

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTE DES HYDROCARBURES, DES

ENERGIES RENOUVELABLES ET

DESSCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire De FIN D'ETUDE

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière

THEME

Etude géologique et caractérisation pétrophysique du réservoir
TAGI du champ d'Oglet En Nasser.

Présente par:

KAUDJA Mohammed Laid

KHELLOU Mohammed Ayoub

Devant le jury:

Président: Pr. Medjani. fethi

Promoteur: Pr. HACINI. Messaoud

Examineur: Dr. Laouini. Hamza

Année Universitaire : 2025/2026

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



REMERCIEMENTS

En conclusion, je souhaite exprimer ma sincère gratitude à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire. J'espère qu'elles percevront dans ces lignes toute notre reconnaissance.

AVANT TOUT, NOUS REMERCIONS DIEU POUR LE COURAGE ET LA FORCE QU'IL NOUS A ACCORDÉS POUR MENER À BIEN CE TRAVAIL.

NOUS ADRESSONS NOS PLUS SINCÈRES REMERCIEMENTS À NOTRE DIRECTEUR DE MÉMOIRE, LE PROFESSEUR HACINI MESSAOUD, POUR SES ENCOURAGEMENTS, SA PATIENCE ET SES PRÉCIEUX CONSEILS, AINSI QUE POUR SON ACCOMPAGNEMENT CONSTANT TOUT AU LONG DE CE PROCESSUS. SON RÔLE A ÉTÉ DÉTERMINANT DANS LA RÉALISATION DE CE MÉMOIRE. NOUS REMERCIONS ÉGALEMENT LES MEMBRES DU JURY QUI NOUS ONT FAIT L'HONNEUR D'APPROUVER NOTRE TRAVAIL. NOUS EXPRIMONS NOTRE PROFONDE GRATITUDE AU PROFESSEUR B.F. (INGÉNIEUR CHEZ SONATRACH) POUR NOUS AVOIR SUGGÉRÉ CE SUJET ET POUR AVOIR ENCADRÉ NOTRE PROJET DE FIN D'ÉTUDES.

NOUS SOUHAITONS LA BIENVENUE AU PROFESSEUR HAMZA LAOUINI (DIRECTEUR DU DÉPARTEMENT DE GÉOLOGIE).

NOUS REMERCIONS TOUS LES PROFESSEURS DU DÉPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS ET LEUR EXPRIMONS NOTRE PROFONDE GRATITUDE POUR LEURS VASTES CONNAISSANCES, LEUR HUMILITÉ ET POUR LE PARTAGE DE LEUR EXPERTISE. NOUS REMERCIONS ÉGALEMENT TOUS NOS COLLÈGUES ET AMIS POUR LEURS ENCOURAGEMENTS ET LEUR SOUTIEN MORAL EN TOUTES CIRCONSTANCES.





DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail :

*À mes chers parents, pour leur amour inconditionnel, leurs sacrifices
et leur soutien indéfectible tout au long de mon parcours universitaire.*

Que Dieu les protège.

À toute ma famille, pour leur encouragement constant.

*À mes enseignants, qui m'ont guidé avec patience et rigueur
scientifique.*

*À mes chers amis et collègues, avec qui j'ai partagé des moments
inoubliables d'effort et de fraternité.*

*À tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce
travail.*



Sommaire

Introduction Générale	1
Chapitre I : Présentation de la région d'étude	
I. Introduction	3
I.1. Cadre Régional.....	3
I.1.1. Situation géographique :	3
I.1.2. Situation géologique :	3
I.1.3. Historique d'exploitation d'Amguid Messaoud :.....	5
I.1.4. Aperçue structural :	6
I.2. Cadre Géologique Locale	7
I.2.1. Aspect Géologique :	7
I.2.1.1. cadre géologique local :	7
I.2.1.2. Cadre structural local :	8
I.2.3. Système Pétrolier :	8
I.2.3.1. Piège :	8
I.2.3.2. Réservoirs :	9
I.2.3.3. Couvertures :	9
I.2.3.4. Roche mère et migration :	9
I.2.4. Litho-stratigraphique :	9
I.2.4.1. DEPOTS CENOZOÏQUE :	10
I.2.4.2 DEPOTS MESOZOÏQUE :	10
I.2.4.3. DEPOTS PALEOZOÏQUE :	12
CHAPITRE II : Matériels <u>Et</u> <u>Méthodes</u>.	
II. Introduction.....	16
II.1. Carottage :	16
II.2. Buts Et Types de De Carottage :	16
II.2.1. Buts de Carottage.....	16
II.2.2. Types de carottage	17
II.3. Etude lithologique du réservoir:	17
II.3.1. Etude Macroscopique (Analyse et description des carottes):	18
II.3.1.1. Protocole des analyses conventionnelles sur carottes:	18
II.3.1.2. Mesures sur carottes :	21

II.3.2. Etude Microscopique.....	23
II.4. Etude pétrophysique :	23
II.4.1. Méthode directe (mesure sur carottes) :.....	24
II.4.2. Méthode indirecte (diagraphique) :	25
II.5. Logiciels utilisés dans l'étude :	26
II.5.1. Techlog :.....	26
II.5.1.1. Présentation du logiciel :	26
II.5.1.2. Principe de fonctionnement du logiciel :	26
II.5.1.3. Son utilisation dans cette étude	26
II.5.2. Petrel :	27
II.5.2.1. Présentation du logiciel :	27
II.5.2.2. Principe de fonctionnement du logiciel :	27
II.5.2.3. Son utilisation dans cette étude :	27
Chapitre III : Résultats et discussions	
III. Introduction :	29
III.1. Étude géologique du réservoir Trias Série Inférieure (OEN) :	29
III.1.1. Étude lithologique :	29
III.1.2. Étude Sédimentologique du champ de OEN :.....	34
III.1.3. Étude structurale :.....	34
III.1.3.1. Carte en isopaque :.....	35
III.1.3.2. Carte en isobathes :	36
III.2. Analyse pétrophysiques de réservoir Trias SI (méthode directe) :	38
III.2.1. Cartographie des propriétés pétrophysiques Evolution latérale:	38
III.2.1.1. Carte de isoPorosité :	38
III.2.1.2. Carte de isoPerméabilité :	40
III.2.2. Analyse Statistique (Histogrammes) Evolution vertical :	42
III.2.2.1. histogrammes de puits A :.....	42
III.2.2.2. histogrammes de puits B :	46
III.2.2.3. histogrammes de puits C :.....	49
III.3. Analyse diagraphique de réservoir Trias Série Inferieur (méthode indirecte) :	52
III.3.1. Interprétation à partir de corrélation diagraphique:.....	52
III.3.1.1. Le profile 01 à était réalisé sur le flanc Sud de la zone d'étude en partent de l'Est au Sud Ouest:	53
III.3.1.2. Le profile 02 à était réalisé sur le flanc Nord de la zone d'étude en partent de Nord au Sud Est:	54

III.3.2. Interprétation à partir de Quanti Élan	55
III.3.2.1. Puits A :	55
III.3.2.2. Puits B :	56
III.3.2.3. PuitsC :	58
III.3.2.4. Puits D :	59
 III.4. Synthèse des résultats : intégration systématique entre évaluation directe et indirecte des reservoirs:	 61
Conclusion Générale :	64

Figure.01 : Carte géologique du bassin Amguid Messaoud (WEC 2007).....	5
Figure.02 : Carte structural du bassin d'AMGUID MESSAOUD (doucement SONATRACH).....	7
Figure.03 : colonne litho-stratigraphique du champ Onglet En Nasser (doucement SONATRACH).....	14
Figure.04 : Carotte laver et préparé pour analyse (CRD 2018).....	18
Figure.05 : Prélèvement d'échantillons (CRD 2018).....	19
Figure.06 : Préparation et conditionnement des plugs de carottes (CRD 2018).....	19
Figure.07 : Exemples de photographie sous Lumière Blanche/Ultra Violet (CRD 2018).....	20
Figure.08 : Le laboratoire de photographie sous Lumière Blanche/Ultra Violet (CRD 2018).....	20
Figure. 09 : Appareil de Gamma Ray Spectral et gamma ray log (CRD 2018).....	21
Figure.10 : appareil de pdpk (CRD 2018).....	22
Figure. 11: Appareil de CMS 300 (CRD 2018).....	23
Figure.12 : Digital Prosimètre (CRD 2018).....	24
Figure.13 : Ultra perméamétrie (CRD 2018).....	24
Figure.14 : Appareil de Dean-Strak (CRD 2018).....	24
Figure.15 : Carottes gréseuses du réservoir OEN (Sanatrach exploration).....	30
Figure.16 : Niveaux argileux stratifiés du réservoir OEN (Sanatrach exploration).....	31
Figure.17 : Complexe argilo-gréseux du réservoir OEN (Sanatrach exploration).....	31
Figure.18 : Niveaux Conglomérat de réservoir OEN (Sanatrach exploration).....	32
Figure.19 : galets millimétriques d'argile de réservoir OEN (Sanatrach exploration)...	32
Figure.20 : Roche éruptive et présence de calcite de réservoir OEN (Sanatrach exploration).....	33
Figure.21 : Stratification oblique dans les carottes réservoir OEN (Sanatrach exploration).....	33

Figure.22 :La carte en isopaque du réservoir TAG SI dans le gisement de OEN ((Petrel Sanatrach « modifie »).....	36
Figure.23 : la carte isobathe au toit du réservoir Trias SI dans champ OEN ((Petrel Sanatrach « modifie »).....	38
Figure.24 : La carte en iso-Porosité du réservoir TAG SI dans le gisement de OEN ((Petrel Sanatrach « modifie »).....	40
Figure.25 : La carte en iso-Perméabilité du réservoir TAG SI dans le gisement de OEN (Petrel Sanatrach « modifie »).....	42
Figure.26 :Histogramme représentatif la variation verticale de la porositt�	
Puits A.....	45
Figure.27 : Histogramme représentatif la variation verticale de la perméabilité	
Puits A.....	46
Figure.28 : Histogramme représentatif la variation verticale de la porositt�	
Puits B.....	48
Figure.29 : Histogramme représentatif la variation verticale de la perméabilité	
Puits B.....	49
Figure.30 : Histogramme représentatif la variation verticale de la porositt�	
Puits C.....	51
Figure.31 : Histogramme représentatif la variation verticale de la perméabilité	
Puits C.....	52
Figure.32 : Corrélation diagaphique E-W des puits OEN (Surfer Sanatrach « modifie »).....	53
Figure.33 : Corrélation diagaphique NW-SE des puits OEN(Surfer Sanatrach « modifie »).....	55
Figure.34 : Résultat d'interprétation diagaphique du puits A (Techlog Sanatrach).....	56
Figure.35 : Résultat d'interprétation diagaphique du puits B (Techlog Sanatrach).....	57
Figure.36 : Résultat d'interprétation diagaphique du puits C	

(Techlog Sanatrach).....	59
Figure.37 : Résultat d'interprétation diagraphique du puits D	
(Techlog Sanatrach).....	61

LISTE DES TABLEAUX

Tableau01: les intervalles carottés des puits forés.....	17
Tableau02: mesures pétrophysiques du carotte puits (A).....	42
Tableau03: mesures pétrophysiques du carotte puits (B).....	46
Tableau04: mesures pétrophysiques du carotte puits (c).....	49

Introduction Générale

L'évaluation des propriétés pétrophysiques des roches réservoirs est une étape cruciale et décisive dans le processus d'exploration et de développement des gisements d'hydrocarbures. En fait, la performance productive de tout réservoir est étroitement liée à la qualité de ses paramètres de base, tels que la porosité, la perméabilité, la saturation des fluides et la densité de formation rocheuse. La caractérisation précise de ces paramètres permet non seulement une estimation précise du potentiel pétrolier, mais s'étend également à l'amélioration des stratégies pour mettre le gisement en production et gérer efficacement les réservoirs

Dans ce contexte, le présent travail s'inscrit dans l'approche de caractérisation pétrophysique appliquée au champ « d'Oglet En Nasser », qui est une des plages structurales majeures du désert central algérien. Lors du forage de puits, l'identification et la séparation des plages de capacité de production élevée est une étape essentielle ; À cette fin, les processus d'acquisition et d'interprétation des enregistrements de puits conventionnels (Diagraphies) se distinguent comme un outil essentiel fournissant des mesures continues le long du puits, permettant une évaluation indirecte des caractéristiques des formations pénétrées

Cependant, l'extrême hétérogénéité lithologique et structurale qui caractérise le réservoir des Trias inférieurs (TAGI) dans cette région pose des défis importants concernant la fiabilité des explications basées exclusivement sur des méthodes indirectes. Ainsi, le problème central de notre étude se cristallise

Dans quelle mesure l'intégration et la correspondance entre ces méthodes indirectes (enregistrements de puits) et les méthodes directes (analyses de carottes) permettent-elles une détermination précise de la qualité du réservoir et réduisent-elles l'incertitude résultant de sa complexité sédimentaire ?

Le présent mémoire est structuré en trois chapitres à savoir

Chapitre I : Présentation de la région d'étude. Il traite du contexte général de la région d'étude

Chapitre II : Matériel et méthodes. Ce chapitre a pour objectif de présenter le matériel utilisé, la méthodologie adoptée, ainsi que les différents logiciels appliqués durant la réalisation de ce travail.

Chapitre III : Résultats et discussions. Dans ce chapitre, nous essayons d'exposer les résultats et les données obtenus afin de les interpréter, suivis enfin par une conclusion générale.

CHAPITRE I :
PRESENTATION
DE LA REGION
D'ETUDE.

I. Introduction

Le bassin d'Amguid-Messaoud, situé dans le vaste Sahara algérien, est un réservoir géologique clé pour les ressources en hydrocarbures de l'Afrique. Les premières traces d'hydrocarbures dans la région remontent à 1914 avec la découverte d'un gisement dans l'Atlas saharien. Longtemps considéré comme pauvre en ressources, le Sahara a révélé son potentiel avec la découverte d'un champ de gaz à Djebel Berga dans la dépression d'Ahnnet en 1954. Cependant, c'est en 1956 que le bassin d'Amguid-Messaoud a véritablement marqué l'histoire pétrolière avec la découverte de la première accumulation commerciale de pétrole, suivie par la mise en évidence des champs pétrolière de Hassi Messaoud (pétrole) et Hassi R'mel (gaz) dans les strates Triasiques.

À ce jour, le bassin d'Amguid-Messaoud continue de révéler des accumulations d'hydrocarbures, toutes situées dans des séquences sédimentaires allant du Cambrien au Triasiques. Ce chapitre détaillera le bassin d'Amguid-Messaoud, en définissant ses frontières géographiques et géologiques, en explorant la tectonique qui a façonné sa structure, son étendue stratigraphique et les formations qu'il contient. Nous aborderons également les caractéristiques particulières du champ d'Oglet En Nasser, qui fait partie intégrante du bassin d'Amguid-Messaoud et représente un objectif stratégique dans cette étude.

I.1. Cadre Régional

I.1.1. Situation géographique

Le bassin d'Amguid-Messaoud, un élément clé de la province Est de la Plate-forme Saharienne en Algérie, se trouve dans la partie occidentale de la province Triasiques. Il est encadré au nord par les permis de Taléamazène et Touggourt, tandis qu'à l'est, il jouxte le célèbre champ pétrolifère de Hassi Messaoud. Au nord-ouest, il est limitrophe du champ de Hassi R'mel. Les coordonnées géographiques précises du bassin sont 31°40'49" Nord en latitude et 6°04'22" Est en longitude, avec une altitude de

152 mètres au-dessus du niveau de la mer. Avec une superficie impressionnante de 157 793 km².

I.1.2. Situation géologique

Le bassin d'Amguid-Messaoud se distingue par sa structure géologique complexe, caractérisée par une série d'éléments tectoniques qui définissent un bassin avec une colonne stratigraphique relativement complète.

CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA REGION D'ETUDE

Plusieurs éléments structuraux viennent délimiter ce bassin. On citera :

- ✓ Au Nord, le môle d'Ahara qui le sépare du bassin de Berkine,
- ✓ À l'Est, le môle de Tihemboka, le séparant des bassins de Djado et Murzuk en Libye,
- ✓ À l'Ouest, le môle d'Amguide-el-Biod et la voûte de Tin-Fouyé au NordOuest, le séparant, respectivement, du bassin de Mouydir et Oued-Mya,
- ✓ Au Sud, il est limité par le bouclier du Hoggar dans la région du Tassili n'Ajjers.

Du point de vue lithostratigraphique, la couverture sédimentaire, d'âge essentiellement Paléozoïque, peut atteindre les 3500 m d'épaisseur. Les dépôts d'âges Primaire et Secondaire affleurent au Sud et à l'Est du bassin et ceux du Tertiaire, au Nord-Ouest.

Du point de vue morphologique, on note l'existence de vastes zones dunaires, principalement l'erg d'Issouane au centre et de Bourarhet à l'Est.

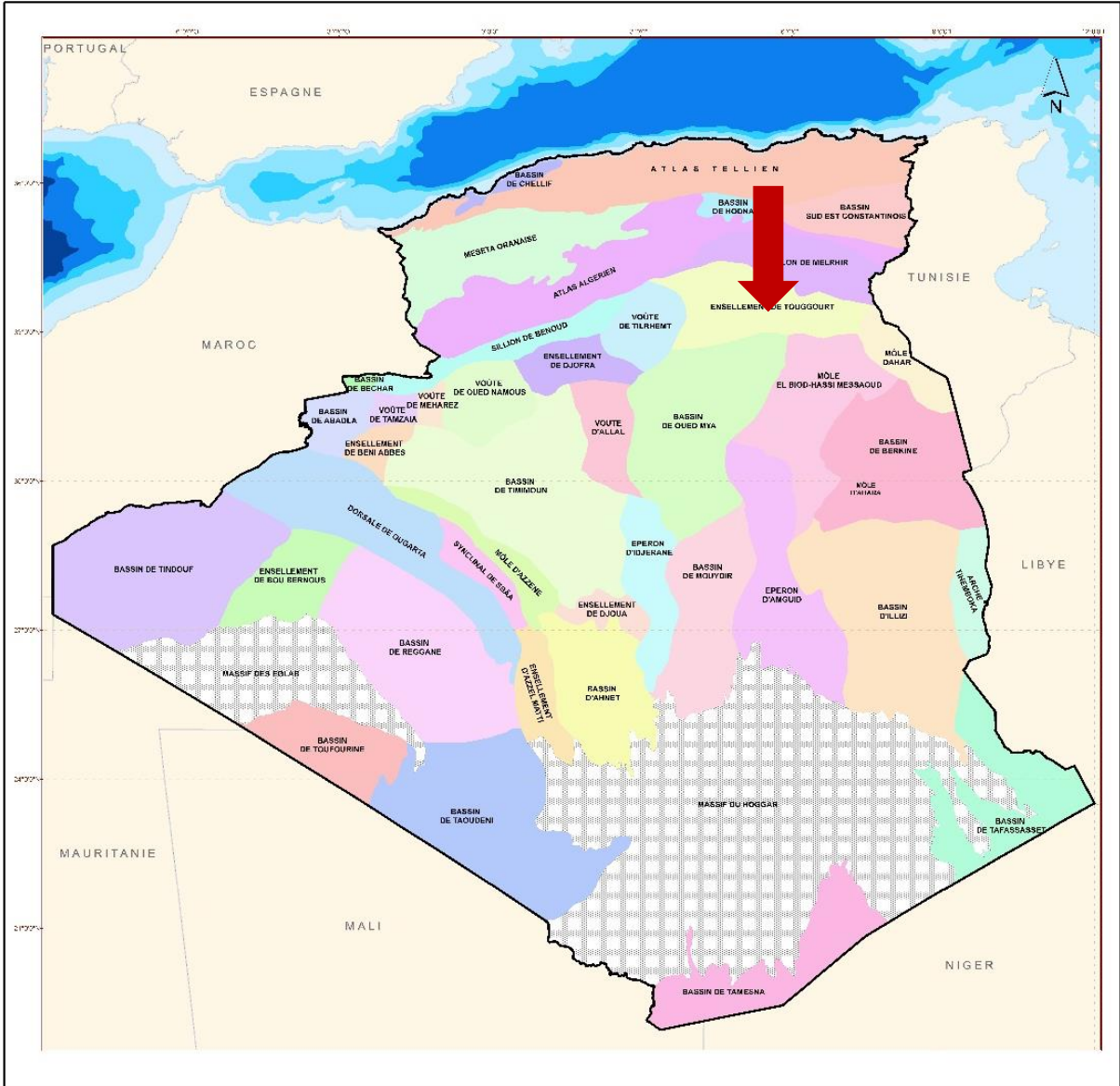


Figure.01 : Carte géologique du bassin Amguid Messaoud (WEC 2007).

I.1.3. Historique d'exploitation d'Amguid Messaoud

Le bassin de Hassi Messaoud est l'un des plus grands champs pétroliers d'Algérie et du monde. Les premières opérations de recherche pétrolière dans le bassin ont commencé dans les années 1950. C'est au cours de cette période que la première découverte d'hydrocarbures a été faite. En effet, le champ de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par S.N. REPAL.

Les réserves initiales estimées du champ de Hassi Messaoud étaient d'environ 6,4 milliards de barils. Cela a fait de ce champ un élément clé de l'industrie pétrolière algérienne et a conduit à une intensification des opérations de forage. Au fil des ans, des sociétés comme Schlumberger (SLB) ont été impliquées, mettant en œuvre des technologies de pointe pour améliorer les taux d'extraction de pétrole.

