

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

**Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.**



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE**

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

**Option : Géologie Pétrolière**

**THEME**

*Evaluation de la qualité du réservoir trias  
argileux gréseux inférieur de champ toual de la  
région gassi touil (sud-est Algérien)*

*Soutenu publiquement par :*

**M. MASRI Fares**  
**M. BOUGRINE Larbi**  
**M. BENNAHIA Lakhdar**

**Devant le jury :**

<b>Président :</b>	M. MEDJANI Fathi	M. C. B Univ. Ouargla
<b>Promoteur :</b>	M. LAOUINI Hamza	M. A. A Univ. Ouargla
<b>Examineur :</b>	M. BOUTRIKA Rabah	M. A. A Univ. Ouargla

**Année Universitaire : 2015/2016**



# Remerciements


*En premier lieu, nous tenons à remercier Dieu, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.*

*Nous tenons à remercier **Mr.LAOUINI** notre promoteur pour son grand soutien et ses conseils considérables.*

*Nous remercions également tous les professeurs du département de géologie.*

*Notre jury **Mr. MEDJANI et Mr.BOUTRIKA***

*Que toute personne ait participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail accepté nos grands et sincères remerciements.*



**LISTE DES FIGURES**

<b>Figure</b>	<b>Page</b>
1. Situation géographique du champ de Toulal.....	03
2. Situation géologique du champ de Toulal .....	04
3. Bloc montant la faille de Ramade et son rejet.....	05
4. Carte en isobathes au toit du TAGI du champ de Toulal.....	08
5. Colonne stratigraphique du champ de Toulal.....	14
6. Carte de maturation de la roche mère silurienne .....	16
7. Contexte stratigraphique du trias.....	19
8. Notion de niveau de base.....	20
9. Composit séquence model.....	21
10. Carotte dans le réservoir Trias Argileux Gréseux Inferieur du puits TOUW-2.....	24
11. Carotte dans le réservoir Trias Argileux Gréseux Inferieur du puits TOUW-2.....	25
12. Log composite des enregistrements utilisés .....	30
13. Diagraphies interprétées au niveau du puits TOU-5 dans le réservoir TAGI ....	34
14. Diagraphies interprétées au niveau du puits TOU-6 dans le réservoir TAGI .....	35
15. Diagraphies interprétées au niveau du puits TOU9 dans le réservoir TAGI... ..	36
16. Corrélacion par les diagraphies NE-SW.....	38
17. Corrélacion par les diagraphies E-W.....	39
18. Carte en isopaques du réservoir TAGI du champ de Toulal. ....	42
19. Carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI du champ de Toulal.....	43
20. Carte en isoporosité du réservoir TAGI du champ de Toulal.....	45
21. Carte en isoperméabilité du réservoir TAGI du champ de Toulal .....	46
22. Carte en isosaturacion du réservoir TAGI du champ de Toulal.....	47
23. Histogramme des classes de porosité du puits TOU-5.....	49
24. Histogrammes des classes de perméabilité du puits TOU-5.....	49
25. Corrélacion entre la porosité et la perméabilité du puits TOU-5.....	50
26. Histogramme des classes de porosité du puits TOU-6.....	51
27. Histogramme des classes de perméabilité du puits TOU-6.....	51
28. Corrélacion porosité perméabilité du puits TOU-6 .....	52

29. Histogramme des classes de porosité du puits TOU-9.....	53
30. Histogramme des classes de perméabilité du puits TOU-9 .....	53
31. Corrélation porosité perméabilité du puits TOU-9.....	54
32 (A ,B,C). Évolution verticale des paramètres pétrophysiques du TAGI dans le puits TOU-5...56	
33 (A ,B,C). Évolution verticale des paramètres pétrophysiques du TAGI dans le puits TOU-6..57	
34 (A,B,C). Évolution verticale des paramètres pétrophysiques du TAGI dans le puits TOU-9...58	

### *LISTE DES TABLEAUX*

#### **TABLEAUX**

#### **Page**

1. Les principaux résultats des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI du champ de Toul....	40
--	----



# **Sommaire**

## **SOMMAIRE**

<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	01
------------------------------------	----

### **Chapitre I: Généralités sur le champ de Toual**

I-1. Introduction.....	02
I-2. Cadre géologique de Toual de la région de gassi Touil .....	02
I-2-1. Situation géographique .....	02
I-2-2. Situation géologique .....	03
I-3. Tectonique régionale et locale.....	04
a. Tectonique régionale.....	04
b. Tectonique locale .....	06
I-4. Historique de champ de toual.....	07
I-5. Aspect structural .....	07
I-6. Stratigraphie du champ de Toual.....	08
I-7. Système pétrolier.....	15
a. Roches mères, piégeage et migration.....	15
b. Roches couvertures.....	17
c. Roches réservoirs.....	17

### **Chapitre II: Etude sédimentologique**

II-1. Introduction .....	18
II-2. Sédimentologie du Trias .....	18
II-3. Application de la stratigraphie séquentielle dans la région d'étude.....	20
II-3-1. Etude lithologique.....	21
a. Description des carottes de la structure de Toual.....	22
b. Reconstitution du milieu de dépôt dans le champ de Toual.....	23
c. Découpage séquentiel .....	26
II-4. Conclusion.....	27

### **Chapitre III: Diagraphie**

III-1. Introduction.....	28
III-2. Les paramètres d'entrée : .....	28

III-2-1. Les données de diagraphies.....	28
a. Gamma ray .....	28
b. Porosités-sonique.....	28
c. Porosité-densité.....	28
d. Porosité-Neutron.....	29
e. Résistivité.....	29
III-2-2. Les données de carotte .....	29
a. Porosité.....	29
b. Perméabilité .....	31
III-3. Les méthodes de calcul .....	32
III-3-1. Volume d'argile.....	32
III-3-2. Model de porosité.....	32
a. Densité.....	32
b. Sonique.....	32
III-3-3. Model de Saturation en eau (Sw).....	33
III-4. Interprétation des corrélations.....	37
III-4-1. Correlation Nord-EST/Sud-Ouest.....	37
III-4-2. Correlation Est/Ouest .....	37
III-5. Les paramètres de calcul.....	40

## **Chapitre IV: *Evaluation des paramètres pétrophysiques***

IV-1. Introduction .....	41
IV-2. Interprétation des cartes .....	41
IV-2- 1. carte en isopaque .....	41
IV-2- 2. carte en iso- epaisseur utile .....	41
IV-2- 3. carte en iso-porosité .....	44
IV-2- 4. carte en iso-perméabilité .....	44
IV-2- 5. carte en iso-saturation .....	44
IV-3. Analyse statistique .....	48
IV-3- 1. méthodologie.....	48
IV-3- 2. Etablissement des histogrammes.....	48

IV-3- 3. Interprétation des histogrammes.....	48
a. Puits TOU-5.....	48
b. Puits TOU-6.....	50
c. Puits TOU-9.....	52
IV- 4. Evolution verticale des paramètres pétrophysique.....	54
a. Puits TOU-5.....	54
b. Puits TOU-6.....	55
c. Puits TOU-9.....	55

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATION

LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

LISTE DES ABREVIATIONS

BIBLIOGRAPHIE

RESUME



# **Introduction générale**

### **Introduction générale**

Le champ de Toual est situé dans la partie Nord de la province triasique, il a été découvert par la sismique réflexion en 1958, il a prouvé une importante quantité de gaz à condensât et d'huile dans les réservoirs du Trias(TAGS ,TAGI) et du Silurien Argilo-gréseux(F6).La surface totale de la zone de Toual fait environ 80 km<sup>2</sup> dont 45km<sup>2</sup> sont imprégnés de gaz au Trias ,et de ce fait le réservoir TAGI sur la structure de Toual a fait l'objet d'implantation de 15puits, dont les puits (TOU-1,TOU-2, TOU-3) sont abandonnés, le reste des puits sont en production.

Ces forages n'ont pas donné des bons résultats sur la répartition des paramètres pétrophysiques et l'extension du réservoir(TAGI).

