

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES
ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie

Option : Géologie Pétrolière

Présenté par : Messaoudi Bachir

THEME :

**Analyse Sédimentologique et Pétrophysique du Réservoir Triasique
Inférieur dans le Champ Pétrolifère d'Oglet En Nasser**

Soutenu publiquement par :

- Devant le jury

Président : Mr. LAOUINI Hamza M. A. A Univ. Ouargla

Promoteur : Mr. HADDANE Abdennour M. C. B Univ. Ouargla

Co- Promoteur Mr. GUERRADI Hocine M. A. A Univ. Ouargla

Examineur : Mr REMITA Abdellatif M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2023/2024

Remerciements

En premier lieu, j'exprime ma profonde gratitude envers Dieu tout puissant pour m'avoir accordé la santé, la volonté, la patience et la guidance nécessaires à la réalisation de ce modeste travail.

Mes remerciements les plus sincères et chaleureux s'adressent à mon promoteur, Monsieur Haddane Abdennour, pour avoir accepté de m'encadrer. Je lui suis infiniment reconnaissant pour son aide précieuse, ses conseils avisés, sa disponibilité constante, son suivi attentif et sa confiance.

Je tiens également à exprimer ma reconnaissance à Monsieur Laouini Hamza pour avoir accepté de présider le jury de ma soutenance. De plus, je remercie Monsieur Remita Abdellatif pour l'honneur qu'il m'a fait en jugeant mon travail.

Mes remerciements vont également à Monsieur, et l'équipe du service géologie de..... de SONATRACH pour leur soutien.

Enfin, j'adresse ma gratitude à toutes les personnes qui m'ont aidé de près ou de loin à compléter ce travail.

Merci à tous.

Dédicaces

JE Dédie ce travail.....

**À ma mère qui m'a entouré d'amour et qui fait tout pour ma réussite,
que dieu la garde ;**

**Mon chère père qui m'a aidé à devenir ce que je suis aujourd'hui, que dieu le
garde et le protégé ;**

Mon frère et et mes sœurs et ;

Ma meilleur amie

à ma chère grand père et mes grandes mères et;

à mes tantes et oncles paternels et maternels

à tous mes chères cousines

Résume :

Ce mémoire analyse en détail les caractéristiques du réservoir triasique inférieur dans le champ d'Oglet En Nasser. Il se concentre sur les limites séquentielles, la description des échantillons de différents puits, et l'impact de l'environnement de dépôt sur la distribution des hydrocarbures. Les résultats mettent en évidence une diversité lithologique reflétant différents environnements de dépôt. L'étude souligne également l'importance des caractéristiques pétrophysiques dans l'évaluation du potentiel de production du réservoir. En intégrant ces données, le mémoire offre une base solide pour le développement de stratégies d'exploration et de production dans la région.

Mots clés : sédimentologie, faciès, ensemble stratigraphique. Trias série inferieur .

ملخص

يقدم هذا المذكرة تحليلاً مفصلاً لخصائص الصخور الرسوبية والبتروفيزيائية للخزان الطباشيري السفلي في حقل أغليت إن ناصر. يركز على دراسة الحدود التتابعية، ووصف العينات المأخوذة من آبار مختلفة، وتأثير بيئة الرسوب على توزيع الهيدروكربونات. تظهر النتائج تنوعاً في الصخور يعكس تنوع البيئات الرسوبية المختلفة. كما تبرز أهمية الخصائص البتروفيزيائية في تقييم إمكانيات إنتاج الخزان. من خلال دمج هذه البيانات، تقدم المذكرة أساساً قوياً لتطوير استراتيجيات الاستكشاف والإنتاج في المنطقة.

كلمات مفتاحية: علم الترسيب، الوجوه، الوحدة الاستراتيجية الترياسي السفلي.

Bas du formulaire

Summary :

This thesis provides a detailed analysis of the sedimentary and petrophysical characteristics of the Lower Triassic reservoir in the Oglet En Nasser field. It focuses on studying the sequence boundaries, describing samples from different wells, and assessing the impact of depositional environment on hydrocarbon distribution. The results reveal lithological diversity reflecting various depositional environments. The importance of petrophysical characteristics in evaluating reservoir production potential is also emphasized. By integrating these data, the thesis offers a strong foundation for developing exploration and production strategies in the region.

Keywords: sedimentology, facies, stratigraphic unit, Lower Triassic series.

Remerciements.....	I	
Dédicaces	II	
Résumé :.....	III	
List des figure.....	VII	
List des tableaux.....	IX	
Liste d'abréviations	X	
Introduction Générale	1	
CHAPITRE-I:	Généralité	
4		
I.1. Contexte Géologique :.....	5	
I.2. -Localisation :.....	6	
I.3. Aspect géologique et stratigraphique	7	
I.4. -Description de la carte en isobathes au toit du Trias série inférieure :	8	
I.4.1. - Dépôts cénozoïques	8	
I.4.2. - Dépôts mésozoïques	9	
I.4.3. Jurassiques :	10	
I.4.4. - Trias :.....	11	
I.4.5. - Dépôts paléozoïque :	12	
I.4.6. - Ordoviciens :.....	12	
I.5. Migration et piégeage des hydrocarbures (système pétrolier) :	15	
I.5.1. Roche mère et migration :.....	15	
I.5.2. Roches réservoirs	15	
I.5.3. Roches couvertures :.....	15	
CHAPITRE-II:Méthode	et	matérielle
16		
II.1. Carottage :	17	
II.1.1. Description visuelle des carottes :.....	17	
II.1.2. Types de carottage :	18	

II.1.3. Préparation de la carotte :	18
II.1.4. Nettoyage :	19
II.1.5. Analyse par Gamma-Ray :	19
II.1.6. Photographie à 360° :	20
II.1.7. Imagerie en lumière blanche et ultraviolette :	20
II.1.8. Opération de Pluggage :	20
II.1.9. Opération de Slabbing :	21
II.2. paramètres Les pétrophysiques	21
II.2.1. La porosité (Φ) :	21
II.2.2. Méthode de mesure :	22
II.2.3. Détermination Densité des grains :	26
II.2.4. Mesure de saturation SW par méthode Retor :	26
CHAPITRE-III:.....	Résultat & Discussion
27	
III.1. Le choix de puits :	28
III.1.1. Puits OEN 2 :	28
III.1.2. Puits OEN 4 :	28
III.1.3. Définition pour puits OEN 9 :	29
III.2. Etude lithologique du réservoir :	29
III.2.1. 3875 – 3892m	29
III.3. Description des carotte :	30
III.3.1. OEN 2 : 3875 - 3892.....	30
III.3.2. OEN 4 : 3888 - 3914 m.....	30
III.3.3. OEN 9 : 3890 – 3926 m	30
III.4. Etude pétrophysique:	31
III.4.1. Mesure sur carottes :	31
III.5. Intreptaion pour les mesure petrophysique et description carotte :	50

III.6.	Limites séquence de trias série inferieur :	51
III.7.	Le réservoir de la série inférieure :	52
III.8.	Analyse sédimentologique du niveau argilo-gréseuxde la Série Inférieure du champ de Oglet En Nasser :	55
III.9.	Etude sédimentologie pour champ Oglet En Nasser :	60
III.10.	Extension de la formation argilo-gréseuse de la Série Inférieuredans le champ de Oglet En Nasser :	60
	Conclusion générale	65
	Bibliographie & Référence	67

List des figure

Figure(1): Carte localisation de la zone (Oglet EnNasser).	6
Figure(2): Carte localisation de la zone puit des OEN	7
Figure (3) : Carte en isobathes au toit de la série Inférieure de la structure de OEN.	8
Figure (4) : colonne stratigraphie de champ OEN	14
Figure (5) : Des carottes dans les caisses avec ses renseignements (CRD 2018)	18
Figure (6) : Figure représente le log de Rayon Gamma global et spectral (CRD 2008).	19
.....	
Figure (7) : Photographier sous 3600 de la carotte N°5, profondeur 3266m.	20
Figure (8) : Axe de prélèvement des carottes.	20
Figure (9) : Liste et note des plugs (CRD 2018).	21
Figure (10) : Orientation du plan de slabbage.	21
Figure (11) :La porosité	22
Figure (12) : Voltmètre de I.F.P.	23
Figure (13) : Pompe volumétrique à mercure (CRD 2018).	23
Figure (14) : Détermination de vs pesée immerge	24
Figure (16) : Perméamètre (CRD 2018).	25
Figure (17) : colonne diagraphie de série inferieur OEN2.	32
Figure (18) :colonne diagraphie OEN4.	36
Figure (19) : colonne diagraphie OEN 9.	43
Figure(5) : Schéma montrant les différentes séquences triasiques avec leurs architectures verticales suivant l'espace d'accommodation (a, Beicip Franlab, 2018) et (b, Wright & Marriot, 1993).	54
Figure (20) :Codification des lithofaciès (Miall, 1996	58
Figure (21) : Colonne lithologique du niveau argilo-gréseux de la Série Inferieure montrant les différents faciès rencontrés sur les carottes, l'association de faciès ainsi que l'environnement de dépôt	59

Figure (22-23) : Carte du modèle conceptuel de dépôt et d'épaisseur du chenal 1 du Trias SI.....	61
Figure (24) : position des puits avec resultat de diagraphie.....	62
Figure (25) : transection 1,2,et 3	63

List des tableaux

Tableau(01) : ci-dessous présent mesures pétrophysiques du carotte puits :.....	33
Tableau(02) ci-dessous présent mesures pétro physiques du carotte puits :.....	36
Tableau(03) ci-dessous présent mesures pétrophysiques du carotte puits :.....	43

Liste d'abréviations

DP : division production

GR: Gamma Ray

K: Perméabilité (md)

Sw: Saturation en eau(%)

Vp: Volume des pores (cm³)

Vsh: Volume shale (%)

Ø: Porosité (%)

PHI: Porosité

OEN :Oglet En Nasser

Unités:

Km: kilomètre

m: mètre

mD: mili darcy

Introduction Générale

Introduction général :

L'étude des couches sédimentaires et des réservoirs d'hydrocarbures représente un des défis majeurs de l'industrie pétrolière et gazière. Elle contribue à une meilleure compréhension de la structure géologique des zones riches en hydrocarbures et permet d'améliorer les stratégies d'extraction et de production. La région d'Oglet En Nasser, située dans le champ de Touggourt Est, se distingue par la présence d'un important réservoir pétrolifère datant du Trias inférieur. Pour appréhender les caractéristiques lithologiques et pétrophysiques de ce réservoir, des analyses précises et détaillées des échantillons prélevés dans les puits forés de cette région sont indispensables.

Ce mémoire se propose de fournir une analyse approfondie des caractéristiques sédimentaires et pétrophysiques du réservoir triasique inférieur dans le champ d'Oglet En Nasser. Il s'agira d'examiner les limites séquentielles (SB2, SB3, SB4) et de décrire les échantillons prélevés dans divers puits (OEN-2, OEN-4, OEN-9). L'étude portera également sur l'analyse de l'environnement de dépôt et son influence sur la distribution et l'accumulation des hydrocarbures. La méthodologie scientifique adoptée repose sur la description détaillée des échantillons rocheux, les mesures pétrophysiques et l'analyse des environnements de dépôt en utilisant des classifications lithofaciès. Cette approche permettra d'acquérir une compréhension approfondie de la structure géologique et des caractéristiques du réservoir dans la zone étudiée.

En réalisant cette étude, l'objectif est de contribuer significativement aux connaissances sur le réservoir de Trias inférieur dans la région de Touggourt Est, en fournissant des informations précieuses pour les futures explorations et exploitations pétrolières. La compréhension des variations lithologiques et pétrophysiques ainsi que l'analyse des environnements de dépôt permettront de mieux prédire la distribution des hydrocarbures et d'optimiser les techniques d'extraction, contribuant ainsi à une gestion plus efficace et durable des ressources pétrolières.

Ce mémoire est structuré en trois chapitres principaux :

Chapitre I : Présentation du contexte général, tant géographique que géologique, de la région d'étude.

Chapitre II : Aperçu du Tech Log et des paramètres pétrophysiques.

Chapitre III : Résultat & Discussion

J'ai effectué un stage à la division Exploration à Hassi Messaoud Base 24, du 04/05/2024 au 20/05/2024, et consulté le département de Géologie pour l'acquisition des données nécessaires.

CHAPITRE-I: Généralité

I.1. Contexte Géologique :

La plateforme saharienne, faisant partie intégrante du craton nord-africain, témoigne de l'histoire géologique qui a façonné la région. Ici, le socle cristallin ancien repose sous une couverture sédimentaire substantielle, s'étendant sur les ères paléozoïque et mésozoïque.

L'ère paléozoïque, avec son vaste territoire, présente une riche palette d'époques géologiques, allant du Cambrien au Carbonifère. Pendant ce temps, l'ère mésozoïque expose une gamme diversifiée de dépôts sédimentaires, comprenant des faciès continentaux, lagunaires et marins des périodes triasique, jurassique et crétacée. À travers les éons, cette plateforme a été soumise à une myriade de forces tectoniques, entraînant un paysage caractérisé à la fois par des ondulations subtiles et des soulèvements spectaculaires.

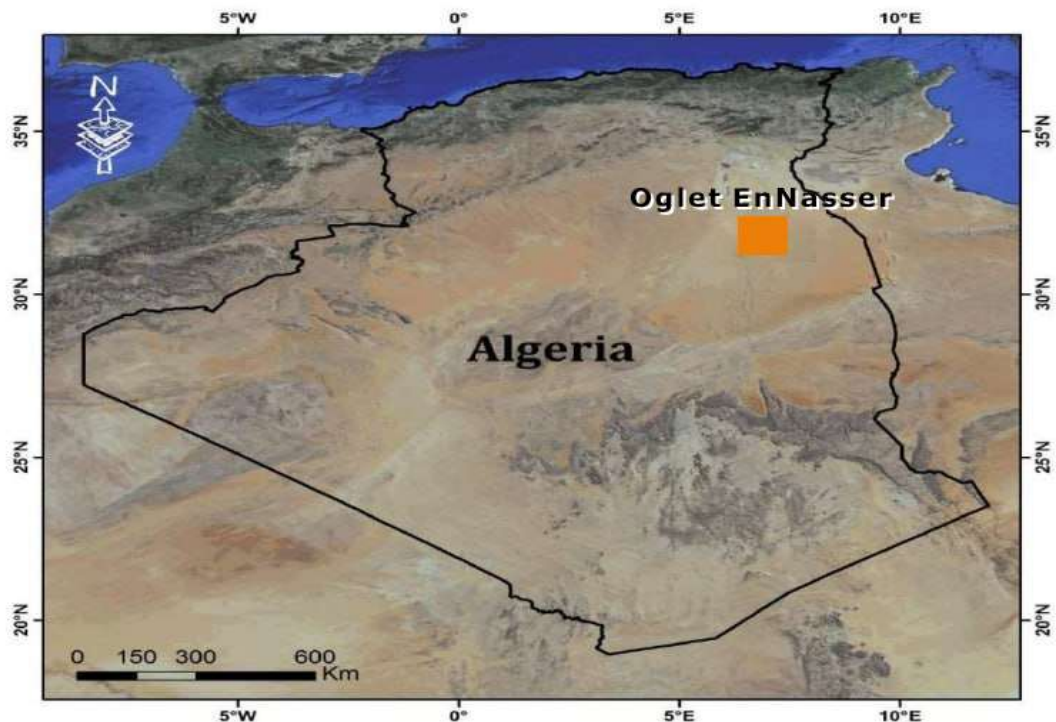
Parmi les caractéristiques marquantes de la plateforme saharienne se trouve la structure géologique prominente connue sous le nom de dôme de Hassi Messaoud. Ce dôme de forme ovoïde, orienté le long d'un axe NE-SW, occupe une position stratégique dans les régions nordiques de la plateforme saharienne, s'étendant sur les méridiens 5°40' à 6°20' Est et les parallèles 31°30' à 32°00' Nord, couvrant une superficie étendue d'environ 5 400 kilomètres carrés. Sa formation est intimement liée à une histoire paléotectonique complexe, façonnée par l'interaction des forces géologiques sur des millions d'années

Le dôme de Hassi Messaoud sert de point focal au sein de la province triasique plus large, témoignant de la complexité géologique de la région. Autour du dôme, une constellation de structures géologiques enrichit davantage le paysage, comprenant des caractéristiques notables telles que les champs de Oglet EnNasser situés au nord-est du champ de Hassi Messaoud.

