F)

Il s'agit d'un grès formé de 80% de grains de quartz anguleux à sub-anguleux, parfois sub-arrondis, de taille entre 0,2 et 0,5 mm, son classement est bon. La roche est également formée de feldspaths (4% d'orthoclases et 2% plagioclases), des micas (1%) et des minéraux lourds (1% tourmaline). Le contact entre les grains est droit, ponctuel. On note la présence de la pyrite, et quelques traces de carbonates (2%).

3.1.5. Échantillon E5

Il s'agit d'un grès très fin (0,15mm - 0,33mm) formé 67% de grains de quartz anguleux à sub-anguleux, son classement est bon. La roche renferme, en outre, avec des feldspaths (représentés par 4% d'orthoclases et 2% plagioclases), des micas (quelques traces de muscovite) et un faible pourcentage de minéraux lourds. Le contact entre les grains est droit, parfois ponctuel. On note la présence de pyrite.

Le ciment est siliceux associé à des argiles avec une teneur de 13% et un faible pourcentage des carbonates.

3.1.6. Échantillon E6

Il s'agit d'un grès formé de 78% de grains de quartz anguleux à sub-anguleux, très bien classés, de taille entre 0,17 et 0,25mm. Composé en outre, de feldspaths (5% d'orthoclases et 4% de plagioclases), des micas (quelques traces de muscovite) et un faible pourcentage de minéraux lourds (1%). Le contact entre les grains est droit, parfois ponctuel. On note la présence de quelques traces de carbonates (3%) et de la pyrite.

3.1.7. Échantillon E7

Ce faciès est formé de 70% de grains de quartz anguleux à sub-anguleux, de taille entre 0,1 et 0,25mm, son classement est bon. Formé en outre, de feldspaths (5% d'orthoclases et 2% de plagioclases) et des micas avec une teneur de 3% et un très faible pourcentage de minéraux lourds (1%). Le contact entre les grains est ponctuel, droit, parfois flottant. On note la présence de quelques traces de carbonates (1%).

3.1.8. Échantillon E8

Il s'agit d'un grès très fin (0,15mm - 0,23mm) formé par des grains de quartz sub-anguleux dont l'abondance du quartz est de 77%, son classement est bon. Formé en outre, de feldspaths (représentés par 5% d'orthoclases et 8% de plagioclases), des micas (quelques traces de muscovite) et des minéraux lourds avec une teneur de 5%. Le contact entre les grains est droit, parfois ponctuel et flottant.

Le ciment est siliceux associé à des argiles à faible pourcentage (7%)

3.1.9. Échantillon E9

Il s'agit d'un grès formé de 61 % de grains de quartz anguleux à sub-anguleux, présentant un très bon classement, de taille entre 0,14 et 0,21 mm. Ces derniers sont associés à des feldspaths (5% d'orthoclases et 3% de plagioclases) et des micas (4% de muscovite) et des minéraux lourds avec une teneur de 5%. Le contact entre les grains est droit, ponctuel et rarement flottant.,

Le ciment est siliceux associé à des argiles (16%) et des carbonates (8%).

Tab. 5 : Pourcentage des échantillons de la carotte 02 (analyse microfaciologique).

Échantillons	Les composants détritiques (%)				Les composants authigènes (%)							
	Quartz	Feldspaths	Micas	Minéraux lourds	Quartz secondaire	Argiles	Pyrite	Carbonates	Sulfates	Oxyde de fer	Matière organique	
E9	61	4	4	5	0	16	0	8	0	0	0	
E8	77	5	2	5	0	7	0	2	0	0	0	
E7	70	2	3	1	1	13	0	1	0	0	0	
E6	78	2	2	1	0	11	1	2	0	0	0	
E5	67	4	2	1	0	13	2	9	0	0	0	
E4	80	2	1	1	1	10	2	2	0	0	0	
E3	78	2	1	1	0	13	1	2	0	0	0	
E2	75	2	1	2	0	15	0	2	0	0	0	
E1	78	4	1	1	1	13	1	0	0	0	0	

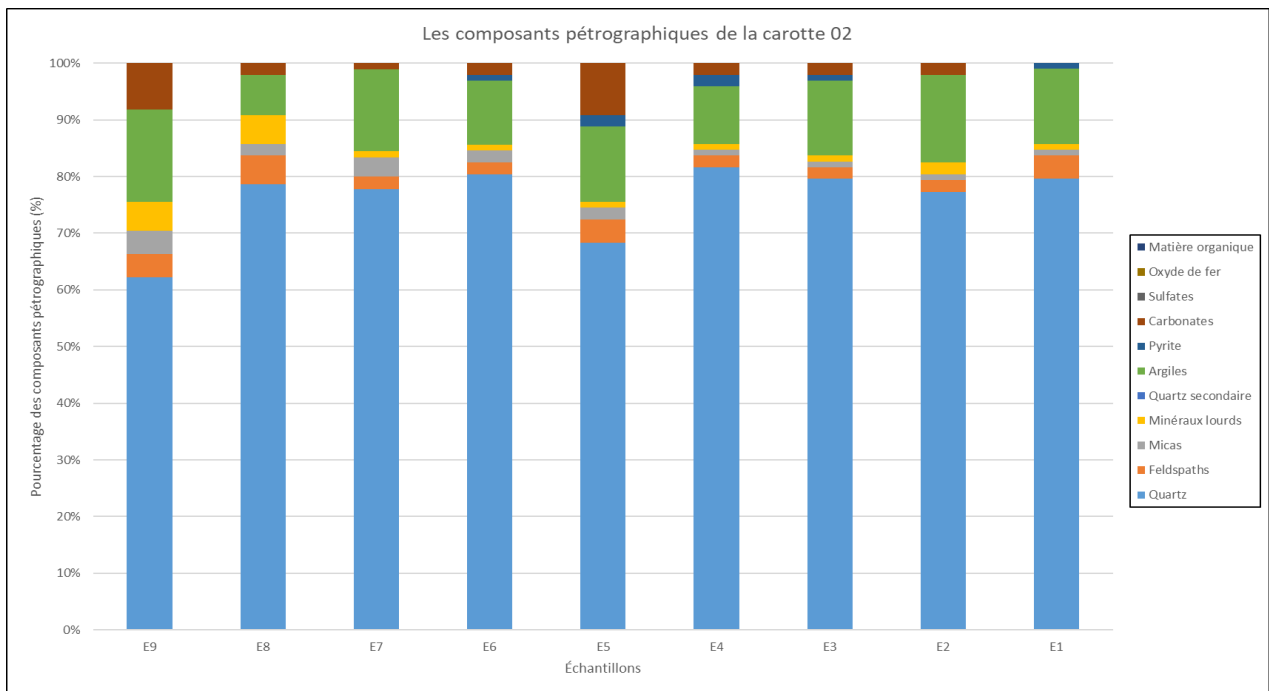


Fig. 20 : Histogramme montrant les variations de fréquence des composants pétrographiques de la carotte 02.

4. Description microfaciologique des échantillons de la carotte 01

L'étude microfaciologique des échantillons provenant de la carotte 01 nous permet de décrire les microfaciès (Tab. 6 ; Fig. 21)

4.1 Les grès du Upper TAG-I

4.1.1. Échantillon E1 (Fig. 22G ; Fig. 23H ; Fig. 23I)

C'est un grès moyen à fin (0,25mm - 0,47mm) formé par des grains de quartz anguleux à sub-arrondi, dont l'abondance du quartz est d'environ 51%, son classement est bon. Formé en outre, de feldspaths (représentés par 4% d'orthoclases et 1% de plagioclases), un faible pourcentage de micas (1%) et de minéraux lourds (2%). Le contact entre les grains est ponctuel, parfois. On note la présence de pyrite, quelques traces de carbonates (4%) et 3% de sulfates.

Le ciment est argileux, d'environ 12% et siliceux sous forme de silice de nourrissage à faible pourcentage (2%)

4.1.2. Échantillon E2 (Fig. 23J)

C'est un grès très fin (0,3mm - 0,15mm) formé de 50% de grains de quartz anguleux à sub-anguleux, son classement est bon. Formé en outre, de feldspaths (représentés par 6% d'orthoclases et 3% de plagioclases), des micas (représentés par 6% de muscovite) et un faible pourcentage de minéraux lourds (1%). Le contact entre les grains est ponctuel, parfois droit. On note la présence de pyrite.

Les éléments sont cimentés par des argiles, d'environ 35%.

4.1.3. Échantillon E3

Ce faciès est formé par des grains de quartz anguleux à sub-anguleux à sub-arrondis, à raison de 65%. C'est un grès formé par des grains moyennement classés, de taille entre 0,25 et 0,55mm. La roche renferme, en outre, de feldspaths (2% d'orthoclases et 2% de plagioclases) et des micas (5%). Le contact entre les grains est ponctuel, parfois droit. On note la présence de pyrite (1%).

Le ciment est argileux, d'environ 25% et carbonaté de 1%.

4.1.4. Échantillon E4

Il s'agit d'un grès fin (0,5mm – 0,15mm) formé par des grains de quartz sub-anguleux très bien classés, dont l'abondance du quartz est de 52%. La roche renferme, en outre, de feldspaths (représentés par 6% d'orthoclases et 4% de plagioclases), des micas avec un teneur de 6% et un faible pourcentage de minéraux lourds. Le contact entre les grains est ponctuel, parfois droit. On note la présence de pyrite.

Le ciment est siliceux associé à des argiles qui atteint les 22% et quelques traces de carbonates (1%).

4.1.5. Échantillon E5

C'est un grès formé de 59% de grains de quartz sub-anguleux, très bien classés, de taille entre 0,12 et 0,32 mm. Ce dernier renferme des feldspaths (représentés par 9% d'orthoclases et 4% de plagioclases), une faible teneur de micas (1%) et de minéraux lourds (1%). Le contact entre les grains est droit, ponctuel. C'est un grès formé par des grains.

Le ciment est siliceux associé à des argiles (20%) quelques traces de carbonates (3%).

4.1.6. Échantillon E6

Roche gréseuse formée de 64% de grains de quartz anguleux à sub-anguleux moyennement classés, de taille entre 0,5mm et 0,25mm. La roche renferme, en outre, de feldspaths (représentés par 9% d'orthoclases et 7% de plagioclases), une faible teneur de micas (2%) et de minéraux lourds (3%). Le contact entre les grains est droit, ponctuel, rarement concavo-convexe. On note la présence de pyrite (1%).

Le ciment est argileux associé à quelques traces de carbonates (1%).

4.1.7. Échantillon E7

Il s'agit d'un grès formé de 63% de grains de quartz anguleux à sub-anguleux, bien classés, de taille entre 0,5mm et 0,25mm. Ces derniers sont associés avec des feldspaths (représentés par 7% d'orthoclases et 3% de plagioclases), une faible teneur de minéraux lourds (2%). Le contact entre les grains est droit, ponctuel. On note la présence de pyrite (2%).

Le ciment est argileux associé à quelques traces de carbonates (4%).

4.1.8. Échantillon E8

Ce faciès est constitué de 71% de grains de quartz sub-anguleux à sub-arrondis, bien classés, de taille entre 0,17mm et 0,28mm. Ces derniers sont associés avec des feldspaths (représentés par 8% d'orthoclases et 3% de plagioclases), une faible teneur de micas (2%) et de minéraux lourds (2%). Le contact entre les grains est droit, ponctuel.

Le ciment est associé à quelques traces de carbonates (3%).

4.1.9. Échantillon E9 (Fig. 23K ; Fig. 23L)

Il s'agit d'un grès fin (0,1mm – 0,35mm) formé par des grains de quartz bien classés, anguleux à sub-anguleux, dont l'abondance du quartz est de 80%. La roche renferme des feldspaths (représentés par 5% d'orthoclases et 4% de plagioclases), un faible pourcentage de micas (1%). Le contact entre les grains est ponctuel, parfois droit. On note la présence de pyrite.