Apartir des données de SONATRACH nous avons étudié ce réservoir, de le caractériser.

A fin d'atteindre cet objectif nous avons adopté la méthodologie suivante :

- Un découpage séquentiel à partir des enregistrements diagraphiques et des carottes.
- Détermination des milieux de dépôts.
- Evaluation des paramètres pétrophysiques.
- Etude et analyse de la distribution des paramètres pétrophysiques qui contrôlent la qualité du réservoir.

## I- GENERALITES SUR LE CHAMP DE TOUAL

### I-1 Introduction

Gassi Touil est un grand champ de gaz naturel dans la région du Sahara Désert of Grand Erg Oriental de l'Algérie, dans la commune de Hassi Messaoud. Il est une partie excentrée du bassin de Berkine, elle-même une région du bassin de Ghadames qui se prolonge dans Tunisie. La surface du terrain est dominée par des champs de dunes de sable vaste , et notre zone d'étude toual qui occupe une grande partie de la région de gassi touil.

### I-2 Cadre géologique deToual de la région de gassi Touil

#### I-2-1. Situation géographique

Le champ de Toual est situé à environ 50km au Sud-Sud-Est de la base de vie de Gassi Touil, à 200km de Hassi Messaoud et à 1100km d'Alger, sur le même axe. (Fig.1), Il a les coordonnées suivantes :

#### UTM

X = de 276 150 à 278 300.

Y = de 3 338 950 à 3 345 500.

#### GEOGRAPHIQUE

X = de 6°40'00" à 6°44'00"Est.

Y = de 30°09'00" à 30°15'00" Nord.

- **Des extras de champ Toual**

Superficie : 66 km<sup>2</sup> environ.

Altitude : +220 m environ.

Climat : Chaud et sec.

Température : Maximale (été) = 50 °C.

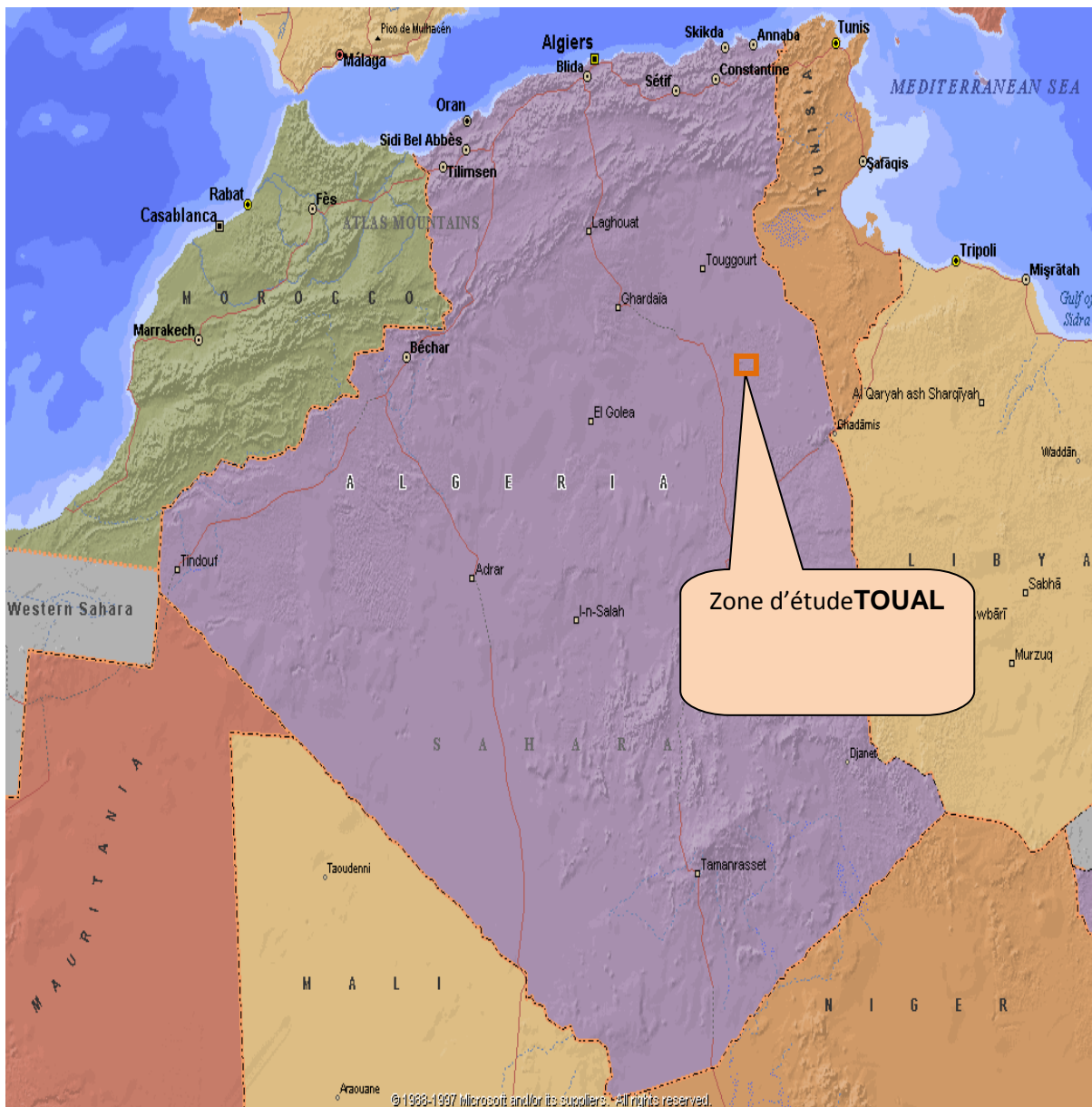
: Minimale (hiver) = -5 °C.

Type de paysage : Plateaux de sable avec des cordons de dunes.

Vents dominants : Nord Est - Sud Ouest.

Périodes de vents de sable : Février, Mars et Avril.

Pluviométrie : Très faible pendant l'hiver, nulle pendant le reste de l'année.



**Fig.1:** Situation géographique du champ de Toual

(Document SONATRACH. 2006)

### I-2-2.Situation géologique

Le champ de Toual est limité:

- Au Sud-Est par les structures d'Etaïb.
- Au Sud-Ouest par la structure de Hassi chergui.
- Au Nord-Ouest par la structure de Gassi Touil.
- Au Nord-Est par le complexe de Taouil. (fig. 2)