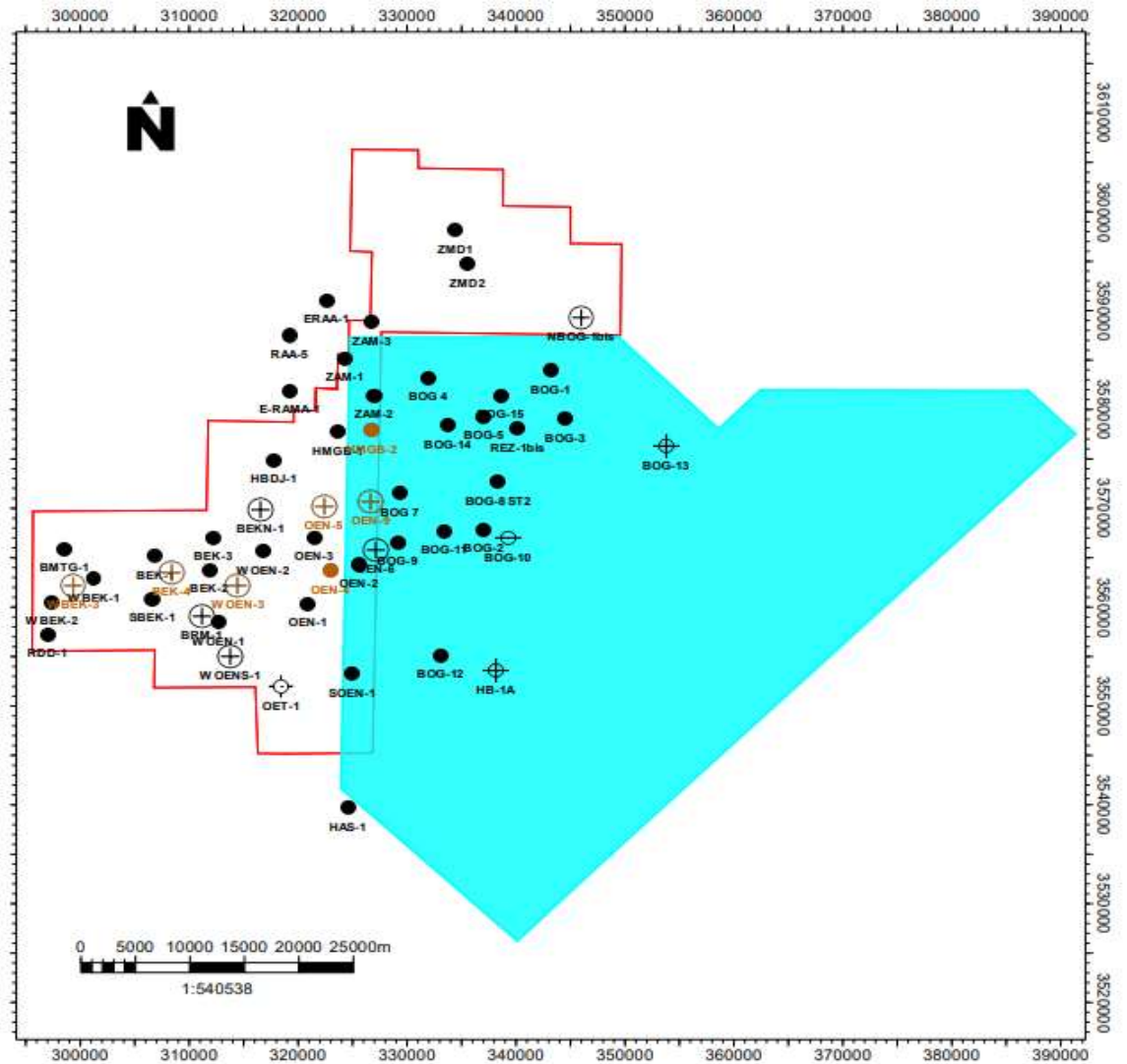
En plongeant plus profondément dans l'histoire géologique de la plateforme saharienne, nous découvrons une palette de paysages anciens et de processus dynamiques qui ont sculpté la région au fil des millénaires. Des profondeurs du paléozoïque aux sommets du mésozoïque, l'héritage géologique de cette plateforme sert de fenêtre sur le passé lointain de la Terre, offrant des insights sur les forces qui continuent de façonner notre planète aujourd'hui.

I.2. -Localisation :

La structure de Oglet En Nasser présente une élongation à l'ouest et à l'Est suivant la direction NE-SO d'une superficie de 150 km² et une amplitude de 50m. Elle est traversée par des failles normales de direction NE-SO avec des rejets de 30 à 60m et bordée à l'Ouest par deux failles régionales de direction Est-Ouest et Nord-Est Sud-ouest. Le puits OEN-1 est implanté dans la partie Nord-Est de la structure. Le top du Trias Série Inférieure est prévu à une profondeur de 3892m soit à -3750 en TVDSS.



Figure(1): Carte localisation de la zone (Oglet EnNasser).



Figure(2): Carte localisation de la zone puit des OEN

I.3. Aspect géologique et stratigraphique

L'intérêt pétrolier de cette zone est extrêmement lié à sa position dans un environnement pétrolier très favorable et dont le réservoir triasique (série inférieure+T1+T2) constitue l'objectif principal. Le réservoir montre une isopacité dans cette région où l'épaisseur maximale peut atteindre 60 m

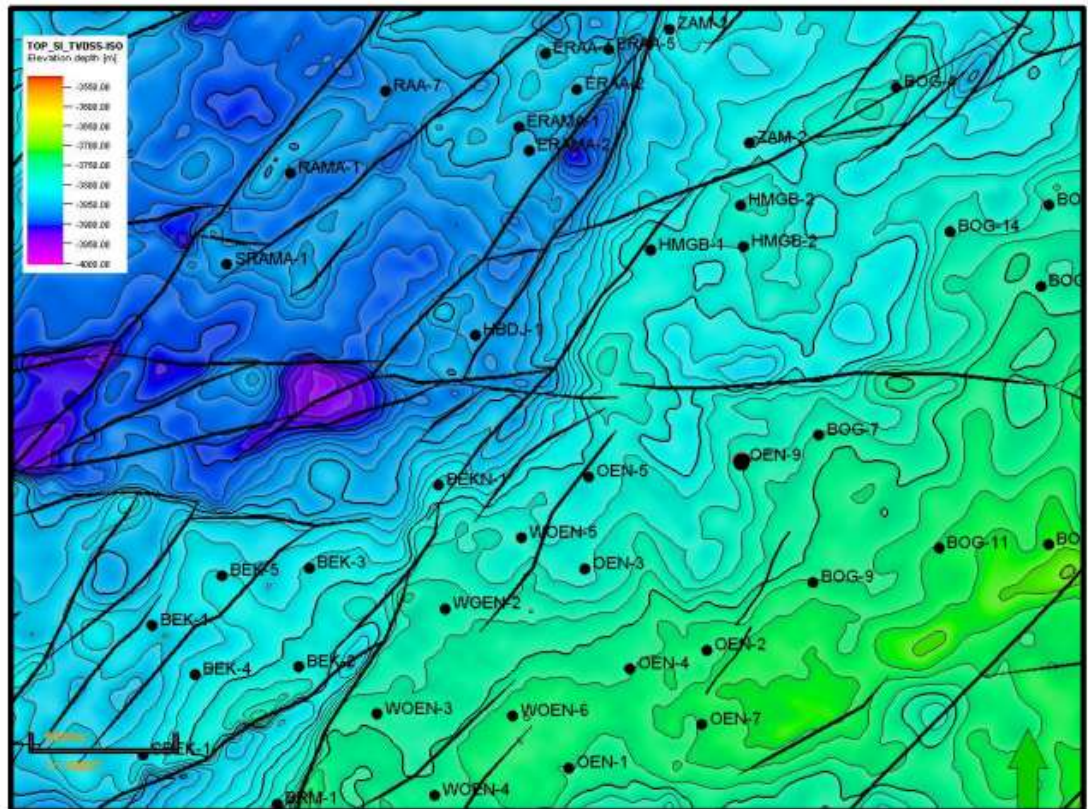


Figure (3) : Carte en isobathes au toit de la série Inférieure de la structure de OEN.

I.4. -Description de la carte en isobathes au toit du Trias série inférieure :

La structure de Oglet En Nasser présente une élongation à l'ouest et à l'Est suivant la direction NE-SO d'une superficie de 150 km² et une amplitude de 50m. Elle est traversée par des failles normales de direction NE-SO avec des rejets de 30 à 60m et bordée à l'Ouest par deux failles régionales de direction Est-Ouest et Nord-Est Sud-ouest. Des puits OEN sont implantés dans la partie Nord-Est de la structure. Le top du Trias Série Inférieure est prévu à une profondeur de 3892m soit à -3750 en TVDSS.

A l'aide de l'exploitation des fiches techniques des différents puits étudiés dans notre zone d'étude, nous avons établi une colonne lithostratigraphique de la zone constituée par les différents faciès cités au-dessous.

I.4.1. - Dépôts cénozoïques

-Mio-Pliocène :

Avec une épaisseur moyenne de 114m et qui est représenté principalement par des Sables translucide à jaunâtre, de taille fin, moyen à grossier et qui sont mal classés à subarrondis avec la notation d'un passage des grés blancs avec de fine passée d'argile brune à jaunâtre, silteuse tendre à pâteuse.

- **Eocène :**

Il est représenté par une épaisseur moyenne de 37m et qui est constitué essentiellement de Calcaire blanc crayeux avec inclusions de silex et notamment des passées de dolomie Blanche et fines passées d'argile grise.

I.4.2. - Dépôts mésozoïques

- **Crétacé Sénonien Carbonaté :**

son épaisseur est environ de 179m, comme il est représenté par une Alternance de calcaire dolomitique à dolomie calcaire avec des passées de marne et d'argile, carbonaté. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base.

- **Sénonien Salifère :**

Il est caractérisé par une épaisseur moyenne de 78m comme il est composé de sel translucide, massif avec des intercalations d'argile brun-rouge et gris-verte, et d'un banc d'anhydrite blanc pulvérulente avec fines passées de dolomie gris-beige.

- **Turonien :**

représenté par une épaisseur moyenne de 92m comme constitué de Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées D'argile gris – vert, légèrement carbonaté.

- **Cénomaniens :**

il est caractérisé par une épaisseur moyenne est de 198m comme une alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, Tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure.

- **Albien :**

Son épaisseur moyenne est de 194m, Il est composé de Grés fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base.

- **Aptien :**

Son épaisseur moyenne est de 25m, Il est composé Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, microcristalline, dure.

- **Barrémien :**

Leur épaisseur moyenne est de 350m, Il est formé de Grés blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris – blanc.

- **Néocomien :**

Leur épaisseur moyenne est de 242m, Il est constitué Argile grise à brun – rouge tendre intercalé de grés gris – blanc à beige.

I.4.3. Jurassiques :

- **Malm:**

son épaisseur moyenne est de 279m, représenté par une alternance de grés gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse ; Passées de dolomie beige, de calcaire gris – beige et d'anhydrite. Dogger Argileux :

leur épaisseur moyenne est de 86m représenté par une alternanced'argile versicolore, silteuse de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux à silico – carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.

- **Dogger Lagunaire :**

leur épaisseur moyenne est de 171m, formé d'anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie et d'argile. Lias Anhydritique (LD1 + LS1) : d'épaisseur moyenne 407m, Composé d'alternances d'anhydrite blanche pulvérulente, de sel massif translucide à rosâtre et d'argile brune plastique.

- **Lias Salifère (LS2 + LD2) :**

d'épaisseur moyenne de 69m, composé de Sel massif translucide et jaunâtre, intercalé d'anhydrite blanche, d'argile brun- rouge de marne et de dolomie.

- **Horizon (B) (LD3) :**

d'épaisseur moyenne de 35m, formé de Calcaire gris argileux et argile grise à brune.

- **Lias S1 + S2 :**

son épaisseur moyenne est de 301m, formé de sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun-rouge plastique.

- **Lias S3 :**

Son épaisseur moyenne est de 248m, Composé de sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique.

- **Lias Argileux :**

Son épaisseur est environ de 166m, présenté d'argile brun – rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide.

I.4.4. - Trias :

- **Trias S4 :**

Son épaisseur moyenne est de 187m, Caractérisé par une alternance de sel massif blanc, translucide parfois rosâtre et d'argile Grise à gris – verdâtre et brun –foncé à brun – rouge, indurée, silteuse. Présence -d'anhydrite blanche pulvérulente.

- **Trias argileux :**

Leur épaisseur moyenne est de 36m, Argile brun – rouge à brune et gris – verdâtre, indurée, silteuse à inclusion et présence d'anhydrite blanche, pulvérulente et fines passées de sel massif blanc, Translucide et de grés blanc, très fin, friable, argileux, rarement siliceux, dur.

- **Trias T2 +T1 :**

Son épaisseur moyenne est de 130m, Il est composé d'argile brun – rouge à brune et grise à gris- verdâtre, indurée, silteuse, Dolomitique avec niveaux de dolomie blanche et beige, microcristalline à cristalline, dure, par endroit argileuse moyennement dure et intercalations.

De grés brun- rouge, très fin à fin, sub-anguleux à sub – arrondi, micacé, argileux à argilo dolomitique, moyennement dur...

- **Trias « Roches Eruptives » :**

Présence des roches éruptives brunes localement altérées d'épaisseur de 69m, avec inclusions de minéraux verts.

- **Trias « Série inférieure » :**

Leur épaisseur moyenne est de 48m, Complexe argilo-gréseux gisant directement sur la Discordance Hercynienne, avec Passées d'argile brun-rouge parfois verdâtre, tendre à indurée légèrement carbonatée. Présence de roches éruptives gris sombre à gris brun.