Le ciment est siliceux associé à des argiles à faible pourcentage (10%).

Tab. 6 : Pourcentage des échantillons de la carotte 01 (analyse microfaciologique).

Échantillons	Les composants détritiques (%)				Les composants authigènes (%)						
	Quartz	Feldspaths	Micas	Minéraux lourds	Quartz secondaire	Argiles	Pyrite	Carbonates	Sulfates	Oxyde de fer	Matière organique
E9	80	1	1	0	0	10	3	0	0	0	2
E8	71	2	2	2	0	15	0	3	0	0	0
E7	63	5	0	2	0	16	2	4	0	0	0
E6	64	5	2	3	0	17	1	1	0	0	0
E5	59	8	2	2	0	20	0	3	0	0	0
E4	52	5	6	3	0	22	3	1	0	0	0
E3	54	5	0	5	0	25	1	1	0	0	0
E2	50	5	6	1	0	35	1	0	0	0	0
E1	51	5	1	2	2	12	0	4	3	0	0

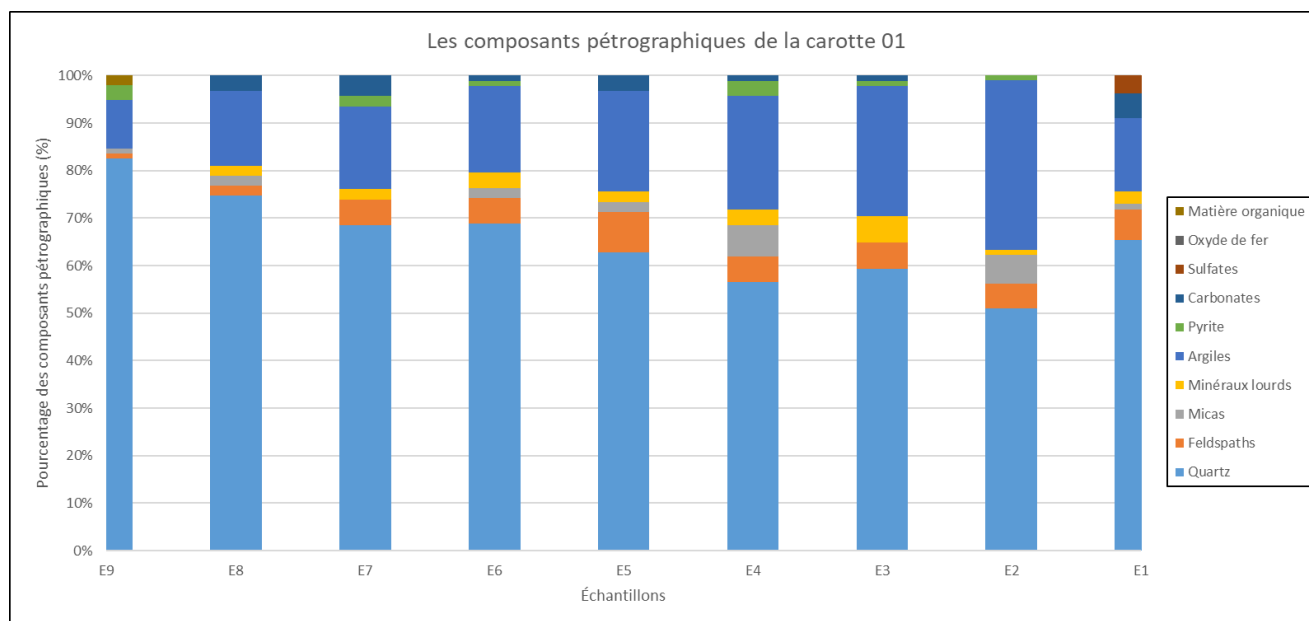


Fig. 21 : Histogramme montrant les variations de fréquence des composants pétrographiques de la carotte 01.

Symboles microfaciologiques

Qz	Quartz	FeQ	Oxyde de fer
F	Feldspaths	Mo	Matière organique
M	Muscovite	Cf	Contact flottant
T	Taурmaline	Cd	Contact droit
SN	Silice secondaire	Cp	Contact ponctuel
Ch	Chlorite	Ccc	Contact concavo-convexe
		Cs	Contact suturé

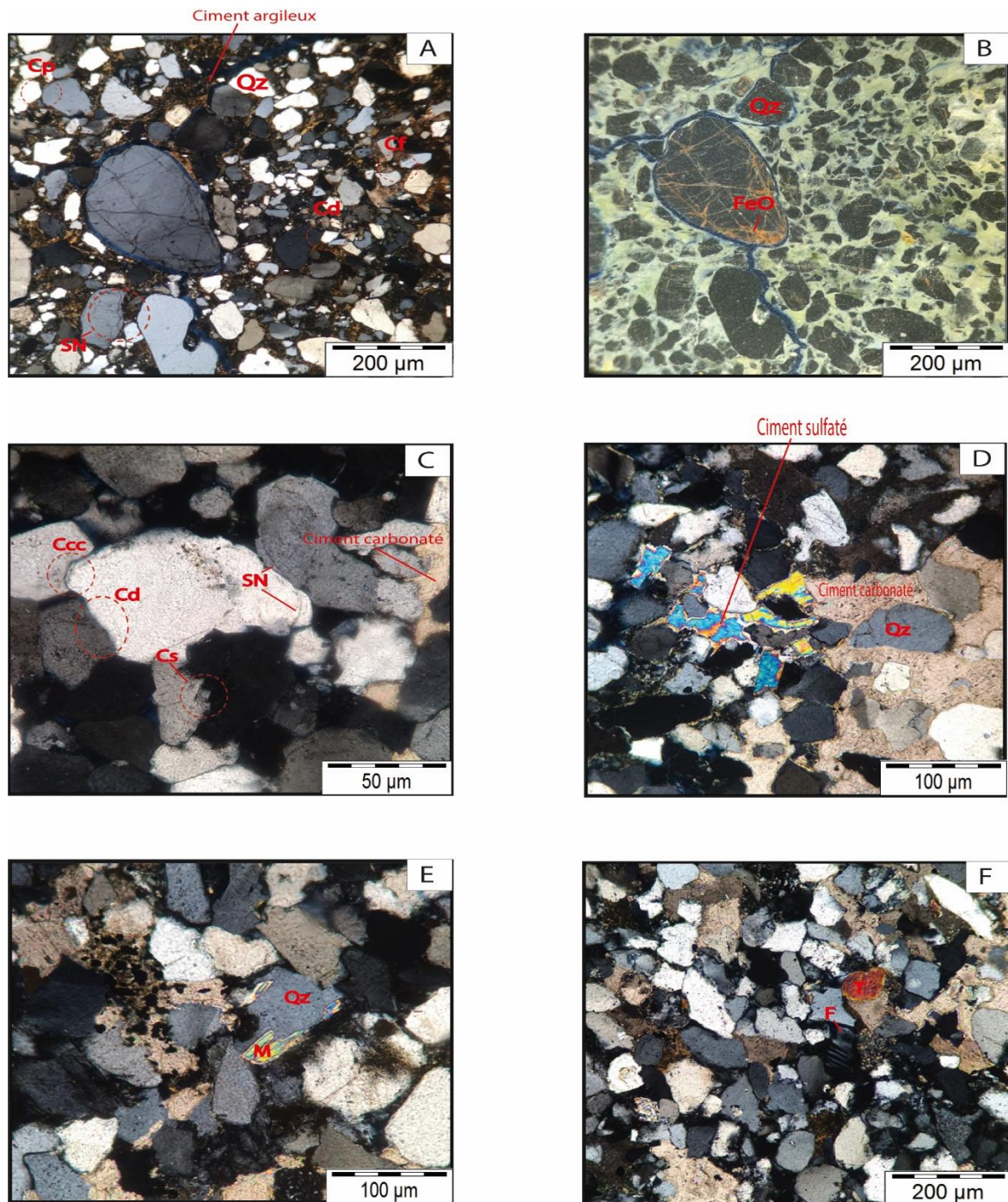


Fig. 22 : Prise de photos relatives à plusieurs microfaciès des échantillons y afférents aux carottes 04, 03 et 02.

A : Microfaciès correspondant à la côte 2 951.4 mètres, prise en lumière polarisée, **B :** Microfaciès correspondant à la côte 2 951.4 mètres, prise en lumière réfléchie, **C :** Microfaciès correspondant à la côte 2 938.7 mètres, prise en lumière polarisée, **D :** Microfaciès correspondant à la côte 2 932.5 mètres, prise en lumière polarisée, **E :** Microfaciès correspondant à la côte 2 905.9 mètres prise en lumière polarisée, **F :** Microfaciès correspondant à la côte 2 903.9 mètres, prise en lumière polarisée.

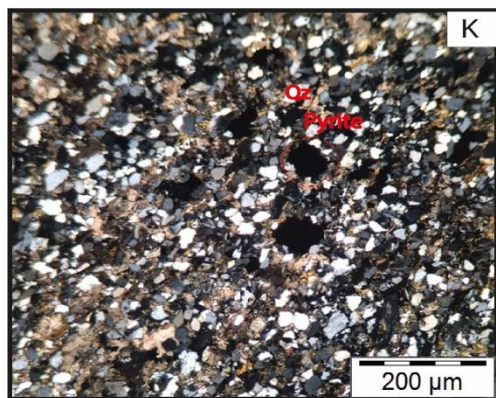
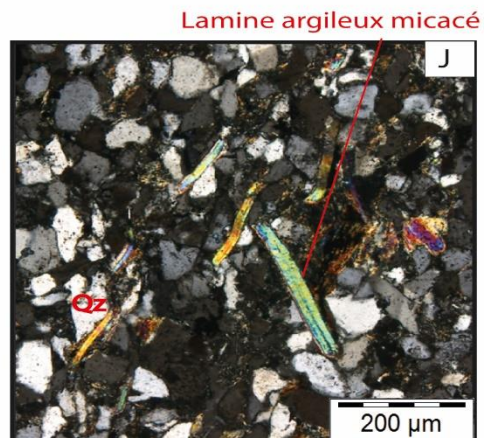
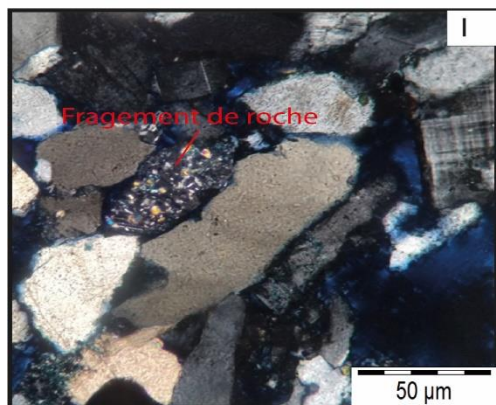
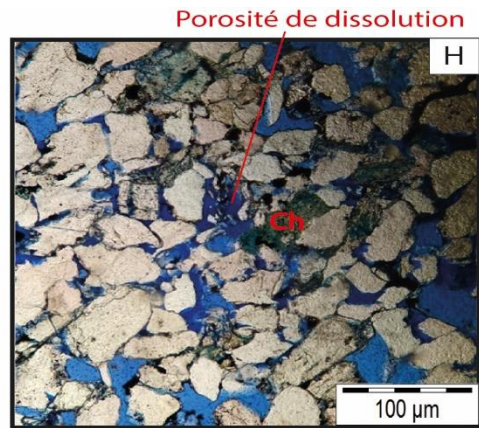
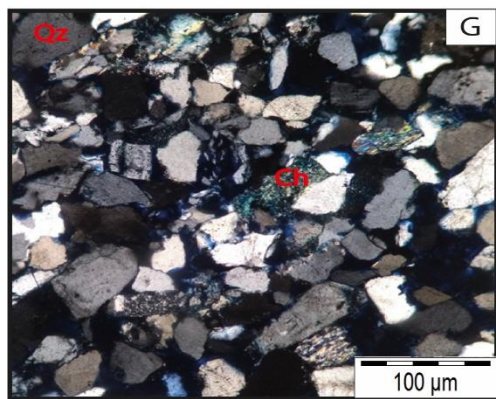


Fig. 23 : Prise de photos relatives à plusieurs microfaciès d'échantillons y afférents à la carotte 01.