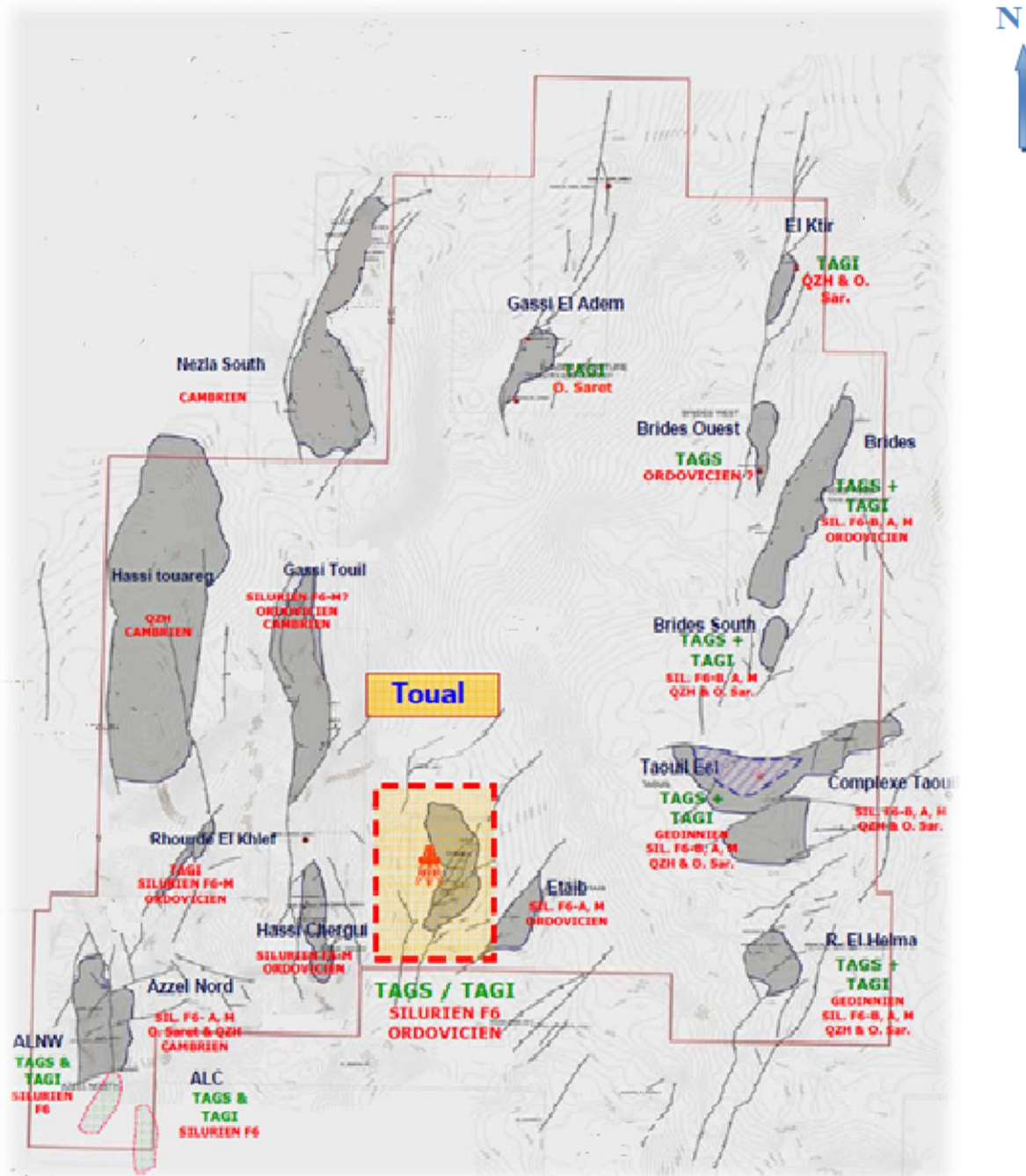


Fig. 2 : Situation géologique du champ de Toul

(Document SONATRACH.2006)

### I-3. Tectonique régionale et local

#### a. Tectonique régionale

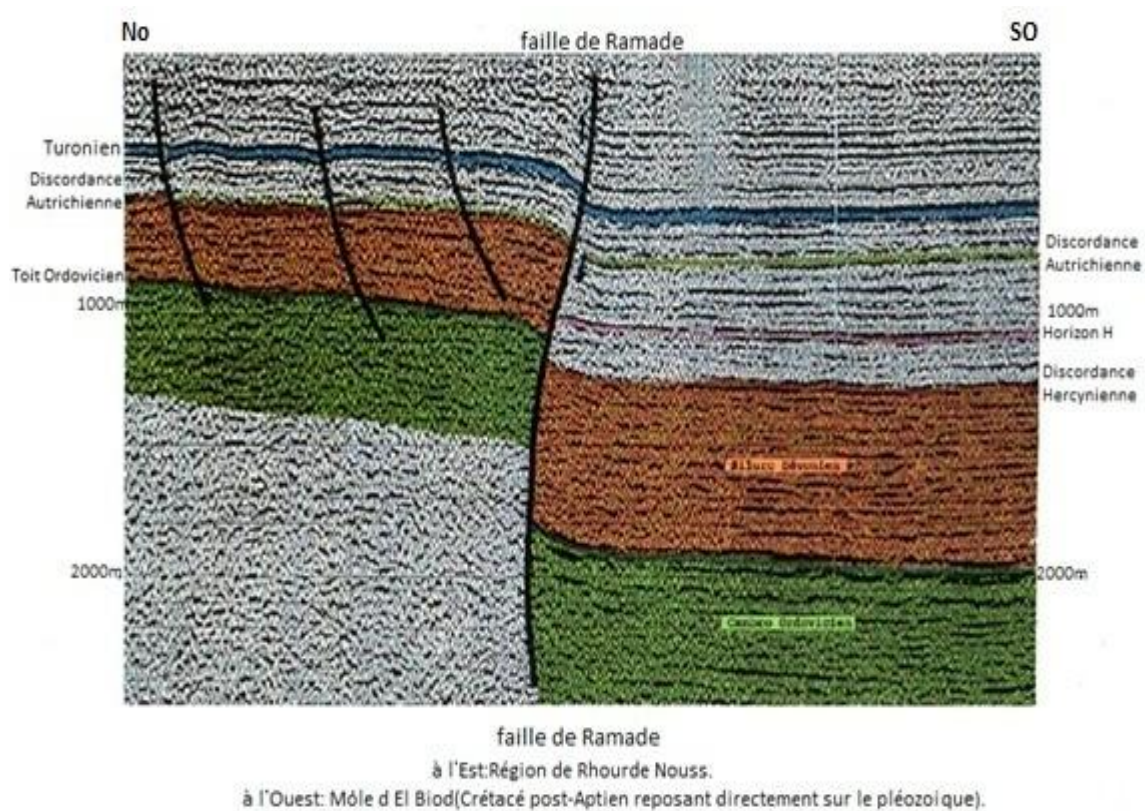
Dans un contexte structural régional la région de Toul se situe sur la bordure N-E du môle d'Amguid El Biod, et sur la limite S-E de la dépression triasique.

Le môle d'Amguid El Biod qui est un important élément de la dorsale complexe Amguid El Biod-Hassi Messaoud, s'allonge sur plus de 550km.

Ces limites Est et Ouest sont très bien marquées par des failles majeures subméditerranéennes, dont le rejet est variable, pouvant atteindre 1200m à Ramade. (Fig.3)

Entre ces deux trends, existent des failles secondaires méridionales ou SO-NE et une structuration intense de même direction. À partir de Gassi Touil (à l'Est) d'ElAgreb-El Gassi (à l'Ouest). Ces limites s'orientent vers le N-E en donnant naissance à une multitude d'accidents très profonds d'orientation N-S et NE-SO.

Le flanc Est du môle est intensément structuré, il est marqué par un certain nombre de structures, contrôlées ou non par des failles de même méridiennes ou subméridiennes, ces dernières sont situées sur le prolongement vers le Nord du trend de l'Essaoui-Mellene.



**Fig. 3:** Section sismique montrant la faille de Ramade et son rejet (Document SONATRACH. 2006).

Les nombreuses structures mises en évidence sur le môle ou sur ses flancs s'appuient sur des failles normales ou inverses, ce sont des structures aux dimensions fortement appréciables et possèdent des fermetures pouvant atteindre quelques centaines de mètres.

Le champ de Nezla est contrôlé par le trend Est, le plus élevé de la région, à l'occurrence le trend Hassi Chergui et Rhourde El Baguel.

Dans les limites de ce dernier, un certain nombre de structures sont mises en évidence.

Du Sud au Nord on distingue :

Gassi Touil, Hassi Touareg, Nezla, Fedjet El Moulay, Damrane, Fedjet Essefsaf, Messdar, Rhourd El Baguel.

Plus à l'Est du bourrelet, (BOUDJEMAA, A, 1987) les structures de Gassi El Adem, de Brides, de Toual, sont mises en évidence, elles sont considérablement affaissées par rapport aux structures du trend Est. Immédiatement à l'Est des structures susmentionnées se dessine une flexure conduisant à une augmentation rapide des séries paléozoïques vers la dépression de Berkine.