I.4.5. - Dépôts paléozoïque :

- **Silurien :**

Il caractérise par des argiles gris-noir, à noire riche en matière organique, avec parfois passées de grès fin.

I.4.6. - Ordoviciens :

- **Dalle de M'Kratta :**

Son épaisseur moyenne est de 11m d'argile grise à gris foncé, silteuse avec intercalations de grés fin à grossier Subarrondi, silico-argileux. Argiles Micro-conglomératiques : D'épaisseur moyenne 54m, Composé d'argile grise à gris foncé, silteuse, tendre à indurée avec inclusions de grains de quartz Subarrondi ; trace de grés gris-blanc fin à très fin, silico-argileux.

- **Quartzites de Hamra :**

Son épaisseur est de 70m, Il est composé de grés blanc à gris blanc, fin à moyen, localement grossier par endroits moucheté, sub-arrondi, silico-quartzitique à quartzitique, compacte dur avec passées d'argiles gris - noir indurée, silteuse et feuilletée.

- **Grés d'El Atchane :**

Leur épaisseur moyenne est de 14m, Grés gris –blanc à gris verdâtre, très fin à fin, glauconieux, moyennement à bien consolidé, siliceux à silico-argileux avec passées d'argile gris noir à noire, indurée, silteuse et feuilletée.

- **Argiles d'El Gassi :**

Avec une épaisseur moyenne de 96m, Argiles grises à gris foncé, induré, silteuse et micacée

AGE		ETAGE	STRATIGR	LITHOLOGIE
CENOZ		Mio-Plio		Sable Grès et argiles
	C R E T A C E	Eocène		
senonien		Carbonaté		Calcaire dolomitique + dolomie calcaire
		anhydritique		Anhydrites et dolomie
		Salifère		Sel et Anhydrite
Turonien			Calcaire crayeux	
Cénomanién			Argile grise, Anhydrite blanche, dolomie et marne	
Abien			Grès fin à moyen et intercalation d'Argile brun rouge et de sable grossier à la base	
Aptien			Dolomie et Marne	
Barremien			Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcaire, Marne et Anhydrite.	
Néocomien			Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcaire, Marne et Anhydrite.	
J U R A S S I Q U E	Dogger	Malm		Argile silteuse à intercalation de Dolomie de Calcaire et Marne
		Argileux		Argile indurée, Dolomie Grès et Anhydrite.
		Lagunaire		Anhydrite et Dolomie, passées d'Argile silteuse
	Lias anhydritique		Anhydrite + Argile	
	Lias Salifère H.B		Sel + Argile	
	S1 + S2		Argile et Dolomie	
	S3		Sel massif Anhydrite blanche et dolomie	
	Lias Argileux		Sel massif incolore à rose	
	Lias Argileux		Argile brun rouge parfois salifère	
	T R I A S	Trias S4		Argile silteuse + passées de grès
Trias Argileux			Sel massif	
T2 + T1			Grès + argiles	
Roche érup.			Roches éruptives	
Série Inférieure			Grès	
Silurien				
O R D O V I C I E N	Dalle de M'krata		Argile	
	Argile Microcong.		Grès	
	Quartzites Hamra		Argile à microconglomérats	
	Grès Atchane		Grès quartzitiques à quartzites	
	Argile d'El Gassi		grès gris clair + argile	
		Argile gris sombre		

— Discordance Hercynienne

— Discordance Taconique

Figure (4) : colonne stratigraphie de champ OEN

I.5. Migration et piégeage des hydrocarbures (système pétrolier) :

Le périmètre TOUGGOURT EST est situé dans un environnement pétrolier très favorable (gisement de Hassi – Messaoud à l’Ouest, ainsi que Mouiet Oum Messaoud (MOM), BirSbaa (BRS), Mesdar-Rhourd El Baguel au Sud), ajouter à cela les résultats des dernières découvertes réalisées, en l’occurrence (OEN-1), BehiretAissa (BRA-1 &BRA-3) au sud de la région

I.5.1. Roche mère et migration :

La principale roche mère connue sur toute la plate forme saharienne reste les argiles radioactives du Silurien, dont le potentiel pétrolier est assez important. Cette roche mère est à l’origine du remplissage des réservoirs ordoviciens et triasiques de la région. La migration des hydrocarbures dans cette zone s’effectue le long de la discordance hercynienne et à travers les grés du Trias (SI), ainsi que les failles

I.5.2. Roches réservoirs

A.Trias : (Série Inférieure)

Ce sont des grés gris blancs à gris clair, rarement à gris sombre moyens à grossiers silicoargileux moyennement consolidés.

B. Ordovicien : (Quartzites de Hamra) Ce sont des grés quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massives, compact et durs, présence de tigillites, présence de fissures subverticaux à sub horizontaux et semi ouvertes à fermées

. Le Trias (Série Inférieure) est productif d’huile dans les gisements de Oglet EnNasser (OEN-1) avec des débits qui varient de 29 à 10.15 m³ /h d’huile (Sonatrach/DP).

I.5.3. Roches couvertures :

La couverture régionale est assurée par les argiles microconglomératiques pour les réservoirs ordoviciens, alors que localement les argiles du Trias argileux inférieur constituent une couverture pour le réservoir Triasique (Série Inférieure)

Piège La structure de OEN est définie comme étant un piège de type structural mixte et stratigraphique présentant une structuration similaire à celle de OEN (structuration hercynienne avec une composante mésozoïque autrichienne de moindre importance)

CHAPITRE-II: Méthode et matérielle

Ce chapitre présente la démarche scientifique adoptée afin d'aboutir à l'objectif de ce travail qui s'articule principalement sur la synthèse de données de la phase d'exploration dans le but d'établir un plan de développement qui entre dans la stratégie d'optimisation de production dans une zone récemment explorée (champ OEN). Autrement dit c'est d'utiliser les résultats de différentes méthodes d'exploration pour arriver à une meilleure caractérisation du réservoir.

Cette dernière est très utile dans l'interprétation d'un éventuel problème de production comme le cas d'étude présentée dans ce mémoire. Généralement, ce travail s'articule sur les points suivants :

- Une caractérisation lithologique du réservoir, qui s'appuie sur un ensemble des interprétations d'analyse macroscopique et de cinq carottes issues de 3 puits traversant la série inférieure.
- Une détermination des paramètres pétrophysiques faite par:
 - mesure sur carottes au laboratoire.
 - une caractérisation sidementologique pour le champ .

II.1.Carottage :

Définitions :

Le carottage se réfère à la technique de prélèvement d'échantillons de roche à l'aide d'un instrument appelé carottier. Son objectif est d'obtenir un cylindre de matière provenant du sous-sol. La carotte, un échantillon cylindrique de roche prélevé généralement en phase finale de forage, offre des informations précieuses sur les caractéristiques du réservoir, facilitant ainsi la calibration et l'interprétation des signaux électriques (logs).

II.1.1.Description visuelle des carottes :

Cette méthode implique une observation à l'œil nu ou à l'aide d'une loupe pour obtenir des données détaillées, déterminer la lithologie et les faciès de l'intervalle carotté, ainsi que pour identifier les figures sédimentaires, les fractures et les fissures. L'analyse structurale de la carotte fournit des informations détaillées sur les fractures horizontales et verticales, permettant de détecter les régimes structuraux compressifs ou distensifs et d'estimer les contraintes affectant le gisement. Elle permet également de mesurer divers paramètres tels que l'ouverture, le degré de remplissage, la longueur et l'orientation des fractures. En outre, elle facilite

l'estimation de la porosité des fractures et permet des analyses sédimentologiques et pétrographiques pour comprendre le milieu de dépôt et le paléoclimat.

II.1.2.Types de carottage :

Deux types de carottage sont généralement utilisés : vertical et horizontal. Le carottage vertical est réalisé une fois le forage atteignant le réservoir, offrant ainsi des informations détaillées sur ce dernier. Le carottage horizontal, ou « Side Wall Coring », permet de prélever des échantillons de quelques centimètres de longueur et de quelques millimètres de diamètre. Cette technique est rarement utilisée, sauf dans des cas exceptionnels, par exemple lorsqu'une couche géologique affleure dans le puits.

II.1.3.Préparation de la carotte :

Avant tout, à l'arrivée de chaque carotte, plusieurs points doivent être vérifiés : le nom du puits, la compagnie, les numéros des carottes, le nombre de caisses, les cotes "Top" et "Bottom", ainsi que l'orientation des deux traits imprimés sur les tubes. Il est également nécessaire d'approuver le bordereau d'envoi et de remplir la fiche technique de réception des carottes.



Figure (5) : Des carottes dans les caisses avec ses renseignements (CRD 2018)

II.1.4. Nettoyage :

Le choix de l'agent de nettoyage dépend de la nature de la boue de forage : pour la boue à base benthonique, on utilise de l'eau douce, tandis que pour la boue à base d'huile, on préfère le gasoil.

Bien entendu, voici une reformulation des procédures décrites dans un style différent :

II.1.5. Analyse par Gamma-Ray :

Cette méthode implique l'utilisation d'un instrument appelé "Core Gamma Logger" pour évaluer la radioactivité naturelle des échantillons de roche. Cette radioactivité découle de la désintégration spontanée des noyaux atomiques, émettant ainsi un rayonnement. Dans les roches sédimentaires, les minéraux clés contribuant à cette radioactivité sont le potassium, le thorium et l'uranium. Les données recueillies offrent un profil complet de la radioactivité, tant au niveau global que spectral.

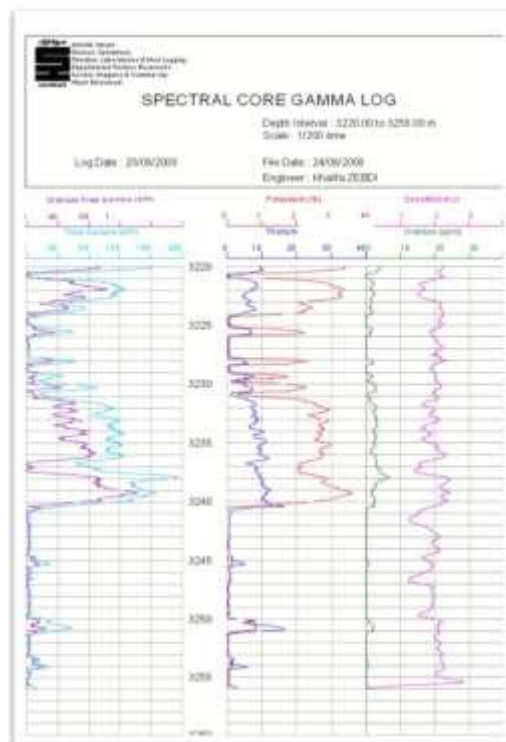


Figure (6) : Figure représente le log de Rayon Gamma global et spectral (CRD 2008).

II.1.6. Photographie à 360° :

Cette étape consiste à capturer des images de la totalité de la paroi latérale des carottes de forage afin de créer une représentation visuelle complète à 360 degrés de chaque échantillon.



Figure (7) : Photographier sous 3600 de la carotte N°5, profondeur 3266m.

II.1.7. Imagerie en lumière blanche et ultraviolette :

Cette phase implique de photographier la paroi latérale des carottes de forage sous deux types de lumière : blanche et ultraviolette. La comparaison des images ainsi obtenues permet d'évaluer les niveaux d'importance pétrolière, notamment la présence d'hydrocarbures qui se manifestent en jaune sur les images ultraviolettes.

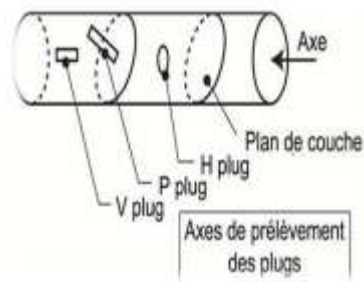


Figure (8) : Axe de prélèvement des carottes.

II.1.8. Opération de Pluggage :

À l'aide d'une "plugueuse", on prépare des échantillons cylindriques de carotte, appelés "plugs", dans une salle dédiée. Des plugs sont prélevés tous les 25 cm, comprenant quatre verticaux et un horizontal pour déterminer la direction de migration, que ce soit horizontalement ou verticalement dans la roche ou le réservoir. Différents diamètres de plugs sont utilisés : un pouce pour mesurer la porosité, la perméabilité et la densité dans les grès, le calcaire ou la dolomie, et 1,5 pouce pour mesurer la saturation en huile ou en eau. Chaque plug est ensuite marqué de manière permanente avec des informations telles que le numéro d'ordre, le numéro de la carotte et son orientation, à l'encre de Chine noire.



Figure (9) : Liste et note des plugs (CRD 2018).

II.1.9. Opération de Slabbing :

Cette étape, non systématique et sur demande du client, consiste à couper la carotte en deux morceaux selon un plan vertical. Le premier morceau est réservé pour le pluggage, représentant les 2/3 de la section horizontale de la carotte,

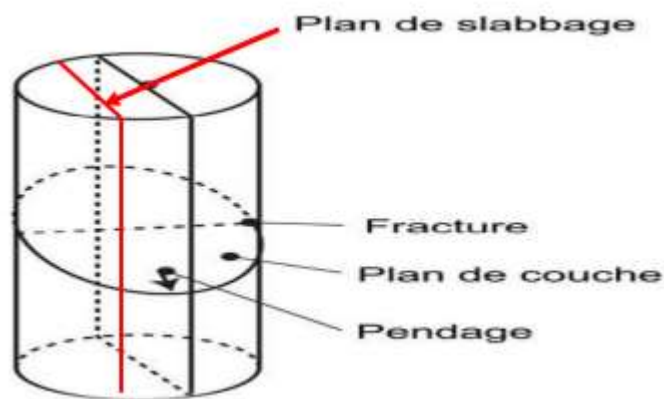


Figure (10) : Orientation du plan de slabbing.

tandis que le reste peut être utilisé pour d'autres analyses. paramètres Les pétrophysiques du réservoir :

II.2. paramètres Les pétrophysiques

II.2.1. La porosité (Φ) :

Définition :

La porosité désigne l'ensemble des volumes de petite taille, ou pores, susceptibles d'être occupés par des fluides (gaz, eau, pétrole) à l'intérieur d'une roche. C'est une grandeur pétrophysique permettant d'évaluer la capacité d'un milieu poreux à emmagasiner une quantité

de fluide. La porosité (\emptyset) est également une valeur numérique définie comme le rapport entre le volume des vides ou pores (V_p) et le volume total (V_t) d'un milieu poreux.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \times 100$$

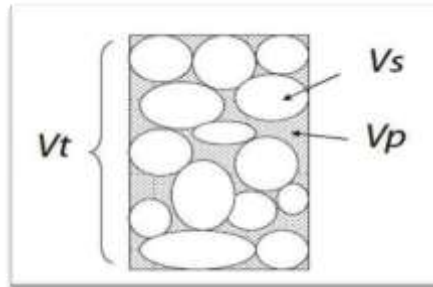


Figure (11) :La porosité

II.2.1.1. Les différents types de porosité :

II.2.1.1.1. - La porosité utile :

La porosité utile (ou connectée ou effective) de l'échantillon représente le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon.