Parallèlement aux opérations de forage, l'activité d'acquisition sismique réflexion a également été une partie importante de l'exploration dans le bassin de Hassi Messaoud. L'entreprise ENAGEO a accumulé des kilomètres significatifs en acquisition sismique 2D et 3D au cours des dix dernières années.

L'exploration des hydrocarbures continue dans le bassin de Hassi Messaoud. Par exemple, Schlumberger a annoncé des plans ambitieux pour approfondir ses opérations dans le bassin de Hassi Messaoud avec des technologies avancées. Ces efforts visent à maximiser la production de pétrole et de gaz et à garantir que le bassin de Hassi Messaoud continue de jouer un rôle clé dans l'industrie pétrolière algérienne et mondiale.

I.1.4. Aperçue structural

L'image structurale actuelle du bassin est le résultat de la succession de plusieurs phases tectoniques qui début par la phase compressif d'âge panafricain responsable de la mise en place des principaux éléments géologique et qui se termine par les mouvements compressif Alpine de direction N-NNE / S-SSE d'âge Moi-Pliocène.

Les principales failles ont une orientation globale NE-SO (dus principalement aux mouvements hercynienne repris par des mouvements distensifs, recoupées par des failles secondaires Est-Ouest (résultat de la transgression autrichienne) et qui joue un rôle prépondérant dans la fermeture latérale des pièges (failles décrochantes).

L'érosion hercynienne a graduellement décapé les formations, siluriennes et ordoviciennes en direction des Up-lift au Nord nous avons le haut de Djmaa Touggourt et au sud le mole Amguid-El Biod, l'érosion est plus au moins intense au centre de la zone d'étude ou, le silurien radioactif est partiellement préservé, tandis que l'Ordovicien est plus au moins préservé jusqu'au Nord du Nord, on rencontre la partie basale de l'Ordovicien.

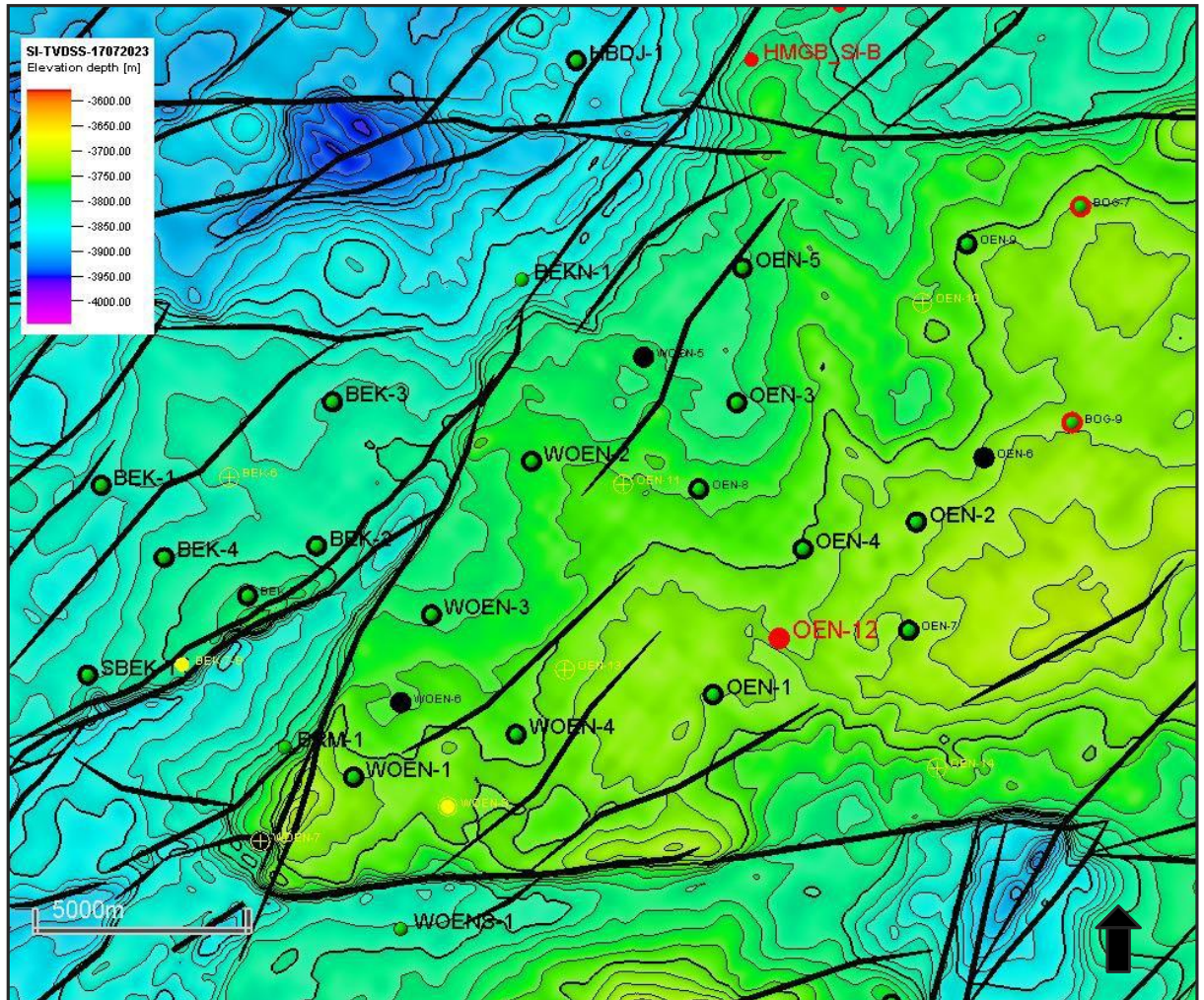


Figure.02 : Carte structural du bassin d'AMGUID MESSAOUD (doucement SONATRACH).

I.2. Cadre Géologique Locale

I.2.1. Aspect Géologique

I.2.1.1. cadre géologique local

La région de Touggourt se situe au Nord-est de la plateforme Saharienne, elle est limitée au nord par l'accident Sud atlasique ainsi que les premiers contreforts des monts des Aurès au Sud elle est limitée par la falaise méridionale du Tinhert, et les affleurements Crétacés du Dahar à l'Est, et la dorsale du Mزاب à l'Ouest.

La région d'étude Oglet En Nasser est située dans la partie Sud du périmètre Touggourt Est II, au

Nord Est du Champ de Hassi Messaoud, entre les bassins d'Oued Mya à l'Ouest et Berkine à l'Est. Géologiquement, elle constitue le prolongement vers le Nord de l'axe structurale El Agreb - Hassi Messaoud et elle est caractérisée par des trends de direction NE-SW, elle se trouve entre les bassins d'Oued Mya à l'Ouest et Berkine à l'Est.

I.2.1.2. Cadre structural local

L'image structurale actuelle de cette partie du Bassin témoigne d'une histoire géodynamique assez profonde avec des événements tectoniques majeurs qui ont profondément affecté l'épaisse couverture sédimentaire de la région.

La structure d'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 60 m et bordée à l'Ouest par deux failles régionales de direction Est-Ouest et Nord-Est Sud-ouest.

Le champ Oglet En Nasser a été couvert par le programme sismique 3D RAA (sismique acquise en 2011 et traitée en 2013) d'une superficie de 1097km² qui recouvre la structure de OEN et la sismique 3D HBR qui recouvre la structure de SOEN et la délinéation OEN-2 d'une superficie de 1001km². Plus au nord par la sismique 3D-NBOG (sismique acquise entre 2015 et 2016 et le traitement sismique entre 2006 et 2017) d'une superficie de 2500km qui recouvre les structures de OEN, ZAM, BEK et BMTG.

Les programmes sismiques ont été réalisés en fonction des objectifs géologiques de la région définis par l'orientation des principaux éléments structuraux de direction NE-SW, avec les dimensions du Bin de (25m x 25m).

Le rapport entre la faible résolution verticale et l'épaisseur du réservoir de la Série Inférieure rend le travail d'interprétation sismique assez difficile, de même que certains rejets de failles ne sont pas visibles.

La carte en isobathes à la discordance hercynienne (Fig.03), montre une structuration en horsts et grabens, traversée par des failles normales et inverses de direction NE-SW et compliquée par des failles secondaires de direction E-W.

Le champ Onglet En Nasser est situé dans un environnement pétrolier très favorable (productif d'huile et de gaz dans le réservoir Trias "Série Inférieure" et Ordovicien "Grès d'Ouargla").

I.2.3. Système Pétrolier

I.2.3.1. Piège

La structure d'Onglet En Nasser est définie comme étant un piège de type Structural contre faille et stratigraphique (mixte).

I.2.3.2. Réservoirs

- Trias « Série Inférieure »

Ce réservoir étant objectif primaire, est caractérisé par une grande variabilité de faciès et d'épaisseurs (dépôts fluviatiles). Il est représenté par une alternance argilo-gréseuse reposant directement sur la Discordance Hercynienne.

Cette alternance est représentée par des argiles brun-rouges et vertes, tendres à indurée légèrement carbonatée avec présence de roches éruptives gris-sombres, à gris-brunes, et de grès brun rouges, fins à moyens, moyennement durs.

Ce réservoir présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques ; la porosité varie de 8 à 16 % et la saturation en eau varie de 10 à 40%.

- Ordovicien « Grès d'Ouargla »

Constitué des grès blancs à gris blanc, fin, silico-argileux, localement quartzitique avec fines passées d'argile noir, silteuse indurée.

Le réservoir des Grès d'Ouargla est prévu à une profondeur 4132m avec une épaisseur de 52 m, Ce réservoir présente de bons paramètres pétrophysiques ; une porosité moyenne de 8% et une S_w varie de 10 à 40%.

I.2.3.3. 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).

I.2.3.4. Roche mère et migration

La principale roche mère connue sur toute la plateforme 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 à travers les grès du Trias (Série Inférieure) et les failles.

I.2.4. Litho-stratigraphique

La colonne litho-stratigraphique du champ Onglet En Nasser est composée comme suit :

I.2.4.1. DEPOTS CENOZOÏQUE

➤ Tertiaire

Mio-Pliocène : Sable translucide à jaunâtre, fin, moyen à grossier, mal classé à sub-arrondi, passant à des grés blancs, avec de fines passées d'argile brunes à jaunâtres, silteuse tendres à pâteuses.

Eocène : Dolomie calcaire blanc-beige avec passées de calcaire dolomitique beiges cristallines

I.2.4.2 DEPOTS MESOZOÏQUE

➤ Crétacé

Sénonien Carbonaté : Alternance de calcaire dolomitique, à dolomie calcaire, avec des passées de marne et d'argile, carbonatés. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base.

Sénonien Anhydritique : Anhydrite blanche à passées d'argile et de dolomie argileuse au sommet, passant à de la dolomie argileuse à passées d'argile. Intercalation irrégulière d'anhydrite.

Turonien : Calcaire blanc, localement crayeux, parfois argileux avec fines passées d'argile gris-vert, légèrement carbonatée.

Cénomanién : Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure.

Albien : Grés fins à moyens argileux à intercalation d'argiles plastiques et de sable grossier à la base.

Aptien : Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à des dolomies beiges microcristallines, dures.

Barrémien : Grés blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris-blancs.

Néocomien : Argiles grises à brun-rouge, tendre intercalé de grés gris-blanc à beige.

➤ Jurassique

Malm : 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 : Alternance d'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 : Anhydrite blanche, dure avec passées de dolomie, d'argile grise, carbonatée et de marne.

Lias Anhydritique : Alternance d'anhydrite blanche pulvérulente, de sel massif translucide à rosâtre et d'argile brune plastique.

Lias Salifère : Sel massif translucide et jaunâtre, intercalé d'anhydrite blanche, d'argile brun-rouge, de marne et de dolomie.

Horizon "B" (LD3) : Calcaire gris argileux et argile grise à brune.

Lias S1 + S2 : Anhydrite blanche massive, parfois grise, cristalline dure avec intercalations d'argile brune, gris-verdâtre, tendre, légèrement carbonatée, de calcaire argileux gris-brun. Passées de dolomie grise moyennement dure.

Lias S3 : Sel blanc translucide, localement rosâtre, massif avec passées d'argile gris-verdâtre tendre et brun-rouge, plastique, salifère

Lias Argileux supérieur : Argiles brun-rouge, tendre à pâteuse, salifère, avec fines passées de sel massif translucides.

➤ Trias

Trias S4 : Alternance de sel massif blanc, translucide, parfois rosâtre et d'argile grise à gris-verdâtres et brun-foncé à brun-rouge, indurée, silteuse. Présence d'anhydrite blanche pulvérulente.

Trias Argileux Inférieur : Argile brun-rouge à brunes parfois gris-verdâtre, indurée, silteuse à inclusions et présence d'anhydrite blanche, pulvérulente et fines passées de sel massif blanc, translucide et de grés blancs, très fin, friable, argileux, rarement siliceux, dur.

Trias T2+T1 : Argile brun-rouge à brun-foncé, tendre, silteuse légèrement dolomitique avec intercalations de grès brun-rouge à brun-foncé, rarement gris-vert, fins, silico-argileux, mal consolidé.

Argiles brun-rouge à brun-foncé, rarement gris-vert, tendre à indurée, silteuse, dolomitique, intercalée de grès gris-blancs, parfois verdâtre, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidés. Passées de calcaire gris-beige, dure. Présence de roches éruptives brunes à gris-foncé.

Trias « Série inférieure » : L'unité principale du Trias est la Série inférieure, elle est constituée d'une alternance de formations argilo-gréseuse gisant directement sur la Discordance Hercynienne.

Alternance d'argile grises à brun-rouge, rarement verdâtre, indurée silteuse et de grès blancs à blanc-cassé, parfois, brun-pâle, localement verdâtre, très fin à moyen, légèrement bitumineux surmonté par des roches éruptives brunes, grisâtres à gris-foncé et brun-foncé, moyennement dure avec des inclusions de minéraux verts.

I.2.4.3. DEPOTS PALEOZOÏQUE

➤ Silurien

Silurien : Argile noire à gris-foncé, silteuse, indurée charbonneuse et micacée.

➤ Ordovicien

Dalle de M'kratta : Complexe argilo-gréseux composé de grès gris-blanc, fin, quartzitique et d'argile gris- foncé, indurée, silteuse et pyriteuse. Passées de Siltstone gris, silico-argileux, moyennement consolidé à friable.

Argiles Micro-conglomératiques : Argiles grises à gris-brun, indurée silteuse, micacée avec fines passées de grès gris- brun, très fin, localement glauconieux.

Grès d'Ouargla : Alternances de grès gris-clair, très fin, moyennement dur, micacés, à ciment argileux et fines passées d'argile gris-foncé, indurée silteuse.

CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA REGION D'ETUDE

Quartzites de Hamra : Grès gris-blanc à blanc, parfois gris-verdâtre, très fin à fin, rarement glauconieux, moyennement à bien consolidé, siliceux à silico-argileux avec passées d'argile grise, gris- noir, parfois noire, silteuse, indurée et feuilletée.

Grès d'El-Atchane : Grès gris-blanc à blanc, fin à très fin, argileux à silico-argileux, glauconieux et micacé, à passées d'argile grise silteuse, noire à grise et de Siltstone argileux gris-noir.

Argiles d'El Gassi : Argile gris-noir, silteuse, feuilletée, micacée, indurée à passées de Siltstone. Présence de fines laminations de grès, gris-verdâtre, fin, glauconieux. Présence probable de roche éruptives gris-sombre, altérée à la base.

CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA REGION D'ETUDE

AGE	ETAGE	STRAT	LITHOLOGIE
TERTIAIRE	Mio-Pliocène		Sable blanc à jaunâtre, translucide, fin à moyen, parfois grossier, subanguleux à subarrondi, mal classé avec passées d'Argile brune à jaunâtre, tendre à pâteuse et de Calcaire blanc à gris-blanc, microcristallin, moyennement dur.
	Eocène		Dolomie calcaire beige, blanc beige, dure et Calcaire dolomitique blanc à blanc beige, crayeux, moyennement dur avec fine passées d'Argile grise à gris foncé, légèrement carbonatée, pâteuse, indurée. Trace de Silex.
CRETACE	Sénonien Carbonaté		Calcaire dolomitique gris-beige, blanc, crayeux, vacuolaire, moyennement dur et Dolomie calcaire blanc beige, microcristalline, dure avec passées d'Argile grise à gris foncée indurée, d'Anhydrite blanche, pulvérulente, dure et de Gypse, translucide, fibreux, et fines passées. Trace de silex- présence de pyrite.
	Sénonien Anhydritique		Anhydrite blanche à gris-beige, microcristalline, dure, parfois pulvérulente, avec intercalations de Dolomie gris-beige, vacuolaire, microcristalline, dure et de fines passées d'Argile grise à gris-foncée, légèrement carbonatée, indurée.
	Sénonien Salifère		
	Turonien		Calcaire à Calcaire dolomitique blanc à blanc beige, crayeux, microcristallin, moyennement dur avec rares fines passées d'Argile grise à gris foncée, légèrement carbonatée, tendre à indurée.
	Cénomanién		Anhydrite blanche, pulvérulente, parfois grisâtre, dure avec passée de Calcaire dolomitique grise à gris clair, microcristallin, dur et d'Argile grise à gris-foncée, légèrement carbonatée, indurée.
	Albien		Grès gris blanc à gris-vert, brun-rouge, très fin à fin, argileux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé avec passées d'Argile grise à gris-vert, brun-rouge, silteuse, indurée.
	Aptien		Calcaire dolomitique blanc à blanc beige, microcristallin, dure avec fines passées d'Argile grise à gris-vert, légèrement carbonatée, indurée.
	Barrémien		Grès gris blanc, gris vert, brun rouge, très fin à fin, à silico-argileux, moyennement consolidé avec passées de sable blanc fin à moyen, d'Argile grise à gris vert, brun rouge, silteuse, tendre à indurée et rares fine passées de Calcaire dolomitique blanc à blanc beige, microcristallin, moyennement dur. Présence de grains de Quartz.
	Néocomien		Argile grise, gris-vert à gris foncé, parfois brun rouge, silteuse, indurée avec intercalations de Grès gris-blanc, gris-vert brun-rouge, très fin à fin, silico-argileux, moyennement consolidé à friable, et rares fines passées d'Anhydrite blanche, pulvérulente et de Calcaire dolomitique gris à gris clair, microcristallin, moyennement dur.
	Malm		Anhydrite blanche, pulvérulente avec passées de Calcaire dolomitique gris à gris blanc, moucheté microcristallin, dur, d'Argile gris clair, rarement gris foncé, légèrement carbonatée, indurée et de Grès blanc à gris blanc, fin à moyen, silico-argileux, parfois carbonaté, friable à moyennement consolidé.
JURASSIQUE	Dogger Argileux		Argile grise, gris-vert à gris foncé, tendre indurée avec intercalations de Calcaire gris blanc à gris clair, moucheté, microcristallin moyennement dur et avec fines passées d'Anhydrite blanche, pulvérulente et de Grès blanc à gris blanc, très fin à fin, silico-argileux, parfois carbonaté, friable à moyennement consolidé.
	Dogger Lagunaire		Anhydrite blanche, pulvérulente avec intercalations d'Argile grise à gris-foncé, gris-vert, carbonaté, tendre à indurée et de Calcaire dolomitique gris à gris-clair, microcristallin, dur.
	Lias Anhydritique		Anhydrite blanche, parfois grise, pulvérulente, dure avec passées d'Argile gris-vert à gris foncé, par endroit brun-rouge, légèrement carbonatée, tendre à indurée, de Calcaire dolomitique gris clair, gris-beige, microcristallin et de Sel blanc, jaunâtre, translucide.
	Lias Salifère (LD2 + L1)		Sel blanc, rosâtre, translucide, massif avec passées d'Argile brun-rouge parfois gris-vert, légèrement carbonatée, tendre à indurée.
	Horizon "B"		Calcaire dolomitique gris-blanc, microcristallin, moyennement dur avec passées d'Argile brun-rouge, gris-vert, tendre à indurée, carbonatée, d'Anhydrite blanche, pulvérulente et de Sel blanc, translucide.
	S1+S2		Anhydrite blanche, parfois grise, pulvérulente, dure avec passées d'Argile gris-vert à gris foncé, parfois brun-rouge, tendre à indurée et de Sel blanc, rosâtre, translucide.
	Lias S3		Sel blanc, rosâtre, translucide, massif avec passées d'Argile brun-rouge à brune, grise à gris-vert, tendre à indurée.
	Lias Argileux		Argile brun-rouge à brune, rarement grise à gris-vert, tendre à indurée avec intercalations de Sel blanc, parfois rosâtre, translucide.
	Trias S4		Sel blanc, translucide, massif avec intercalations d'Argile brun-rouge, parfois grise à gris-vert, tendre à indurée.
TRIAS	Trias Argileux Inf.		Argile brune à brun rouge, tendre à indurée, silteuse à fortement silteuse, fines passées de Grès beige gris vert très fin à fin, argileux, friable.
	Trias T2 + T1		Dolomie calcaire, blanche à blanc beige, gris vert, microcristalline, moyennement dure, Argile brune à brun rouge, silteuse à fortement silteuse, tendre à indurée, Roches Eruptives brune, moyennement dure.
	Trias Série Inférieure		Argile brune à brun rouge, grise, silteuse, tendre à indurée, Dolomie calcaire à Dolomie blanc beige, gris vert, microcristalline, moyennement dure, Roches Eruptives gris noir, brune, moyennement dures, Grès gris blanc à gris-sombre, gris-vert, brun rouge, très fin à fin, siliceux à silico-argileux, friable à bien consolidé;
	Discordance Hercynienne		
Silurien	Silurien		Argile noire, charbonneuse, localement carbonatée, indurée. Traces de Pyrite.
ORDOVICIEN	Dalle de M'Kratta		Grès gris blanc, très fin à fin, silico-quartzitique, pyriteuse, compact et d'Argile gris-foncé, silteuse, indurée.
	Argiles Micro-conglomérates		Argile grise, silteuse, indurée. Présence grains de quartz.
	Grès d'Ouargla		Grès gris blanc, gris sombre, très fin à fin, silico-argileux à argileux, bien consolidé, avec passées d'Argile grise, silteuse, indurée.
	Quartzites de Hamra		Grès blanc à gris blanc, très fin à fin et moyen, subarrondi, siliceux à silico-quartzitique, bien consolidé, dur avec passées d'Argile grise à gris-noire, indurée, silteuse.
	Grès d'El atchane		Grès blanc à gris blanc, blanc beige, très fin à fin, silico-argileux, friable, avec passées d'Argile grise à gris-noir, silteuse, indurée.
	Argiles d'El Gassi		Argile grise à gris foncée, silteuse, indurée avec fines passées de Grès beige à blanc beige, gris vert, très fin à fin, argileux, friable.