G : Microfaciès correspondant à la côte 2 887.1 mètres, prise en lumière polarisée, **H** : Microfaciès correspondant à la côte 2 887.1 mètres, prise en lumière naturelle, **I** : Microfaciès correspondant à la côte 2 887.1 mètres, prise en lumière polarisée, **J** : Microfaciès correspondant à la côte 2 886.2 mètres, prise en lumière polarisée, **K** : Microfaciès correspondant à la côte 2 870.2 mètres, prise en lumière naturelle, **L** : Microfaciès correspondant à la côte 2 870.2 mètres, prise en lumière réfléchie.

IV. CONCLUSION

La description lithologique et microfaciologique, des faciès de la formation triasique argilo-gréseuse (**TAG-I**), du puits **Well-28**, situé dans le périmètre du Rhourde Ouled Djemaa, a permis de définir douze (12) lithofaciès, selon la classification et la codification de **Miall (1996)**. (**Tab.7 ; Fig. 17**)

D'une manière générale, nous pourrions mettre en évidence une seule association de lithofaciès qui représente un environnement de dépôt majeur continental de type fluviale, subdivisé en trois (03) sous environnements, soient, chenal fluviale, levée et plaine d'inondation. (**Tab.7**)

Tab. 7 : Nomenclatures des lithofaciès définis et environnements de dépôts associés du puits.

Code	Lithofaciès	Environnements de dépôts
Fsr	Argile silteuse à rides de courant	Plaine d'inondation/Levée
Fc	Argile silteuse à évaporites	Plaine d'inondation / Lacustre
Fr	Argile silteuse à traces de racines	Plaine d'inondation / Sebkha
Stm	Grès à stratifications entrecroisées en auges avec des galets d'argiles	Chenal fluviale actif
Sh	Grès à stratifications planes horizontales	Chenal fluviale
Sp	Grès à stratifications obliques planes	Chenal fluviale
Sm	Grès massifs	Chenal fluviale
Smg	Grès massifs, galets argileux	Chenal fluviale
St	Grès à stratifications entrecroisées en auges	Chenal fluviale
Sl	Grès à stratifications obliques plane faiblement inclinées	Chenal fluviale
Sr	Grès à rides de courant	Dépôts de Levée

L'étude microfaciologique, menée sur vingt-sept (27) échantillons, montre qu'il s'agit d'un microfaciès, exclusivement silico-clastique, les composants détritiques sont représentés par le quartz, les feldspaths, les minéraux lourds et les micas. Les composants authigènes sont matérialisés par une proportion forte d'argiles, aussi, relativement faible à moyenne de carbonates, le reste de la fraction authigène est composée de la silice secondaire, de sulfates (anhydrite), pyrite et oxyde de fer.

Cette étude a été complétée par la méthode de diagrammes triangulaires (**Fig. 24**) afin de corroborer l'étude microfaciologique et pour la caractérisation de la formation **TAG-I**. Le logiciel utilisé est Tridraw, en tenant compte des éléments suivants : Quartz ; Feldspaths et débris de roches. Cette méthode nous a permis d'enrichir l'apport lithologique et microfaciologique des faciès gréseux.

Selon la classification de **Folk 1974**, les grès rencontrés dans le puits étudié sont des grès subarkosiques à Quartzarénites (**Fig. 24**).

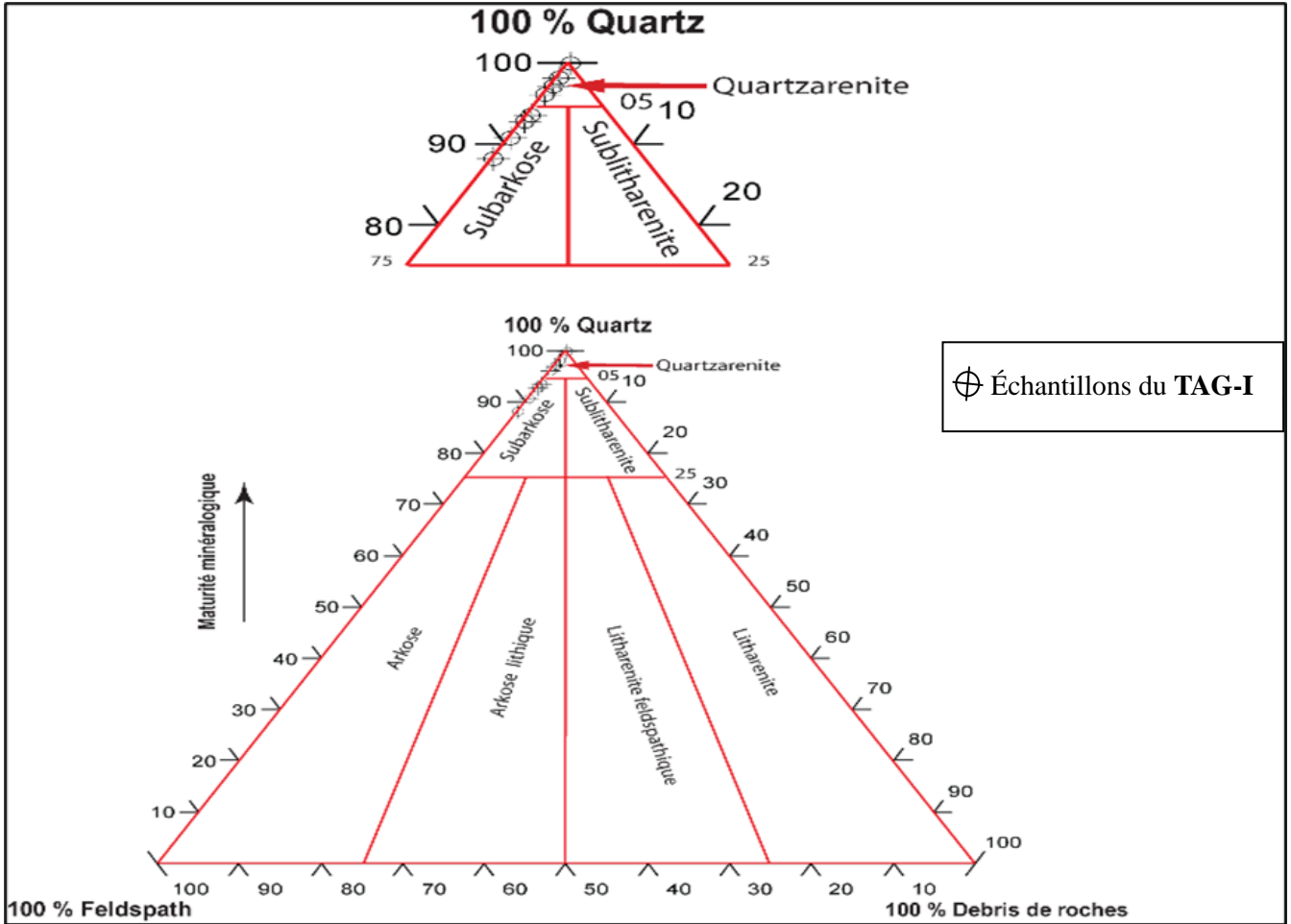


Fig. 24 : Diagramme triangulaire QFR des grès du puits Well-28 réalisé avec Tridraw (D'après FOLK, 1974).

CHAPITRE 03

**Caractérisation pétrophysique
du réservoir TAG-I**

I. INTRODUCTION

Les réservoirs sont des roches, dans lesquelles, sont reliés entre eux des vides, pores ou fissures et peuvent circuler et se rassembler des fluides tels que : huile et eau.

Leurs caractéristiques pétrophysiques s'expriment en termes de porosité et de perméabilité dont les relations entre ces dernières sont souvent complexes, mais fondamentales pour l'exploration et la production pétrolière du réservoir.

Dans ce chapitre, sont présentées les différentes méthodes utilisées pour aboutir à notre objectif relatif à la caractérisation du réservoir **TAG-I** du puits **Well-28**, au niveau du champ Rhourde Ouled Djemaa, soient des méthodes d'études indirectes, tels que, les diagraphies différées qui interviennent dans l'étude en question, donnant des interprétations quantitative et qualitative, à l'aide du logiciel Pétrel, ou bien, des méthodes directes, qui comportent en générale, l'analyse minéralogique par diffraction aux rayons X des échantillons prélevés des carottes, et, une estimation de la porosité par imprégnation des lames minces en bleu de Mytilène.

II. MÉTHODE D'ÉVALUATION PÉTROPHYSIQUE À L'AIDE DES DIAGRAPHIES

1. Interprétation qualitative

L'interprétation des diagraphies qualitative a pour but de mettre en évidence la lithologie, la minéralogie et la nature du fluide de formation.

1.1. Étude lithologique

Cette étude est basée sur les différentes réponses des outils diagraphiques, à savoir diagraphie du rayonnement gamma (**GR**), afin d'identifier la lithologie de la formation.

1.1.1. Interprétation qualitative du Basal TAG-I

D'après le log **GR**, une composition lithologique de ce niveau est remarquable essentiellement gréseuse, mise à part, quelques intervalles argileux. (**Fig. 25**)

1.1.2. Interprétation qualitative du Lower TAG-I

Selon log **GR**, on remarque que ce niveau est formé par une alternance des faciès gréseux et argileux. (**Fig. 26**)

1.1.3. Interprétation qualitative du Middle TAG-I

Le log **GR** indique la présence de deux faciès argileux et gréseux qui est le plus dominant. (**Fig. 27**)

1.1.4 Interprétation qualitative du Upper TAG-I

Ce niveau est composé d'une alternance des faciès gréseux et argileux. (**Fig. 28**)