II.2.1.1.2. - La porosité résiduelle :

Cette porosité est due uniquement aux pores non reliés. Il peut s'agir de vides intracristallins (inclusions fluides ou gazeuses par exemple) ou inter-cristallins mais reliés au reste du réseau poreux par des accès trop étroits. En général, la porosité utile est inférieure de 20 à 25% à la porosité totale.

II.2.2.Méthode de mesure :

II.2.2.1. Méthode directe (Mesure sur carotte) :

Pour cette méthode, trois paramètres sont à déterminer afin de mesurer la porosité :

- ✚ Le volume total de l'échantillon (V_t).
- ✚ Le volume de l'échantillon sans sa porosité (V_s).
- ✚ Le volume des pores (V_p).

II.2.2.1.1. Détermination de V_t :

Mesure par immersion dans le mercure :

Un cadre C lié par une tige à un flotteur F plonge dans un b cher contenant du mercure. Un index repère R est fixé sur la tige. Le volume total de l'échantillon est mesuré en deux étapes, en veillant à ce que le mercure ne pénètre pas dans l'échantillon.

$$V_t = \frac{P_2 - P_1}{\rho_{Hg}}$$

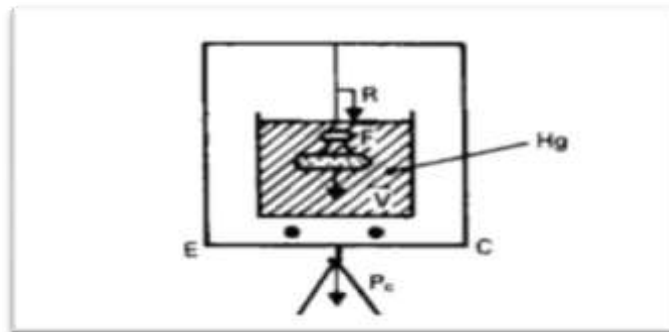


Figure (12) : Voltmètre de I.F.P.



Figure (13) : Pompe volumétrique à mercure (CRD 2018).

II.2.2.2. Mesure directe avec un pied à coulisse :

Si la roche comporte des fissures ou des macropores, on mesure le diamètre (d) et la hauteur (h) d'un morceau de carotte cylindrique.

$$V_t = \frac{\pi d^2 h}{4}$$

II.2.2.2.1. Détermination de V_s :

2.1. Mesure de la poussée archimédienne :

La différence de pesées de l'échantillon sec dans l'air (P_{air}) et dans le solvant où il est immergé ($P_{immergé}$) donne V_s .

$$V_t = \frac{P_{air} - P_{immergé}}{\rho_{solvante}}$$

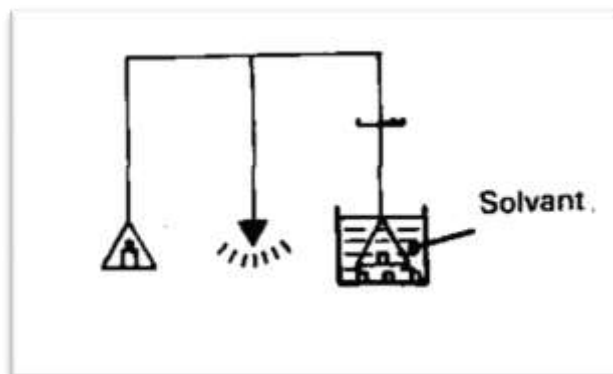


Figure (14) : Détermination de v_s pesée immergée

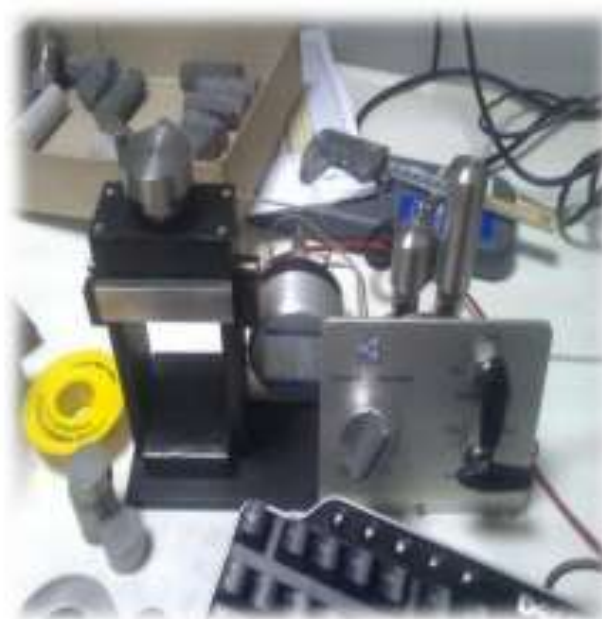


Figure (15) : Mesure de volume solide (CRD 2017).

II.2.2.2. Détermination de V_p (volume des pores utiles) :

Le volume des pores peut être mesuré directement par différentes méthodes, telles que la mesure du volume d'air contenu dans les pores, la pesée d'un liquide remplissant les pores ou par injection de mercure.

La méthode de la sommation des fluides permet d'étudier un échantillon frais contenant eau, huile et gaz. Bien que la répartition de ces fluides ne soit pas identique à celle dans le gisement, la somme de leurs volumes pour un volume total unitaire de roche donne la porosité utile de l'échantillon.

$$V_s = V_t - V_v$$

Les mesures de la porosité par les méthodes directes se font au laboratoire sur des échantillons extraits des forages.

II.2.2.3. Détermination Perméabilité :

La perméabilité, mesurée à l'aide d'un Ultra-Perméamètre 500 de type CORELAB sous une pression de confinement de 450 psi, représente la capacité d'un matériau à laisser passer un fluide à travers lui. Cette mesure est calculée à partir d'une équation dérivée de la loi de Darcy, qui est une loi fondamentale dans l'hydrodynamique des milieux poreux.



Figure (16) : Perméamètre (CRD 2018).

II.2.3. Détermination Densité des grains :

La densité des grains, définie comme le rapport entre le poids sec de l'échantillon et son volume solide, est déterminée avec précision à l'aide d'une balance électronique offrant une marge d'erreur de +/- 0.001 g. Cette mesure permet d'évaluer la compacité et la densité des particules constituant l'échantillon.

II.2.4. Mesure de saturation SW par méthode Retort :

La saturation en eau, essentielle dans l'analyse des réservoirs géologiques, est déterminée par la méthode Retort. Cette méthode implique le broyage grossier d'un échantillon de roche, suivi de son placement dans un capaciteur dans un retort. En augmentant progressivement la température, les fluides (eau et huile) contenus dans l'échantillon sont extraits. La proportion d'eau extraite par rapport à la masse totale de l'échantillon permet alors de calculer la saturation en eau.

CHAPITRE-III: Résultat & Discussion

L'étude approfondie des mesures pétrophysiques et de la description des carottes dans le champ pétrolifère d'Oglet En Nasser révèle des caractéristiques lithologiques et sédimentaires cruciales pour comprendre la structure géologique et les propriétés réservoirs. Cette analyse met en lumière la diversité des lithofaciès, la présence de fissures complexes, et les variations dans les environnements de dépôt, tous facteurs clés influençant la rétention, la migration et l'accumulation des hydrocarbures. L'intégration de ces données est essentielle pour optimiser les stratégies d'exploration et de production, assurant ainsi une exploitation efficace et durable des ressources pétrolières.

III.1. Le choix de puits :

Pour obtenir une vue complète du champ d'Oglet En Nasser, nous prélevons des échantillons dans les puits OEN 1, 2, 4 et 9. Nous choisissons également des axes à différents niveaux, du sud au nord, afin de capturer une variété de données et de comprendre les variations dans la composition et les propriétés du sous-sol. Cette approche nous permettra d'obtenir une image détaillée et représentative du champ de Nazareth, en nous fournissant des informations essentielles sur sa géologie, sa perméabilité, sa saturation en eau et d'autres paramètres importants.

III.1.1. Puits OEN 2 :

Le forage Oglet En Nasser-2 (OEN-2) s'inscrit dans le cadre de la délimitation de la découverte d'hydrocarbure dans le puits OEN-1 productif d'huile dans le Trias (Série inférieure). Le forage OEN-2 est implanté dans le périmètre Touggourt Est II (Blocs : 415b-424c), au Nord Est du puits OEN-1 sur une distance d'environ 4.7 Km.

III.1.1.1. Situation géographique :

Le forage Oglet En Nasser -2 (OE N-2) est implanté dans la partie Nord de Touggourt Est II, à une distance de 3926.16 m au Nord-est du puits OEN-1, à 2667m à l'est du puits OEN-4 et à 3683.6 m au Sud-est du puits OEN-3

III.1.2. Puits OEN 4 :

Le forage verticale OEN-4 (Oglet En Nasser-4 est le premier puits de développement sue la structure de Oglet En Nasser (OEN)qui va être foré dans la partie centrale du nouveau

périmètre Touggourt. Il sera réalisé dans le cadre de développement d'huile du gisement. Il a pour objectif principale le développement et l'exploitation des réservoirs triasique « Série inférieure », productif d'huile à OEN-1 avec un débit de 17.32m³/h associé à 4806 m³/h de gaz et 30.08 m³/h associé à 7670 m³/h de gaz à OEN-2.

III.1.2.1. Situation géographique :

Le forage Oglet En Nasser -4 (OE N-4) est implanté dans la partie Nord de Touggourt Est II, à une distance de 3926.16 m au Nord-est du puits OEN-1, à 2667m à l'Ouest du puits OEN-2 et à 3683.6 m au Sud-est du puits OEN-3

III.1.3. Définition pour puits OEN 9 :

Le puits vertical OEN-9, statut producteur d'huile, sera réalisé dans le cadre de développement du gisement de Touggourt. Ce puits a comme objectif principal l'exploitation du réservoir du Trias Série inférieure.

III.1.3.1. Situation géographique :

Le puits OEN-9 sera foré dans la partie Est du périmètre de Touggourt, à une distance de 2.7Km à l'Ouest de BOG-7 et à 6.4Km au Nord-Est de OEN-3.

III.2. Etude lithologique du réservoir :

Cette démarche vise à approfondir notre compréhension de l'évolution géologique de la région pendant cette période clé de l'histoire de la Terre. En analysant ces échantillons, nous espérons identifier des indicateurs géologiques et des marqueurs temporels caractéristiques de série inférieure par prélève six carotte pour les puits 2,4,9 ce tableau présente intervalle carotté

Puits	N° Carotte	Intervalle
OEN-2	1	III.2.1. 3875 – 3892m
OEN-4	2	3890 – 3926 m
OEN-9	3	3888 - 3914 m

III.3. Description des carotte :

III.3.1. OEN 2 : 3875 - 3892

Carotte 1

Grés gris à beige moyen grossier bien classé ,dur ciment siliceux avec des niveaux micro-conglomératique centimétrique des plages des anhydritique beige , parfois blanchâtre cristalline à microcristalline dure , fissuration sub-horizontale fermes et ouverts vides colmaté ,film d'argile à la base ,récent fissures sub-verticale fermes et colmates par la silice ,des joues béchique existence des nodules argileux et quartzitique ,stratification oblique par endroit .

III.3.2. OEN 4 : 3888 - 3914 m

- **Carotte 1**

Grés gris –beige à gris –verdâtre , fin à tres fin , siliceux micacé , dur à ciment siliceux à silico-argileux avec nombreux filme et passés siltotonces argileux micacés gris sombres , fissures subhorizontales ouvertes et ferme , stratification inobservable , élément sub-anguleux à sub-arrondies ,plages de dolomite parfois blanchâtre cristalline à microcristalline dure cimenté par l'argile rouge brique gris indurée légèrement dolomitique rarement situx présence

- **Carotte 2**

Grés gris à gris beige ,fin à moyen grossier dans quelque endroit , dur à moyennement dur à ciment siliceux à silico-argileux quartzitique dans quelques endroit ,présence de quelques nodules et film d'argile gris-verdâtre ,stratification subparallèle importante dans quelques endroit et parallèle dans d'autre endroit , fissuration horizontal

III.3.3. OEN 9 : 3890 – 3926 m

- ✚ **Carotte 1**

Grés gris parfois verdâtre ferrugineux rougeâtre par endroit ,fin à moyenne bien classés dure consolide avec des passage centimétrique d'argile brun rouge parfois verdâtre , présence des passage décimétrique micro-conglomératique avec quartz abondant par endroit fissuration horizontale abondant stratification horizontale a oblique et entrecroisée par endroit

- ✚ **Carotte 2**

Grés gris sombre à verdâtre ,fin à moyen par endroit bien classe dur consolide a ciment siliceux argileux avec des passage centimétrique micro-conglomératique avec présence des nodules de quartz présence des film centimétrique d'argile fissuration horizontale stratification horizontale

Carotte 3

Grés gris sombre parfois ferrugineux rougeâtre par endroit fin à moyenne grossier par endroit bien classe dure consolide à cimente siliceux argileux avec des passage métrique , d'argile brun rouge parfois verdatre avec des nodules de quartz abondant par endroit , présence des passage métrique conglomératique , fissuration horizontale abondant , stratification horizontale à oblique et entrecroisée par endroit .