Figure.03 : colonne litho-stratigraphique du champ Onglet En Nasser (doucement SONATRACH).

CHAPITRE II :

Matériels

Et

Méthodes.

II. Introduction

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 Oglet En Nasser). Autrement dit c'est d'utiliser les résultats de différentes méthodes d'exploration pour arriver à une meilleure caractérisation du réservoir, comme le cas d'étude présenté 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 des carottes issues de puits traversant la série inférieure.
- Une détermination des paramètres pétrophysiques faite par deux méthodes différentes : la première directe par mesure sur carottes au laboratoire et la deuxième indirecte par l'application des outils diagaphiques. Ces paramètres sont utilisés ailleurs dans l'estimation des réserves en places.

II.1. Carottage

En forage, les déblais remontés par la circulation ne sont pas toujours représentatifs. Pour le géologue, les renseignements sont incomplets. Ces déblais peuvent provenir de niveaux différents (cas de retombées) et la vitesse de remontée des déblais est incertaine.

Dans l'industrie de l'huile et du gaz, carotter peut être défini comme " couper et enlever un échantillon cylindrique de roche de la parois du puits."

Le carottage procure des spécimens intacts de la formation. C'est la seule méthode pour faire des mesures directes sur la roche et connaître les propriétés des fluides contenus. Ces échantillons de carotte sont une des sources les plus précieuses de données pour l'étude de roches de sub-surface et de réservoirs. Par conséquent, carotter est une méthode très importante d'obtention de données pour les géologues, les ingénieurs de forage, les prétophysiciens et les ingénieurs de réservoir.

II.2. Buts et Types de Carottage

II.2.1. Buts de Carottage

La prise d'un échantillon massif (carotte) important procure au géologue :

- Une certitude sur la côte et le terrain par identification lithologique. . La valeur du pendage.
- Une appréciation de la dureté des terrains (important également pour le foreur).
- La possibilité de reconnaître avec certitude l'âge du terrain par l'étude des fossiles (micropaléontologie).

II.2.2. Types de carottage

Le carottage est réalisé pour différentes raisons et selon le type de puits. Les puits d'hydrocarbure peuvent être classés comme puits d'exploration, d'estimation ou puits de développement.

Le passage de la phase d'exploration à la phase de développement exige des informations plus détaillées concernant le réservoir. Dans chacun des types de puits, le carottage peut être la méthode utilisée pour acquérir les données nécessaires.

Les informations obtenues en mécanique des roches fournissent une évaluation plus détaillée pour optimiser de futures considérations de forage. Les catégories générales de données obtenues en carottant incluent les informations géologiques, de réservoirs, et de production.

Pour obtenir ces différentes données à partir des trois types de puits, avec des situations différentes de carottage et différentes formations, les Compagnies des Services fournissent une gamme de solutions de carottage comme :

- Carottage conventionnel
- Carottage avec carottier tube fibre de verre
- Carottage dans les formations non-consolidées

II.3. Etude lithologique du réservoir

Quatre carottes font l'objet d'une analyse et description détaillée afin d'avoir une idée sur la lithologie du réservoir triasique de la série inférieure.

Tableau01: les intervalles carottés des puits forés

Puits	Intervalles carotté (m)
Puits A	3895 – 3921.2
Puits B	3906 – 3924
Puits C	3858 – 3876
Puits D	3956 – 3971

II.3.1. Etude Macroscopique (Analyse et description des carottes)

Ces échantillons de carotte sont une des sources les plus précieuses de données pour l'étude de roches de subsurface et de réservoirs. Par conséquent, le carottage est une méthode très

importante d'obtention de données pour les géologues, les ingénieurs de forage, les pétrophysiciens et les ingénieurs de réservoir.

II.3.1.1. Protocole des analyses conventionnelles sur carottes

➤ Réception et Traitement de la carotte

- Ouverture des tubes et prélèvements d'échantillons pour DS.
- Conditionnement des carottes.
- Slabbage à 1/3 à préserver, et les 2/3 pour exploitation (prélèvement d'échantillons).
- Une bonne observation des différentes structures.



Figure.04 : Carotte laver et préparé pour analyse (CRD 2018).

➤ Prélèvement d'échantillons:

- Echantillonnage de plugs 1" pour mesures petrophysiques.
- Prélèvement d'échantillons pour DRX
- Echantillonnage pour confection de plaques minces
- Echantillonnage de plugs 1.5" pour mesures SCAL.
- Echantillonnage des Argiles pour le projet (Shale gas).
- Echantillonnage de morceaux de carottes (full size).
- Paraffinage des échantillons à préserver.



Figure.05 : Prélèvement d'échantillons (CRD 2018).

➤ **Lavage et préparation des Echantillons:**

- Lavage au toluène : Ech (1") pour nettoyer les contenues en huile, (pendant 3 jours)
- Lavage au Méthanol : pour enlever les contenues en sel non pas de la formation, (pendant 3 jours)
- Séchage des plugs (1" et 1"1/2) : Dans une étuve durant une demi-journée.
- Déshumidification des plugs (1" et 1"1/2) : Dans un dessiccateur durant une demi-journée.
- Peser et longueur/diamètre des plugs (1" et 1"1/2) : Pour la mesure de la porosité & perméabilité.



Figure.06 : Préparation et conditionnement des plugs de carottes (CRD 2018).

➤ **Imagerie (Photographie LB, UV & 360°)**

- Photographie à haute résolution LB

Création d'un album photo : une deuxième database des carottes

- Photographie à haute résolution UV

Les intervalles de carottes qui contiennent des hydrocarbures émettent sous UV des fluorescences +/- fortes : détermination des hauteurs utiles (net pay)

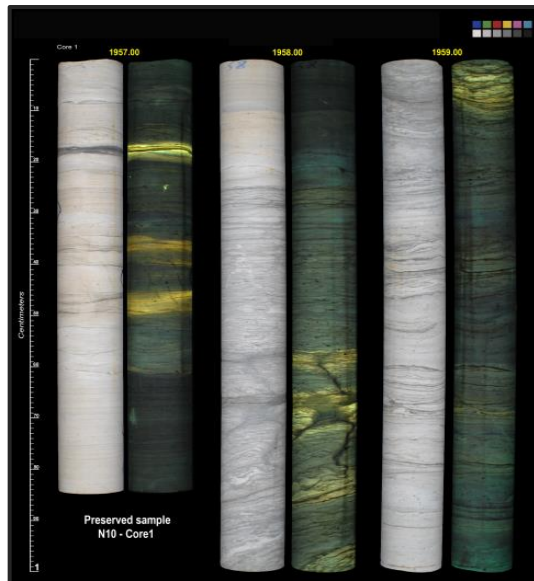


Figure.07 : Exemples de photographie sous Lumière Blanche/Ultra Violet (CRD 2018).

➤ **Photographie sous 360° (Core Scan III):**

- L'observation à très haute résolution (1000 dpi) de la circonférence de la carotte en 2D (carottes non slabbées)
- L'analyse pendage-métrique des différents types de fractures des carottes réalisée sur « Core Scan III » avec le logiciel CoreBASE et FRACAFLOW : comprendre le modèle structural et sédimentaire du réservoir.
- L'analyse et distribution de la granulométrie
- L'analyse des paramètres géotechniques.

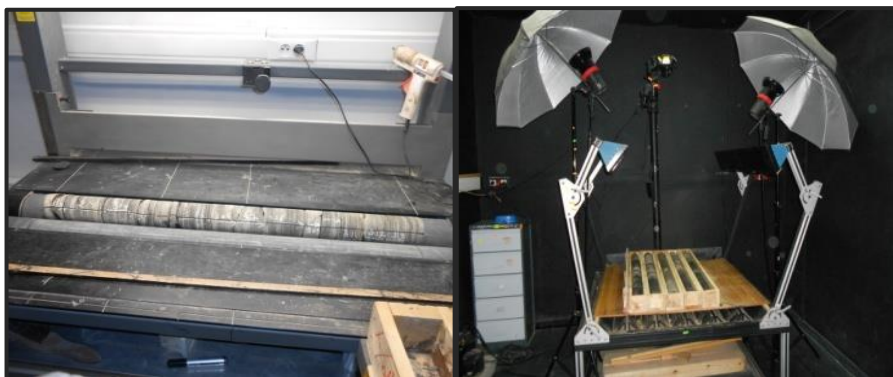


Figure.08 : Le laboratoire de photographie sous Lumière Blanche/Ultra Violet (CRD 2018).

II.3.1.2. Mesures sur carottes

- **Mesure du Gamma Ray (Spectral Core Gamma Logger «SCGL»)**
 - Mesure la Radioactivité naturelle sur carottes (Potassium K, Thorium Th et Uranium U).
 - Une correction des profondeurs de carottes.
 - Une estimation du volume d'Argile.
 - Les types d'Argile en fonction du rapport Th/K.
 - Délimitation et choix des zones à échantillonner.
 - Une contribution à l'interprétation sédimentologie (Corrélations stratigraphiques) .

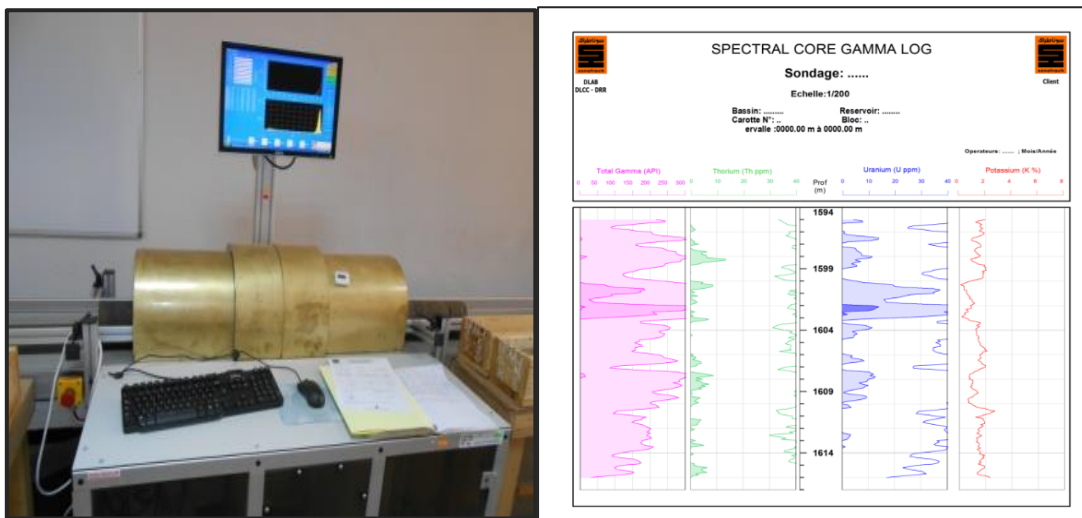


Figure.09 : Appareil de Gamma Ray Spectral et gamma ray log (CRD 2018).

Profil de perméabilité (Pressure Decay Profil Permeameter «PDPK-400») Le Pressure Decay Profil Permeameter (PDPK-400), dans la carotte fournit une méthode précise pour déterminer rapidement la perméabilité d'un réservoir et l'hétérogénéité de la carotte, Ces données peuvent être utilisées de manière rentable pour identifier et quantifier l'épaisseur des bancs très perméables et les caractéristiques diagénétiques.

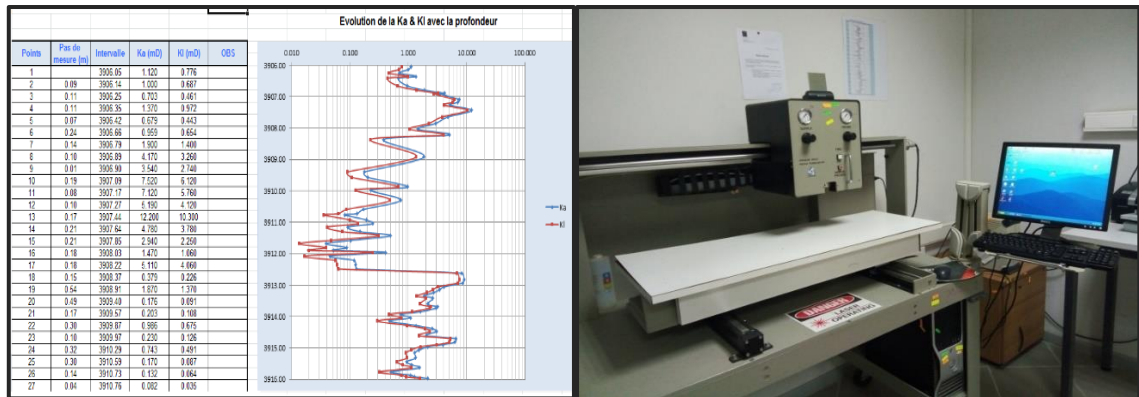


Figure.10 : appareil de pdpk (CRD 2018).

➤ **Mesures Pétrophysiques conditions atmospheriques :**

- Porosité totale (ϕ).
- Perméabilité à l'air (K_a).
- Densité des grains

➤ **Mesures Pétrophysiques en conditions de fond :**

- Porosité et perméabilité sous pression de confinement de 800 à 9000 psi, avec des précisions de mesure de porosité qui vont de 0.02 cc à 25cc, et de perméabilité de 0.00005 Md à 5 Darcy, avec le CMS-300, équipement conçu principalement pour les tight réservoirs.



Figure. 11: Appareil de CMS 300 (CRD 2018).

➤ Mesure de saturations

- Saturation en eau SW avec méthode Dean-Starck
- Saturation en eau, huile et gaz avec la méthode Retort.

La SW est un paramètre indispensable pour le calcul des réserves en place.

II.3.2. Etude Microscopique

Dans notre mémoire, nous n'avons pas traité cette étude car nous n'avons pas obtenu de données suffisantes, mais l'étude microscopique a une importance vitale afin de mieux caractériser le réservoir triasique (série inférieure) par la détermination de la composition minéralogique. L'étude microscopique consistait en une étude pétrographique, diagenétique et qualité du réservoir. L'étude pétrographique est axée sur la détermination :

- ✓ De la taille des grains (maximale et moyenne).
- ✓ De la morpho-scopie, du classement et des contacts entre les grains de quartz.
- ✓ Des proportions des composants détritiques et authigènes.
- ✓ Des différents types de porosité et leurs pourcentages.

II.4. Etude pétrophysique

L'interprétation pétrophysique a été réalisée sur la base de l'analyse des enregistrements diagaphiques des différents puits traversant les formations de réservoir triasique, en prenant compte toutes les données disponibles, notamment les descriptions des carottes, les rapports de fin de sondage et les logs. Le but de cette interprétation est d'évaluer les réservoirs traversés par les forages, principalement la série inférieure, et de suivre l'évolution latérale de ses paramètres pétrophysiques, tels que la porosité, la perméabilité, la saturation en fluide, le volume d'argile, pour donner beaucoup plus de fiabilité.

II.4.1. Méthode directe (mesure sur carottes)

Cette méthode est basée essentiellement sur les mesures effectuées au niveau du laboratoire sur les plugs prélèves des carottes des différents puits.

Afin de déterminer la valeur de la porosité, Le volume solide de chaque échantillon, a été mesuré à l'aide d'un Ultra-Prosimètre-300, par expansion du gaz hélium dans l'espace poreux, basé sur la loi de Boyle-Mariotte. Le volume total a été calculé à l'aide d'une pompe volumétrique à mercure, basée sur la loi d'Archimède.



Figure.12 : Digital Prosimètre (CRD 2018).

Une mesure de la perméabilité est effectuée à l'aide d'un Perméamètre à charge constante, de type Corelab avec une pression de confinement de 200 psi. La perméabilité est donnée par une équation qui dérive de la loi de Darcy appliquée aux gaz.



Figure.13 : Ultra perméamétrie (CRD 2018).

La saturation en eau est déterminée par distillation des fluides par la méthode de Dean Stark, sur des échantillons frais ou préalablement bien conservés de tailles 1,5" x 1.5".



Figure.14 : Appareil de Dean-Stark (CRD 2018).

II.4.2. Méthode indirecte (diagraphique)

Les diagraphies différées sont des enregistrements de phénomènes physiques liés aux caractéristiques pétrophysiques des formations traversées par le forage et aux fluides qu'elles contiennent.

Les réservoirs sont des roches possédant des vides, des pores et des fissures reliés entre eux ou non, dans lesquels peuvent circuler et se rassembler des fluides. La caractérisation pétrophysique des roches réservoirs sert à définir leur porosité et perméabilité, dont la relation est souvent complexe mais essentielle pour l'étude du réservoir. L'étude pétrophysique précise d'un réservoir est l'un des problèmes essentiels des géologues pétroliers afin d'estimer les réserves d'hydrocarbures d'un gisement et les exploiter le plus économiquement possible.

Le principal but de cette partie d'étude est de mettre en évidence l'évolution de l'épaisseur de notre réservoir à l'aide du logiciel Petrel et évaluation pétrophysiques à l'aide du logiciel Techlog.

L'interprétation des réponses diagraphiques est présentée de la manière suivante :

Interprétation à partir de corrélation diagraphique.

Interprétation à partir de Quanti Élan : c'est une méthode probabilistique qui se base sur un principe d'inversion qui nous fournit une évaluation quantitative de la formation. L'interprétation a été faite sur la plateforme Techlog, sous le programme Quanti Élan.

II.5. Logiciels utilisés dans l'étude

II.5.1. Techlog

II.5.1.1. Présentation du logiciel

Le logiciel Techlog est une plateforme numérique spécialisée dans l'interprétation et l'analyse des données diagraphiques. Développé par la société SLB, il compte parmi les logiciels les plus utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière pour l'évaluation pétrophysique des réservoirs pétroliers. Ce logiciel permet de traiter et de corréler différentes mesures. Techlog est une plateforme logicielle basée sur Windows, propriété de Schlumberger, destinée à agréger toutes les informations relatives aux puits de forage. Il permet à l'utilisateur d'interpréter n'importe quel log et données de base. Il répond au besoin d'une plate-forme unique capable de prendre en

charge tous les flux d'intégration de données et d'interprétation, réduisant ainsi le besoin d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En regroupant l'ensemble du flux de travail sur une seule plate-forme, le risque et l'incertitude peuvent être évalués tout au long de la durée de vie du puits de forageurs diagraphiques et de les convertir en données géologiques et réservoiriennes exploitables.

II.5.1.2. Principe de fonctionnement du logiciel

Le logiciel Techlog s'appuie sur l'exploitation de différentes mesures diagraphiques enregistrées le long du puits, telles que les rayons gamma, la densité, les neutrons, la vitesse sonique et la résistivité. Une fois ces données saisies dans le logiciel, elles sont classées par profondeur, puis soumises à une série d'opérations de traitement et de correction afin de garantir la précision des résultats.

Le logiciel applique ensuite des modèles pétrophysiques permettant de calculer un ensemble de propriétés fondamentales des roches réservoirs, telles que la porosité, la perméabilité, le taux de saturation en eau et le volume de l'argile. Il permet également d'effectuer des comparaisons entre différents puits et de construire des coupes interprétatives qui aident à comprendre les variations verticales et latérales au sein du réservoir.

II.5.1.3. Son utilisation dans cette étude

Dans cette étude, le logiciel Techlog a été utilisé pour traiter et interpréter les données diagraphiques des puits étudiés dans le champ d'Oglet En Nasser, dans le but de déterminer les caractéristiques pétrophysiques du réservoir du Trias inférieur, d'identifier les couches présentant un potentiel de production, et de comparer les résultats obtenus avec ceux des analyses directes sur les carottes.

II.5.2. Petrel

II.5.2.1. Présentation du logiciel

Petrel est un logiciel spécialisé dans la modélisation géologique et réservoirielle, également développé par la société SLB. Ce logiciel est largement utilisé dans les études géologiques et pétrolières en raison des possibilités considérables qu'il offre pour intégrer et analyser différents

types de données au sein d'un environnement numérique unifié, ce qui permet de construire une représentation géologique claire du réservoir étudié.