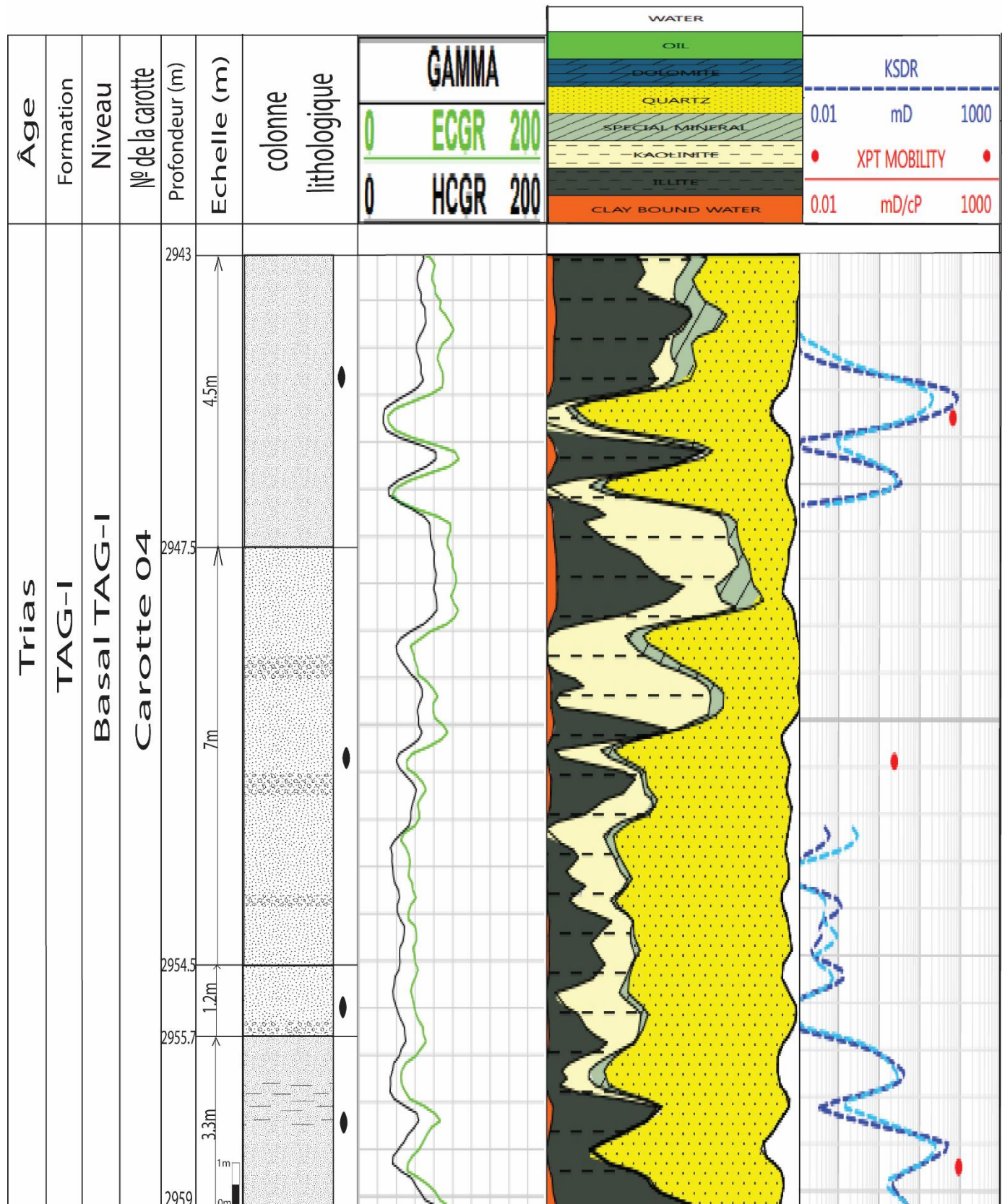


Fig. 25 : Log composite du Basal TAG-I (GSA, 2009)

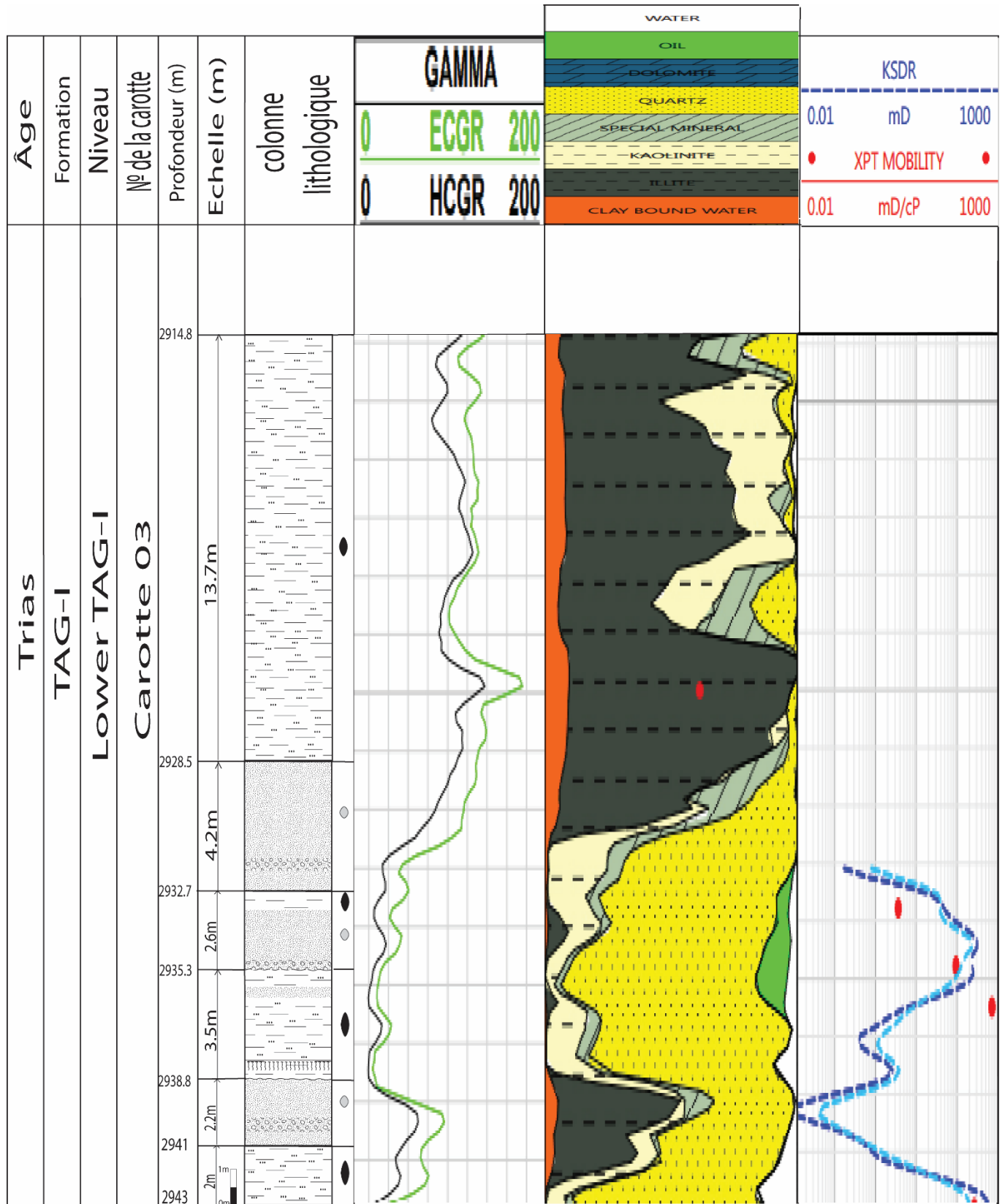


Fig. 26 : Log composite du Lower TAG-I (GSA, 2009)

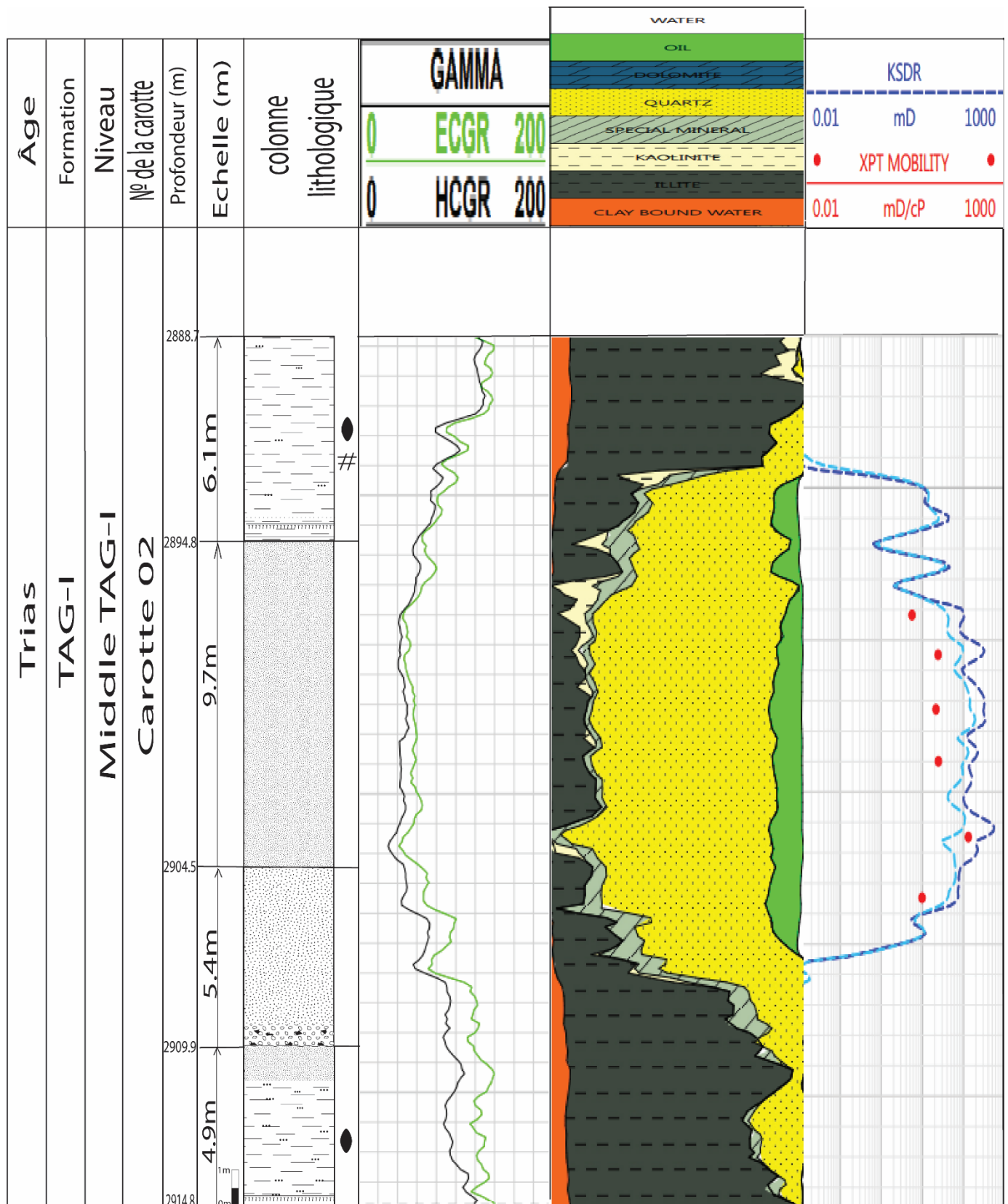


Fig. 27 : Log composite du Middle TAG-I (GSA, 2009)

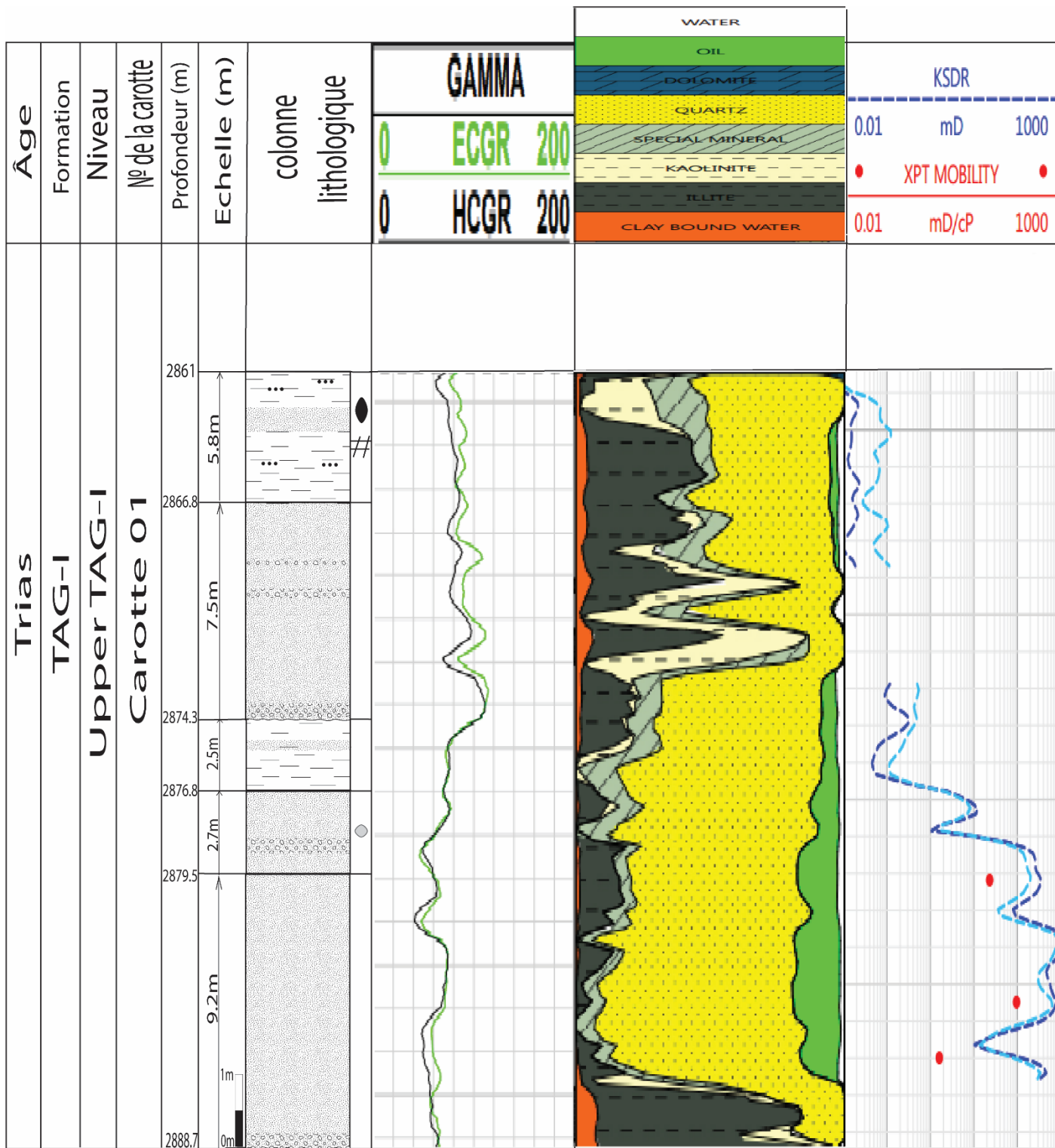


Fig. 28 : Log composite du Upper TAG-I (GSA, 2009)