### **b. Tectonique locale**

Le secteur de Toual, située dans la partie Nord de la province Sud Est Triasique, a été le siège de mouvement tectonique important ayant généré des trends structuraux majeurs de direction Nord Est/ Sud-Ouest à Toual, Rhourd Nouss, Rhourd Adra, Brides et Etaib et de direction Nord-Sud à Hamra, Ramade, Gassi Touil, Hassi Chergui et Hassi Touareg. L'image actuelle de ces structures est la conséquence de l'impact de plusieurs mouvements tectoniques dont les plus importants sont :

- Les mouvements compressifs hercyniens précoces N40° (Viséen) et la phase tardive N120° (Post Namurien), responsables de l'érosion des séries paléozoïques du Permo-Carbonifère et du Dévonien dans la région de Toual, le Silurien F6-B1 se trouve directement sous la discordance hercynienne.
- Les mouvements distensifs Trias/Lias, en rapport avec l'ouverture de l'Atlantique Nord, sont responsables de la création des axes de failles NE-SO, du basculement des blocs, ainsi que des variations importantes d'épaisseur des formations triasiques et liasiques et la formation du Sillon d'Abbou Dorbane d'orientation NE-SO.
- Les mouvements compressifs à transpressifs autrichiens, sont les plus importants en terme d'impact sur la région de Gassi Touil et ils sont à l'origine des pièges sur les principaux gisements de la région de Gassi Touil, mais aussi des dismigrations et destruction de pièges hérités des phases tectoniques antérieures, notamment, sur les régions ouest (Allenda -Ramade). Ces mouvements sont déterminés par des contraintes régionales de direction Est - Ouest, de types compressifs sur les axes Nord-Sud (Hamra, Gassi Touil – Hassi Chergui) et transpressifs sur les axes Nord-est / Sud-ouest (Toual, Rhourd Nouss, Meksemet Brides)

L'impact des mouvements transpressifs tertiaires, d'orientation Nord-Ouest- Sud-est, est limité notamment au remodelage des structures existantes, héritées des phases tectoniques précédentes.

#### I-4. Historique des travaux du champ de Toual

- Le champ de Toual a été découvert par la sismique réflexion en 1958

Le premier forage a été effectué en 1962 avec comme objectif les réservoirs du Trias productifs à Gassi Touil et Rhourd Nouss. De 1962 à 1964.

- Ce n'est qu'en 1984, qu'un autre puits a été foré avec comme objectif les réservoirs Supérieur et Inférieur du Trias Toual 4, Toual 5 et Toual 6, forés respectivement en 1991 et 1996.

- L'ensemble de ces puits a mis en évidence du gaz à condensât dans les réservoirs du TAGS, jusqu'à 2760m et du TAGI, à 3100m.

- Le puits ETB1, réalisé sur une culmination secondaire situé à 6km à l'Est s'est révélé aquifère au niveau des réservoirs TAGS et TAGI.

- Le champ a été mis en production, en déplétion naturelle, à la fin du mois de Février 2000 avec 2 puits du TAGI et 1 puits du TAGS.

- Un quatrième puits (Tou-7) complété dans le TAGI a été ouvert au mois de Décembre 2000. de 2000 à 2011.

- le forage des puits de Tou-8 à Tou-15. En 2006 et 2009 la réalisation de la sismique 3D. Depuis 2005 le champ a été mis en production.

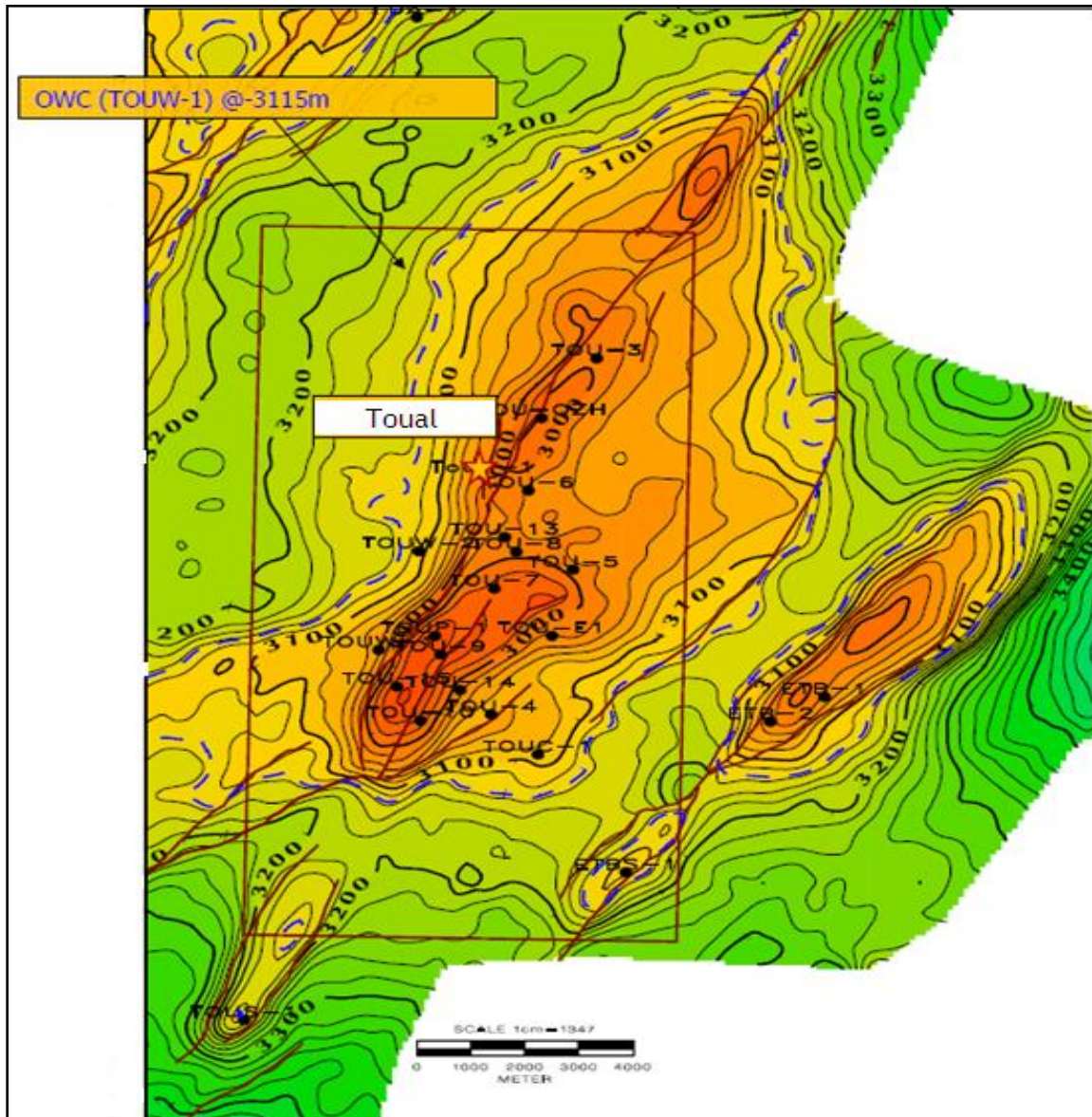
#### I-5. Aspect structural du champ de Toual

La structure de Toual, se présente comme un pli d'axe subméridien, recoupé par un accident Nord-est / Sud - ouest à caractère inverse dont le rejet vertical ne dépasse pas 50 mètres.

La structure culmine au voisinage du puits TOU-1, et elle est limitée sur son flanc Est par un petit synclinal qui la sépare du trend Nord-Est / Sud-Ouest de ETB-1. Cet axe, qui présente une très faible fermeture centrée autour du forage ETB-1, est un trend régional plus ou moins continu reliant la structure de Marfag au Sud, à la structure de Brides au Nord, il est bordé à l'Est et à l'Ouest par des failles inverses.

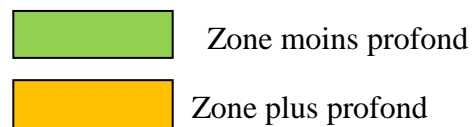
Au niveau du TAGI, la fermeture structurale est à - 3100 m, et le contact gaz / eau est situé entre - 3080 et - 3098 m, d'où la structure est pleine. (Fig.4)





(Fig.4): Carte en isobathes au toit du TAGI

(Document SONATRACH. 2010).