II.5.2.2. Principe de fonctionnement du logiciel

Le logiciel Petrel repose sur le principe de la collecte et de la mise en relation de données provenant de différentes sources, telles que les données de forage, les cartes structurales, les failles et les données pétrophysiques. Une fois ces données saisies, le logiciel permet d'établir des liens entre les puits et de suivre l'extension géologique des couches, puis de convertir ces données en modèles numériques en deux ou trois dimensions.

Il permet également d'étudier les variations latérales et verticales du réservoir, d'identifier les zones de relief et de dépression, ainsi que de suivre la répartition des caractéristiques du réservoir au sein du champ.

II.5.2.3. Son utilisation dans cette étude

Le logiciel Petrel a été utilisé dans cette étude afin de relier les puits étudiés, de retracer l'extension latérale du réservoir du Trias inférieur, ainsi que pour étayer l'interprétation structurale et géologique du réservoir et comprendre son degré d'hétérogénéité.

CHAPITRE-III:
Résultat
ET
Discussion

III. Introduction

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. Étude géologique du réservoir Trias Série Inférieure (OEN)

L'étude géologique du réservoir Trias Série Inférieure consiste à analyser les caractéristiques géologiques du réservoir, telles que la lithologie, les faciès sédimentaires, la structure et les propriétés pétrophysiques, afin de comprendre son potentiel en hydrocarbures et son mode de fonctionnement.

III.1.1. Étude lithologique

étude lithologique se fait à partir des carottes et déblais de forage (cuttings).

Le réservoir Trias série inférieure est principalement constitué de :

Le réservoir Trias série inférieure dans la région OEN est caractérisé par une dominance de formations gréseuses à intercalations argilo-silteuses présentant une importante hétérogénéité lithologique entre les puits. Les lithologies sont principalement constituées de grès gris à gris-blanc, localement brun rouge, très fins à moyens, de nature siliceuse à silico-argileuse, avec des niveaux argileux et silteux intercalés. Certaines sections montrent également des niveaux conglomératiques ainsi que des intercalations de roches éruptives contenant des minéraux verts et localement des traces de calcite. Les grès sont généralement friables à moyennement consolidés, parfois bien consolidés, avec présence locale de stratifications obliques et de fissures subverticales témoignant d'une influence tectonique et sédimentaire. Du point de vue pétrophysique, le réservoir présente globalement une porosité visuelle faible à moyenne, traduisant une saturation en hydrocarbures limitée et une qualité réservoir relativement médiocre. La forte proportion d'argile et de silt dans plusieurs intervalles contribue à la diminution de la porosité et de la perméabilité du réservoir. L'étude met également en évidence

Chapitre III: Résultats et discussion

des séquences grano-décroissantes débutant par des niveaux conglomératiques ou gréseux grossiers puis évoluant progressivement vers des grès fins, des silts et enfin des argiles silteuses indurées, traduisant un environnement de dépôt continental à fluviatile marqué par des variations d'énergie du milieu de sédimentation. Globalement, le réservoir présente une architecture hétérogène avec des propriétés pétrophysiques variables d'un puits à l'autre, où les niveaux gréseux constituent les principaux horizons réservoirs tandis que les intercalations argileuses jouent le rôle de niveaux de séparation pouvant influencer la connectivité hydraulique et la qualité globale du réservoir.

Pour illustrer la lithologie du réservoir, nous présentons les Figure de carottage suivantes :

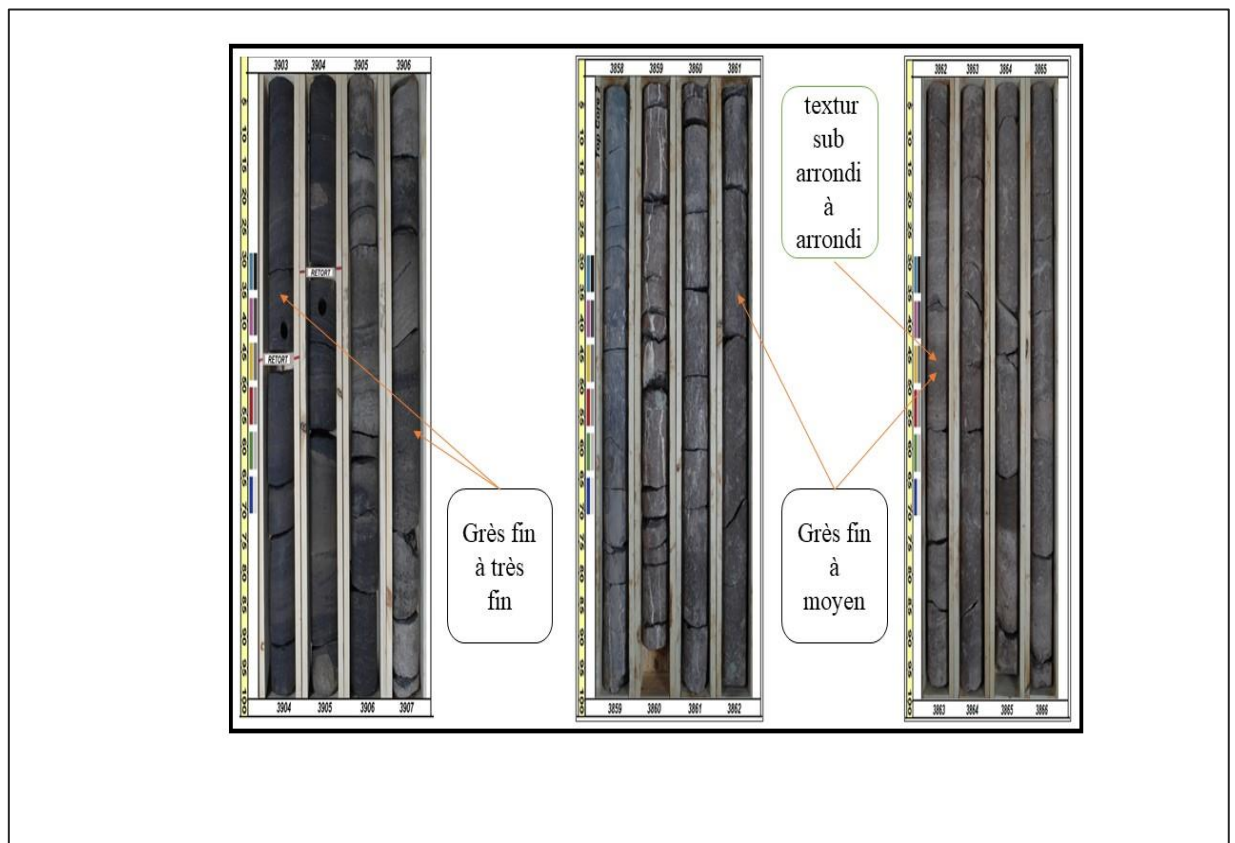


Figure.15 : Carottes gréseuses du réservoir OEN (Sanatrach exploration).

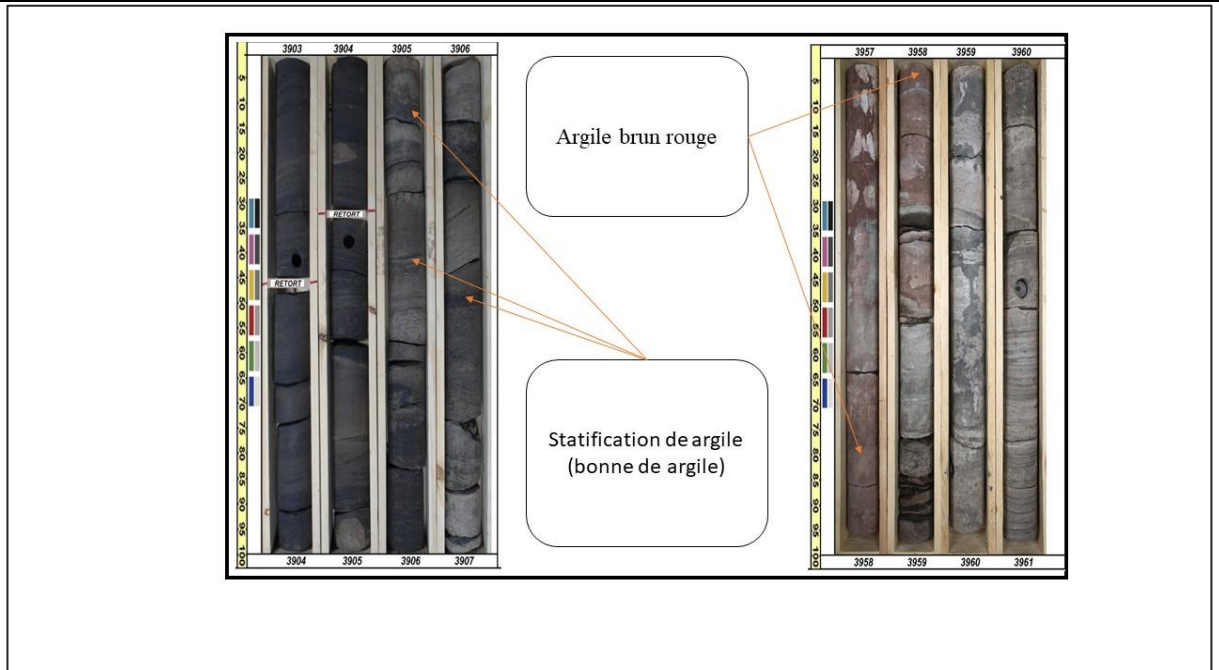


Figure.16 : Niveaux argileux stratifiés du réservoir OEN (Sanatrach exploration).

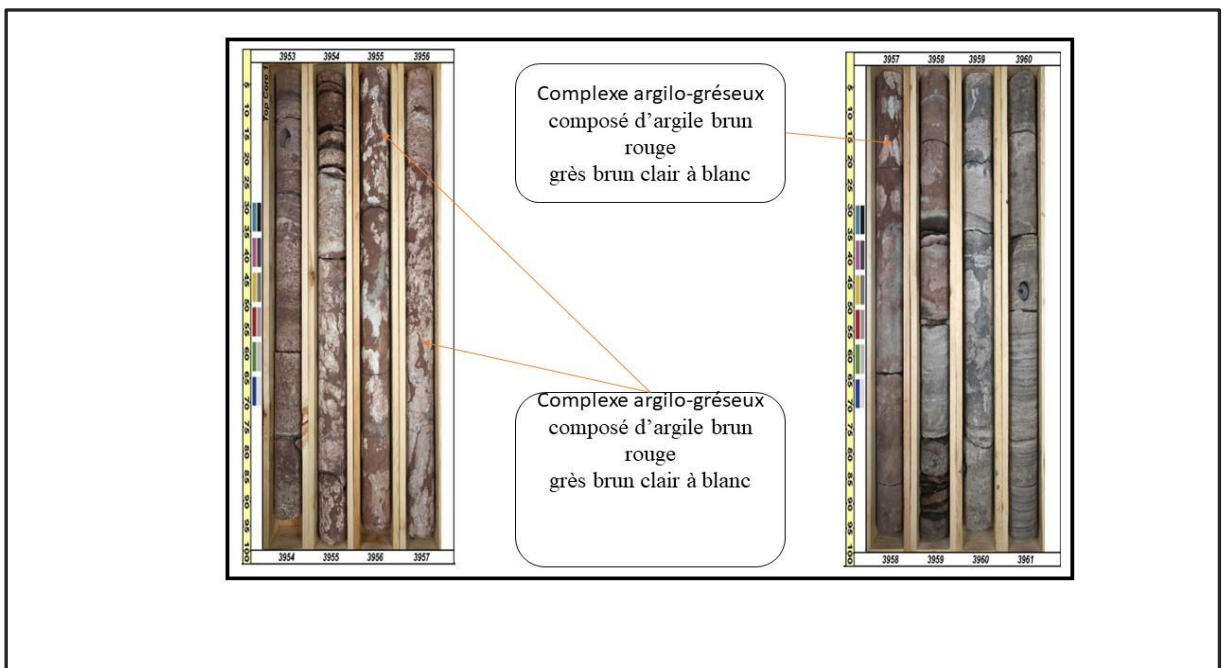


Figure.17 : Complexe argilo-gréseux du réservoir OEN (Sanatrach exploration).

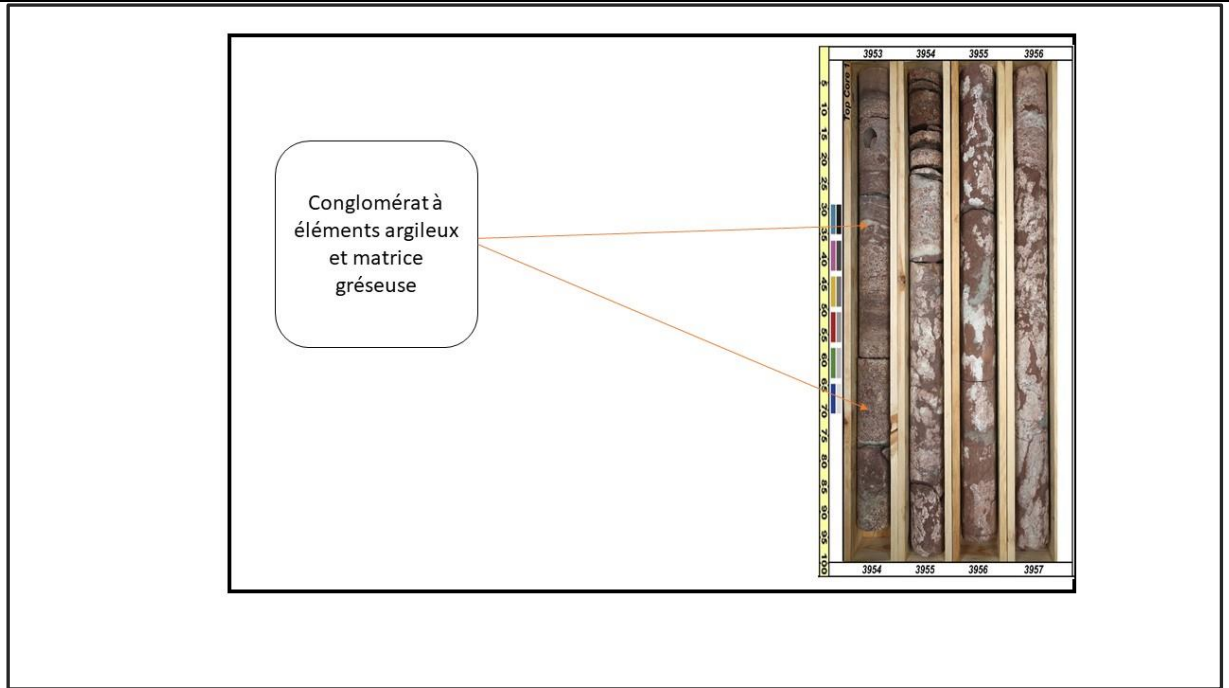


Figure.18 : Niveaux Conglomérat de réservoir OEN (Sanatrach exploration).



Figure.19 : galets millimétriques d'argile de réservoir OEN (Sanatrach exploration).

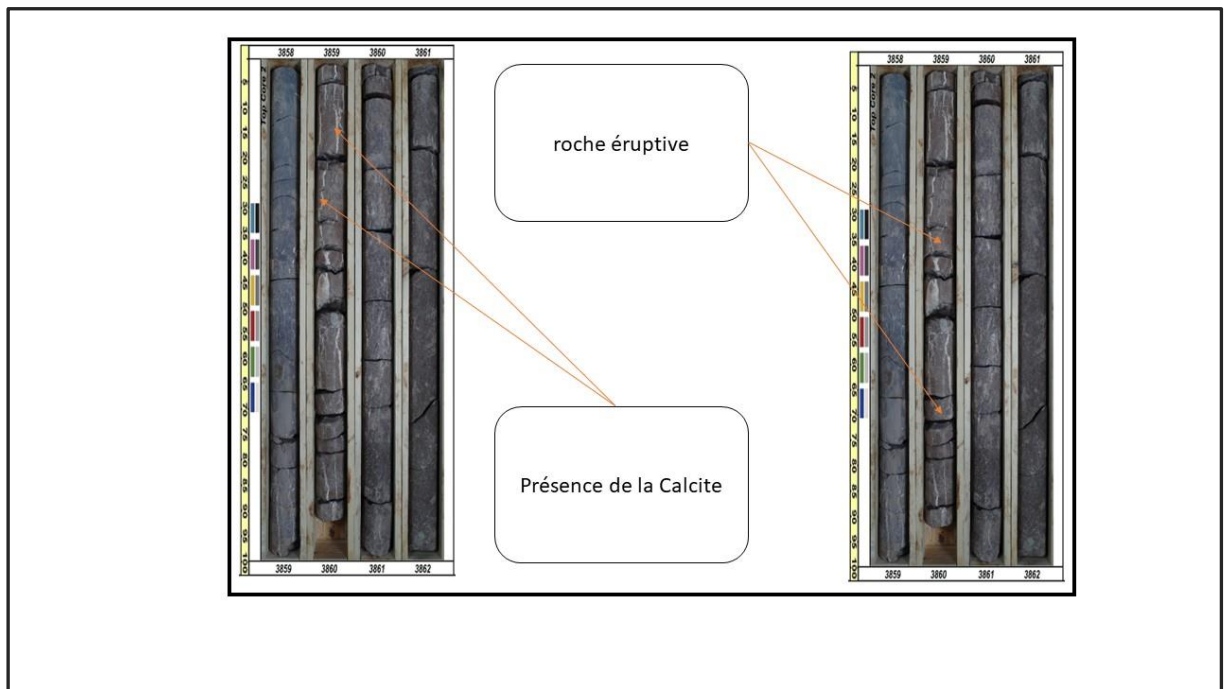


Figure.20 : Roche éruptive et présence de calcite de réservoir OEN (Sanatrach exploration).

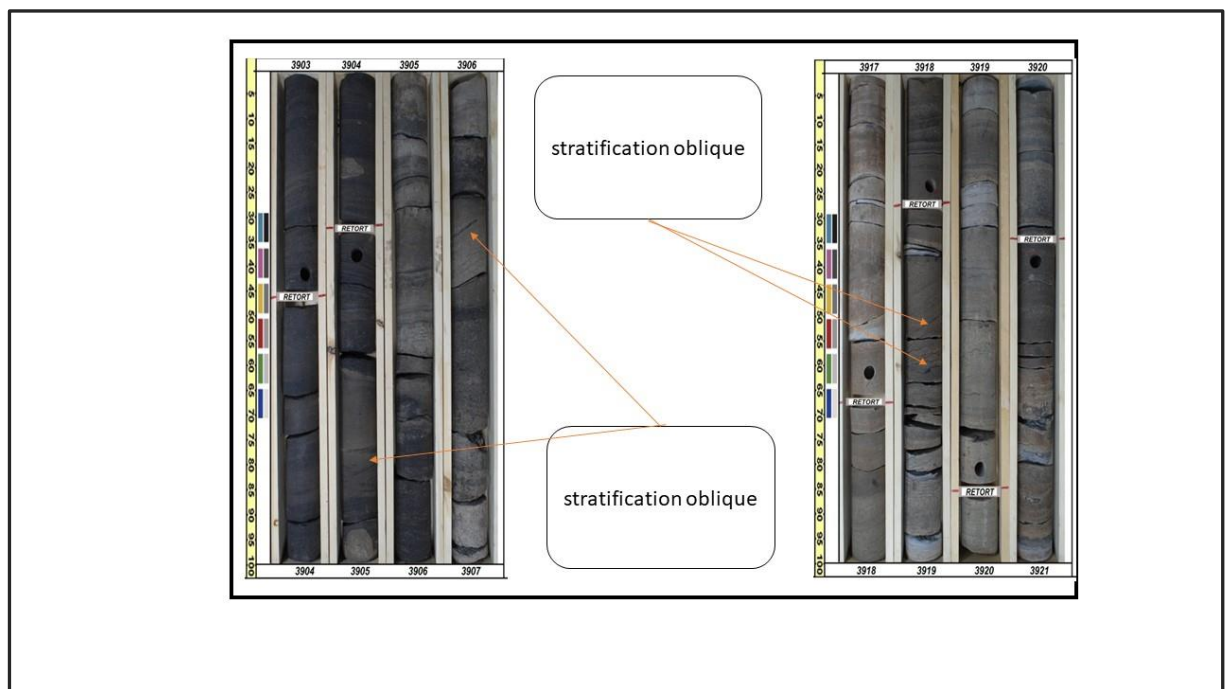


Figure.21 : Stratification oblique dans les carottes réservoir OEN (Sanatrach exploration).

III.1.2. Étude Sédimentologique du champ de OEN

Après une analyse approfondie des carottes et des études lithologiques, il est apparu que l'environnement sédimentaire du gisement d'Oqlet en Nasser présente les caractéristiques typiques d'un environnement fluvial méandrique.

Ceci est confirmé par la présence de stratifications horizontales et obliques, ainsi que de couches de grès dont l'épaisseur varie entre quelques centimètres et un mètre.

Les formations de grès observées, avec leurs variations granulométriques et stratigraphiques, indiquent des conditions de sédimentation caractéristiques d'un cours d'eau méandrique, où les processus de transport et de sédimentation sont influencés par les méandres du cours d'eau.