III.4. Etude pétrophysique:

III.4.1. Mesure sur carottes :

L'ensemble des paramètres pétrophysique caractérisant la série inférieure du réservoir triasique

III.4.1.1. Puit OEN-2 :

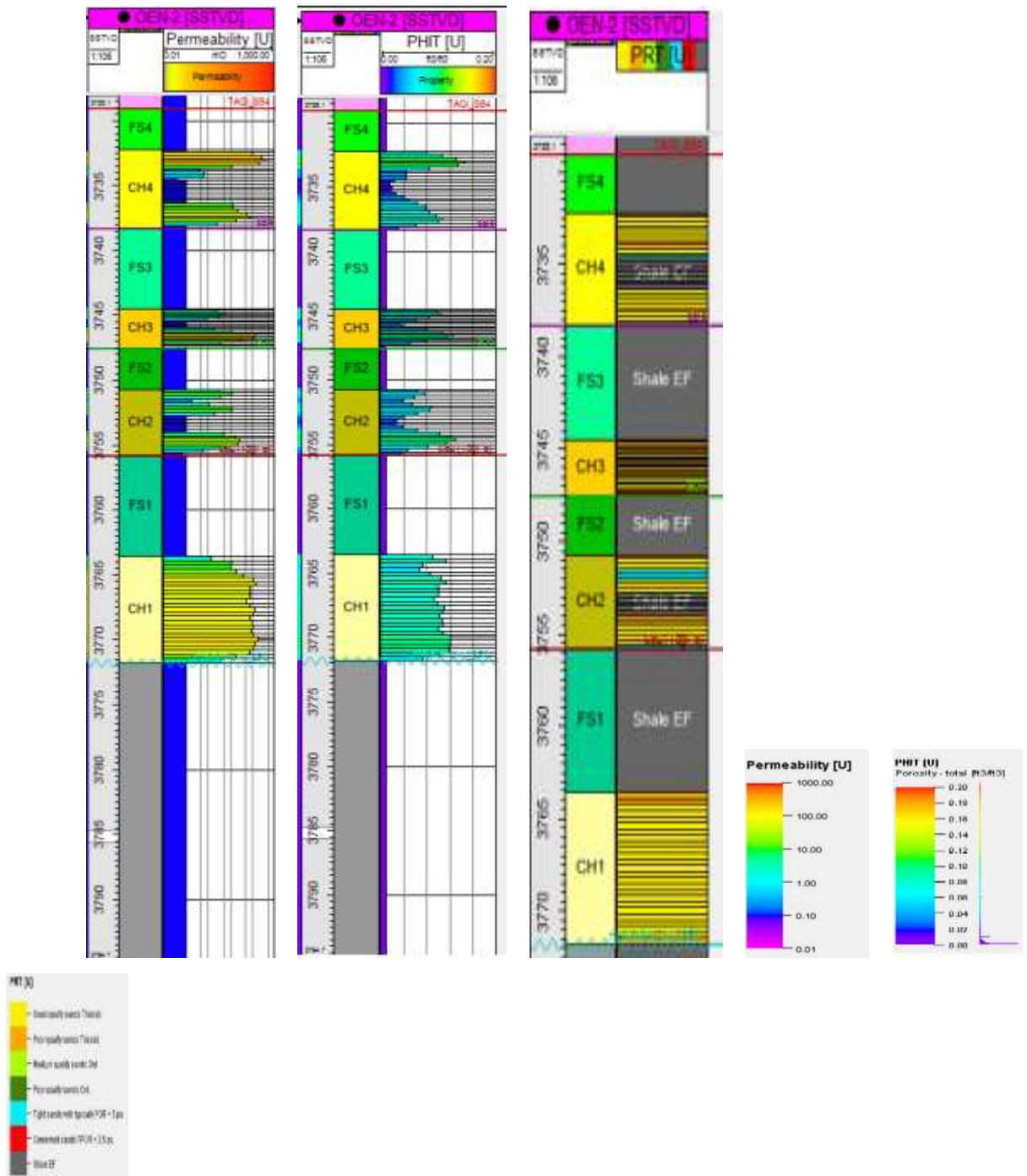


Figure (17) : colonne diagraphe de série inferieur OEN2

Tableau(01) : ci-dessous présent mesures pétrophysiques du carotte puits :

Echantillon	Profondeur	Profondeur (m)	Porosité (%)	Perméabilité (mD)	G/Densité (g/cc)	Remarques
1	5	3875.0	4.86	0.019	2.697	
2	6	3875.2	9.25	2.336	2.674	
3	8	3875.6	1.97	0.554	2.745	Fissuré
4	4	3876.0	8.74	13.780	2.696	Fissuré
5	7	3876.2	6.77	0.088	2.671	
6	9	3876.6	3.21	0.022	2.753	
7	4	3877.0	4.43	0.027	2.772	
8	7	3877.6	5.25	0.043	2.689	
9	6	3878.0	5.13	0.809	2.779	Fissuré
10	9	3878.2	12.9	0.939	2.703	Fissuré
11	6	3878.5	3.51	0.035	2.770	

12	4	3879.0	2.93	0.025	2.786	
13	4	3879.2	5.90	0.076	2.754	
14	7	3879.6	4.01	0.031	2.759	
15	8	3880.3	6.82	10.350	2.636	Fissur
16	0	3881.5	8.54	0.101	2.658	é
17	9	3881.7	6.06	0.088	2.675	
18	3	3882.3	4.77	0.043	2.746	
19	6	3883.0	11.7	1.336	2.649	
20	1	3883.7	9.74	0.565	2.707	
21	4	3884.0	-	-	2.786	Cassé
22	8	3884.2	4.84	0.044	2.757	
23	5	3884.5	5.45	0.047	2.698	
24	5	3884.7	5.55	0.054	2.701	

25	4	3885.0	3.33	0.027	2.710	
26	4	3885.7	13.3	13.265	2.647	
27	3	3886.0	1.69	0.019	2.734	
28	4	3886.2	2.12	0.013	2.768	
29	5	3889.5	7.03	0.073	2.633	
30	2	3889.8	7.62	10.162	2.630	Fissur
31	3	3890.0	-	-	2.651	Cassé
32	6	3890.2	3.34	0.104	2.724	Fissur
33	3	3890.8	8.45	0.439	2.650	
34	3	3891.0	7.95	0.486	2.640	
35	6	3891.2	3.26	0.310	2.722	Fissur
36	6	3891.5	4.21	0.089	2.717	

III.4.1.2. Puits OEN-4 :

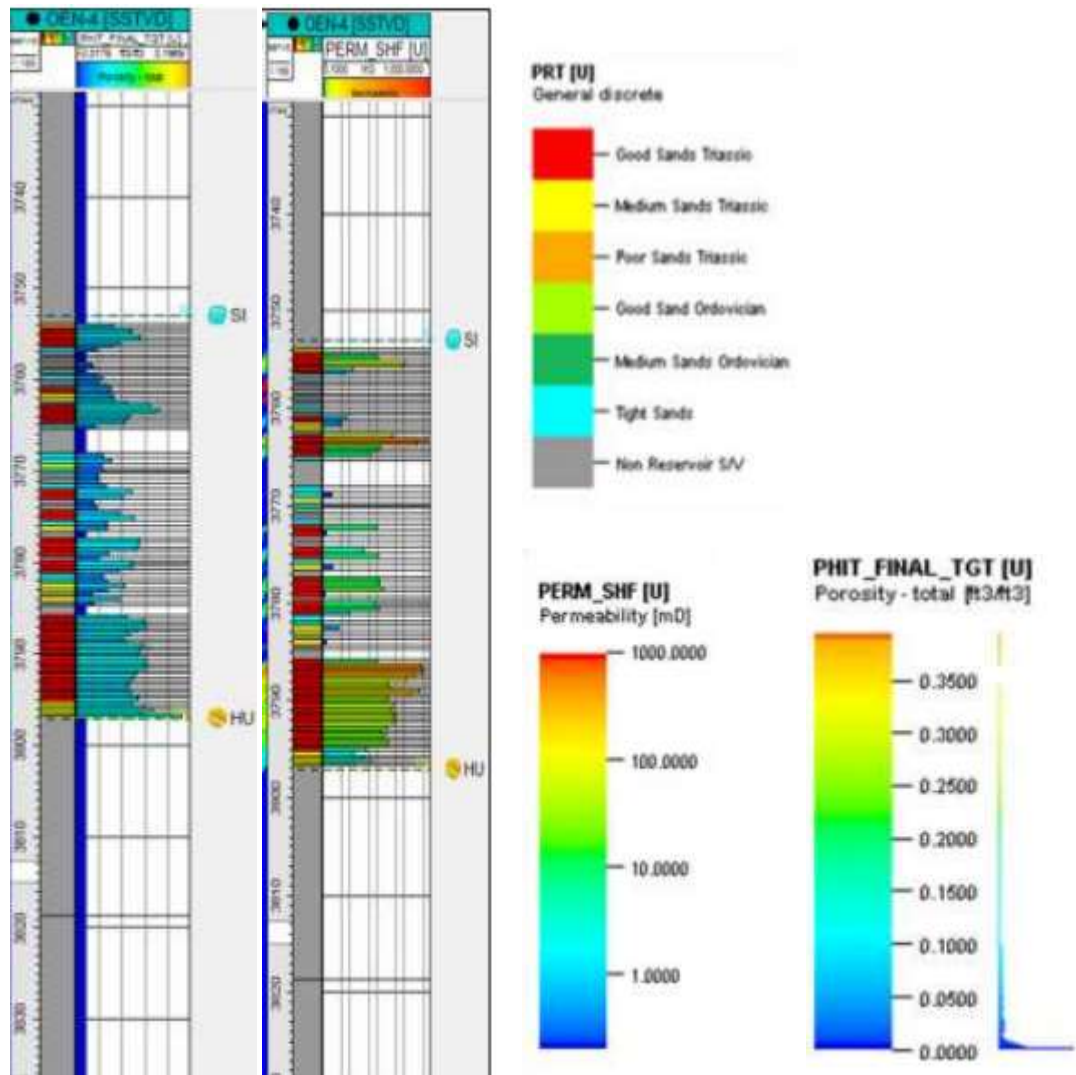


Figure (18) :colonne diagraphie OEN4

Tableau(02) ci-dessous présent mesures pétro physiques du carotte puits :

carotte n :1

llon	Echanti N°	Profon deur (m)	Porosité (%)	Per m (md)	G/Den sites (g/cc)	Remarq ues
	1	3883.0	3.79	173	2.71	

2	3	3883.8	6	10.9	///	2.71	Cassé
3	2	3884.0	2	12.8	432	2.67	
4	4	3884.2	5	10.2	427	2.69	
5	9	3884.6	5	10.1	895	2.67	
6	2	3885.0	4	11.6	236	2.67	
7	0	3885.5		9.10	790	2.67	
8	4	3885.7		4.34	910	2.78	
9	8	3887.3		3.19	582	2.73	
10	9	3887.5		6.34	219	2.68	
11	0	3887.8		6.44	667	2.70	

Carotte n : 2

Echantillon	Profondeur	Porosité	Perm (md)	G/Densité
-------------	------------	----------	-----------	-----------

N°	(m)	(%)		(g/cc)	
1	3888.35	10.09	70.923	2.74	
2	3888.55	3.47	0.060	2.79	
3	3888.78	2.76	0.063	2.86	
4	3889.44	3.14	0.101	2.87	
5	3889.82	5.68	0.992	2.81	
6	3890.30	5.61	0.052	2.81	
7	3890.51	9.97	0.230	2.80	
8	3890.73	9.98	4.651	2.80	
9	3891.04	5.53	0.653	2.79	
10	3891.23	4.87	0.994	2.83	
11	3891.53	6.16	0.063	2.73	
12	3892.02	19.90	19.474	2.77	
13	3892.26	19.57	23.212	2.69	
14	3892.69	17.55	5.980	2.68	
15	3893.03	8.08	12.568	2.73	
16	3893.22	6.33	0.155	2.74	
17	3893.42	5.17	10.608	2.73	
18	3894.05	12.14	180.163	2.67	
19	3894.25	3.84	0.059	2.81	
20	3894.48	3.69	0.048	2.86	
21	3894.69	1.71	0.044	2.75	

CHAPITRE-III: Résultat & Discussion

22	3895.13	5.33	0.059	2.82	
23	3895.46	5.83	0.063	2.82	
24	3896.04	3.39	0.048	2.84	
25	3896.25	5.73	///	2.83	
26	3896.44	9.44	0.170	2.78	
27	3896.70	6.28	0.068	2.89	
28	3897.02	6.07	0.434	2.72	
29	3897.66	4.11	0.065	2.70	
30	3898.05	3.62	0.165	2.71	
31	3898.33	4.77	0.207	2.72	
32	3898.78	///			prépa
33	3899.05	3.43		0.901	2.73
34	3899.31	5.48		0.642	2.78
35	3899.75	5.20		0.453	2.68
36	3900.04	3.65		0.059	2.70
37	3900.30	4.91		0.057	2.73
38	3900.78	6.54		0.074	2.71
39	3901.03	5.92		0.122	2.68
40	3901.25	9.03		0.409	2.69
41	3901.49	7.24		0.596	2.71
42	3901.70	3.89		0.544	2.72
43	3902.20	2.22		0.077	2.76

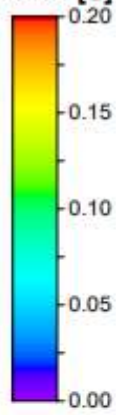
44	3902.45	9.74	1.486	2.60
45	3903.30	5.81	0.322	2.60
46	3903.53	2.68	0.061	2.76
47	3903.77	3.60	0.070	2.70
48	3904.02	2.59	0.045	2.75
49	3904.44	1.47	0.046	2.72
50	3904.68	9.29	24.872	2.68
51	3905.03	15.15	548.896	2.66
52	3905.37	3.39	12.324	2.75
53	3905.60	3.60	0.076	2.66
54	3905.82	3.09	0.636	2.64
55	3906.04	2.40	1.582	2.73
56	3906.27	2.61	0.576	2.74
57	3906.78	3.10	0.048	2.73
58	3907.03	8.50	13.306	2.64
59	3907.27	9.58	1.001	2.65
60	3907.73	////		prépa
61	3908.04	10.62	16.501	2.65
62	3908.26	9.30	37.464	2.65
63	3908.49	11.16	70.842	2.65
64	3909.03	4.19	3.537	2.73
65	3909.24	4.58	0.060	2.69

CHAPITRE-III: Résultat & Discussion

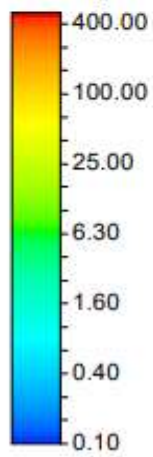
66	3909.48	6.22	0.730	2.67
67	3909.72	6.83	1.262	2.64
68	3910.25	9.92	3.865	2.63
69	3910.49	5.59	0.081	2.70
70	3910.75	6.83	0.810	2.62
71	3911.30	5.86	0.581	2.68
72	3911.50	2.33	0.054	2.71
73	3911.69	10.45	12.132	2.66
74	3912.02	8.23	0.128	2.65
75	3912.21	8.49	0.128	2.67
76	3912.75	3.68	0.103	2.79
77	3913.05	5.01	0.535	2.77
78	3913.29	6.50	1.165	2.66
79	3913.88	2.72	0.054	2.78

Puits OEN-9 :

PHIT [U] [OEN/BEK_MAY22] [ft3/ft3]



PERM [OEN/BEK_MAY22] [mD]



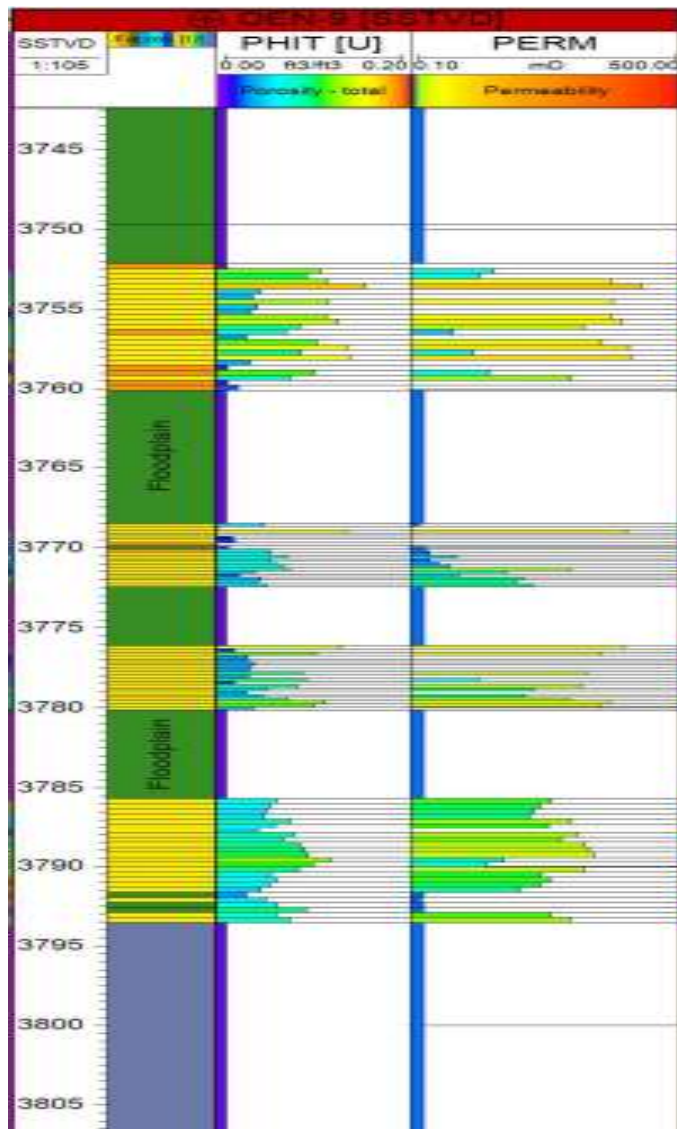


Figure (19) : colonne diagrapie OEN 9

Tableau(03) ci-dessous présent mesures pétrophysiques du carotte puits :