### I-6. Stratigraphie du champ du Toulal

La colonne stratigraphique comprend deux étages stratigraphiques : La série paléozoïque et la série méso-cénozoïque.

- La série paléozoïque est incomplète du fait que le Trias argilo-gréseux inférieur repose directement sur l'Ordovicien.
- La série Méso-Cénozoïque qui est représentée par tous les termes du Mésozoïque et le Miocène qui affleure en surface, où il repose en discordance sur le Sénonien carbonaté. (fig. 5)

### ❖ Le socle

Il n'a jamais été atteint par les forages.

### ❖ Le Paléozoïque

Les termes du Cambrien n'ont jamais été traversés par les forages, le plus profond atteint l'Ordovicien (grès d'El Atchane).

#### ➤ L'Ordovicien

- **Les grès d'El Atchane** : (épaisseur moyenne : 30m)

Il est représenté par une alternance de grès gris, quartzitique, très fin à moyen, sidéritique et phosphaté, localement glauconieux et d'argile indurée, grise noire, silteuse, micacée.

- **Les quartzites de Hamra** : (épaisseur moyenne : 251m)

Les quartzites de Hamra sont représentés par des Grès blanc à gris blanc, fins à moyen, localement grossier par endroits moucheté, sub-arrondis, silico-quartzitique à quartzitique, compacts dur avec passées d'argile grise, indurée, silteuse et feuilletée.

- **Les grès d'Ouargla** : (épaisseur moyenne : 112m)

Cet étage est représenté par des grès gris blancs à blancs fins argilo-siliceux à siliceux, parfois glauconieux, dur, avec joints à nodules d'argile grise noire silteuse.

- **Les argiles d'Azzel** : (épaisseur moyenne : 89m)

Elles sont représentées par des argiles grises noires, tendres à indurées, silteuses avec rares passées de grès brun-blanc, fin à très fin

- **Les grès d'Oued Saret** : (épaisseur moyenne : 31m)

Ils sont représentés par une alternance de grès gris-blanc, moyen à grossier, siliceux et d'argile noire à grise-verte, indurée et silteuse, surmontée au sommet par un banc métrique de calcaire beige argileux.

- **Les argiles Micro-conglomératiques** : (épaisseur moyenne : 54m)

Elle est représentée par une argile grise-foncée à noire, indurée, silteuse, micacée, présentant un aspect massif, avec des grains de quartz sub-arrondis, moyens à grossiers, a passées de grès très fin à silstones, micacés, durs avec présence de joints d'argile noire à tendance feuilletée et traces de pyrite.

- **La dalle de M'kratta** : (épaisseur moyenne : 03m)

La dalle de M'kratta est représentée par des grès gris-clairs à gris-blancs fins à moyen, silico-quartzitiques à quartzitiques passant à des quartzites blancs compacts et durs.

➤ **Le Silurien:**

▪ **Le Silurien argileux :** (épaisseur moyenne : 465m)

Cet étage est représenté par une argile noire, indurée, silteuse, micacée, pyriteuse, avec rares inclusions de grès Quartzitique gris-blanc, présence de graptolites.

▪ **Le Silurien-F6-M :** (épaisseur moyenne : 252m)

Il est représenté par une intercalation d'argile grise foncée à noire, silteuse, tendre à indurée avec traces de pyrite et de grès gris clair à gris sombre, fin à moyen, siliceux à silico-argileux, légèrement friable.

▪ **Le Silurien-F6-A :** (épaisseur moyenne : 117m)

Il est représenté par une argile grise-foncée et grise, silto-sableuse, tendre légèrement carbonatée, parfois feuilletée et indurée, intercalée de grès gris-brun à gris-blanc, moyennement dur à friable à ciment argilo-carbonaté à silico-argileux.

▪ **Le Silurien-F6-B1 :** (épaisseur moyenne : 19m)

Il est représenté par une alternance d'argile grise à grise claire, silteuse à silto-sableuse, tendre à indurée, et de grès gris à gris clair, fin à moyen, sub-arrondi à ciment silico-argileux à siliceux, moyennement dur.

Le mouvement Hercynien va entraîner un soulèvement des terrains paléozoïques suivi d'une érosion intense des systèmes : Dévonien, Carbonifère, Permien. Donc le Trias va reposer en discordance sur le reste des termes du Paléozoïque (l'Ordovicien).

❖ **Le Mésozoïque**

➤ **Le Trias**

▪ **TAGI :** (épaisseur moyenne : 69m)

Il est représenté par des conglomérats à sa base, surmontés par des intercalations d'argile grise et brun-rouge, silteuse, de siltstone gris verdâtre, dur et de grès blanc à gris vert, fin à moyen, siliceux, dur.

- **Le Trias carbonaté** : (épaisseur moyenne : 187m)

Il est représenté par une argile brun-rouge, rarement gris-verte, tendre à indurée, silteuse légèrement dolomitique avec rares passées de grès gris-noire, fin à très fin à sa base et avec des passées de calcaire beige, tendre dolomitique et d'anhydrite blanche au sommet.

- **TAGS** : (épaisseur moyenne : 86m)

Il est représenté par une alternance de grès gris-blanc, moyen à grossier, siliceux et d'argile brun-rouge à gris-vert, indurée, silteuse avec présence locale d'anhydrite blanche en inclusions.

➤ **Le Jurassique**

- **Le Lias Argileux** : (épaisseur moyenne : 38m)

Il est représenté par une argile brun-rouge, tendre à indurée, silteuse, devenant salifère au sommet.

- **Le Lias S3** : (épaisseur moyenne : 102m)

Cet étage est représenté par un sel massif, translucide, rosâtre à jaunâtre, avec intercalations d'argile grise et brune rouge, localement salifère, rarement silteuse.

- **Le Lias S1+S2** : (épaisseur moyenne : 262m)

Il est représenté par un sel massif blanc à rosâtre, translucide à transparent, intercalé d'argile brun-rouge à gris-verdâtre tendre à pâteuse et d'anhydrite gris-blanche, pulvérulente.

- **Le Lias "Horizon B"** : (épaisseur moyenne : 25m)

Il est représenté par des argiles brun-rouges avec passées de calcaire beige, dolomitique et d'anhydrite blanchâtre.

- **Le Lias anhydritique** : (épaisseur moyenne : 174m)

Il est représenté par une alternance de sel massif translucide et d'argile gris-claire, brune tendre et plastique.

- **Le Dogger lagunaire** : (épaisseur moyenne : 258m)

Il est représenté par une alternance d'anhydrite blanche tendre et d'argile bariolée avec passées de dolomie beige, tendre, argileuse.

▪ **Le Dogger argileux** : (épaisseur moyenne : 115m)

Il est représenté par une argile brun-rouge, tendre à pâteuse, parfois indurée, silteuse et dolomitique avec présence de grès blanc et vert, fin à très fin.

▪ **Le Malm** : (épaisseur moyenne : 229m)

Il est représenté par une argile grise à gris-verte, silteuse, tendre à plastique avec présence de calcaire argileux, gris blanc, tendre, d'anhydrite blanche et des passés de grès fin à très fin.

➤ **Le Crétacé**

▪ **Le Néocomien** : (épaisseur moyenne : 254m)

Il est représenté par une argile gris-verte à brun-rouge, tendre, silteuse, parfois plastique, silto-sableuse, avec passés de grès gris-blanc, fin à très fin, argilo-dolomitique.

▪ **Le Barrémien** : (épaisseur moyenne : 228m)

Il est représenté par une argile grise à gris-verte parfois brun rouge, tendre et plastique, sableuse, légèrement carbonatée, avec de très fines passées de sable blanc, fin à moyen, et de grès gris blanc, fin à très fin.

▪ **L'Aptien** : (épaisseur moyenne : 20m)

Cet étage est représenté par un calcaire blanc crayeux légèrement argileux, dolomitique.