Les couches de grès de différentes épaisseurs indiquent des périodes de sédimentation variables, reflétant les fluctuations du débit et de l'activité sédimentaire au fil du temps.

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

Grâce à ces éléments, nous pouvons affirmer que le gisement pétrolier d'Oqlet en Nasser s'est formé dans un environnement fluvial méandrique, où les processus sédimentaires dynamiques ont contribué à la formation de réservoirs de grès contenant des hydrocarbures exploitables.

La compréhension de cet environnement sédimentaire est essentielle pour orienter les stratégies d'exploration et de développement du gisement, ainsi que pour évaluer le potentiel de production des réserves pétrolières.

III.1.3. Étude structurale

L'étude structurale du réservoir Trias Série Inférieure vise à analyser les structures tectoniques et la géométrie du réservoir afin de comprendre leur influence sur l'accumulation et la circulation des hydrocarbures. Elle permet d'identifier les plis (anticlinal), les failles et les fractures à partir des cartes structurales, afin de déterminer la profondeur, l'extension et la compartimentation du réservoir. Cette étude met également en évidence l'effet des mouvements tectoniques anciens sur le piégeage et la connectivité des hydrocarbures.

III.1.3.1. Carte en isopaque

La carte d'épaisseur montre une forte variation latérale de l'épaisseur du réservoir au sein du champ d'Oglet en Nasser.

Les valeurs maximales sont observées dans la partie occidentale du secteur, notamment autour du puits B, où l'épaisseur dépasse localement 150 m. Il est probable que cette zone corresponde à un axe de sédimentation principal caractérisé par une importante accumulation de sédiments sableux transportés par le sable.

En direction du centre et du nord du champ, on observe une diminution progressive de l'épaisseur pour atteindre des valeurs inférieures à 70 m, ce qui est visible au niveau du puits A et à proximité des puits OEN-11 et OEN-9, ce qui indique un éloignement progressif des canaux principaux vers des environnements plus calmes contenant des sédiments fins propres aux plaines inondables.

La présence d'une deuxième zone relativement épaisse autour du puits C, avec des valeurs supérieures à 120 m, indique un important amas sableux. Cette configuration met en évidence une distribution discontinue des sédiments sableux et rocheux, caractéristique des systèmes fluviaux méandriques, où les chenaux se déplacent horizontalement au fil du temps.

Les variations rapides d'épaisseur observées entre les différents puits indiquent une forte hétérogénéité des sédiments. Ces variations sont liées à un ensemble de fluctuations de l'énergie hydrodynamique et à un ensemble de processus géologiques, tels que l'érosion et la sédimentation, qui régissent la distribution des masses sableuses du réservoir.

Cette configuration correspond aux observations lithologiques effectuées sur les échantillons, notamment la présence de grès fins et moyens associés à des intercalations argileuses et limono-argileuses, ainsi qu'à des stratifications obliques.

En conclusion, la carte montre que la structure du réservoir est hétérogène et fortement contrôlée par la dynamique du système fluvial, les zones à forte épaisseur correspondant aux zones de chenaux sédimentaires principaux, tandis que les zones à faible épaisseur correspondent à des plaines alluviales ou à des environnements marginaux.

Du point de vue de l'exploration, les secteurs ouest et sud-est, où les épaisseurs sont les plus importantes, sont les zones les plus propices à l'implantation de nouveaux puits, tandis que les secteurs central et nord, caractérisés par un amincissement du réservoir, présentent des potentialités plus limitées.

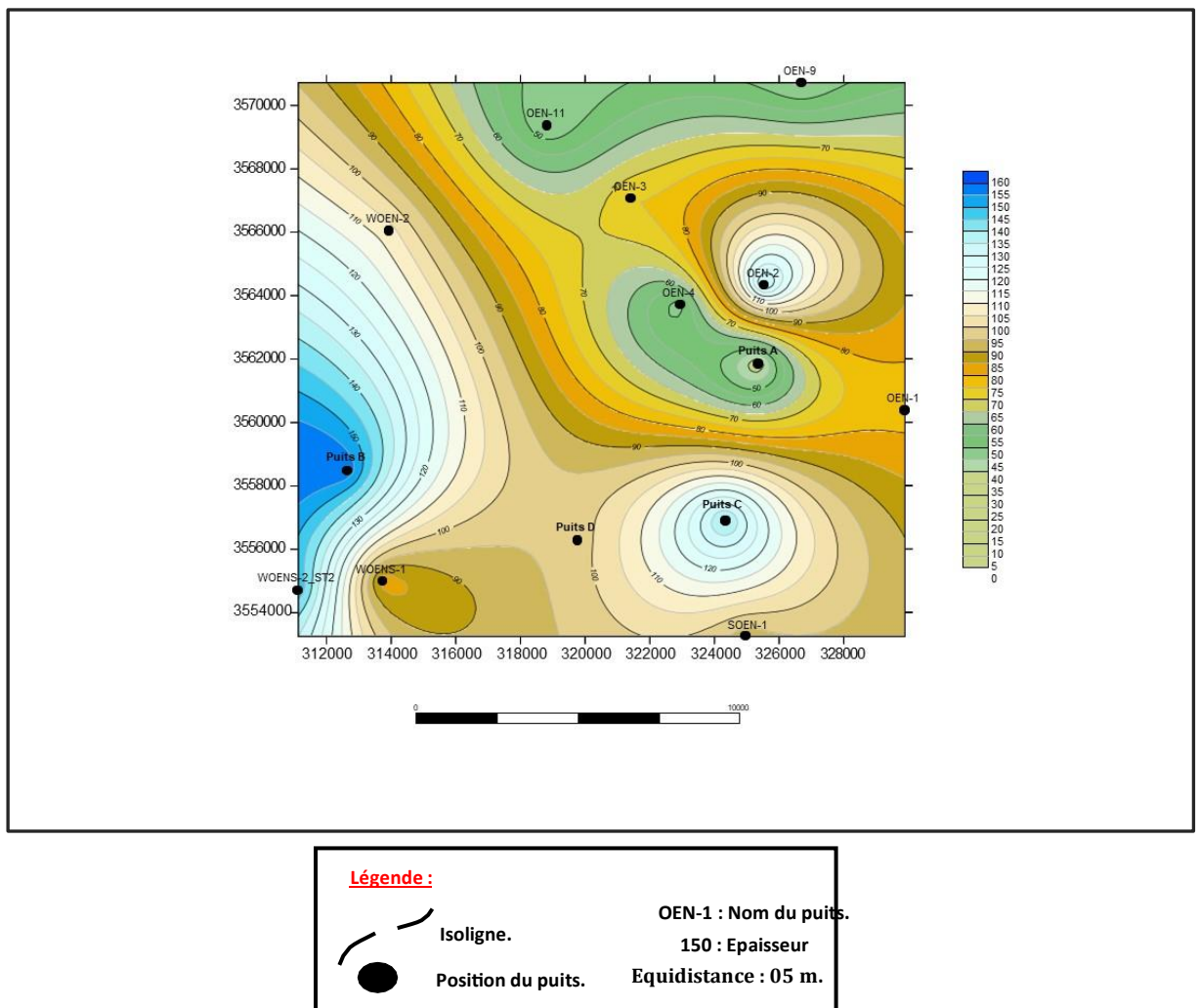


Figure.22 :La carte en isopaque du réservoir TAG SI dans le gisement de OEN ((Petrel Sanatrach « modifié »).

III.1.3.2. Carte en isobathes

La carte de profondeur révèle une géologie structurale relativement complexe du gisement, caractérisée par d'importantes variations de profondeur au sein du champ d'Oglet Nasser.

Chapitre III: Résultats et discussion

Les profondeurs varient généralement entre 3 700 m et plus de 3 900 m, ce qui indique la présence de reliefs et de dépressions structuraux qui déterminent la répartition du gisement.

On observe des profondeurs plus importantes dans les zones ouest, sud-ouest et nord du champ, notamment autour des puits B, D et OEN-11, où les valeurs dépassent 3 880 m pour atteindre 3 900 m.

Ces secteurs correspondent à des zones de dépression tectonique résultant des mouvements tectoniques qui ont affecté la région.

Les zones les moins profondes se situent autour des puits A, C et OEN-2, où les valeurs varient entre 3 810 m et 3 830 m ; ces secteurs correspondent à des élévations tectoniques.

La carte de profondeur met en évidence plusieurs fermetures tectoniques clairement distinctes, les lignes fermées observées autour des puits A, C et OEN-2 reflétant la présence de sommets tectoniques susceptibles de constituer des pièges favorables à l'accumulation d'hydrocarbures, ces structures jouant un rôle important dans la migration et le piégeage des fluides au sein du réservoir.

Par ailleurs, le rétrécissement local entre les zones élevées et les zones aveugles indique des gradients tectoniques évidents, ce qui suggère l'existence d'un impact tectonique sur la forme actuelle du réservoir.

En conclusion, la carte de profondeur met en évidence la structure du réservoir, qui est contrôlée par plusieurs élévations et dépressions tectoniques. Les sommets situés autour des puits A et C constituent les zones les plus propices au transport et au piégeage des hydrocarbures, tandis que les zones déprimées situées à l'ouest, au sud-est et au nord du champ correspondent à des dépressions structurales.

Du point de vue de l'exploration, les élévations structurales mentionnées ci-dessus semblent propices à l'orientation de l'exploration et du forage, compte tenu de leur fort potentiel de piégeage et de conservation des accumulations d'hydrocarbures.

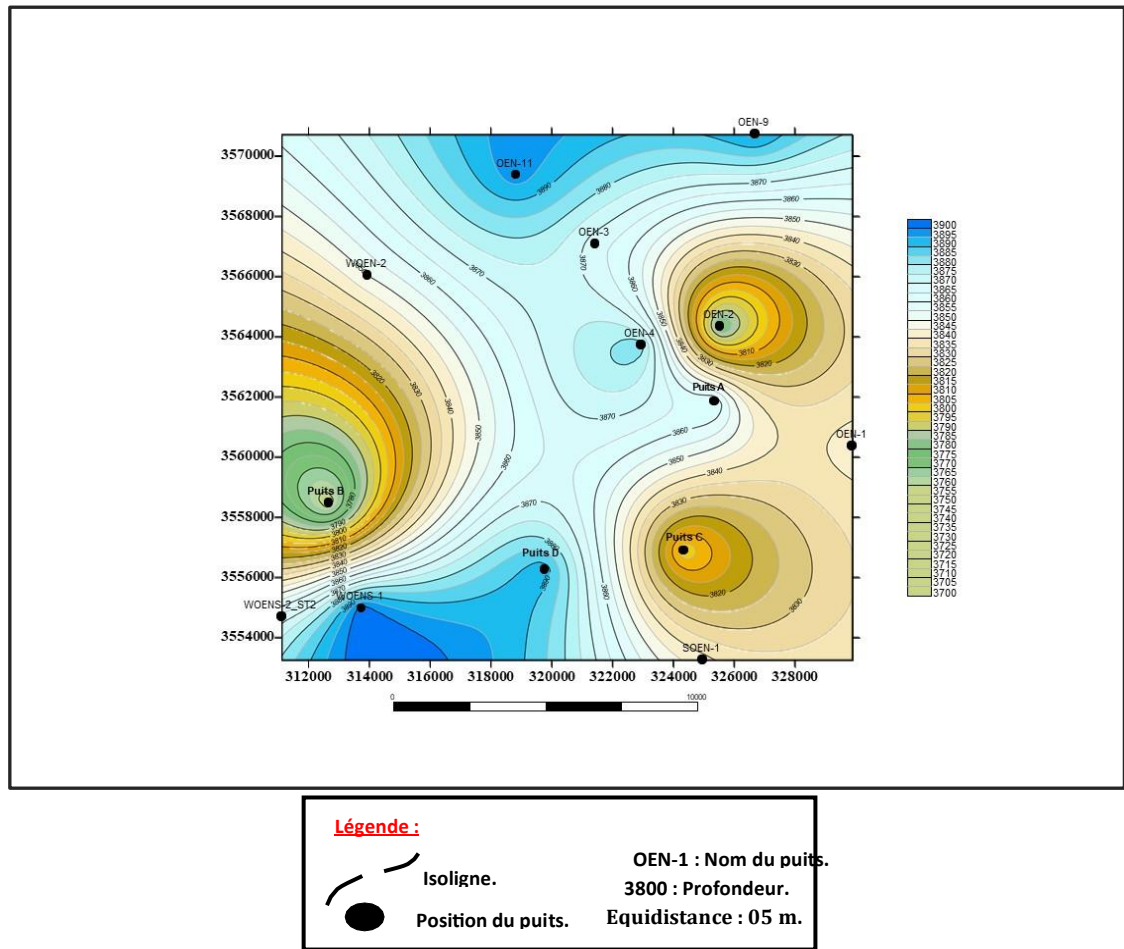


Figure.23 : la carte isobathe au toit du réservoir Trias SI dans champ OEN ((Petrel Sanatrach « modifié »).

III.2. Analyse pétrophysiques de réservoir Trias SI (méthode directe)

L'évolution des paramètres pétrophysiques d'un réservoir dans son interprétation en isovaleurs est guidée par son aspect géométrique. Pour cela, il est nécessaire d'en établir l'architecture à travers les cartes en isovaleurs. Ces cartes montrent l'allure et la forme des espaces lithologiques dont il faut analyser les capacités de rétention et de circulation des fluides.

III.2.1. Cartographie des propriétés pétrophysiques Evolution latérale

III.2.1.1. Carte de isoPorosité

La carte de porosité montre une distribution hétérogène des caractéristiques pétrophysiques au sein du réservoir.

Chapitre III: Résultats et discussion

La porosité varie généralement entre 3,8 % et 10 %, ce qui indique des différences importantes dans la qualité du réservoir sur l'ensemble du champ.

On observe les valeurs de porosité les plus faibles dans la partie occidentale du champ, notamment au niveau du puits B, où la porosité varie entre 4 % et 5 %. Cette baisse de porosité peut s'expliquer par l'effet de la pression mécanique et de la silicification, ainsi que par la présence de couches argileuses qui réduisent la porosité.

Les valeurs les plus élevées sont enregistrées dans les secteurs est et sud-est du champ, où la porosité atteint 8 % et 10 %. Ces zones correspondent à des niveaux rocheux mieux préservés et moins affectés par les processus de formation, ce qui a contribué à maintenir la porosité.

Les puits A, C et D présentent des valeurs moyennes à relativement bonnes, avec une porosité comprise entre 6 % et 7 %.

Quant au puits C, il se caractérise par une combinaison d'une grande épaisseur de réservoir, d'une position structurale favorable et d'une porosité relativement élevée, ce qui indique une meilleure qualité pétrophysique du réservoir.

L'augmentation de l'épaisseur du réservoir ne signifie pas nécessairement que ses caractéristiques pétrophysiques sont bonnes, comme le montre le puits B : malgré son épaisseur relativement bonne, il présente des valeurs de porosité faibles.

En conclusion, la carte de porosité montre une amélioration progressive des caractéristiques du réservoir de l'ouest vers l'est et le sud-est du champ, les secteurs orientaux se distinguant par de meilleures conditions pétrophysiques et constituant de bonnes zones pour la production d'hydrocarbures.

Quant aux secteurs occidentaux, bien qu'ils présentent certaines épaisseurs importantes, ils se caractérisent par une porosité moindre.

Cette répartition confirme l'existence d'une grande variabilité pétrophysique au sein du réservoir d'Oglet en Nasser.

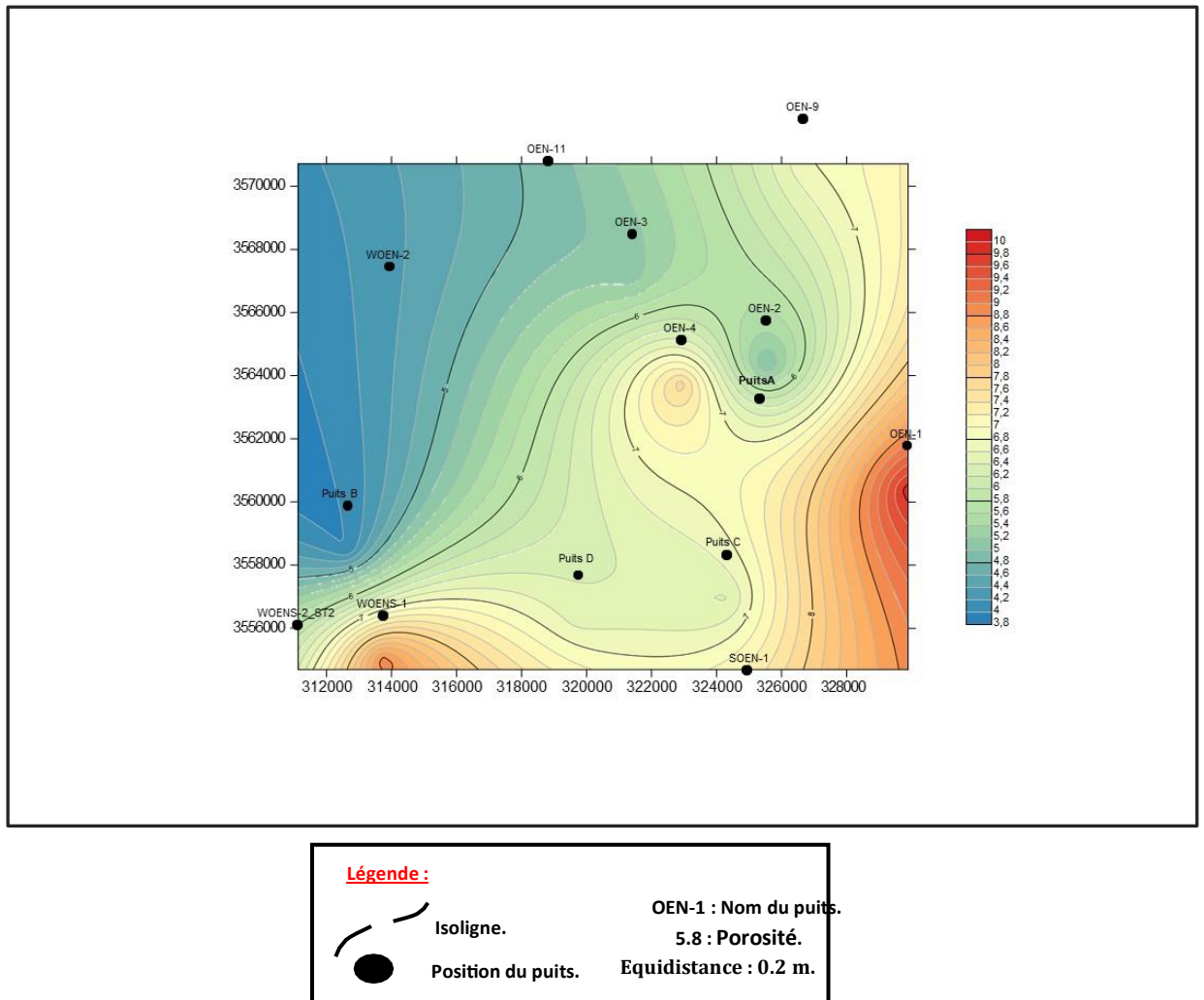


Figure.24 : La carte en iso-Porosité du réservoir TAG SI dans le gisement de OEN ((Petrel Sanatrach « modifie »).

III.2.1.2. Carte de isoPerméabilité

La carte de perméabilité montre une répartition hétérogène des capacités d'écoulement des fluides à l'intérieur du réservoir d'Oglet Nasser.

Les valeurs de perméabilité varient généralement entre moins de 5 mD et plus de 65 mD, ce qui reflète une grande disparité dans les caractéristiques dynamiques du réservoir.

Les valeurs de perméabilité les plus faibles se trouvent dans les secteurs ouest et nord-ouest, ainsi qu'aux abords des puits A et C, où elles sont inférieures à 15 mD. Cette baisse de

Chapitre III: Résultats et discussion

perméabilité indique une diminution de la cohésion du réseau poreux, ce qui réduit le mouvement des fluides malgré une porosité localement acceptable.

À l'inverse, les valeurs de perméabilité les plus élevées se trouvent dans la partie sud-ouest du champ, près du puits WOENS-1, où la perméabilité dépasse localement 60 mD. Cette zone se caractérise en effet par une meilleure interconnexion entre les pores et une plus grande facilité d'écoulement des hydrocarbures.

Quant aux secteurs centraux du gisement, notamment autour des puits D et OEN-4, ils présentent des valeurs moyennes comprises entre 20 mD et 35 mD.

L'analyse des différents puits montre que le puits B se situe dans une zone de perméabilité faible à moyenne, tandis que les puits A et C se trouvent dans des secteurs où la perméabilité reste relativement faible malgré leur bon emplacement structural.

La comparaison entre les cartes de porosité et de perméabilité révèle une corrélation partielle entre ces deux paramètres. En effet, certaines zones présentant une porosité relativement élevée ne présentent pas nécessairement les meilleurs niveaux de perméabilité. Ce phénomène peut s'expliquer par la présence de pores insuffisamment communicants ou par des phénomènes de cimentation qui réduisent la communication entre les vides poreux.

D'un point de vue structural, les zones de meilleure perméabilité ne coïncident pas systématiquement avec les sommets structuraux identifiés sur la carte des isopiles. Ainsi, les élévations structurales autour des puits A et C constituent des zones propices à l'accumulation d'hydrocarbures, mais les faibles valeurs de perméabilité pourraient limiter les performances de production.