Carotte n : 1

Echantillon N°	Profondeur (m)	Porosité (H) (%)	Perméabilité (H) (mD)	G/Densité (g/cc)	Remarques
1	3795.81	1.68	0.119	2.72	

2	04	3896.		0.72	0.008	2.68
3	25	3896.		2.63	0.338	2.71
4	49	3896.		1.79	0.008	2.69
5	02	3897.	1	12.5	51.924	2.66
6	26	3897.	9	11.0	7.110	2.67
7	03	3898.		3.91	0.059	2.76
8	24	3898.		3.34	0.028	2.77
9	61	3898.		2.76	0.013	2.67
10	27	3899.		3.36	0.087	2.74
11	77	3899.		4.10	0.02	2.67
12	10	3900.		0.65	0.007	2.71
13	36	3900.		1.69	0.011	2.69
14	56	3900.		2.15	0.010	2.68

15	04	3901.	1.46	0.008	2.76
16	24	3901.	0.39	0.007	2.68
17	49	3901.	2.34	0.014	2.72
18	56	3902.	4.02	0.018	2.68
19	02	3903.	3.05	0.048	2.74
20	23	3903.	2.85	0.025	2.71
21	68	3903.	3.52	0.546	2.74
22	70	3904.	4.30	0.02	2.73
23	92	3904.	4.37	0.035	2.73
24	23	3905.	8.50	0.347	2.61
25	43	3905.	4.33	0.016	2.69
26	12	3906.	3.16	0.06	2.73
27	86	3907.	5.76	0.487	2.71

 Carotte n : 2

Echantillon N°	Profondeur (m)	Porosité (%)	Permeabilité (mD)	G/Densité (g/cc)
1	3908.02	4.06	0.816	2.74
2	3908.55	3.00	0.016	2.76
3	3908.76	6.18	0.110	2.75
4	3909.02	7.19	0.099	2.73
5	3909.24	8.37	0.216	2.72
6	3909.75	2.87	0.268	2.72
7	3910.03	3.03	0.145	2.69
8	3910.29	5.08	6.341	2.73
9	3910.57	8.16	0.114	2.69
10	3910.82	6.25	0.267	2.70
11	3911.03	1.19	0.011	2.68
12	3912.03	2.08	0.057	2.74
13	3912.26	7.19	0.358	2.65
14	3912.56	4.72	0.671	2.64
15	3912.78	0.00	0.000	2.65
16	3913.20	5.30	0.070	2.68
17	3913.42	9.30	1.370	2.64
18	3913.64	9.00	0.654	2.62
19	3913.85	11.11	3.030	2.64

20	3914.04	6.32	0.051	2.69
21	3914.25	10.40	3.542	2.63
22	3914.47	3.04	0.038	2.74
23	3915.02	2.25	0.054	2.73
24	3915.26	1.34	0.008	2.78
25	3915.56	6.87	0.064	2.71
26	3915.86	1.13	0.016	2.77
27	3916.48	7.26	0.427	2.69
28	3916.77	11.92	13.253	2.65
29	3917.04	11.53	29.375	2.66
30	3917.46	3.00	0.039	2.72
31	3918.07	2.61	0.031	2.77
32	3918.35	5.99	0.504	2.65
33	3918.84	1.96	0.024	2.76
34	3919.03	2.30	0.036	2.71
35	3919.29	4.95	0.071	2.65
36	3919.55	11.30	133.214	2.68
37	3920.19	8.10	0.063	2.69
38	3920.90	5.53	0.083	2.69
39	3921.04	4.29	0.057	2.71
40	3921.30	8.49	0.886	2.68
41	3921.51	2.78	0.060	2.72

CHAPITRE-III: Résultat & Discussion

42	3921.81	7.67	0.539	2.69
43	3922.03	4.52	0.025	2.68
44	3922.23	6.20	0.119	2.68
45	3922.48	0.00	0.000	2.68
46	3922.76	8.03	3.317	2.63
47	3923.02	13.88	22.995	2.65
48	3923.27	14.26	68.318	2.63
49	3923.53	14.55	27.279	2.64
50	3924.02	9.74	3.988	2.65
51	3924.27	13.20	101.485	2.65
52	3924.82	9.47	76.363	2.66
53	3925.02	7.72	2.323	2.65
54	3925.28	2.09	0.012	2.72
55	3925.52	10.76	0.639	2.66

 Carotte 3

Echantillon N°	Profondeur (m)	Porosité (%)	Permeabilité (mD)	G/Densité (g/cc)
1	3926.37	7.62	0.695	2.66
2	3926.60	7.59	0.342	2.65
3	3926.83	8.29	0.269	2.65

4	3927.59	12.88	169.963	2.66
5	3927.86	4.92	0.388	2.74
6	3928.28	12.95	17.689	2.66
7	3928.85	11.81	4.381	2.65
8	3929.02	9.40	2.816	2.67
9	3929.24	10.10	50.143	2.65
10	3929.68	11.44	363.119	2.65
11	3930.02	10.73	287.599	2.65
12	3930.64	9.36	99.676	2.65
13	3930.85	10.81	189.721	2.65
14	3931.02	12.04	550.803	2.65
15	3931.57	12.40	691.322	2.64
16	3931.81	10.31	351.356	2.65
17	3932.06	11.65	773.552	2.65
18	3932.28	10.24	206.423	2.65
19	3932.75	11.90	516.817	2.65
20	3933.03	12.42	908.347	2.63
21	3933.26	14.76	743.603	2.65
22	3933.83	14.20	780.437	2.65
23	3934.02	12.20	194.443	2.65
24	3934.24	13.94	393.374	2.63
25	3934.69	11.60	75.381	2.64

26	3935.02	13.96	644.264	2.65
27	3935.24	12.06	243.243	2.64
28	3935.49	13.46	712.351	2.65

III.5. Intreptaion pour les mesure petrophysique et description carotte :

L'analyse des paramètres pétrophysiques révèle des caractéristiques remarquables dans notre champ pétrolifère. Principalement, le grès, qui domine largement dans la majeure partie de la carotte, présente une granulométrie allant de fine à moyenne, offrant une texture propice à la rétention d'hydrocarbures. En complément, on observe la présence sporadique de petites couches de conglomérats, ajoutant une dimension de variabilité lithologique à l'ensemble.

La détection de fissures horizontales à sub-horizontales suggère une complexité supplémentaire dans la configuration géométrique des formations rocheuses, ce qui pourrait influencer la migration et l'accumulation des fluides hydrocarbonés. De même, la présence de stratifications horizontales et obliques témoigne des processus sédimentaires dynamiques qui ont façonné la structure géologique du champ au fil du temps.

L'observation des limites de séquence démarquant des régions individuelles offre un aperçu précieux de l'évolution stratigraphique du champ, mettant en évidence les transitions lithologiques et les variations de faciès qui peuvent influencer la connectivité des réservoirs et la distribution des hydrocarbures.

De plus, l'analyse des paramètres pétrophysiques permet d'évaluer la perméabilité et la porosité du champ, des éléments cruciaux pour estimer le potentiel de production d'hydrocarbures. La présence d'un ciment argileux dans les zones rocheuses peut jouer un rôle significatif dans la régulation de la perméabilité, tandis que la porosité offre des indications sur la capacité des réservoirs à stocker et à transmettre les fluides.

Ainsi, l'intégration des données pétrophysiques avec les observations géologiques offre une compréhension plus approfondie des caractéristiques du champ pétrolifère, fournissant des

informations essentielles pour optimiser les stratégies d'exploration, de développement et de production des réserves d'hydrocarbures.

III.6. Limites séquence de trias série inférieure :

Les séquences SB1, SB2, SB3 et SB4 font référence à des unités stratigraphiques spécifiques dans la série inférieure du Trias, qui est une période géologique appartenant à l'ère Mésozoïque. Voici une explication détaillée de chaque unité :

SB1 limite Séquence 1 :

- SB1 désigne la première limite de séquence dans la série inférieure du Trias. Une limite de séquence est une surface stratigraphique qui marque un changement significatif dans la stratigraphie, généralement associé à un changement dans les conditions environnementales ou à des événements géologiques majeurs. Dans le cas de SB1, il peut s'agir d'une limite entre deux périodes de dépôt sédimentaire distinctes, telles que la transition entre des environnements marins et continentaux.

SB2 limite Séquence 2 :

- SB2 est la deuxième limite de séquence dans la série inférieure du Trias. Tout comme SB1, SB2 marque un changement significatif dans la stratigraphie et peut indiquer une autre période d'événements géologiques ou de modifications environnementales. Cette limite peut être associée à des variations dans les types de dépôts sédimentaires ou à des changements dans les conditions océanographiques.

SB3 limite Séquence 3 :

- SB3 représente la troisième limite de séquence dans la série inférieure du Trias. Comme pour les autres séquences, SB3 marque une transition dans la stratigraphie et peut être associée à des changements dans les processus géologiques ou environnementaux qui ont affecté la région à cette époque. Cette limite peut également servir de repère pour identifier des événements tectoniques ou des cycles climatiques.

SB4 limite Séquence 4 :

- SB4 est la quatrième limite de séquence dans la série inférieure du Trias. Elle marque un autre changement significatif dans la stratigraphie et peut être utilisée pour délimiter des

unités géologiques distinctes ou des périodes d'évolution environnementale particulièrement importantes.

III.7. Le réservoir de la série inférieure :

La discontinuité entre la série inférieure (SI) et le Trias supérieur (T2+T1), matérialisée par un dépôt argileux correspondant à une surface d'inondation maximale (MFS), représente un moment crucial dans l'évolution géologique de la région. Cette formation, caractérisée par les séquences SB1, SB2, SB3 et SB4 du Trias série inférieure, se distingue par la présence de dépôts de sables amalgamés, enrichis en éléments lithiques et microconglomératiques.

Les carottes observées dans les puits témoignent d'un environnement fluviatile dynamique, où les sables amalgamés dominent. L'espace d'accommodation au sein du Trias inférieur étant restreint, ces dépôts sont interprétés comme des amalgamations fluviatiles de chenaux et de barres. En conséquence, une semelle sableuse relativement homogène se forme au sommet de la série inférieure, représentant une zone stratigraphique d'intérêt significatif.

L'épaisseur de cette formation varie dans la région, atteignant environ soixante mètres dans sa partie nord, mais se réduisant progressivement à 31 mètres vers le sud. Dans des zones spécifiques comme Oglet En Nasser, elle présente une épaisseur de l'ordre de 45 à 50 mètres. Cependant, au-delà de ses dimensions géographiques, cette formation revêt une importance particulière en tant que principal réservoir de la région, caractérisé par sa porosité généreuse et son imprégnation soutenue, surtout au niveau du chenal 1 (séquence 1).

Ainsi, cette description détaillée met en lumière l'importance géologique et pétrolière de la série inférieure dans la région, soulignant sa variabilité spatiale et ses caractéristiques réservoir, éléments cruciaux dans l'exploration et la production d'hydrocarbures.

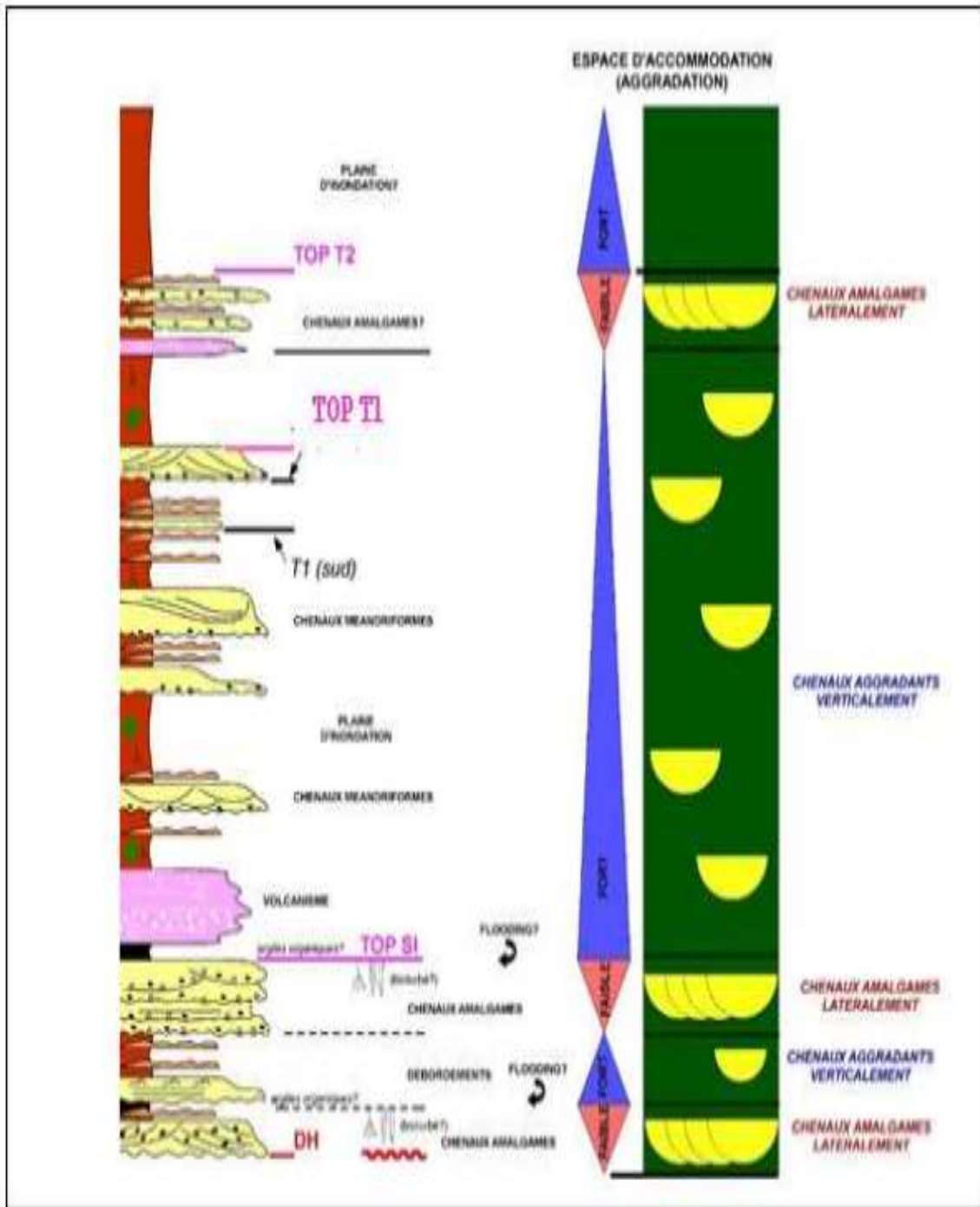


Figure (a)