1.2. Identification minéralogique

Certaines diagraphies sont fortement influencées par les minéraux argileux présents dans les formations. Cela rend leur détermination essentielle lors de la caractérisation du réservoir. Pour ce faire, nous utilisons les cross-plots minéralogiques (**Potassium-Thorium**) de Schlumberger (**Fig. 29**) par objectif de visualiser les facteurs qui influent sur le réservoir.

1.2.1. Interprétation qualitative du Basal TAG-I

Les minéraux déterminés, d'après le cross-plot (**K-Thor**), sont : l'illite, la kaolinite qui représente l'élément argileux principal et quelques traces de chlorite.

1.2.2. Interprétation qualitative du Lower TAG-I

Dans le Lower TAG-I, les éléments argileux principaux sont la kaolinite et l'illite.

1.2.3. Interprétation qualitative du Middle TAG-I

Les minéraux argileux sont représentés par l'illite, la kaolinite et peu de chlorite.

1.2.4. Interprétation qualitative du Upper TAG-I

Les minéraux argileux sont, principalement, l'illite et peu de kaolinite.

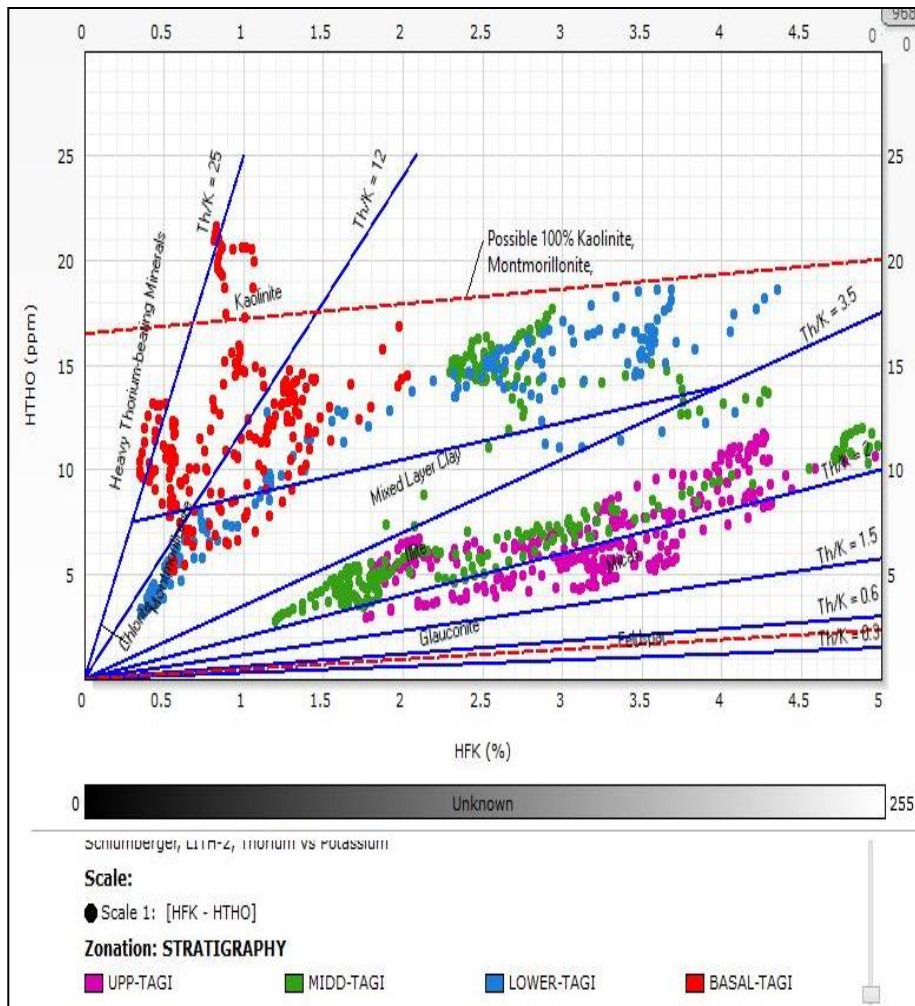


Fig. 29 : Cross-plot (Thorium-Potassium) des formations (Document Schlumberger)

2. Interprétation quantitative

Cette méthode a pour objectif, d'évaluer les paramètres pétrophysiques du réservoir et de modéliser les composantes de la formation, à partir des Elans diagraphiques (**Quanti-Elan**) réalisés par le logiciel Petrel (**Fig. 25 à Fig. 28**), à la base des mesures diagraphiques.

Les paramètres précités sont : la saturation en eau (**S_w**) et en huile (**S_o**), la porosité (**Φ**) ainsi que la perméabilité (**mD**).

2.1. Interprétation quantitative du Basal TAG-I

Ce niveau présente des paramètres pétrophysiques, moyennement faibles, la porosité est de 11.6%, la perméabilité varie entre 2.5 et 94 mD, complètement saturée en eau.

2.2. Interprétation quantitative du Lower TAG-I

L'interprétation pétrophysique montre une porosité moyenne de 13.9% et une saturation d'eau moyenne de 26.7%, le taux d'huile est de 8.5%, la perméabilité varie entre 2 et 98 mD. Ce niveau contient un contact huile/eau (**OWC**).

2.3. Interprétation quantitative du Middle TAG-I

L'interprétation pétrophysique montre une porosité moyenne de 12.5% et une saturation d'eau de 15.9%, le taux de saturation en huile est de 44.9%, la perméabilité varie entre 6 et 134 mD. Ce niveau est à hydrocarbures.

2.4. Interprétation quantitative du Upper TAG-I

D'une porosité moyenne de 15.4%, une saturation d'eau de 13.2% et une saturation en huile de 38.6%, la perméabilité varie entre 4 et 725 mD. Ce niveau est à hydrocarbures.

III. L'ANALYSE MINÉRALOGIQUE PAR DIFFRACTION AUX RAYONS X

1. Identification des ciments

L'analyse **DRX** des échantillons finement broyés des carottes permet, non seulement de déterminer la nature des minéraux qui composent le ciment argileux, mais s'étend également à leur diversité, qu'il soit carbonaté, siliceux ou encore sulfaté.

1.1. Les échantillons de la carotte 04 (Tab. 8 ; Fig. 30)

1.1.1. Le ciment argileux

L'illite est présente avec des valeurs qui varient entre 5 et 30 %, la chlorite de 0 à 5%, tandis que la kaolinite est caractérisée par les pourcentages les plus élevés (maximum 75%).

1.1.2. Le ciment carbonatés

Ce ciment est représenté principalement par la dolomite et la sidérite, avec la prédominance de cette dernière.

1.1.3. Le ciment siliceux

Le ciment siliceux s'observe sous forme de silice intergranulaire ou d'auroles de nourrissage présentes en traces et parfois absentes.

Tab. 8 : Pourcentage des échantillons de la carotte 04 (analyse minéralogique).

Échantillons	Le ciment argileux (%)			Le ciment carbonaté (%)		Le ciment siliceux (%)	
	Kaolinite	Illite	Chlorite	Dolomite	Sidérite	Silice intergranulaire	Silice de nourrissage
E5	75	5	5	1	1	15	0
E4	60	5	5	0	0	20	0
E3	65	10	5	0	1	19	1
E2	1	5	0	0	10	84	0
E1	20	30	1	0	2	50	0

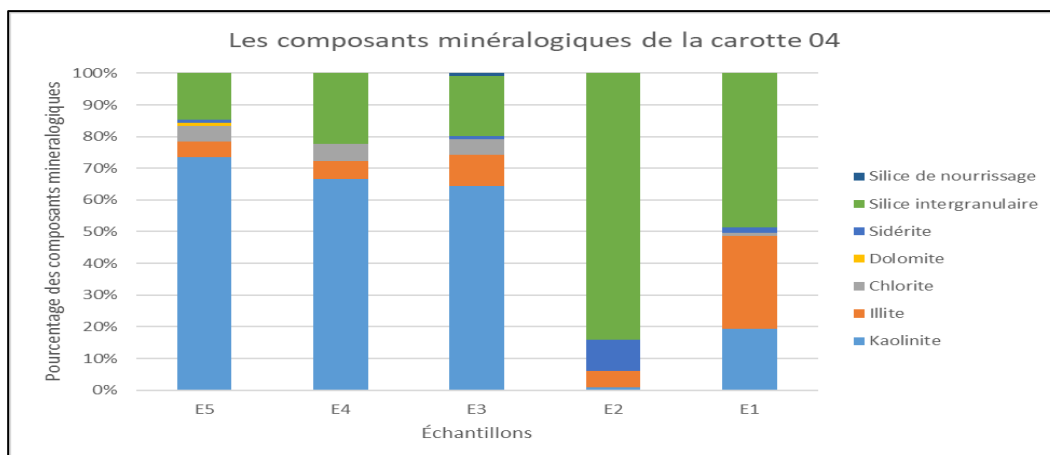


Fig. 30 : Histogramme des composants minéralogiques de la carotte 04.

1.2. Les échantillons de la carotte 03 (Tab. 8 ; Fig. 31)

1.2.1. Le ciment argileux

L'illite est présente avec des valeurs qui varient entre 1 à 15%, la kaolinite entre 5 à 30%.

1.2.2. Le ciment carbonatés

Le ciment carbonaté est représenté principalement par la dolomite sous forme de traces et parfois absentes et la sidérite avec des valeurs entre 1 à 10%

1.2.3. Le ciment siliceux

Le ciment siliceux s'observe sous forme de silice intergranulaire ou d'auréoles de nourrissage sous forme de traces et parfois absentes, à l'exception de la côte 2938.7m où il peut atteindre les 25%.

Tab. 9 : Pourcentage des échantillons de la carotte 03 (analyse minéralogique).