En conclusion, la carte de perméabilité met en évidence une grande hétérogénéité des caractéristiques dynamiques du gisement. Les meilleures capacités d'écoulement sont observées dans le secteur sud-ouest du champ, tandis que de nombreuses zones structurellement favorables présentent une perméabilité relativement faible. Cette répartition souligne l'importance d'intégrer les paramètres structuraux, pétrophysiques et dynamiques dans l'évaluation du potentiel de production du gisement.

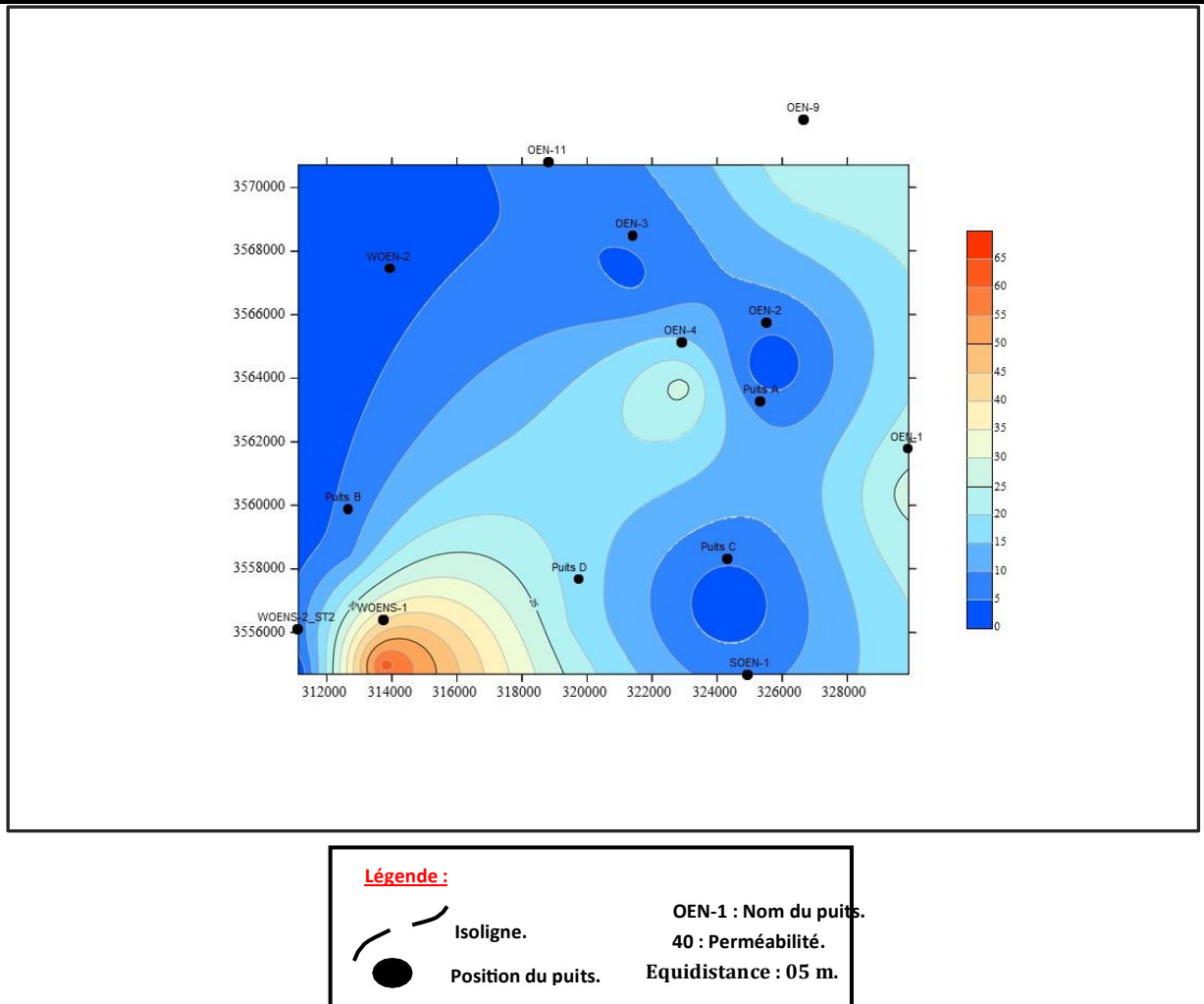


Figure.25 : La carte en iso-Perméabilité du réservoir TAG SI dans le gisement de OEN (Petrel Sanatrach « modifié »).

III.2.2. Analyse Statistique (Histogrammes) Evolution vertical

III.2.2.1. histogrammes de puits A

L'ensemble des paramètres pétrophysique caractérisant la série inférieure du réservoir triasique sont mentionnés dans le tableau ci-dessous.

Tableau02: mesures pétrophysiques du carotte puits (A)

Chapitre III: Résultats et discussion

Echantillon N°	Profondeur (m)	Porosité (%)	Permeabilité (mD)
1	3875,05	4,86	0,019
2	3875,26	9,25	2,336
3	3875,68	1,97	0,554
4	3876,04	8,74	13,780
5	3876,27	6,77	0,088
6	3876,69	3,21	0,022
7	3877,04	4,43	0,027
8	3877,67	5,25	0,043
9	3878,06	5,13	0,809
10	3878,29	12,99	0,939
11	3878,56	3,51	0,035
12	3879,04	2,93	0,025
13	3879,24	5,90	0,076
14	3879,67	4,01	0,031
15	3880,38	6,82	10,350
16	3881,50	8,54	0,101
17	3881,79	6,06	0,088
18	3882,33	4,77	0,043
19	3883,06	11,71	1,336
20	3883,71	9,74	0,565
21	3884,04	-	-
22	3884,28	4,84	0,044
23	3884,55	5,45	0,047
24	3884,75	5,55	0,054
25	3885,04	3,33	0,027
26	3885,74	13,32	13,265
27	3886,03	1,69	0,019
28	3886,24	2,12	0,013
29	3889,55	7,03	0,073
30	3889,82	7,62	10,162
31	3890,03	-	-
32	3890,26	3,34	0,104
33	3890,83	8,45	0,439
34	3891,03	7,95	0,486
35	3891,26	3,26	0,310
36	3891,56	4,21	0,089

✓ Analyse de la variation verticale de la porosité –Puits A :

l'histogramme de variation de la porosité en fonction de la profondeur met en évidence une distribution hétérogène des propriétés pétrophysiques au sein du réservoir du Trias Série Inférieure dans le puits A.

Les valeurs de porosité varient entre un minimum d'environ 1,6 % observé vers la profondeur de 3886 m et un maximum d'environ 13,3 % enregistré vers 3885 m, ce qui traduit une amplitude importante des propriétés de stockage au sein du réservoir.

L'examen du profil montre que la porosité n'évolue pas de manière régulière avec la profondeur. Plusieurs pics de porosité supérieurs à 10 % sont observés notamment vers les profondeurs de 3878 m, 3883 m et 3885 m, indiquant la présence de niveaux gréseux mieux préservés et présentant une capacité de stockage relativement élevée.

À l'inverse, certaines zones affichent des valeurs inférieures à 3 %, traduisant des niveaux plus compacts ou plus cimentés où les espaces poreux ont été partiellement détruits par les phénomènes diagénétiques tels que la compaction et la cimentation.

La majorité des mesures se situe toutefois entre 4 % et 8 %, ce qui confirme que le réservoir possède globalement une porosité faible à moyenne. Cette observation est cohérente avec l'histogramme de porosité qui montre une concentration des fréquences dans les classes intermédiaires.

La succession de niveaux à forte et faible porosité met en évidence une hétérogénéité verticale marquée, probablement liée aux variations lithologiques observées dans le réservoir. Cette hétérogénéité suggère l'alternance de bancs gréseux relativement propres et de niveaux plus argileux ou cimentés.

En conclusion, le puits A présente une qualité de réservoir variable avec quelques horizons favorables caractérisés par des porosités supérieures à 10 %, mais la majorité de l'intervalle étudié conserve des valeurs modérées. Cette répartition confirme que le potentiel de stockage du puits est essentiellement contrôlé par quelques niveaux réservoirs localisés, tandis que le reste de la formation présente des caractéristiques pétrophysiques plus modestes.

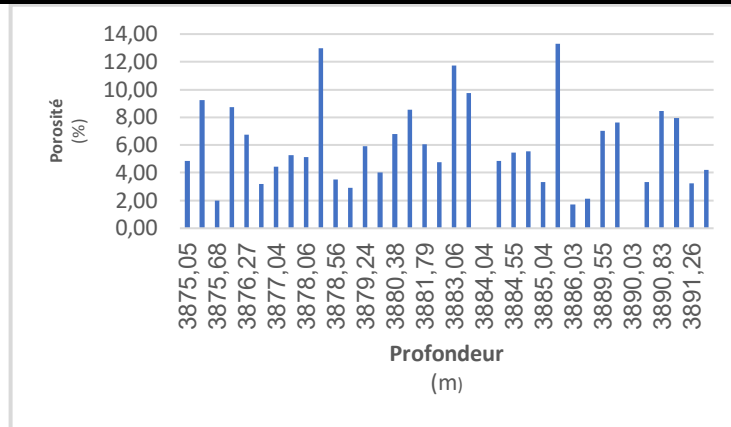


Figure.26 :Histogramme représentatif la variation verticale de la porosité –Puits A

✓ Analyse de la variation verticale de la perméabilité –Puits A :

La représentation de la perméabilité en fonction de la profondeur met en évidence une forte variabilité verticale des propriétés d'écoulement au sein du réservoir du Trias Série Inférieure dans le puits A. Les valeurs mesurées montrent une distribution très hétérogène, caractérisée par l'alternance de niveaux faiblement perméables et de quelques horizons présentant des perméabilités relativement élevées.

Les valeurs de perméabilité varient entre une valeur minimale de 0,013 mD observée vers 3886,24 m et une valeur maximale de 13,78 mD enregistrée à la profondeur 3876,04 m. Cette large amplitude traduit une forte hétérogénéité pétrophysique du réservoir.

L'analyse du profil montre que la majorité des mesures restent inférieures à 1 mD, ce qui indique que la plupart des niveaux réservoirs possèdent une faible capacité de transmission des fluides. Ces faibles valeurs suggèrent l'existence d'une connectivité limitée entre les pores, probablement liée à la compaction et à la cimentation des niveaux gréseux.

Cependant, quelques intervalles présentent des pics de perméabilité significatifs, notamment à 3876,04 m (13,78 mD), 3880,38 m (10,35 mD), 3885,74 m (13,27 mD) et 3889,82 m (10,16 mD). Ces niveaux correspondent vraisemblablement à des bancs gréseux plus propres et mieux connectés, offrant des conditions plus favorables à la circulation des hydrocarbures.

La comparaison avec les données de porosité montre que certaines zones à forte porosité coïncident avec des valeurs élevées de perméabilité, notamment autour de 3885,74 m, où la

Chapitre III: Résultats et discussion

porosité atteint 13,32 % pour une perméabilité de 13,27 mD. Cette corrélation traduit une amélioration simultanée des capacités de stockage et d'écoulement dans ces horizons.

À l'inverse, plusieurs niveaux présentent une porosité relativement acceptable mais une très faible perméabilité, indiquant que les pores ne sont pas toujours efficacement interconnectés. Cette situation est généralement associée à la présence de ciment carbonaté, d'argiles ou à des effets de compaction avancée.

En conclusion, la variation de la perméabilité avec la profondeur révèle un réservoir globalement peu perméable, dominé par des valeurs inférieures à 1 mD, mais contenant quelques horizons localisés à meilleure qualité dynamique. Ces intervalles constituent les principales zones susceptibles de contribuer à la production d'hydrocarbures au sein du puits A.

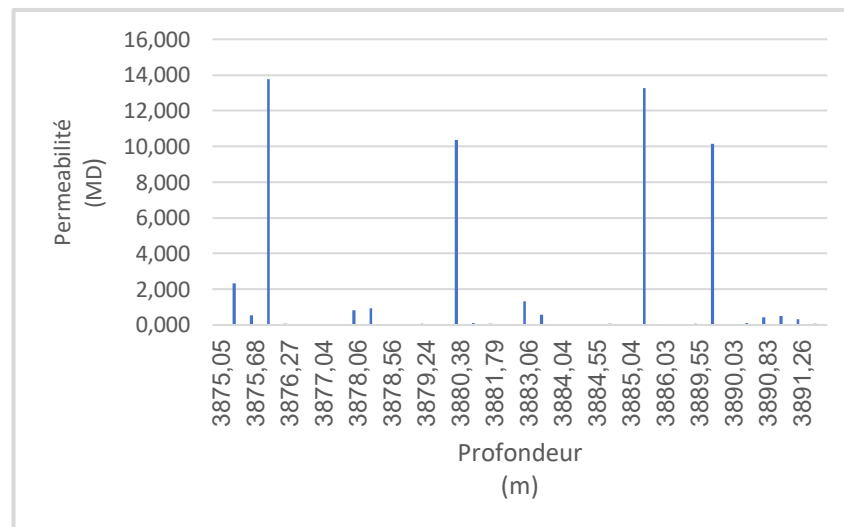


Figure.27 : Histogramme représentatif la variation verticale de la perméabilité –Puits A.

III.2.2.2. histogrammes de puits B

Tableau03: mesures pétrophysiques du carotte puits (B)

Echantillon N°	Profondeur (m)	Porosité (%)	Permeabilité (mD)
1	3866,60	2,00	0,018
2	3869,21	1,34	0,018
3	3869,54	2,45	0,107
4	3869,85	2,28	10,858
5	3872,34	3,15	0,022
6	3872,58	3,35	0,020
7	3875,27	3,20	0,051
8	3875,55	6,74	0,716
9	3875,80	11,60	66,404

✓ Analyse de la variation verticale de la porosité –Puits B:

La représentation de la porosité en fonction de la profondeur dans le puits B met en évidence une évolution progressive des propriétés de stockage au sein du réservoir. Les valeurs de porosité enregistrées varient entre 1,3 % et 11,6 %, traduisant une hétérogénéité pétrophysique modérée à importante.

L'analyse du profil montre que les faibles valeurs de porosité sont principalement observées dans la partie supérieure de l'intervalle étudié, où elles restent généralement inférieures à 3 %. Ces niveaux correspondent probablement à des horizons plus compacts ou plus affectés par les phénomènes de cimentation, réduisant ainsi le volume des espaces poreux disponibles.

À partir de la profondeur d'environ 3872 m, une amélioration progressive de la porosité est observée. Les valeurs augmentent graduellement de 3 % à 7 %, indiquant le passage vers des niveaux gréseux présentant de meilleures caractéristiques pétrophysiques et une capacité de stockage plus importante.

Le maximum de porosité est enregistré vers la profondeur 3875,80 m, avec une valeur d'environ 11,6 %, tandis qu'une autre valeur relativement élevée d'environ 6,8 % est observée vers 3875,55 m. Ces niveaux constituent les horizons les plus favorables du point de vue du stockage des hydrocarbures.

Chapitre III: Résultats et discussion

La tendance générale montre une augmentation de la porosité avec la profondeur dans l'intervalle étudié. Cette évolution peut être liée à des changements lithologiques locaux, notamment à la présence de bancs gréseux plus propres et mieux triés vers la base du réservoir.

Ces résultats sont cohérents avec l'interprétation diagraphique du puits B, qui a mis en évidence une porosité moyenne proche de 10 %, une faible saturation en eau et la présence d'un réservoir à hydrocarbures présentant une hauteur utile cumulée importante. Ils confirment également que le puits B possède des propriétés de stockage globalement meilleures que celles observées dans le puits A.

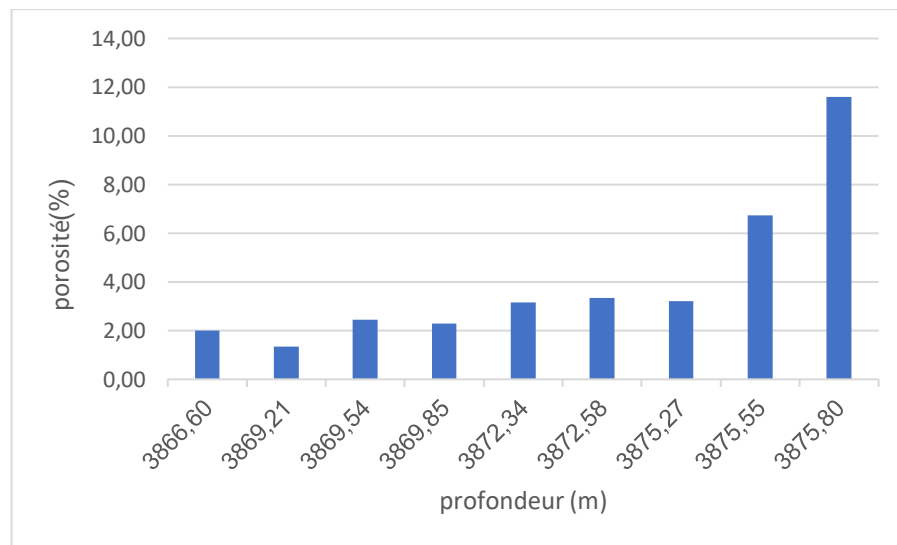


Figure.28 : Histogramme représentatif la variation verticale de la porosité –Puits B.

✓ Analyse de la variation verticale de la perméabilité –Puits B

La variation de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits B met en évidence une forte hétérogénéité verticale des propriétés d'écoulement du réservoir. Les mesures montrent que la majorité des niveaux présentent des valeurs de perméabilité faibles à modérées, tandis que quelques horizons localisés se distinguent par des valeurs exceptionnellement élevées.

Les valeurs de perméabilité varient entre des valeurs très faibles proches de zéro et une valeur maximale atteignant environ 66 mD vers la profondeur de 3875,80 m. Cette importante amplitude traduit une forte variabilité de la connectivité des pores à l'intérieur du réservoir.

L'analyse du profil montre la présence de deux horizons particulièrement favorables. Le premier est localisé vers 3869,85 m, où la perméabilité atteint environ 10 mD, tandis que le second, situé vers 3875,80 m, présente la meilleure qualité dynamique avec une perméabilité supérieure à 60 mD. Ces niveaux correspondent probablement à des bancs gréseux propres, bien triés et faiblement cimentés, offrant une excellente connectivité entre les pores.

À l'inverse, la majorité des autres mesures demeurent très faibles, ce qui indique que la circulation des fluides reste limitée dans une grande partie du réservoir. Cette situation suggère une forte influence des phénomènes de compaction, de cimentation ou de l'hétérogénéité lithologique.

La comparaison avec la variation de la porosité montre que le niveau présentant la plus forte porosité (environ 11,6 %) coïncide également avec la plus forte perméabilité (environ 66 mD). Cette correspondance traduit l'existence d'un horizon réservoir de très bonne qualité, combinant à la fois une capacité de stockage élevée et d'excellentes propriétés d'écoulement.

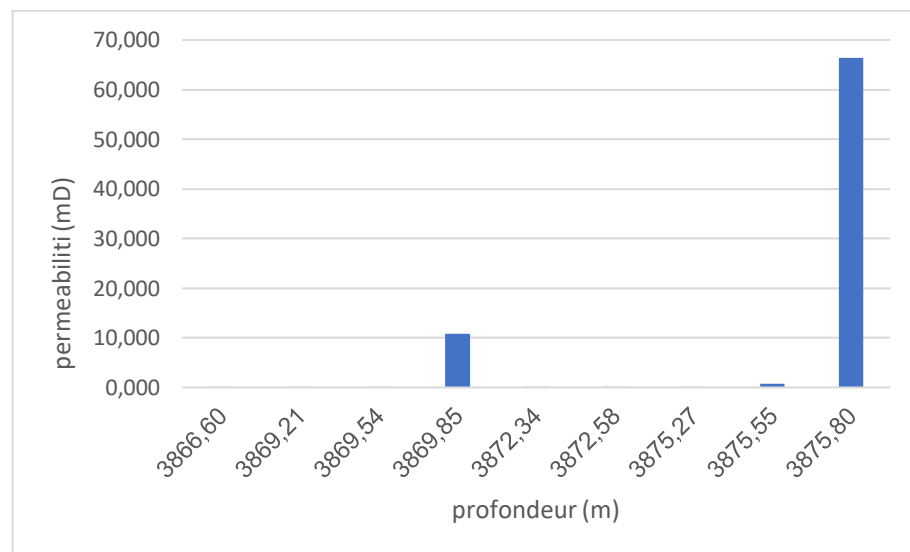


Figure.29 : Histogramme représentatif la variation verticale de la perméabilité –Puits B.

III.2.2.3. histogrammes de puits C

Tableau04: mesures pétrophysiques du carotte puits (c)

Echantillon	Profondeur	Perm	Porosité
N°	(m)	(md)	(%)
1	3960,11	0,433	12,17
2	3962,20	0,057	1,72
3	3963,24	0,050	1,90
4	3963,86	0,044	2,43
5	3964,76	4,041	8,07
6	3967,59	1,814	9,29
7	3967,82	17,760	8,39
8	3968,58	41,838	8,55
9	3969,44	8,816	4,43

✓ Analyse de la variation verticale de la porosité –Puits C:

La variation de la porosité en fonction de la profondeur dans le puits C révèle une distribution hétérogène des propriétés de stockage au sein du réservoir. Les valeurs mesurées montrent des fluctuations importantes entre les différents niveaux étudiés, traduisant des variations lithologiques et diagéniques affectant la qualité pétrophysique des formations traversées.