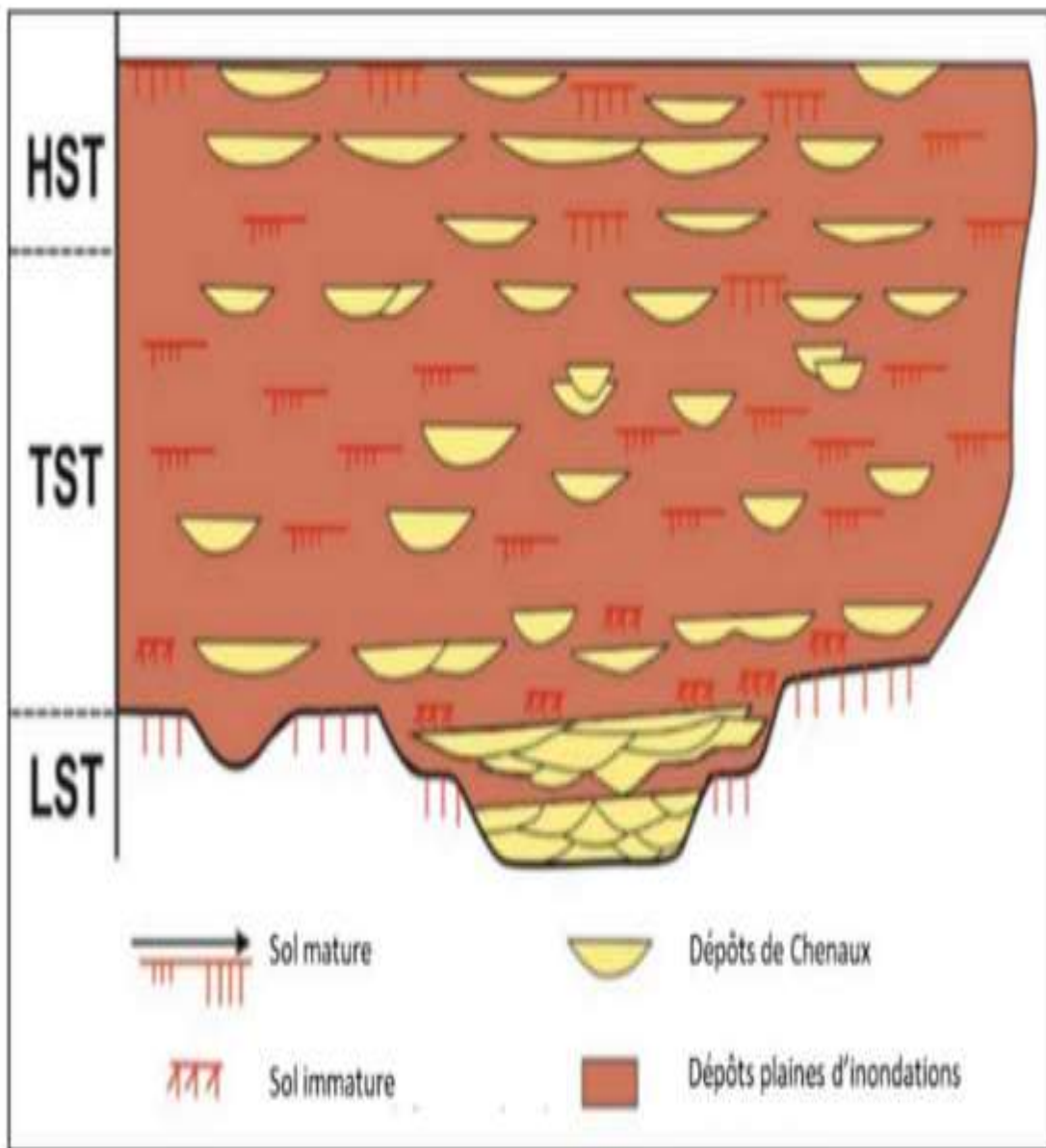


Figure (b)

Figure(5) : Schéma montrant les différentes séquences triasiques avec leurs architectures verticales suivant l'espace d'accommodation (a, Beicip Franlab, 2018) et (b, Wright & Marriot, 1993).

III.8. Analyse sédimentologique du niveau argilo-gréseux de la Série Inférieure du champ de Oglet En Nesser :

La description des lithofaciès présents dans les carottes s'appuie sur une méthodologie rigoureuse, prenant en compte plusieurs critères essentiels tels que la lithologie, la granulométrie, la composition des grains, la stratonomie (incluant la taille des bancs, l'organisation des couches ainsi que les limites supérieures et inférieures), ainsi que la reconnaissance des structures sédimentaires. Cette approche permet une interprétation fine des milieux de dépôts et de leurs environnements sédimentaires associés.

Dans cette étude, les carottes ont été analysées selon la codification des faciès établie par Miall (1996), aboutissant à l'identification de 19 lithofaciès différents. Ces lithofaciès sont regroupés en trois associations distinctes, chacune révélant des caractéristiques spécifiques des milieux de dépôt rencontrés.

À travers cette démarche, il est possible de dresser un portrait détaillé des environnements de dépôt à la base de la série Inférieure. Cette classification fine des lithofaciès permet non seulement de mieux comprendre les processus de dépôt à l'échelle locale, mais également de fournir des informations cruciales pour la modélisation des environnements sédimentaires et la prédiction des propriétés réservoirs dans la région étudiée.

- **Le lithofaciès Gp :**

se caractérise par la présence de fines couches conglomératiques, généralement d'une épaisseur inférieure à 0,5 m, présentant des stratifications planes et une base érosive. Ces conglomérats sont constitués d'éléments mono ou polygéniques tels que des schistes, des sables, des fragments de carbonates et des nodules, souvent de taille inférieure à 5 cm, et sont enchâssés dans une matrice sableuse.

- **Le lithofaciès Sp :**

est caractérisé par la présence de grès fins à moyens, bien triés, présentant des stratifications planes ou légèrement inclinées.

- **Le lithofaciès Sh :**

se caractérise par des grès fins à moyens, parfaitement classés, exhibant une stratification horizontale prononcée, entrecoupée par des intercalations d'argile très fines.

- **Le lithofaciès Sr :**

se compose de grès à grains fins, présentant une asymétrie variable, allant de symétrique à asymétrique. Ces formations peuvent parfois être associées à des rides de courant.

- **Le lithofaciès Su :**

est caractérisé par des grès massifs, très fins, bien classés et dépourvus de structures sédimentaires distinctes. On peut parfois observer la présence de cailloux comportant du ciment anhydritique dans ce type de lithofaciès.

- **Le lithofaciès Fl :**

est constitué d'argile silteuse laminée, parfois présentant de minces lames d'argiles brunâtres.

Trois associations lithofaciès définissent des environnements de dépôt fluvial, chacune reflétant des caractéristiques distinctes d'agencement des grains et de structures sédimentaires, interprétées en termes de systèmes d'écoulement hydrodynamique :

Association-1 :

Cette association est associée à un régime hydrodynamique fort. Elle se compose principalement d'un lag de galets centimétriques (microconglomérat) avec une matrice argilo-gréseuse à la base (Gp), suivi de grès à granulométrie moyenne et à stratifications entrecroisées (St, Stg, Stga, Stm et Stma), puis de bancs centimétriques à métriques avec des stratifications inclinées à planes (Sp) ou sans stratifications (Su, Sug et Sua). Les dépôts de fond de chenal sont représentés par le lag de galets, tandis que les bancs gréseux moyens correspondent aux dépôts de remplissage d'un chenal fluvial en tresse.

Association-2 :

Cette association est associée à un régime hydrodynamique moyen. Elle est caractérisée par un ensemble de bancs gréseux à granulométrie moyenne à fine présentant des stratifications horizontales (Sh), surmonté de rides, avec ou sans argile (Sr). Il s'agit principalement d'un assemblage de bancs gréseux décimétriques à métriques, à granulométrie fine, avec des structures sédimentaires typiques d'un régime hydrodynamique moyen, représentant les dépôts de remplissage d'un chenal.

Association-3 :

Cette association est associée à un régime hydrodynamique faible. Elle se compose d'argiles silteuses rouges (dolomitiques ou non), avec parfois des bancs de grès fins à moyens (Fsr et Fsm), surmontés de dépôts argileux où se développent des paléosols. Ces faciès indiquent des environnements de plaine d'inondation où se développent des paléosols, ainsi que des petits débordements caractéristiques d'un bas régime hydrodynamique.

Ces trois associations lithofaciès offrent une vue détaillée des différents environnements de dépôt fluvial, mettant en évidence les variations dans le régime hydrodynamique et les caractéristiques sédimentaires associées.

CODE	LITHOFACIES	ENVIRONNEMENT DE DEPOT
Fr	Argile <u>silteuse</u> à racines	Plaine d'inondation
Fc	Argile <u>silteuse</u> à nodule de dolomie	Plaine d'inondation
Fl	Argile <u>silteuse</u> laminée	Plaine d'inondation
Fsx	Silt argileux à rides de courant	Levée ou Plaine d'inondation
Fsm	Silt argileux massif	Levée ou Plaine d'inondation
St	Grès à stratifications en auges	Chenal actif
Sta	Grès à stratifications en auges et ciment anhydritique	Chenal actif
Stm	Grès à stratifications en auges et galets argileux	Chenal actif
Stma	Grès à stratifications en auges à galets argileux et ciment anhydritique	Chenal actif
Stg	Grès à stratifications en auges et à graviers	Chenal actif
Stga	Grès à stratifications en auges à graviers et ciment anhydritique	Chenal actif
Sp	Grès à stratifications planes	Barre de chenal
Sj	Grès à stratifications planes faiblement <u>pentées</u>	Barre de chenal
Sh	Grès à stratifications planes horizontales	Levée
Su	Grès massif	Chenal actif
Sug	Grès massif à granules	Chenal actif
Sua	Grès massif à ciment anhydritique	Chenal actif
Sr	Grès à rides	Levée ou Crevasse
Gp	Conglomérat à stratifications planes	Chenal torrentiel

Figure (20) :Codification des lithofaciès (Miall, 1996)

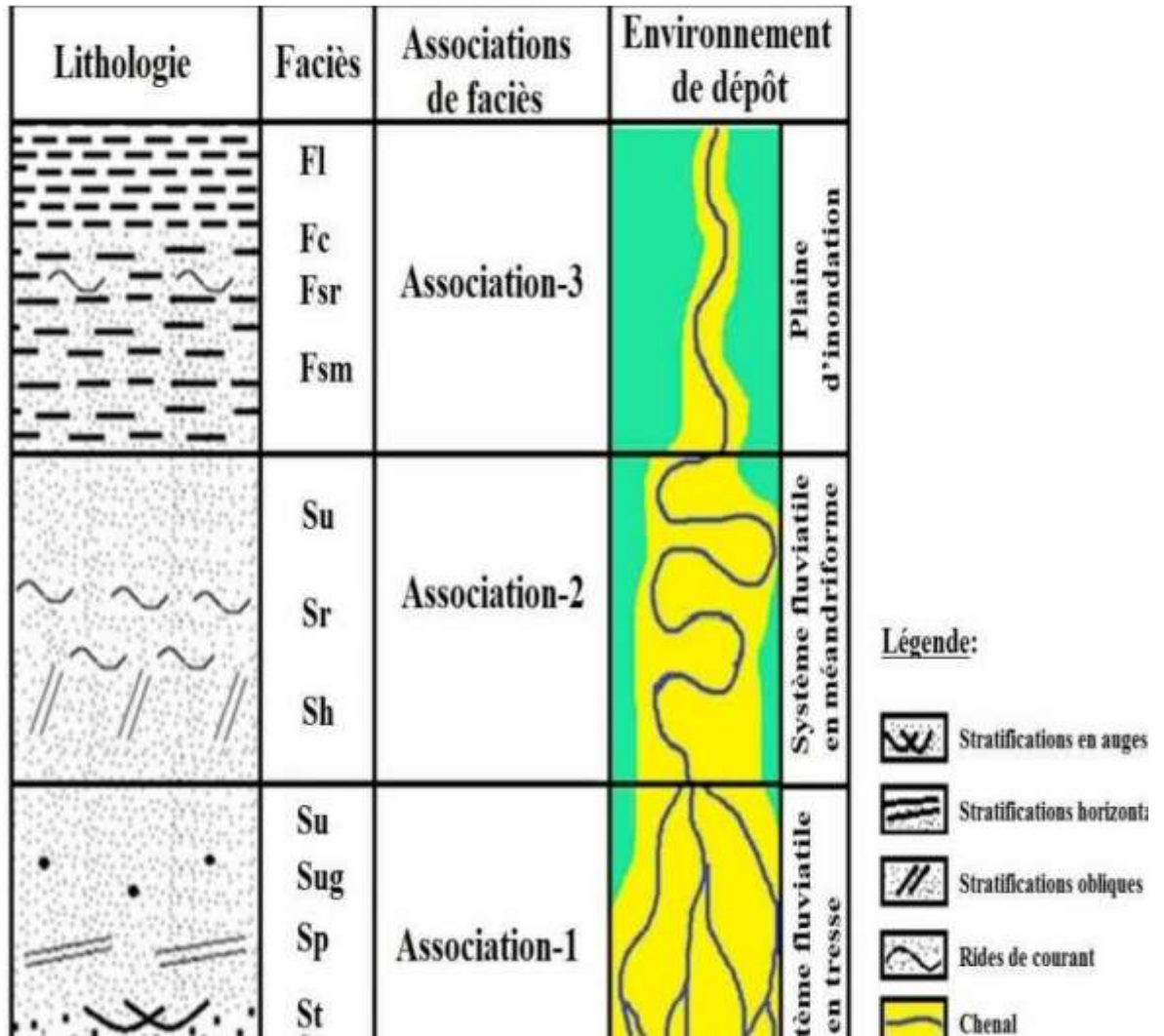


Figure (21) : Colonne lithologique du niveau argilo-gréseux de la Série Inferieure montrant les différents faciès rencontrés sur les carottes, l'association de faciès ainsi que l'environnement de dépôt

III.9. Etude sédimentologie pour champ Oglet En Nasser :

Après une analyse approfondie de la description de la carotte, il est désormais évident que le milieu sédimentaire du champ pétrolier d'Akla Al-Nasser présente des caractéristiques typiques d'un environnement fluvial méandrique. La présence de stratifications horizontales et obliques, ainsi que des bancs de grès centimétriques et métriques, confirme cette interprétation.