▪ **L'Albien** : (épaisseur moyenne : 147m)

Il est représenté par une intercalation de grès gris blanc très fin argilo-dolomitique friable et d'argile brun-rouge parfois gris verte.

▪ **Le Cénomaniens** : (épaisseur moyenne : 144m)

Il est représenté par une argile grise et brun rouge, plastique, souvent dolomitique, surmontée de sel massif blanc à translucide et d'argile grise pâteuse, salifère et dolomitique.

▪ **Le Turonien** : (épaisseur moyenne : 72m)

Il est représenté par un calcaire beige à blanc, crayeux, localement dolomitique, légèrement argileux avec passées de marne gris-verte, tendre.

▪ **Le Sénonien salifère** : (épaisseur moyenne : 151m)

Il est représenté par un sel blanc à translucide avec passées de dolomie grise à beige, microcristalline, parfois brune, argileuse et tendre.

▪ **Le Sénonien anhydritique** : ( épaisseur moyenne : 221m)

Il est représenté par un Calcaire gris, souvent argileux avec passées d'anhydrite blanche et translucide cristalline, de dolomie beige dure, de marne grise souvent dolomitique et d'argile grise pâteu

▪ **Le Sénonien carbonaté** : ( épaisseur moyenne : 236m)

Il est représenté par une alternance de calcaire dolomitique ou de dolomie, de calcaire blanc grisâtre à beige micro-vacuolaire, gypsifère, fossilifère parfois cryptocristalline dure, de marne grise silteuse et de fines passées de grès gris-blanc, fin, silico-carbonaté.

❖ **Le Cénozoïque**

▪ **Le Mio-pliocène** : ( épaisseur moyenne : 322m)

Il est représenté par un sable blanc jaunâtre à translucide moyen à grossier localement micro-conglomératique à ciment argileux avec passées d'argile blanche et de calcaire blanc à beige gréseux.

ERE	SYSTEME	ETAGE	LITHOLOGIE	EPAISSEUR MOYENNE (M)	Description lithologique	Remarques	
CENOZOIQUE	MIO-PLIOCENE	MIO-PLIOCENE		322	sable blanc moyen à grossier		
		discordance Alpine					
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN CARBONATE		236	alternance de calcaire et de grés		
		SENONIEN ANYDRITIQUE		221	calcaire argileux avec passés d'anhydrites		
		SENONIEN SALIFERE		151	sel blanc avec passés de dolomie		
		TURONIEN		72	calcaire avec passés de marne		
		CENOMANIEN		144	argile surmontée de sel massif		
		ALBIEN		147	intercalation de grés et d'argile		
		APTIEN		20	calcaire legerement argileux	discordance Autrichienne	
		BARREMIEN		228	argile à grés, sableuse		
		NEOCOMIEN		254	argile avec passés de grés		
		MALM		229	argile silteuse avec présence de calcaire		
		JURASSIQUE	DOGGER ARGILEUX		115	argile avec présence de grés	
	DOGGER LAGUNAIRE			258	alternance d'anhydrite et d'argile avec passés de dolomie		
	LIAS ANYDRITIQUE			174	alternance de sel massid et d'argile		
	LIAS "HORIZON B"			25	argile avec passés de calcaire		
	LIAS S1+S2			262	sel massif intercalé d'argile et d'anhydrite		
	LIAS S3			102	sel massif avec intercalation d'argile		
	LIAS ARGILEUX			38	argile silteuse,slifere au sommet		
	TRIAS	TAGS		86	alternance de grés et d'argile		
		TRIAS CARBONATE		187	argile avec passés de grés,de calcaire et d'anhydrite		
		TAGI		69	intercalation d'argile et de grés	Reservoir	
	PALEOZOIQUE	SILURIEN	SILURIEN-F6-B1		19	alternance d'argile et de grés	discordance Hercynienne
			SILURIEN-F6-A		117	argile intercalée de grés	
			SILURIEN-F6-M		252	intercalation d'argile et de grés fin à moyen	
SILURIEN ARGILEUX			465	argile avec inclusion de grés quartzitique avec présence de Graptolithes	roche mère principale		
ORDOVICIEN		PALLE DE MARRATA		03	grés passant à des quartzites		
		ARGILES VERTES CONSOLIDATION		54	argile avec grains de quartz		
		GRES DE OUED SARET		31	alternance de grés et d'argile		
		ARGILES D'AZZEL		89	argile avec passés de grés		
		GRES D'OUERGLA		112	grés avec joits d'argile		
		QUARTZITES DE HAMRA		252	grés compact avec passés d'argile		
					alternance de grés et d'argile		

Fig.5: Colonne litho-stratigraphique du champ de Toual

## **I-7. Système pétrolier**

### **a. Roches mères**

L'intervalle radioactif des argiles à Graptolites du Silurien basal est le niveau roche mère principal, il constitue la source d'alimentation capitale en hydrocarbures pour les réservoirs du Méso-Paléozoïque, Cette roche mère est de type marine avec des influences continentales, le kérogène est de type II-III. Actuellement, dans la région, cette roche-mère est en phase à gaz sec dans les zones les plus enfouies et gaz à condensât dans les zones intermédiaires. L'ampleur des phases anciennes, avant Hercynienne, est difficilement identifiable vu les épaisseurs érodées du Carbonifère, difficiles à évaluer.