Échantillons	Le ciment argileux (%)			Le ciment carbonaté (%)		Le ciment siliceux (%)	
	Kaolinite	Illite	Chlorite	Dolomite	Sidérite	Silice intergranulaire	Silice de nourrissage
E4	30	1	0	1	1	40	0
E3	18	1	0	1	5	72	0
E2	1	10	0	0	1	45	25
E1	5	15	0	0	10	25	1

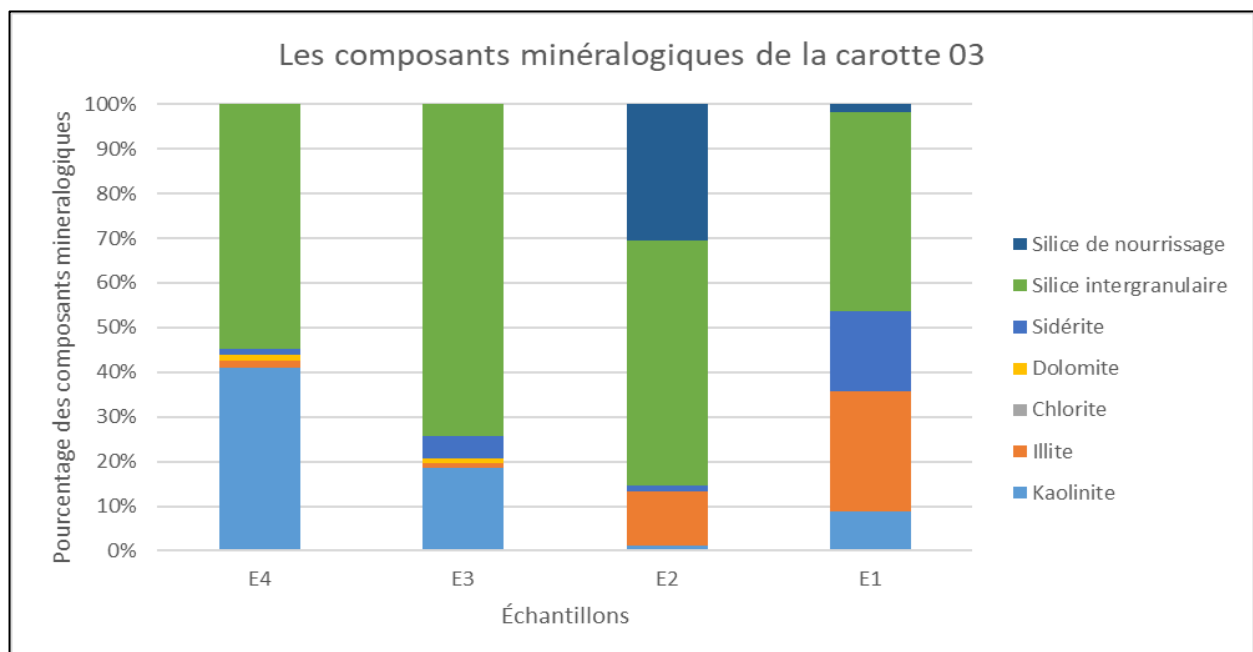


Fig. 31 : Histogramme des composants minéralogiques de la corotte 03.

1.3. les échantillons de la carotte 02 (Tab. 10 ; Fig. 32)

1.3.1. Le ciment argileux

L'illite est présente avec des valeurs entre 1 à 20 %, la chlorite de 0 à 25% tandis que la kaolinite est caractérisée par les pourcentages les plus élevés (jusqu'à 65%).

1.3.2. Le ciment carbonatés

Le ciment carbonaté est représenté principalement par la siderite avec un maximum de 5% qui restent faibles par rapport à celui du dolomite (3 à 18%).

1.3.3. Le ciment siliceux

Le ciment siliceux s'observe sous forme de silice intergranulaire ou d'auréoles de nourrissage, son pourcentage demeure faible et parfois négligeable.

Tab. 10 : Pourcentage des échantillons de la carotte 02 (analyse minéralogique).

Échantillons	Le ciment argileux (%)			Le ciment carbonaté (%)		Le ciment siliceux (%)	
	Kaolinite	Illite	Chlorite	Dolomite	Sidérite	Silice intergranulaire	Silice de nourrissage
E9	5	65	20	3	5	61	0
E8	15	55	25	18	1	77	0
E7	1	1	1	18	1	70	1
E6	20	55	0	10	1	78	0
E5	1	1	1	10	2	67	0
E4	1	1	1	8	1	80	1
E3	1	1	1	5	1	78	0
E2	1	13	1	7	1	75	0
E1	1	20	0	6	1	78	1

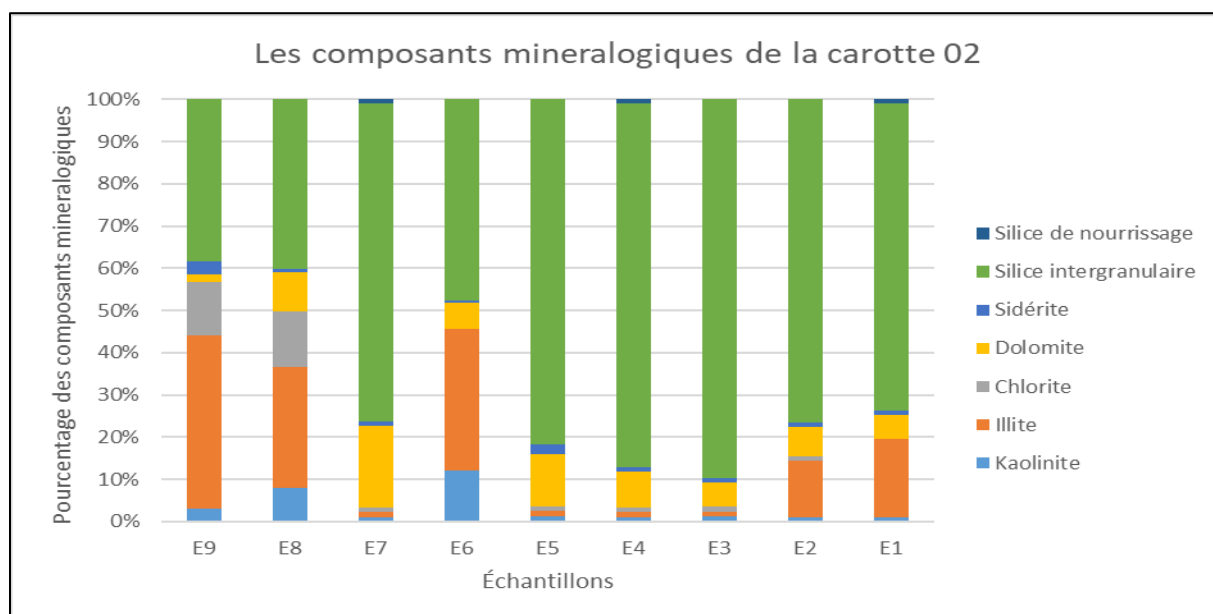


Fig. 32 : Histogramme des composants minéralogiques de la corotte 02

1.4. Les échantillons de la carotte 01 (Tab. 11 ; Fig. 33)

1.4.1. Le ciment argileux

L'illite est présente avec des valeurs entre 1 à 85%, la chlorite de 0 à 5% (Pl.02, Ph.01), la kaolinite de 0 à 30%

1.4.2. Le ciment carbonatés

La siderite avec un maximum de 7%, la dolomite avec un pourcentage très faible qui ne dépasse pas 1%.

1.4.3. Le ciment siliceux

Le ciment siliceux s'observe sous forme de silice intergranulaire ou d'auréoles de nourrissage, son pourcentage demeure faible et parfois négligeable.

Tab. 11 : Pourcentage des échantillons de la carotte 01 (analyse minéralogique).

Échantillons	Le ciment argileux (%)			Le ciment carbonaté (%)		Le ciment siliceux (%)	
	Kaolinite	Illite	Chlorite	Dolomite	Sidéríte	Silice intergranulaire	Silice de nourrissage
E9	20	65	0	1	7	60	0
E8	2	2	0	1	2	61	0
E7	5	85	1	1	4	63	0
E6	2	2	1	1	2	64	0
E5	30	55	0	0	3	59	0
E4	35	55	0	1	1	50	0
E3	1	1	0	1	1	56	0
E2	15	80	1	1	1	30	0
E1	0	85	5	1	2	30	2

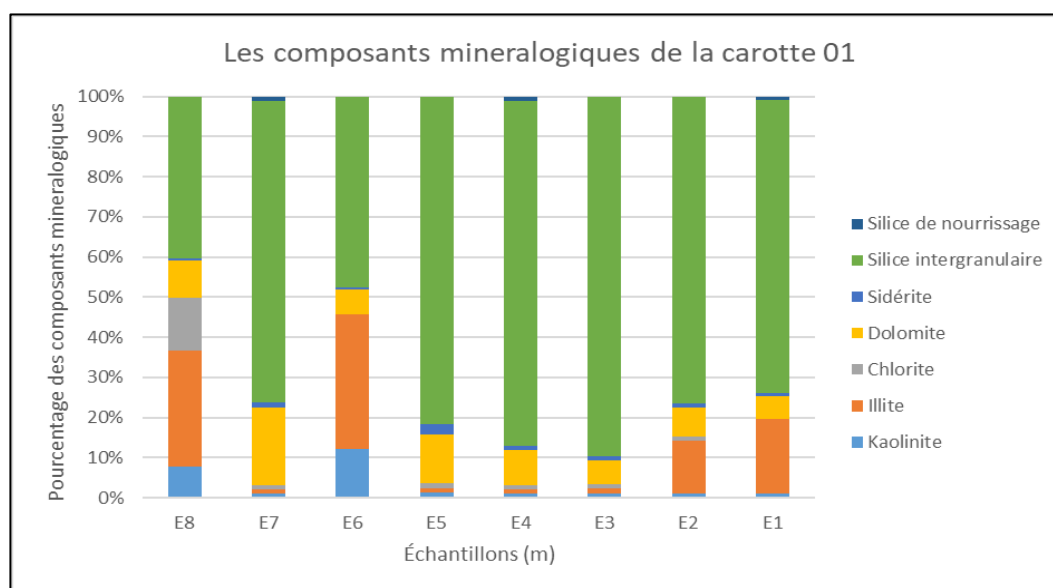


Fig. 33 : Histogramme des composants minéralogiques de la corotte 01.

2. Détermination de la porosité du réservoir (Fig. 34)

2.1. La porosité estimée du Basal TAG-I

Ce niveau présente de faibles valeurs de porosité, d'un taux allant de 0 à 4%. Cela s'explique par la présence d'un taux élevé de la kaolinite.

2.2. La porosité estimée du Lower TAG-I

On remarque, dans ce niveau, une augmentation assez importante de la porosité avec des valeurs de taux allant de 11 à 15 %. Cela est dû à la diminution d'argiles et l'augmentation du ciment siliceux.

2.3. La porosité estimée du Middle TAG-I

La porosité, à ce niveau, est faible à moyenne, d'un taux allant de 2 à 10%. Cela s'explique par l'absence de kaolinite et un taux élevé de chlorite et de la silice.

2.1 La porosité estimée du Upper TAG-I (Fig.23, H)

La porosité, dans ce niveau, est faible à moyenne, d'un pourcentage qui varie entre 2 et 20%, à cause de la diminution d'argiles et augmentation du ciment siliceux.