Les formations de grès observées, avec leurs variations de granulométrie et de stratification, suggèrent des conditions de dépôt caractéristiques des rivières méandriques, où les processus de transport et de dépôt des sédiments sont influencés par les méandres du cours d'eau. Les bancs de grès de différentes épaisseurs indiquent des périodes de dépôt variables, reflétant les fluctuations du débit et de l'activité sédimentaire au fil du temps.

De plus, la présence de stratifications horizontales et obliques suggère des changements dans la direction et l'intensité du courant, ainsi que des variations dans les conditions de dépôt au cours de l'évolution géologique de la région.

En considérant ces éléments, il est plausible de conclure que le champ pétrolier d'Oglet Al-Nasser a été formé dans un environnement fluvial méandrique, avec des processus sédimentaires dynamiques contribuant à la création des réservoirs de grès qui abritent les hydrocarbures exploitables. Cette compréhension du milieu sédimentaire est essentielle pour orienter les stratégies d'exploration et de développement du champ, ainsi que pour évaluer le potentiel de production des réserves pétrolières.

III.10. Extension de la formation argilo-gréseuse de la Série Inférieure dans le champ de Oglet En Nasser :

L'analyse et la cartographie des épaisseurs du niveau argilo-gréseux de la Série Inférieure ont révélé sa distribution généralisée sur la majeure partie du champ. Cependant, quelques variations notables ont été observées :

1. Dans la région située entre les points tsancert OEN1, OEN4 et OEN9, en se déplaçant du sud vers le nord de la série inférieure, une diminution significative de l'épaisseur du niveau argilo-gréseux est constatée. Cette variation pourrait être attribuée à des processus géologiques spécifiques qui ont eu lieu dans cette zone, entraînant une altération ou une réduction de l'épaisseur du dépôt argilo-gréseux.

2. En se déplaçant d'ouest en est à travers les points transect WOEN2, OEN1 et OEN7, la stabilité de l'épaisseur du niveau argilo-gréseux de la Série Inférieure est remarquable. Cette constance suggère une uniformité relative des processus de dépôt ou des conditions environnementales dans cette direction, conduisant à une épaisseur cohérente du niveau argilo-gréseux sur cette trajectoire.

3. Dans le secteur compris entre les points transect BOG7, OEN9, OEN3 et WOEN2, en suivant une direction diagonale du sud-ouest au nord-est, une déclinaison marquée de l'épaisseur du niveau argilo-gréseux est observée. Cette variation peut être le résultat de facteurs géologiques complexes tels que des mouvements tectoniques, des variations de l'apport sédimentaire ou des processus d'érosion différenciés, qui ont influencé la distribution et l'épaisseur du dépôt argilo-gréseux dans cette zone.

Ces observations soulignent l'importance de prendre en compte les variations spatiales de l'épaisseur du niveau argilo-gréseux dans l'interprétation géologique du champ, ainsi que dans la planification et la gestion des activités liées à l'exploitation des ressources naturelles ou à d'autres applications géotechniques.

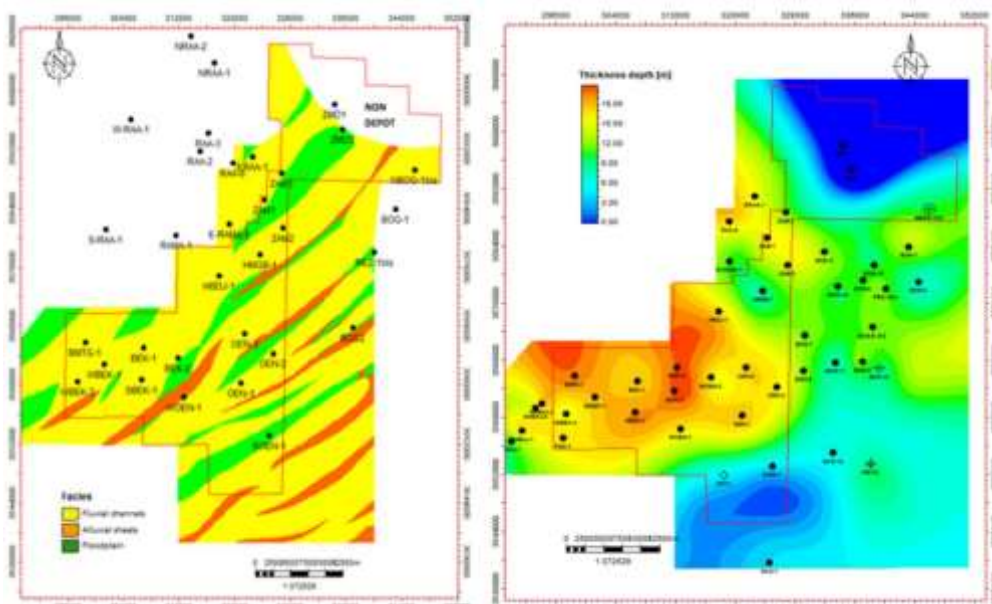


Figure (22-23) : Carte du modèle conceptuel de dépôt et d'épaisseur du chenal 1 du Trias SI

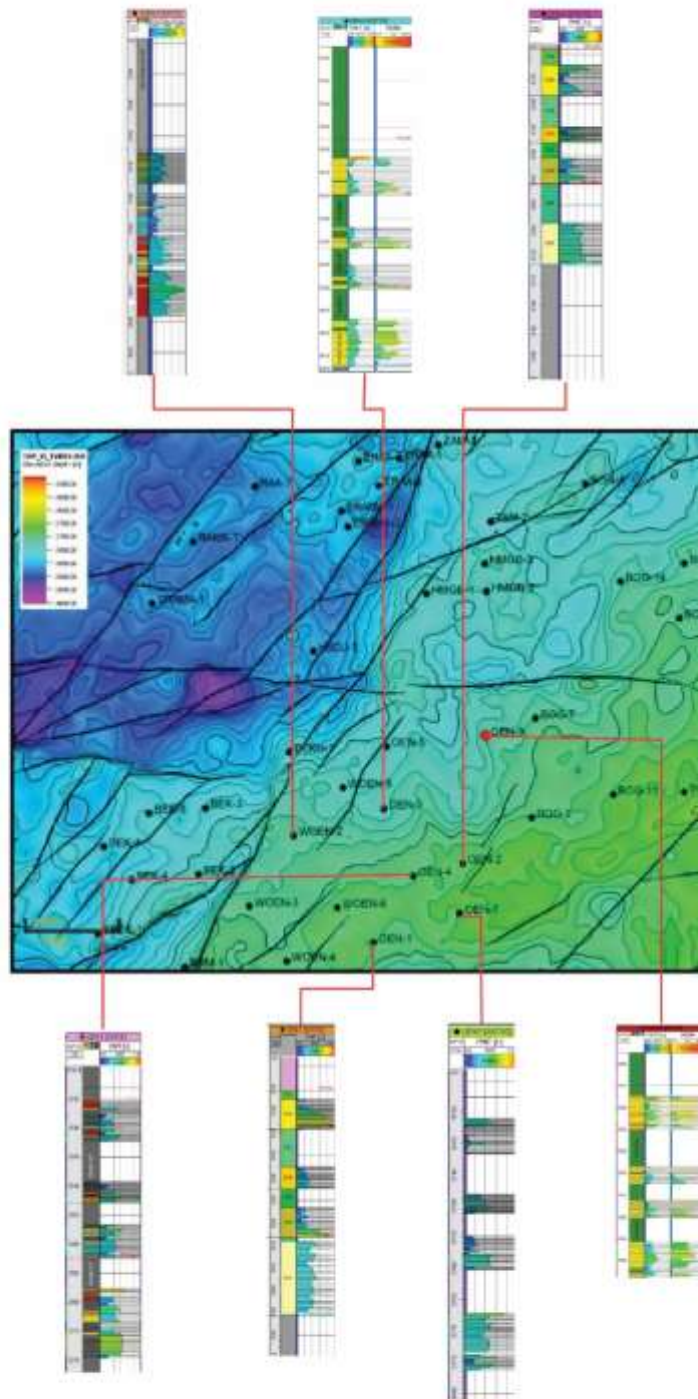


Figure (24) : position des puits avec resultat de diagraphie

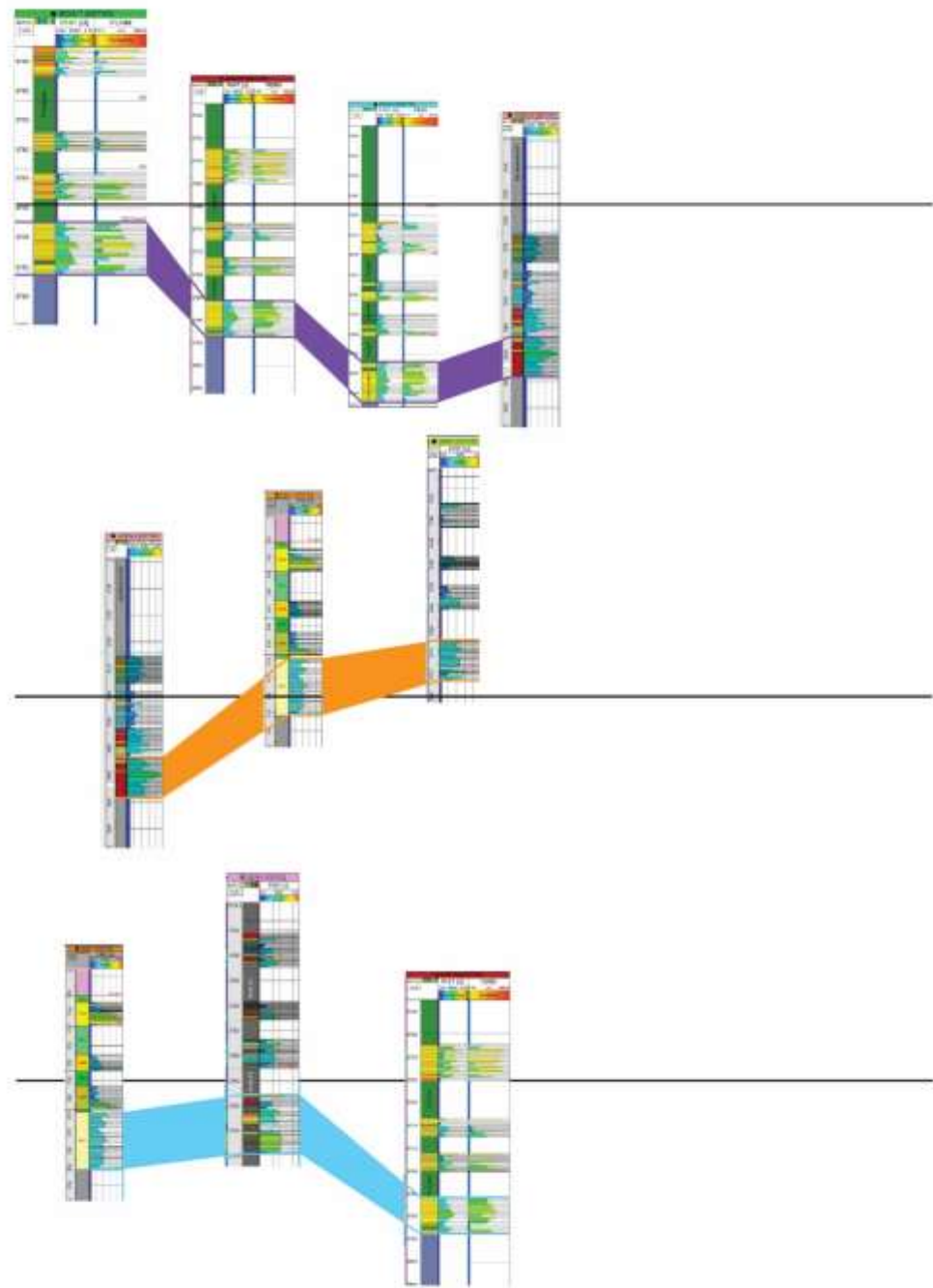


Figure (25) :transection 1,2,et 3

En conclusion, l'analyse détaillée des mesures pétrophysiques et de la description des carottes dans le champ d'Oglet En Nasser fournit une compréhension approfondie des environnements de dépôt fluvial méandrique dominants. Les observations de stratifications horizontales et obliques, ainsi que la diversité des lithofaciès identifiés, confirment l'évolution dynamique de ce milieu sédimentaire. Cette compréhension est cruciale pour guider les décisions stratégiques dans l'exploration et le développement des réserves pétrolières, en optimisant l'utilisation des technologies et des pratiques pour assurer une exploitation efficace et durable des ressources hydrocarbonées.

Conclusion générale

Conclusion Générale

Grâce à cette étude détaillée des caractéristiques sédimentaires et pétrophysiques du réservoir triasique inférieur dans le champ d'Oglet En Nasser, nous avons acquis une compréhension complète de la structure géologique et des environnements de dépôt qui ont contribué à la formation de ce réservoir d'hydrocarbures crucial. Les résultats confirment que le réservoir présente une diversité lithologique reflétant des environnements de dépôt variés, allant des régimes hydrodynamiques forts, moyens, et faibles. Ces environnements sédimentaires distincts se manifestent par les associations de lithofaciès identifiées, illustrant la diversité des conditions de dépôt qui ont influencé la formation du réservoir.

L'étude a également mis en évidence l'importance des caractéristiques pétrophysiques, telles que la porosité et la perméabilité, dans l'évaluation de la qualité du réservoir et de son potentiel de production. Les fissures horizontales et verticales détectées jouent un rôle crucial dans la migration et l'accumulation des hydrocarbures, influençant ainsi les stratégies d'extraction et de production.

Cette étude offre une base scientifique solide pour le développement de stratégies d'exploration et de production dans le champ d'Oglet En Nasser, soulignant l'importance de l'intégration des données géologiques et pétrophysiques pour une compréhension globale des caractéristiques du réservoir. Cette compréhension approfondie améliore l'efficacité des opérations d'exploration et de production et contribue à la durabilité des activités d'extraction des hydrocarbures dans la région.

Bibliographie & Référence

Bibliographie & Référence

1. SONATRACH DP 20/11/ 2018: Fiche Carottes de puits OEN 2.
2. SONATRACH DP 15/10/2020: Fiche Carottes de puits OEN4.
3. SONATRACH DP 16/03/2021Fiche Carottes de puits OEN9.
4. SONATRACH Avril 2018: Rapport d'implantation de puits: OEN2.
5. SONATRACH Septembre 2019 : Rapport d'implantation de puits: OEN4.
6. SONATRACH Aout 2021 : Rapport d'implantation de puits: OEN9.
7. SONATRACH Janvier 2021: Rapport d'implantation de puits: OEN7.
8. SONATRACH Janvier 2022: Rapport d'implantation de puits: OEN11.
9. SONATRACH DP février 2018: les analyses des échantillons au laboratoire chimique.
10. SONATRACH DP février 2020les analyses des échantillons au laboratoire chimique.
11. SONATRACH DP février 2021: les analyses des échantillons au laboratoire chimique.