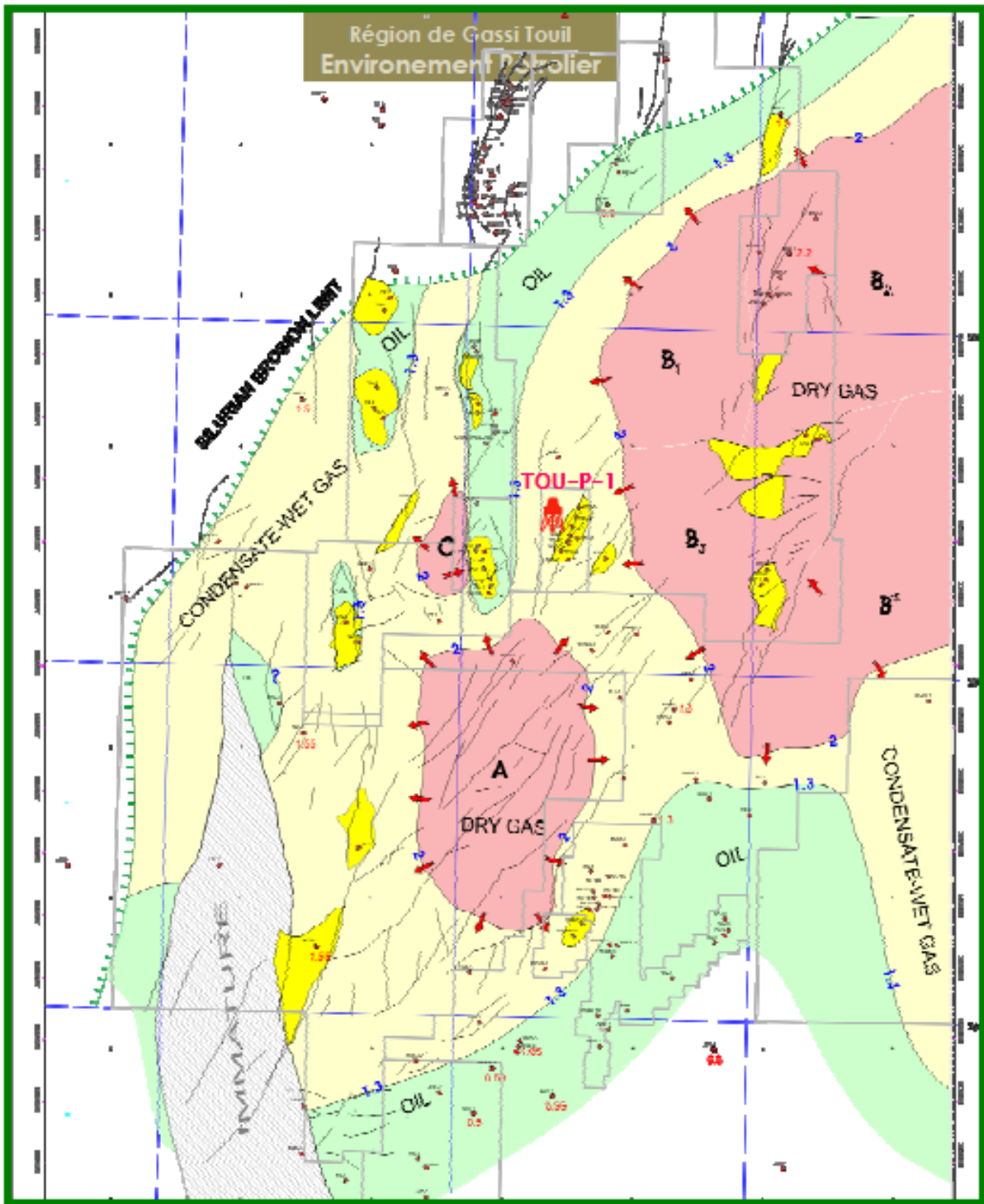
### **a.1 La migration**

Les zones en contre bas du système haut Taouil - Brides - El K'tir, constituent la zone de genèse par excellence pour les systèmes structuraux de Hassi Chergui-Gassi Touil et de Toual-Feidjet El Arf. Une partie des hydrocarbures piégés sur l'axe de Toual viendrait aussi du Sud-ouest, à partir du Sillon de Tartrat-El Marfag, qui est la zone de genèse et d'alimentation du complexe de Rhourd Nouss. Les voies de migration sont principalement la dalle de M'Kratta, puis les niveaux gréseux du Silurien Supérieur pour les migrations secondaires. (PERRODON ,A, 1985)

### **a.2. Le piégeage**

Le piégeage des hydrocarbures sur cette structure est de type structural (anticlinaux contre failles) pour les réservoirs du Trias et du Cambro-ordovicien. Le piégeage serait de type structural avec une composante stratigraphique vers le Nord dans les niveaux Silurien-F6. Ce piégeage avec composante stratigraphique concernerait une surface beaucoup plus grande que la surface globale des structures de Toual et d'Etaib. (Fig.6)





legende:

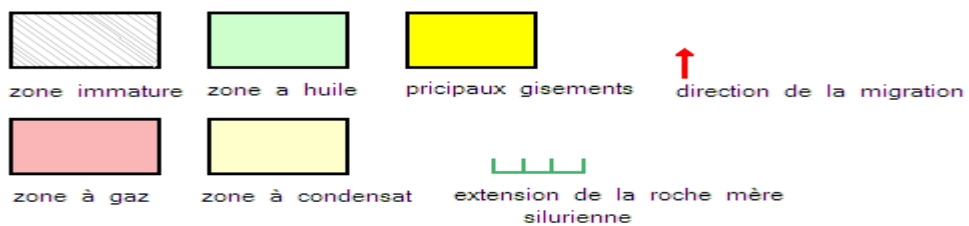


Fig.6: Carte de maturation de la roche mère silurienne (Document SONATRACH .2010).

## b. Roches couvertures

Les couvertures des réservoirs objectifs de la région de Toulal, sont assurées par :

- Les intervalles argileux du Lias Argileux et salifère du Lias assurent le rôle de couverture pour le réservoir du TAGS (Excellente couverture régionale corrélable à l'échelle de tout le bassin de Berkine). Cette assise Lias - Dogger Lagunaire présente une épaisseur supérieure à 875m environ dans la région de Toulal.
- Les argiles du Trias Carbonaté présentent des caractéristiques de très bonne roche couverture avec une épaisseur totale de 230m et un ratio Argile / Grès inférieur à 5%. Les rares niveaux gréseux dispersés dépassent très rarement les 3m d'épaisseur chacun.
- Les intervalles des argiles du Silurien argilo-gréseux constituent des couvertures efficaces à l'échelle régionale pour les unités réservoirs du Silurien-F6. Les niveaux réservoirs présentent des épaisseurs de 5 à 25m et les intervalles argileux, qui assurent le rôle de couverture sont de l'ordre de 30 à 120m Les argiles d'Azzel assurent le rôle de couverture à l'échelle régionale pour le réservoir des Quartzites Hamra.

## c. Roches Réservoirs

### ➤ Les niveaux réservoirs du Trias

#### • le Trias Argilo-Gréseux Supérieur : TAGS

Cette formation présente dans la région de Toulal de puissante épaisseur, atteignant les 120m et voir plus dans certains puits. Cependant, il est à noter que seuls les 40 à 50m des grès basal possèdent de bons caractéristiques réservoirs. Par contre, la partie supérieure, constituée des alternances argiles et grès, est toujours interprété compact sur diagraphies. Les résultats des interprétations diagraphiques et des gradients de pression des puits de Toulal et Toulal Ouest, localisé en contre bas du gisement de gaz (TAGS et TAGI) de Toulal, ont mis en évidence un contact gaz-eau à -2760m de profondeur.

#### • le Trias carbonaté

Les deux niveaux réservoirs du Trias intermédiaire, équivalent au Trias Carbonaté, traversés par la plupart des forages de Toulal et de Hassi Chergui, d'épaisseur moyenne de net pay allant de 5 à 7m ayant des porosités variant de 10 à 14%.

Dans la région de Toual, le résultat des interprétations diagraphiques des autres puits ont montré pour la plupart des saturations en hydrocarbures dans les niveaux réservoirs grésos-carbonatés du Trias carbonaté.

Dans la région de Rhourd Nous, les niveaux réservoirs du Trias carbonaté, équivalent du Trias intermédiaire, constituent l'un des principaux gisements d'huile et de gaz du Trias.

• **le Trias Argilo-Gréseux Inférieur : TAGI**

Dans le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI), trois niveaux gréseux ont été traversés par les forages de Toual et de Toual Ouest ayant une épaisseur moyenne de net pay allant de 10 à 16 m et une porosité moyenne de 14%.

Les différents contacts, identifiés jusqu'à présent, montrent que le réservoir du TAGI forme séparément sur chaque culmination anticlinale contre faille du complexe structural de Toual plusieurs gisements d'huile et de gaz distincts.

➤ **Les niveaux gréseux du Silurien - F6**

Dans la région de Toual, six unités argilo-gréseuses (F6-M0, F6-M1, F6-M2, F6-A1, F6-A2 et F6-B1) ont été identifiées sur l'intervalle du Silurien-F6, caractérisées chacune sur diagraphies par une épaisseur moyenne de grès net de 5 à 10m et des porosités moyennes variant de 8 à 14%.

Sur ces six unités, seules les unités F6-M0, F6-M2 et F6-A1, interprétées à hydrocarbures sur diagraphies et caractérisées par des gradients de pression à hydrocarbure, ont mis en évidence d'importantes découvertes d'huile, de gaz et de gaz à condensât.

# **Chapitre I**

## **Généralité sur le champ de Toual**

## II. ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE

### II-1. Introduction

La sédimentologie est une discipline qui étudie les roches sédimentaires et leurs environnements de dépôts, elles sont formées par des sédiments provenant de la destruction des roches préexistantes, de dépôts chimiques et évaporitiques. L'objectif de l'étude Sédimentologique est de définir :

- La lithologie et la répartition des cortèges sédimentaires.
- Les structures des corps sédimentaires.
- L'environnement de dépôts.