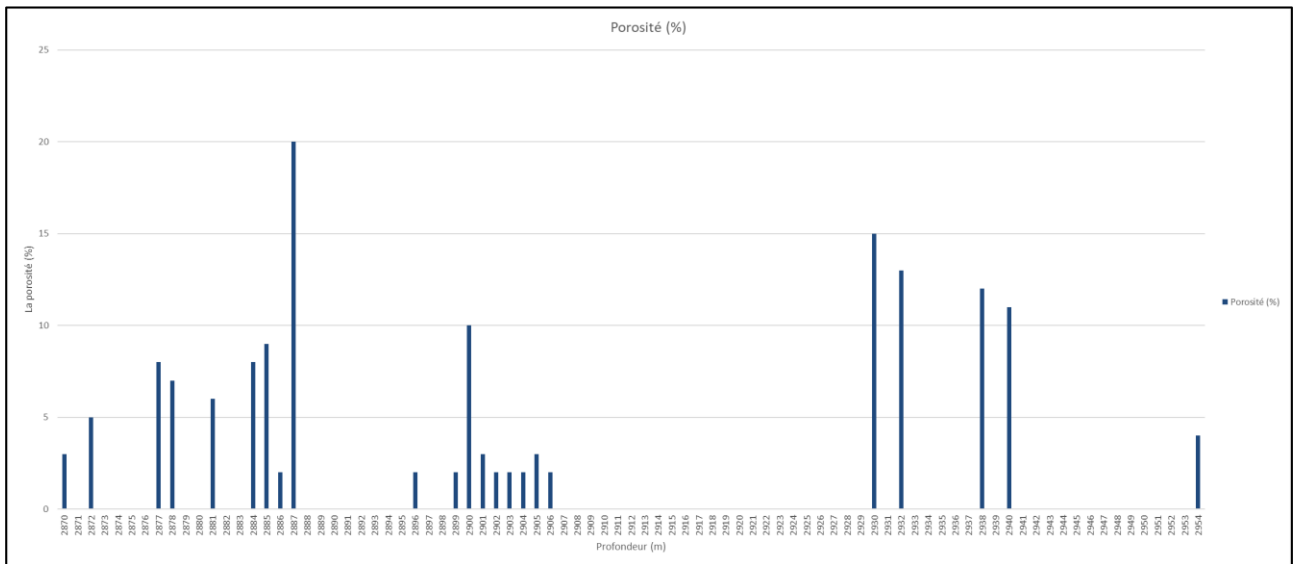


Fig. 34 : Pourcentage de la porosité estimée dans le réservoir TAG-I.

IV. CONCLUSION

L'interprétation des diagraphies du réservoir Trias argilo-gréseux (**TAG-I**) (**Tab. 12**) fait apparaître un intérêt pétrolier dans les niveaux Upper et Middle TAG-I montrant des caractéristiques pétrophysiques moyennes à bonnes, saturés à l'huile.

Le Lower TAG-I contient des bancs gréseux avec des caractéristiques pétrophysiques moyennes, saturé à l'huile, dont le contact huile/eau a été détecté, qui influt sur la qualité du réservoir.

Par contre, le Basal TAG-I du réservoir s'est révélé être aquifère et ne représente aucun intérêt pétrolier.

Tab. 12 : Récapitulatif de l'évaluation pétrophysique à l'aide des diagraphies du réservoir TAG-I.

Niveau	Lithologie	Porosité (%)	Perméabilité (mD)	Saturation en eau (%)	Saturation en huile (%)	Observation
Basal TAG-I	Composée de quartz, illite, kaolinite et des traces de chlorite. L'élément prédominant étant le quartz, cette formation est gréseuse, mise à part quelques intervalles argileux	11.6	2.5 à 94	100	0	Aquifère
Lower TAG-I	Composée de quartz, la kaolinite et l'illite. Cette formation est une alternance des faciès gréseux et argileux	13.9	2 à 98	26.7	8.5	Hydrocarbure avec présence d'eau.
Middle TAG-I	Composée de quartz, l'illite, la kaolinite et la présence du chlorite. C'est un faciès argileux et gréseux.	12.5	6 à 134	15.9	44.9	Hydrocarbure.
Upper TAG-I	Composée de quartz de l'illite, un peu de kaolinite. La formation est une alternance des faciès gréseux et argileux.	15.4	4 à 725	13.2	38.6	Hydrocarbure.

L'étude minéralogique a montré que les principaux ciments, notamment argileux, siliceux, carbonaté et sulfaté à un degré moindre, ont un effet défavorable sur la qualité du réservoir des différents niveaux du TAG-I.

Dans le cadre des analyses minéralogiques par diffraction aux rayons X, les résultats observés sont comme suit :

- Les minéraux qui composent le cortège argileux sont : la kaolinite, l'illite et la Chlorite.

Leur présence joue un rôle important dans la détérioration de la qualité du réservoir.

- Le ciment siliceux observé soit, sous forme de silice intergranulaire, ou, d'auroles de nourrissage, joue un double rôle, dans certains niveaux, il peut être néfaste pour la qualité du réservoir et dans d'autres, peut contribuer indirectement à l'augmentation de la porosité par les phénomènes de dissolution.

- Le ciment carbonaté est représenté par la dolomite et la sidérite. La précipitation de la sidérite joue un double rôle, elle peut être néfaste, comme, peut améliorer indirectement la qualité du réservoir suite à sa dissolution.

- Le ciment sulfaté est moins important par rapport aux autres ciments, il est représenté par l'anhydrite, son influence sur la qualité du réservoir est très minime

CONCLUSION GÉNÉRALE

Dans le cadre de la réalisation d'une étude multidisciplinaire, notamment, lithologique microfaciologique, diagraphique et minéralogique, des échantillons appropriés ont été sélectionnés du puits **Well-28**, qui se situe dans la partie septentrionale du bassin de Berkine au niveau du permis d'exploitation 402a, entre la structure d'un "Horst" de direction Nord-Est d'un système de grandes failles Nord-Est Sud-Ouest.

Les principaux réservoirs du bassin de Berkine représentent des variations importantes de faciès régionales et/ou locales, qui sont constitués, à leur tour, de réservoirs gréseux du Trias, avec les grès fluviatiles du **TAG-I**, comme principal, d'une épaisseur moyenne approximative de 100 mètres sur le bassin.

1. L'ÉTUDE LITHOLOGIQUE

Selon la description des quatre (04) carottes du puits cité en supra, tout en tenant compte du principe de la stratigraphie, une subdivision de la formation **TAG-I** a été proposée (**Fig.35**) dont cette dernière est partagée en deux (02) membres, le tout déposé dans un milieu fluviatile.

Membre 1 : qui englobe l'unité **Basal TAG-I** du réservoir. Ce membre est dominé par les dépôts gréseux fluviatile avec des intercalations d'argiles.

Membre 2 : Comprenant trois (03) unités, à savoir :

- a. Le **Lower TAG-I** : qui est représenté par une alternance de faciès gréseux fluviatiles et d'argiles grisâtres à verdâtres de la plaine d'inondation, avec des éléments fins, de crevasses et de paléosols.
- b. Le **Middle** et **Upper TAG-I** : ces deux unités, à caractère fluvio-lacustre, représentent le réservoir principal d'hydrocarbures de la formation, constituées par des grès fluviatiles qui sont associés à d'autres grès et argiles lacustres ou de la plaine d'inondation. Concernant le **Upper TAG-I**, il est clôturé par des compartiments d'argiles et d'évaporites de type Sebkha.

2. L'ÉTUDE MICROFACIOLOGIQUE

D'après les résultats de cette analyse, les échantillons de la formation **TAG-I** sont exclusivement silico-clastique, classés, selon Folk, comme Quartzarénite à subarkose. Ladite formation est constituée d'un faciès gréseux dominant, composé de quartz avec des proportions assez élevées d'environ 45 à 70 %, des feldspaths avec des teneurs ne dépassant pas les 7 %, des micas en très faible proportions (traces jusqu'à 6 %), présence de 5 % de minéraux lourds, l'argiles avec des teneurs allant de 5 à 44 %, des carbonates avec un pourcentage total qui varie de 3 à 8 %, des sulfates en très faible proportions (traces à 3%), La silice de nourrissage (Quartz secondaire) avec des teneurs très faibles (traces jusqu'à 2%) exceptionnellement 10 % au niveau de l'échantillon de la côte 2938,7m, la pyrite observée en très faibles proportions (traces à 3%), les oxydes de fer présents en traces, à la fin la matière organique dont sa distribution est aléatoire dans les échantillons étudiés avec des teneurs qui varient de traces jusqu'à 2%.

3. L'ÉTUDE DIAGRAPHIQUE ET MINÉRALOGIQUE

Les deux (02) études en question s'effectuent exclusivement dans le cadre de la caractérisation pétrophysique du réservoir, qui détermine la conformité de ce dernier.

Les diagraphies effectuées, dans le puits **Well-28**, ont permis de mesurer les paramètres pétrophysiques, telles que, la porosité (Φ), la perméabilité (**K**), la saturation en eau (**Sw**) et en huile (**Sh**), Gamma Ray (**GR**), aussi, le volume d'argile (**Vsh**) au niveau de la formation **TAG-I**.

Les résultats obtenus ont mis en évidence ce qui suit :

- a. Le **Basal TAG-I** du réservoir ne représente aucun intérêt pétrolier vu qu'il est aquifère.
- b. Le **Lower TAG-I** contient des bancs gréseux avec des caractéristiques pétrophysiques moyennes, saturé à l'huile, dont le contact huile/eau a été détecté, qui influe sur la qualité du réservoir.
- c. Les niveaux **Upper** et **Middle TAG-I** montrent des caractéristiques pétrophysiques moyennes à bonnes, saturés à l'huile.

Suite à l'étude minéralogique des échantillons, les résultats conclus ont montré la présence de quatre (04) principaux ciments, notamment argileux, siliceux, carbonaté et sulfaté à un degré moindre. Ces derniers ont parfois un impact négatif sur la qualité du réservoir, déterminé par rapport à la porosité observée, souvent variable (Traces à 20%) et généralement représentée par la porosité primaire.

Il a été constaté que les deux (02) études, indirecte et directe, respectivement, diagraphique et minéralogique, révèlent en effet les mêmes résultats. Néanmoins, et pour obtenir des résultats plus fiables, les profondeurs Wireline (diagraphique) et Driller (de carottage) devront être calibrées.

Après avoir réalisé toutes les études précitées, il est a constaté que le facteur le plus significatif qui contrôle la qualité du réservoir **TAG-I** est particulièrement la lithologie notamment, la cimentation ;

Les résultats de ces dernières ont fait apparaître la présence de deux zones différentes dans le réservoir, l'une, est de mauvaise qualité, représentée essentiellement par des lithofaciès de granulométrie très fine à ciment argileux et l'autre, de qualité plus ou moins acceptable, représentée par des lithofaciès de granulométrie fine à moyenne à ciment siliceux.