Les valeurs de porosité varient entre un minimum d'environ 1,7 % observé vers 3962,20 m et un maximum de 12,1 % enregistré à 3960,11 m. Cette amplitude relativement importante témoigne d'une hétérogénéité verticale marquée du réservoir.

L'analyse du profil permet de distinguer deux ensembles principaux :

- Un premier ensemble situé entre 3962 m et 3964 m, caractérisé par de faibles porosités comprises entre 1,7 % et 2,4 %, indiquant des niveaux compacts ou fortement cimentés présentant une faible capacité de stockage.

- Un second ensemble localisé entre 3964,76 m et 3968,58 m, où les porosités augmentent sensiblement et atteignent des valeurs comprises entre 8 % et 9,3 %. Ces niveaux correspondent vraisemblablement à des bancs gréseux mieux développés offrant des conditions de réservoir plus favorables.

Chapitre III: Résultats et discussion

La valeur maximale observée à 3960,11 m ($\approx 12,1$ %) constitue un horizon particulièrement intéressant du point de vue pétrophysique. Toutefois, son épaisseur apparente semble limitée, ce qui suggère qu'il s'agit d'un niveau localisé de très bonne qualité.

Dans la partie terminale du profil, à 3969,44 m, la porosité diminue à environ 4,3 %, traduisant une dégradation progressive des propriétés de stockage.

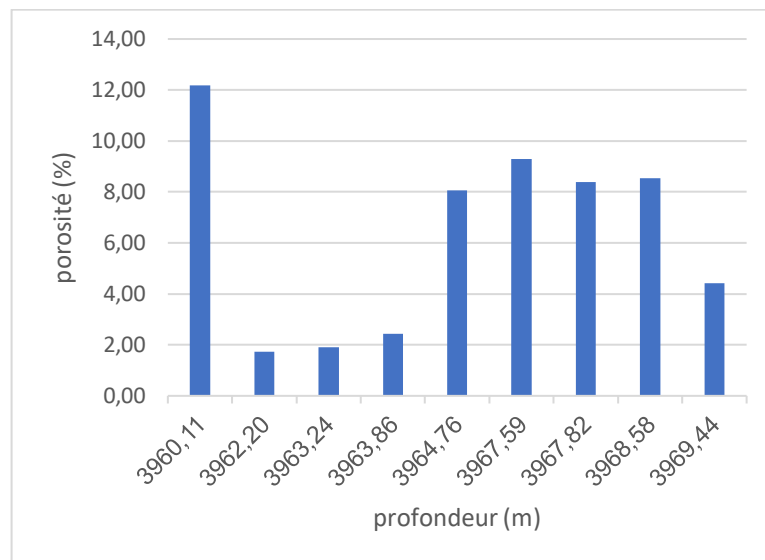


Figure.30 : Histogramme représentatif la variation verticale de la porosité –Puits C.

✓ Analyse de la variation verticale de la perméabilité –Puits C

La variation de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits C met en évidence une forte hétérogénéité verticale des propriétés dynamiques du réservoir. Les mesures montrent que la perméabilité varie considérablement d'un niveau à un autre, traduisant des différences importantes dans la qualité des horizons traversés.

Les valeurs de perméabilité s'étendent de valeurs très faibles, proches de zéro, jusqu'à une valeur maximale d'environ 42 mD enregistrée vers la profondeur de 3968,58 m. Cette large plage de variation indique que la connectivité des pores n'est pas uniforme au sein du réservoir.

L'analyse du profil permet d'identifier plusieurs niveaux favorables à l'écoulement des fluides. Un premier horizon apparaît vers 3964,76 m, où la perméabilité atteint environ 4 mD, tandis qu'un second niveau plus performant est observé vers 3967,82 m avec une

valeur proche de 18 mD. Le meilleur horizon réservoir est localisé vers 3968,58 m, où la perméabilité dépasse 40 mD, indiquant une excellente capacité de circulation des hydrocarbures.

Après ce maximum, la perméabilité diminue mais reste relativement élevée à la profondeur 3969,44 m, avec une valeur voisine de 9 mD, ce qui confirme la présence d'une zone réservoir favorable dans la partie inférieure de l'intervalle étudié.

La distribution irrégulière des valeurs suggère l'existence d'alternances entre des bancs gréseux bien développés et des niveaux plus compacts ou cimentés. Cette hétérogénéité est caractéristique des réservoirs détritiques où les propriétés pétrophysiques sont fortement contrôlées par les variations lithologiques et diagenétiques.

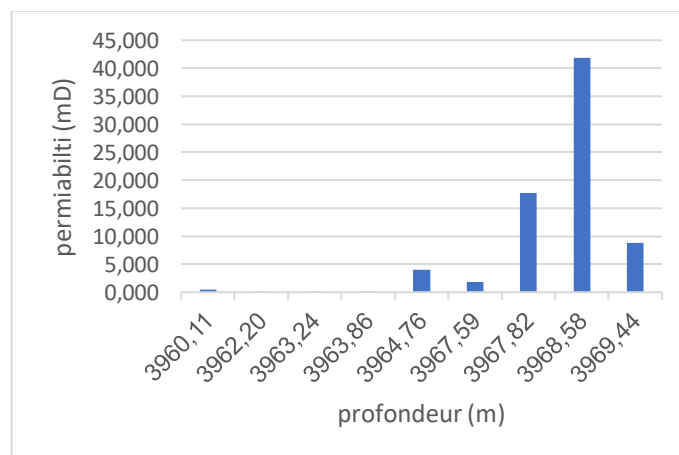


Figure.31 : Histogramme représentatif la variation verticale de la perméabilité –Puits C.

III.3. Analyse diagraphique de réservoir Trias Série Inferieur (méthode indirecte)

III.3.1. Interprétation à partir de corrélation diagraphique

La distribution des électrofacies de l'intervalle Trias série inferieur dans la région Oglet En Nasser à était préalablement définie grâce aux digraphies établie de chaque puis étudier, afin d'obtenir une approche directe de la distribution verticale et latérale des électrofacies de la zone d'étude, on à mit en place deux profile de correlations du Nord au Sud et de l'Est en Ouest.

III.3.1.1. Le profile 01 à était réalisé sur le flanc Sud de la zone d'étude en partent de l'Est au Sud Ouest

Le corps gréseux du profil représente un canal fluviatile/deltaïque (Fluvial/Deltaic Channel Fill) de forme lenticulaire, dont la partie centrale présente une épaisseur maximale et une meilleure qualité de réservoir en raison de la forte énergie de sédimentation. L'épaisseur diminue progressivement vers les marges avec un amincissement marqué sur l'un des côtés (Pinch-out). La profondeur montre une légère inclinaison régulière le long du profil, et la base du canal est érosive, ce qui reflète le contrôle sédimentaire sur la forme du réservoir et l'absence de failles significatives.

La distribution des fluides à l'intérieur du canal présente un gradient vertical et latéral, le gaz se concentrant en haut (Gas Cap), le pétrole au centre, et l'eau en bas (Water Zone), tandis que la qualité du réservoir diminue vers les marges et la saturation en eau augmente. Le canal s'étend perpendiculairement au profil (du nord au sud ou inversement si le profil est ouest-est), la partie centrale étant la plus favorable à l'accumulation et à la production. d'hydrocarbures, tandis que les marges représentent des zones de moindre qualité. Cette compréhension est essentielle pour orienter les futurs forages et cibler la meilleure zone de reservoir.

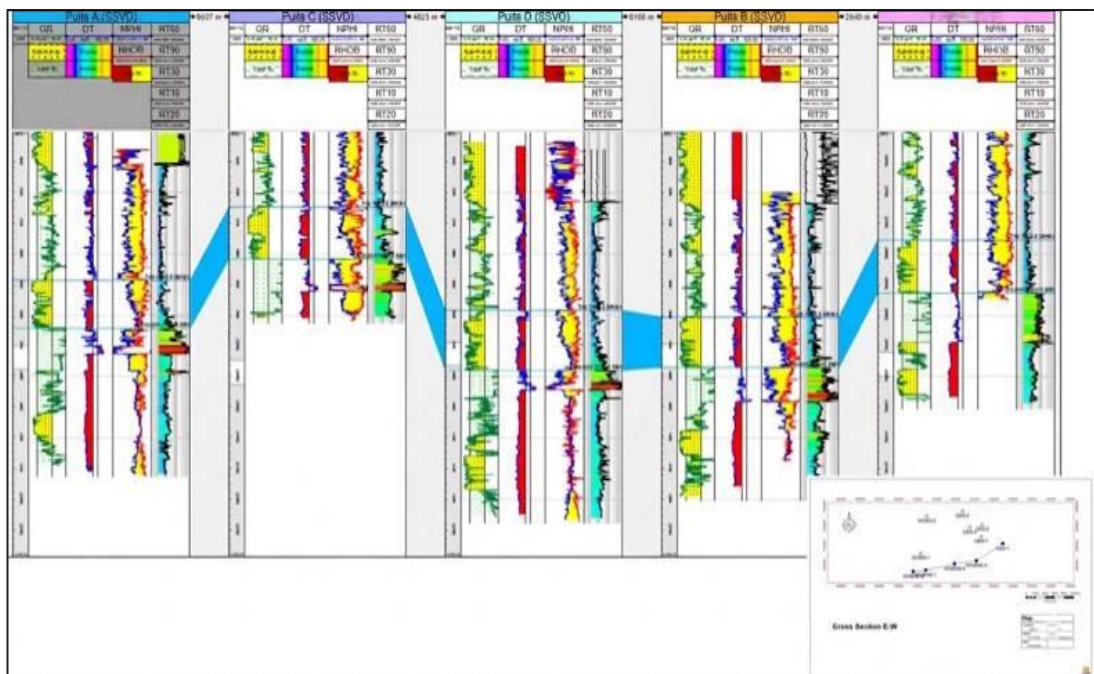


Figure.32 : Corrélation diagraphique E-W des puits OEN (Surfer Sanatrach

« modifie »)

III.3.1.2. Le profil 02 à était réalisé sur le flanc Nord de la zone d'étude en partent de Nord au Sud Est

Cette profil représente un canal fluvatile/deltaïque (Fluvial/Deltaic Channel Fill) de forme lenticulaire et non symétrique. L'axe du canal, situé au centre du profil, présente une épaisseur maximale et une meilleure qualité de réservoir en raison de la forte énergie de sédimentation, tandis que l'épaisseur diminue progressivement vers les marges avec un amincissement marqué (Pinch-out), indiquant la disparition des sables dans des environnements plus fins ou argileux. La base du canal est érosive (Erosional Base), ce qui suggère que le canal a partiellement creusé les couches plus anciennes avant de se remplir de sable.

La profondeur structurale montre une inclinaison légère et régulière vers le sud-est, sans failles ni interruptions, reflétant la stabilité géologique et le contrôle sédimentaire.

La distribution des fluides suit un gradient vertical et latéral : le gaz se concentre en haut (Gas Cap), le pétrole au centre et l'eau en bas (Water Zone). Dans l'axe du canal, la qualité du réservoir est élevée, tandis qu'elle diminue vers les marges, où la porosité et la perméabilité sont plus faibles et la saturation en eau plus importante, jusqu'à la disparition du réservoir dans les zones de Pinch-out.

L'analyse de l'orientation indique que le canal s'étend longitudinalement du nord-ouest au sud-est (NW–SE), tandis que le profil actuel constitue une coupe transversale perpendiculaire au canal, révélant les variations d'épaisseur et de profondeur à travers sa largeur. L'asymétrie de l'amincissement suggère un côté plus stable avec un dépôt plus favorable et un autre côté plus érosif. Ainsi, ce profil représente un canal sédimentaire avec une variation d'épaisseur et de profondeur, où l'axe central constitue la zone la plus favorable pour l'accumulation et la production d'hydrocarbures, tandis que les marges correspondent à des zones de moindre qualité et saturées en eau. La compréhension de cette structure est essentielle pour la planification des forages et l'exploitation optimale du réservoir.

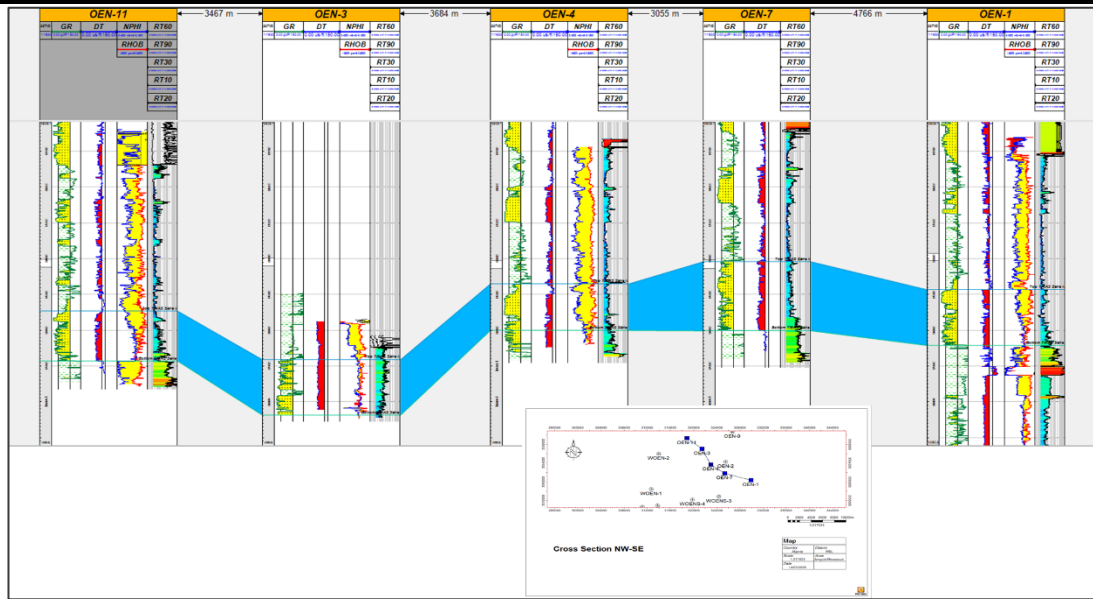


Figure.33 : Corrélation diagramme NW-SE des puits OEN(Surfer Sanatrach « modifie »).

III.3.2. Interprétation à partir de Quanti Élan

L'évolution des paramètres pétrophysiques fait état des résultats de l'étude des paramètres pétrophysiques qui a été réalisée sur la base de l'analyse des enregistrements diagrammiques (GR, Densité, Résistivité et Sonic) des différents puits, afin d'évaluer les réservoirs traversés par les forages pour suivre l'évolution latérale de ses paramètres pétrophysiques: porosité (ϕ), saturation en fluide (S_w) et ainsi le volume d'argile (V_{sh}).

III.3.2.1. Puits A :

Le réservoir Trias Série Inférieure dans le puits A présente un excellent potentiel de réservoir, représentant deux intervalles à hydrocarbures situés à des profondeurs (3905 - 3906,5 m) et (3914,5 - 3916,5 m).

Au niveau des roches (lithologie), la courbe du rayon gamma indique des valeurs très faibles, confirmant la pureté des sables à ces deux périodes et la dominance d'un environnement de dépôt à haute énergie (Channel Core).

Sur le plan pétrophysique, ces deux périodes ont enregistré une porosité moyenne comprise respectivement entre (13 % et 10 %), et cette porosité coïncide avec des valeurs de résistance électrique (résistivité) élevées et claires dans la deuxième voie, ce qui a conduit à l'enregistrement d'une faible saturation en eau moyenne comprise entre (29 % et 30 %).

De plus, l'intersection des courbes de neutrons et de densité (Neutron-Density Crossover)

Chapitre III: Résultats et discussion

montre la présence de gaz dans les parties supérieures, tandis que l'analyse ELAN dans le chemin final confirme que ces plages sont principalement saturées en pétrole et en gaz (zones vertes et pointillées roses), faisant du puits A l'un des meilleurs puits en termes de caractéristiques de production.

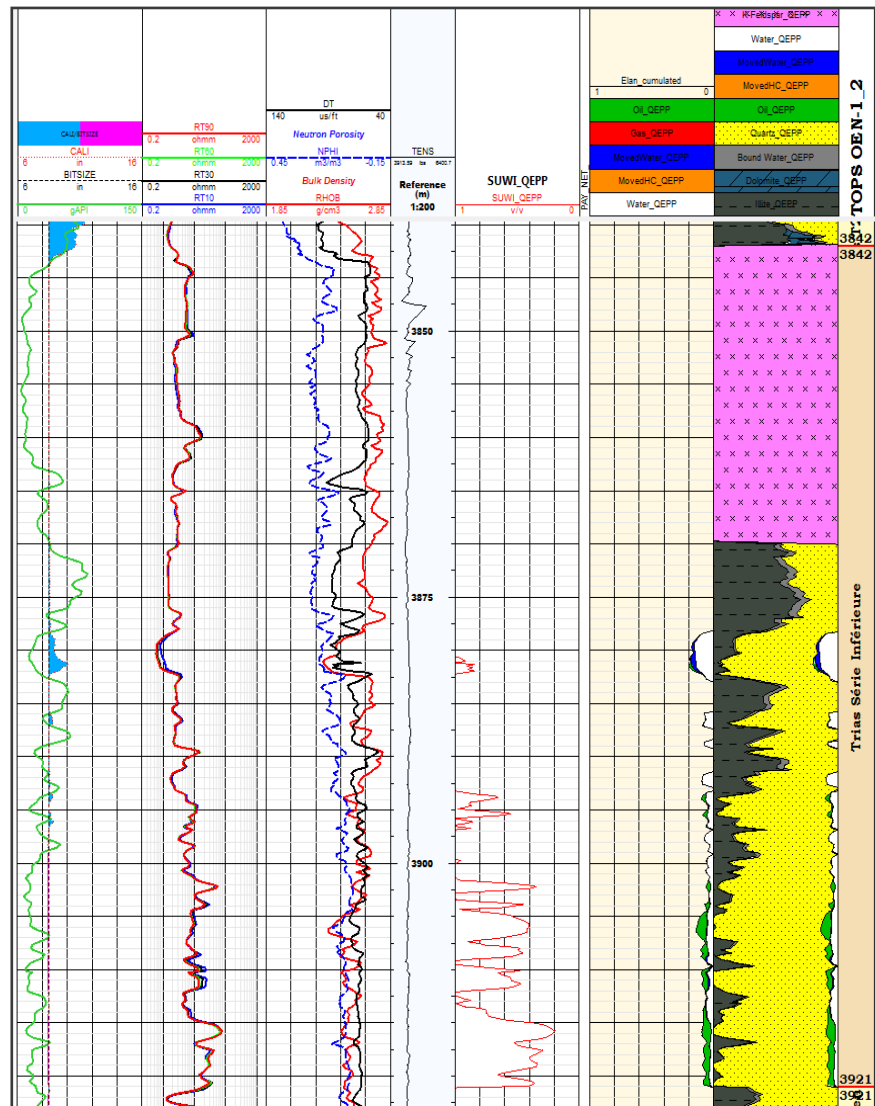


Figure.34 : Résultat d'interprétation diagraphique du puits A (Techlog Sanatrach).

III.3.2.2. Puits B

Les couches sableuses (bancs gréseux) de ce puits sont propres et poreuses (propres et preux), ce qui est confirmé par la faible courbe des rayons gamma (couleur verte) dans les zones jaunes montrées dans les enregistrements. Ce réservoir hydrocarboné s'étend à une hauteur utile cumulée allant jusqu'à 16 mètres. Pétrophysique : Les résultats ont montré que le réservoir Trias Série Inférieure présentait de très bonnes propriétés, avec une porosité moyenne de 10 %, tandis qu'une saturation en eau moyenne (Mean Water Saturation) aussi

Chapitre III: Résultats et discussion

faible que 20 %, reflétant une saturation élevée en hydrocarbures de 80 %. Dynamiquement, le réservoir est bien perméable avec une perméabilité maximale (Permeability) allant jusqu'à 54 mD ($K_{\max}$). En examinant les enregistrements, nous observons clairement la réponse des courbes de haute résistivité (résistivité) dans les parties supérieures, suivie d'une chute brutale à une profondeur de 3914 mètres, ce qui détermine avec précision le niveau de contact huile-eau (OWC). Un échantillon de roche (Carotte C-1) prélevé entre les deux profondeurs (3875 - 3893 m) apparaît également comme une référence primaire confirmant ces propriétés pétrophysiques et réservoirs distinctes.