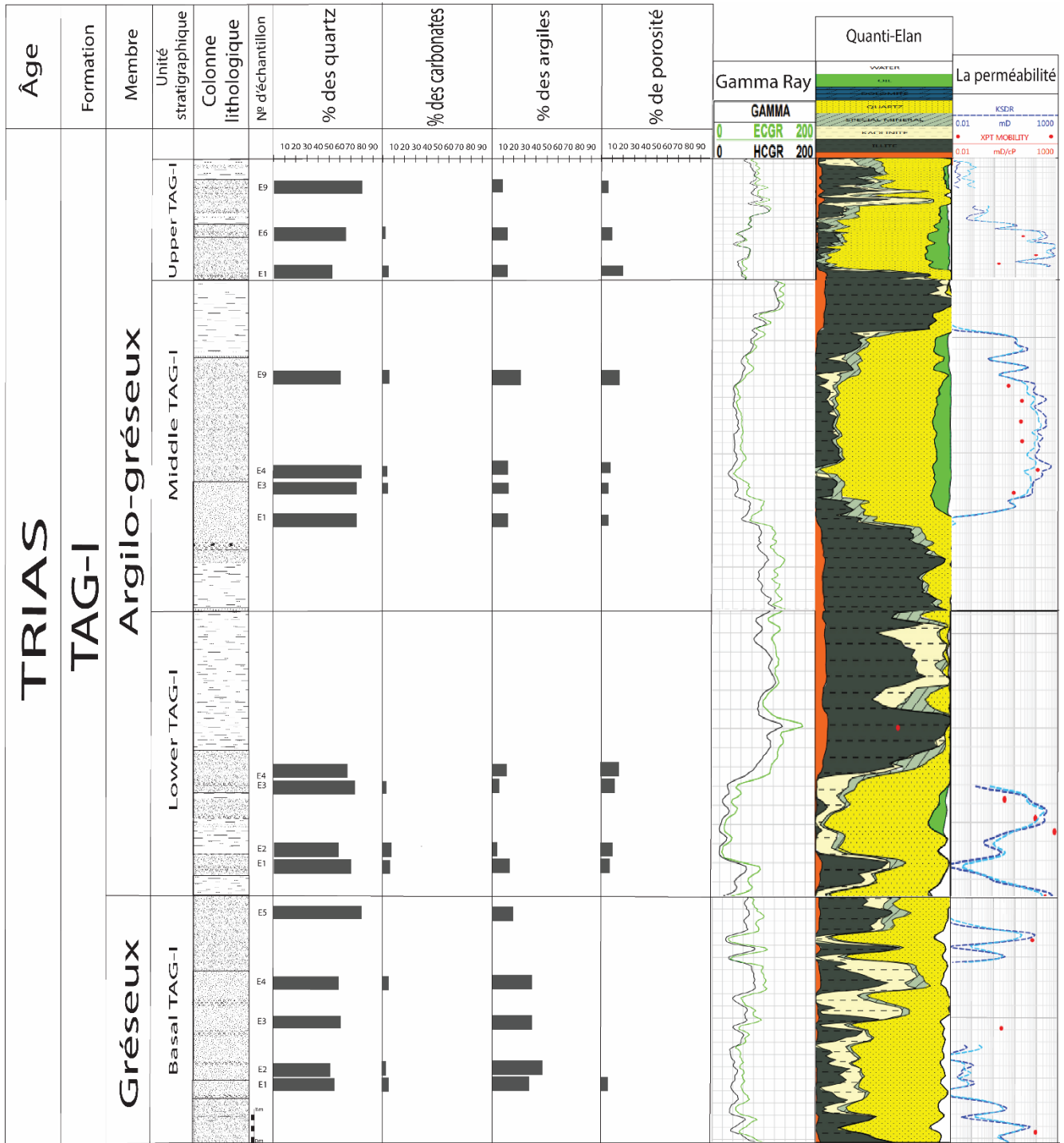


Fig. 35 : Figure descriptive de la colonne lithostratigraphique, porosité, Taux de minéraux et mesures diagaphiques, de la formation TAG-I.

ANNEXES

Bibliographie

BOUDJEMAA, A (1987). Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara nord oriental (Algérie). Thèse de Doctorat en Sciences, Université Paris XI-Orsay, 290 p.

AGIP, 2009, Rapport interne à la Sonatrach, Direction de l'Exploration.

AISSAOUI, M.N., BEDIR, M., GABTNI, H., 2016. Petroleum assessment of Berkine–Ghadames Basin, southern Tunisia. AAPG Bulletin 100, 445–476.

ASKRI *et al*, 1995 : Géologie de l'Algérie. Well Evaluation Conference. Contribution de Sonatrach Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement.

AZOUG *et al*. 2007. Les éléments structuraux du bassin de Berkine n.d. ResearchGate, https://www.researchgate.net/figure/Les-elements-structuraux-du-bassin-de-Berkine-Azoug-et-al-2007_fig17

AZOUG, Y., BAKHOUKHE, C., BAMOUN, A., BEDJAOUI, K., BOUCHENAK, F., BOUNOUA, N., BOURENNANE, N., BRAHMI, N., DRAOU, A., GHENNAI, F., GRIBI, A., HABIB, M., KHERFI, N., MAMMERI, H., MEZALI, F., NENNOUCHE, Z., YAHIA-OUAHMED, S. (2007). Well Evaluation Conference- WEC Algeria 2007 - Sonatrach-Schlumberger. Edited by Schlumberger ; Produced by Lynx Consulting, Inc., Houston, TX, USA. 489 pages.

BEICIP – SONATRACH, 1991, Bassin de Ghadamès - Evaluation pétrolière. (Rapport interne de Sonatrach).

BEICIP (1975). Etude structurale et caractéristique, Bassin d'Illizi- Môle d'El Biod. Rapport inédit. Sonatrach Exploration.

BENNAHIA, L., BOUGRINE, L., et MASRI, F., (2016). Evolution de la qualité du réservoir TAGI de champ Toual de la région Gassi Touil (Sud-Est Algérien). Master, Université Kasdi Merbah – Ouargla.

BEUF, BIJOU-DUVAL, De Carpal, Orgon, Gariel et Ben nacef, 1971, Grès du Paléozoïque inférieur au Sahara. Sédimentation et discontinuités. Evolution structural d'un craton, thèse : Sciences naturelle : Strasbourg I.

BOOTE, D. R. D., *et al* ; (1998). Palaeozoic petroleum systems of North Africa. In : D.S. MacGregor, R.T.J. Moody, D.D. Clark-Lowes (Eds.), Petroleum Geology of North Africa. Geol. Soc. Lond., Spec. Publ., 132, 7–68.

BUSSON, G (1970). Le Mésozoïque saharien. 2ème partie : Essai de synthèse des données des sondages algéro-tunisiens. Publ. Centre Rech. Zones arides, CNRS, Paris, Sér. Géol., n°11, 2 vol., 810 p

ECHIKH, K, (1998). Geology and hydrocarbon occurrences in the Ghadames Basin, Algeria, Tunisia, Libya. In : D.S. MacGregor, R.T.J. Moody, D.D. Clark-Lowes (Eds.), Petroleum Geology of North Africa. Geol. Soc. Lond., Spec. Publ., 132, 231–263.

KLETT, T.R., 2000b. Total etroleum Systems of the Trias/Ghadames Province, Algeria, Tunisia, and Libya–The Tanezzuft–Oued Mya, Tanezzuft–Melrhir, and Tanezzuft Ghadames. USGS Bulletin 2202-C, 22.

MASSA, D., JAEGER, H., 1971. Donne'es stratigraphiques sur le Silurien de l'Ouest de la Lybie. In : Colloque Ordovicien–Silurien, Brest. Me'moire 73, B.R.G.M., pp. 313–321.

MCKENNA, S., HEDLEY, R. (2002) : The structural evolution of the Berkine-Ghadames Basin, Rapport interne – Anadarco petrulium corporation (Groupement Berkine Anadarko).

Galeazzi. S *et al.* / Marine and Petroleum Geology 27 (2010) 143–178

SABAOU. N., LAWTON, D., TURNER, P., PILLING, D., 2006. Floodplain deposits and soil classification : The prediction of channel sand distribution within the Triassic Argilo-Gresex Inferieur, Berkine Basin, Algeria. Journal of Petroleum Geology 28, 223–239, <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2005.tb00081.x>

Schlumberger Document (2009) : Log Interpretation Charts.

TURNER, P., BAOUCHE, R., SABAOU, N., (2023). Triassic-Early Jurassic evaporites of the Saharan Platform, Algeria : Astronomical and geodynamic constraints on stratigraphy and sedimentation. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2023.104994>

YAHY N., SCHAEFER R.G. & LITTKER R. (2001) - Petroleum Generation and Accumulation in the Berkine Basin, Eastern Algeria, American Association of Petroleum Geologists Bull. v. 85, pp. 1439-1467

Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures [WWW Document], <https://www.alnaft.dz/fr/89/domaine-saharien>

Géologie de l'Algérie [WWW Document], <https://www.calameo.com/read/00069611938d69b2bedde>

Thésés-Algérie : Doctorat, Magister, Master... [WWW Document], <https://www.theses-algerie.com>

WEC (Wsell évolution conférence) (2007) : Document Sonatrach/Schlumberger, Alger.

Liste des figures

Fig. 1 : Situation géographique du bassin de berkine.....	2
Fig. 2 : Situation géographique du champ.....	3
Fig. 3 : Limite du bassin de Berkine (Carte des bassins sédimentaires de la Plateforme saharienne Carte SONATRACH ; Division Exploration).....	4
Fig. 4 : Coupe géologique Nord-Sud à travers le bassin de Berkine (Petroleum Geology ETA P 2006).....	5
Fig. 5 : Colonne stratigraphique synthétique du bassin de Berkine (D'après Yahi et al., 2001).....	8
Fig. 6 : Les phases tectoniques majeures des bassins triasiques du Sahara nord-oriental (d'après Boudjema, 1987).....	11
Fig. 7 : Système pétrolier du bassin de Berkine (d'après Klett, T.R., 2000).....	12
Fig. 8 : Section sismique traversant le puits Well-28 (GSA, 2015).....	13
Fig. 9 : Vue générale de la carotte de la carotte 04.	18
Fig. 10 : Colonne lithologique de la carotte 04.	20
Fig. 11 : Vue générale de la carotte de la carotte 03.....	22
Fig. 12 : Colonne lithologique de la carotte 03.....	23
Fig. 13 : Vue générale de la carotte de la carotte 02.	25
Fig. 14 : Colonne lithologique de la carotte 02.....	26
Fig. 15 : Vue générale de la carotte de la carotte 01.	28
Fig. 16 : Colonne lithologique de la carotte 01.....	29
Fig. 17 : Colonne lithostratigraphique de la formation TAG-I du puits Well-28.	30
Fig. 18 : Histogramme montrant les variations de fréquence des composants pétrographiques de la corotte 04.	34
Fig. 19 : Histogramme montrant les variations de fréquence des composants pétrographiques de la corotte 03.	36
Fig. 20 : Histogramme montrant les variations de fréquence des composants pétrographiques de la corotte 02.	39
Fig. 21 : Histogramme montrant les variations de fréquence des composants pétrographiques de la corotte 01.	42
Fig. 22 : Prise de photos relatives à plusieurs microfaciès des échantillons y afférents aux carottes 04, 03 et 02.	44
Fig. 23 : Prise de photos relatives à plusieurs microfaciès d'échantillons y afférents à la carotte 01.	45
Fig. 24 : Diagramme QFR des grès du puits Well-28 réalisée avec Tridraw(D'après FOLK, 1974).....	47
Fig. 25 : Log composite du Basal TAG-I (GSA, 2009).....	49
Fig. 26 : Log composite du Lower TAG-I (GSA, 2009).....	50
Fig. 27 : Log composite du Middle TAG-I (GSA, 2009).....	51
Fig. 28 : Log composite du Upper TAG-I (GSA, 2009).....	52
Fig. 29 : Cross-plot (Thorium-Potassium) des formations (Document Schlumberger).....	53
Fig. 30 : Histogramme des compostants minéralogiques de la corotte 04.....	55
Fig. 31 : Histogramme des compostants minéralogiques de la corotte 03.....	56
Fig. 32 : Histogramme des compostants minéralogiques de la corotte 02.....	57

Fig. 33 : Histogramme des composants minéralogiques de la corotte 01.....	58
Fig. 34 : Pourcentage de la porosité estimée dans le réservoir TAG-I.....	59
Fig. 35 :Figure descriptive de la colonne lithostratigraphique, porosité, Taux de minéraux et mesures diagraphiques, de la formation TAG-I.....	64

Liste des tableaux

Tab. 1 : Tableau des différentes carottes et épaisseurs des intervalles étudiés.	17
Tab. 2 : Liste des échantillons du puits ROD-28 analysés en pétrographie.	32
Tab. 3 : Pourcentage des échantillons de la carotte 04 (analyse microfaciologique).	34
Tab. 4 : Pourcentage des échantillons de la carotte 03 (analyse microfaciologique).	36
Tab. 5 : Pourcentage des échantillons de la carotte 02 (analyse microfaciologique).	39
Tab. 6 : Pourcentage des échantillons de la carotte 01 (analyse microfaciologique).	42
Tab. 7 : Nomenclatures des lithofaciès définis et environnements de dépôts associés du puits..	46
Tab. 8 : Pourcentage des échantillons de la carotte 04 (analyse minéralogique).	55
Tab. 9 : Pourcentage des échantillons de la carotte 03 (analyse minéralogique).	56
Tab. 10 : Pourcentage des échantillons de la carotte 02 (analyse minéralogique).	57
Tab. 11 : Pourcentage des échantillons de la carotte 01 (analyse minéralogique).	58
Tab. 12 : Récapitulatif de l'évaluation pétrophysique à l'aide des diagraphies du réservoir TAG-I.	60