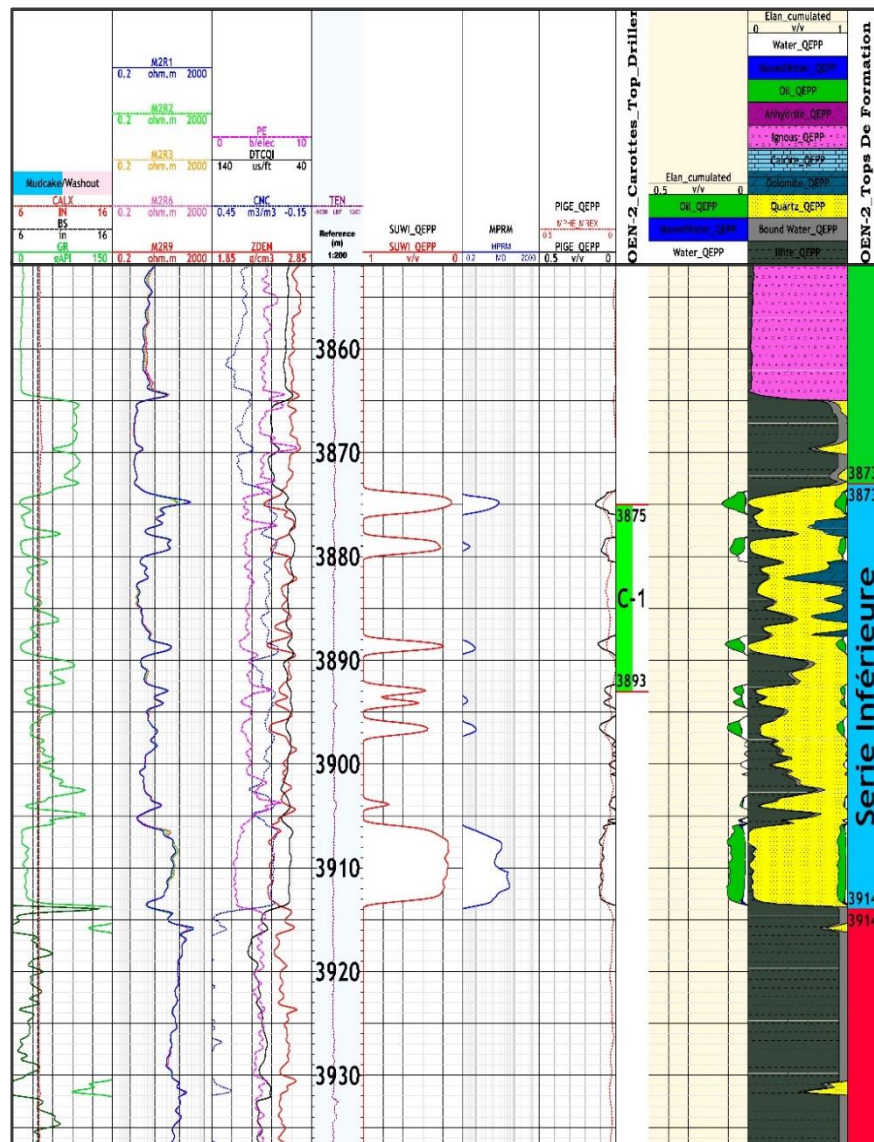


Figure.35 : Résultat d'interprétation diagraphique du puits B (Techlog Sanatrach).

III.3.2.3. PuitsC

Les enregistrements du puits C montrent une nature de réservoir plus complexe, avec des couches sableuses contenant des hydrocarbures (bancs gréseux) situées dans les périodes (3913 – 3915,5 m) et (3931,5 – 3937 m), avec une hauteur utile cumulée (Hauteur utile cumulée) allant jusqu'à 10 m.

Sur le plan pétrophysique, la porosité moyenne dans ces plages était de 9 %, avec une saturation en eau moyenne de 20 %. Il est techniquement perceptible dans la deuxième piste des enregistrements que les valeurs de résistivité (Résistivités) diminuent significativement dans la plage entre 3937 et 3942 m ; cette diminution est attribuée à la présence de couches d'argile métrique (Bancs argileux métriques) interstratifiées avec du sable, ce qui augmente la conductivité de la roche sans nécessairement indiquer la présence d'eau.

Cette interprétation confirme les résultats de l'essai stratigraphique (DST-2) montré dans l'image, où la période (3931,5 – 3942 après J.-C.) a enregistré un fort écoulement d'huile et un très bon écoulement gazeux, avec un rapport gaz/huile (GOR) élevé.

Le reste du réservoir se compose principalement de roches volcaniques (Roches éruptives) et de dolomie (Dolomie), qui apparaissent dans l'analyse ELAN (dernière trace) dans des couleurs sombres qui reflètent les faibles propriétés de porosité de ces formations par rapport aux parties sableuses.

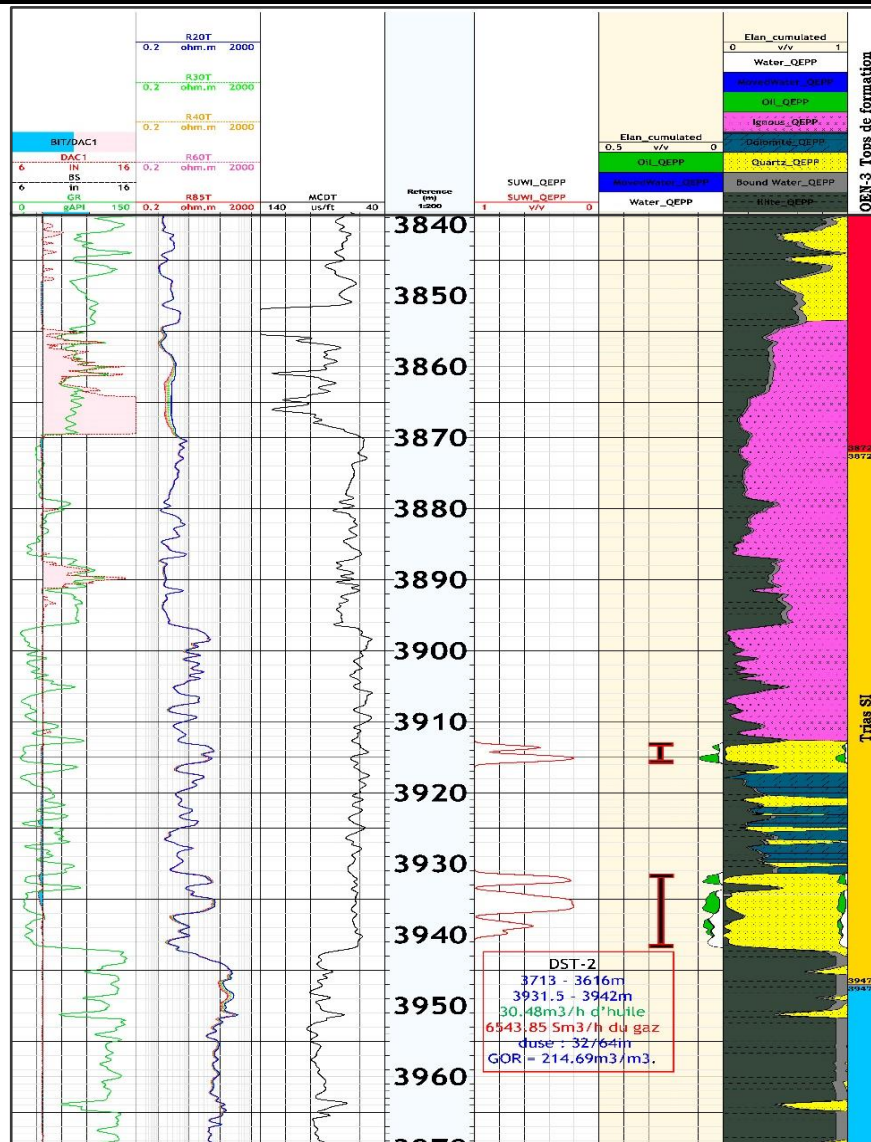


Figure.36 : Résultat d'interprétation diagraphique du puits C (Techlog Sanatrach).

III.3.2.4. Puits D

Le puits D présente une variation marquée des propriétés de la roche et du réservoir le long de sa section verticale. La zone supérieure de ce réservoir (Partie sommitale), s'étendant sur la période 3819-3904, est caractérisée par la présence de formations dolomitiques solides et de roches volcaniques (Dolomies et roches éruptives). Cette zone du fichier apparaît clairement dans le dernier chemin (ELAN) en couleurs foncées (gris et violet), reflétant l'absence de porosité initiale.

En se dirigeant vers la base, le caractère sableux du réservoir augmente mais il reste de la roche compacte (Compact) ; une soudure carbonée (Ciment carbonaté) est susceptible d'avoir réduit

Chapitre III: Résultats et discussion

la qualité des vides. Les bancs gréseux se situent dans les périodes (3921 – 3923 m) et (3932 – 3933 m), où ils ont enregistré une saturation en eau moyenne de 40 %.

D'un point de vue pétrophysique, les propriétés de ce puits (Propriétés médiocres) sont modestes comparées à celles des puits précédents ; la porosité moyenne est d'environ 7 %, ce qui fait que la hauteur utile attendue de la gamme produite n'est que d'environ 3,5 m.

Quant à la perméabilité (Permeability), le réservoir Trias Série Inférieure de ce site présente une faible perméabilité, ce qui explique la réponse des courbes de résistance qui restent moins raides par rapport au cœur du canal dans le puits A. Enfin, Au bas de l'enregistrement, la surface de désadaptation est clairement visible à une profondeur de 3934 mètres, où le trias se termine pour commencer la formation du silurien (Silurien), déterminant l'extension verticale finale du réservoir de ce côté du champ.

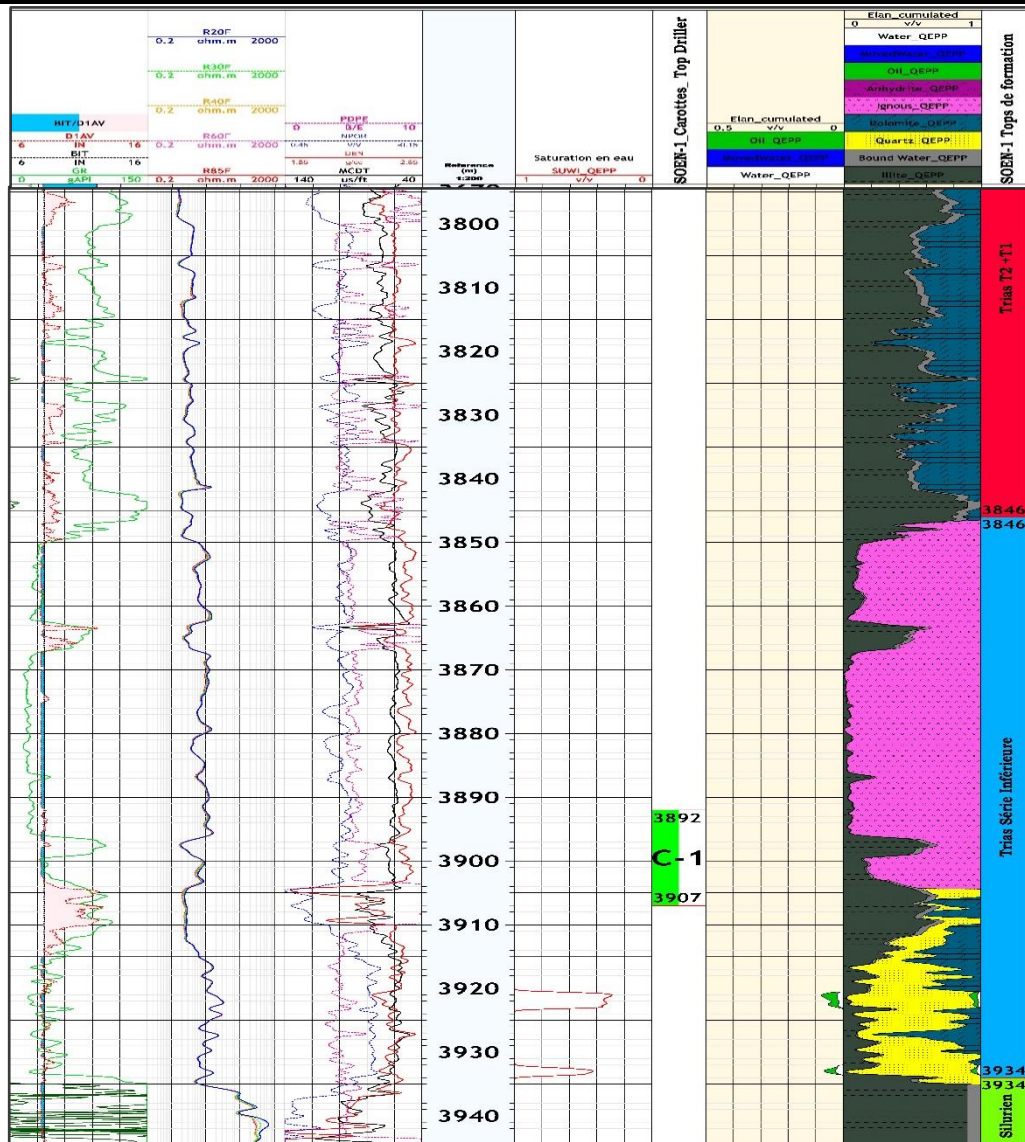


Figure.37 : Résultat d'interprétation diagraphique du puits D (Techlog Sanatrach).

III.4. Synthèse des résultats : intégration systématique entre évaluation directe et indirecte des réservoirs

L'étude analytique des puits de la zone d'étude a abouti à la nécessité de combiner la méthode directe avec la méthode indirecte pour atteindre une caractérisation précise du réservoir du Trias inférieur. Cette intégration n'était pas seulement un ajout de données, mais une nécessité pour surmonter les obstacles techniques et géologiques auxquels nous avons été confrontés dans chaque puits:

➤ Calibration pétrophysique et confirmation des gammes de produits :

La liaison des résultats d'échantillons de roche (carotte) avec les enregistrements de porosité (densité neutronique) a permis de confirmer la qualité du réservoir ; alors que les enregistrements ont fourni un balayage continu, la méthode directe dans le puits B a donné foi à ces lectures en mesurant une perméabilité réelle allant jusqu'à 54 mD. Cette compatibilité nous a permis de généraliser le modèle pétrophysique au reste des puits avec une plus grande confiance.

➤ Délimiter les zones complexes

a force réelle de la combinaison des deux méthodes a été démontrée dans le puits C ; la méthode indirecte (log) a montré une diminution de la résistance qui pourrait suggérer la présence d'eau, mais la méthode directe (test DST-2) a décidé la situation en prouvant un fort débit de pétrole et de gaz. Cette connexion a prouvé que la complexité de la roche (sable d'argile) est responsable de l'erreur des appareils de mesure, et sans cette intégration, la plage aurait été mal évaluée.

➤ Modélisation structurale et sédimentaire

En combinant des cartes de poissons (une donnée structurale) avec des propriétés de carot (une donnée sédimentaire), nous avons pu comprendre le paradoxe A-well. La méthode directe a démontré la présence de sable pur résultant d'une énergie de sédimentation élevée, tandis que la méthode indirecte (carte et épaisseur) a révélé que cette bonne distinction est spatialement limitée en raison du phénomène de changement latéral de faciès (Pinch-out)

➤ Tracer les limites des champs et identifier les pétitions

La synergie entre les deux méthodes a contribué à la cartographie finale du champ. Les enregistrements dans le puits B ont identifié un niveau de contact huile-eau (OWC) de 3914 m, tandis que la méthode indirecte dans le puits D a cartographié les limites finales du réservoir en observant la surface de discordance silurienne, étayée par des données sur les caroténoïdes qui ont confirmé la présence de des roches peu perméables dans cette direction.

❖ Résumé synthétique

Cette intégration méthodologique a démontré que la méthode indirecte est un excellent moyen d'étude et de compréhension, mais elle reste incomplète sans la méthode directe qui fournit la nécessaire « vérité terrain » et calibration. En conséquence, on peut dire que le réservoir

Chapitre III: Résultats et discussion

inférieur du Trias se caractérise par une grande variation de qualité et d'épaisseur, et son meilleur potentiel est concentré dans les plages qui combinent une énergie de sédimentation élevée avec l'extension géométrique du noyau du canal fluvial.

Conclusion Générale

L'étude intégrée du réservoir triasique inférieur du champ d'Oglet En Nasser a permis de mettre en évidence une forte hétérogénéité lithologique, sédimentologique et pétrophysique, héritée d'un environnement de dépôt fluvial méandrique caractérisé par la présence de corps gréseux lenticulaires associés à des intercalations argileuses et localement à des intrusions de roches éruptives.

Les analyses directes réalisées sur carottes ont révélé des valeurs de porosité globalement faibles à moyennes, ainsi qu'une perméabilité généralement réduite, traduisant un réservoir compact affecté par les phénomènes de compaction, de cimentation siliceuse et d'intercalations argileuses. En parallèle, l'interprétation des diagraphies a permis de mettre en évidence des niveaux localisés présentant de meilleures propriétés réservoirs, avec une amélioration notable de la porosité et de la perméabilité.

La confrontation entre les méthodes directes et indirectes a permis de valider les résultats pétrophysiques, de réduire les incertitudes liées à l'hétérogénéité du réservoir et de mieux identifier les zones à fort potentiel productif, principalement localisées au niveau des axes chenalisés et des hauts structuraux.

Ainsi, cette étude démontre que l'intégration méthodique des analyses de carottes et des données diagraphiques constitue une approche essentielle pour une caractérisation fiable du réservoir TAGI dans le champ d'Oglet En Nasser, et représente un outil d'aide à la décision pour l'optimisation des futurs programmes de développement et d'exploitation.

Bibliographie

- BOUDJEMA, A. (1987) – *L'évolution structurale de la plate-forme saharienne (Algérie) au cours du Phanérozoïque*. Thèse de Doctorat, Université Paris-Sud, Orsay, France.
- BUSSON, G. (1970) – *Le Mésozoïque saharien*. Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS), Paris, France.
- Fabre, J. (2005). *Géologie de l'Algérie*. Ed. SES, Alger.
- Schlumberger. Techlog Petrophysics Documentation.
- sonatrach exploration et DP 2026 (Rapports d'interprétation diagraphiques).
- sonatrach exploration et DP 2026 (Fiches à carottes et rapports des mesures petrophysiques).
- sonatrach exploration et DP 2026 (Rapports d'implantation).
- sonatrach exploration et DP 2026 (Rapports fin de sondage).
- WEC (Well Evaluation Conferences) (Algérie2007)- Rapport inédit.(communauté Sontrach et Schlumberger).

RESUMÉ

الملخص

تندرج هذه الدراسة في اطار تقييم الخصائص الجيولوجية و البتروفيزيائية لخزان الترياس السفلي بحقل عقلة الناصر الذي يقع في شرق منطقة تقرت ضمن الاحواض البتروولية للصحراء الجزائرية، بحيث تهدف هذه الدراسة الى فهم طبيعة الخزان، وتحديد خصائصه ، مع ابراز دور التكامل بين الطرق المباشرة المتمثلة في تحليل عينات مأخوذة من ابار مختلفة و الطرق الغير مباشرة المتمثلة في تحليل تفسيرات الديغرافي في تحسين تقييم المكن .

اعتمدت هذه الدراسة على تحليل مجموعة من العينات المأخوذة من عدة ابار مدروسة، بالإضافة الى استغلال المعطيات الديوغرافية التقليدية وذلك باستخدام مجموعة من البرمجيات وقد سمحت هذه المعطيات بإتجاز دراسة متكاملة.

كما اظهرت نتائج ان خزان الترياس السفلي يتميز بعدم تجانس واضح ناتج عن بيئة ترسب نهريّة متعرجة.

كما بينت التحاليل البتروفيزيائية أن المسامية تتراوح بين الضعيفة و المتوسطة ، وان النفاذية ضعيفة عموما مع وجود مناطق محدودة ذات خصائص افضل اثبتت الدراسة ان التكامل بين نتائج العينات و نتائج الديوغرافية يسمح بتحديد المناطق ذات الامكانيات الانتاجية المرتفعة.

الكلمات المفتاحية : خزان الترياس السفلي، البتروفيزياء، الديغرافي، العينات المسامية، النفاذية، الخزان البترولي، البيئة النهريّة المتعرجة

Abstract

This study focuses on the geological and petrophysical evaluation of the Lower Triassic reservoir in the Ogla El-Nasser field, located east of Touggourt in the Algerian Sahara. The objective is to characterize the reservoir through the integration of core analysis data and well-log interpretations. Data from several wells were processed using specialized software to achieve a comprehensive reservoir assessment. The results reveal a significant heterogeneity related to a meandering fluvial depositional environment. Petrophysical analyses indicate low to moderate porosity and generally low permeability, with a few zones exhibiting better reservoir properties. The integration of direct and indirect data proved effective in improving reservoir evaluation and identifying areas with higher production potential.

Keywords: Lower Triassic reservoir, petrophysics, well logs, porosity, permeability, petroleum reservoir, meandering fluvial environment.

Résumé

ette étude porte sur l'évaluation des caractéristiques géologiques et pétrophysiques du réservoir du Trias Inférieur du champ d'Ogla El-Nasser, situé à l'est de Touggourt dans le Sahara algérien. L'objectif est de caractériser le réservoir à travers l'intégration des données d'analyses de carottes et des interprétations diagraphiques. Les données provenant de plusieurs puits ont été traitées à l'aide de logiciels spécialisés afin de réaliser une étude intégrée. Les résultats montrent que le réservoir présente une forte hétérogénéité liée à un environnement de dépôt fluvial méandrique. Les analyses pétrophysiques indiquent des porosités faibles à moyennes et des perméabilités généralement faibles, avec quelques zones plus favorables. Cette approche intégrée a permis d'améliorer l'évaluation du réservoir et d'identifier les secteurs présentant le meilleur potentiel de production.

Mots-clés : Trias Inférieur, pétrophysique, diagraphies, porosité, perméabilité, réservoir pétrolier, environnement fluvial méandrique.