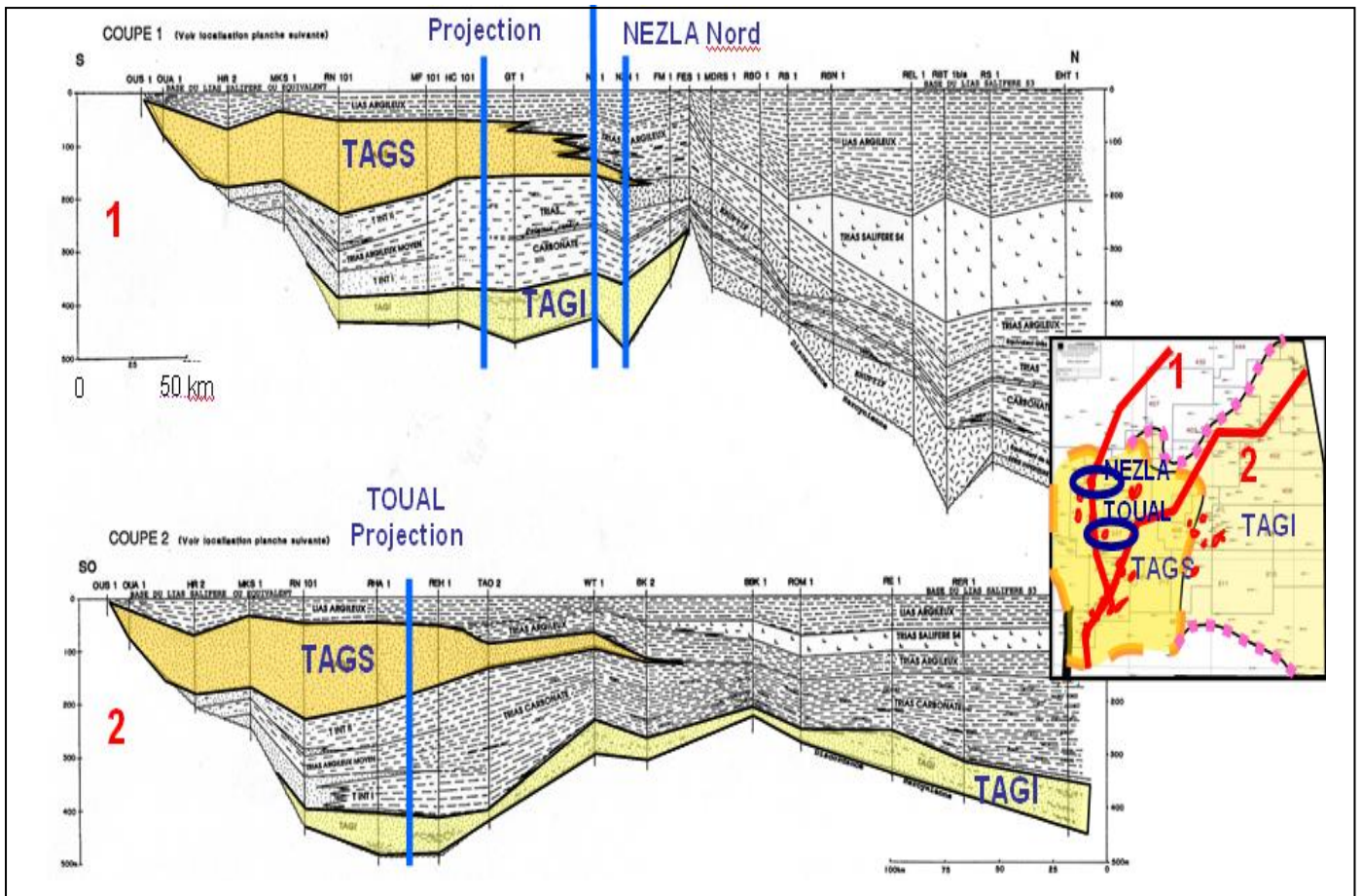
### II-2. Sédimentologie du Trias

Les dépôts du Trias se sont déposés sur une pénéplaine ayant résulté de l'érosion hercynienne et ne présentant pratiquement pas de reliefs trop marqués. Le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI) correspondant à une sédimentation détritique continentale, est surmonté par les dépôts laguno-marins du Trias argilo-carbonaté.

Les dépôts du Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS) se sont déposés sur le Trias argilo-carbonaté et ne sont pas trop étendus dans le Sahara septentrional, ils sont localisés au Nord du môle d'Amguid el Biod, et dans la région de Toual, ils sont surmonté du Lias argileux, puis des dépôts salifères S1, S2 et S3. (Fig. 7)

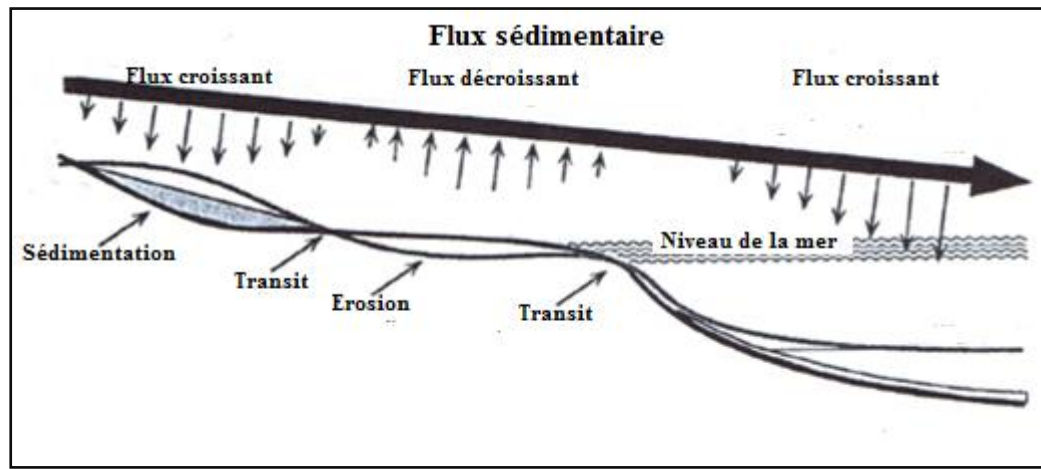
#### ❖ En milieu continental

La stratigraphie séquentielle a été définie et utilisée dans le premier temps en domaine de la plate forme, mais son application en domaine continental (notamment des dépôts fluviaux) est plus délicate, car le rôle des fluctuations du niveau marin dans l'architecture des dépôts fluviaux est moins clair. Une notion a été introduite pour modéliser les séquences de dépôts dans un milieu continental c'est la variation de niveau de base.



( fig.7): Contexte stratigraphique du Trias (D’après REPSOL 2002).

Le niveau de base est une surface abstraite oscillant au dessus et au dessous de la surface physique de la terre. Cette surface est associée à un flux sédimentaire détritique allant des zones d’érosion vers les zones de dépôts. Lorsque le niveau de base passe sous la topographie il ya érosion et le matériel érodé est ajouté au flux. Inversement si le niveau de base passe au dessus de la topographie il y a de sédiments retirés du flux global.les variations de niveau de base forment ainsi des cycles dépôts-érosion appelés cycles de transit du niveau de base. Le seul enregistrement physique du transit de ce niveau de base est la discontinuité sédimentaire (WHEELER .1964).le niveau de base contrôle ainsi l’accommodation. Le volume potentiel pour l’accumulation des sédiments augmente lorsque le niveau de base monte et diminue lorsqu’il chute. (Fig. 8)



(Fig. 8): Notion du niveau de base ( WRIGHT, V.P ET MARIOTT, S.B., 1994).

#### • Si le niveau de base chute

Sa surface amorce un mouvement vers le bassin. Toutes les zones migrent de façon synchrone. Les zones d'érosion, de transit, de dépôts et de non dépôts se déplacent vers le bassin. Il y a une progression de l'érosion de l'amont vers l'aval en domaine continental. La chute du niveau de base va se traduire par l'incision des fleuves qui ont tendance à s'encaisser. Sur les inter-fleuves se développent les paléosols oxydés et répartie latéralement.

#### • Si le niveau de base remonte

Sa surface se déplace vers le continent. Les zones migrent dans le sens opposé au précédent. Les dépôts sont piégés préférentiellement en domaine continental.

La remontée du niveau de base se traduit par une succession des styles fluviaux de plus en plus suspensifs. La fin de la remontée est généralement marquée par l'installation d'un niveau de débordement généralisé.

### II-3. Application de la stratigraphie séquentielle dans la région d'étude

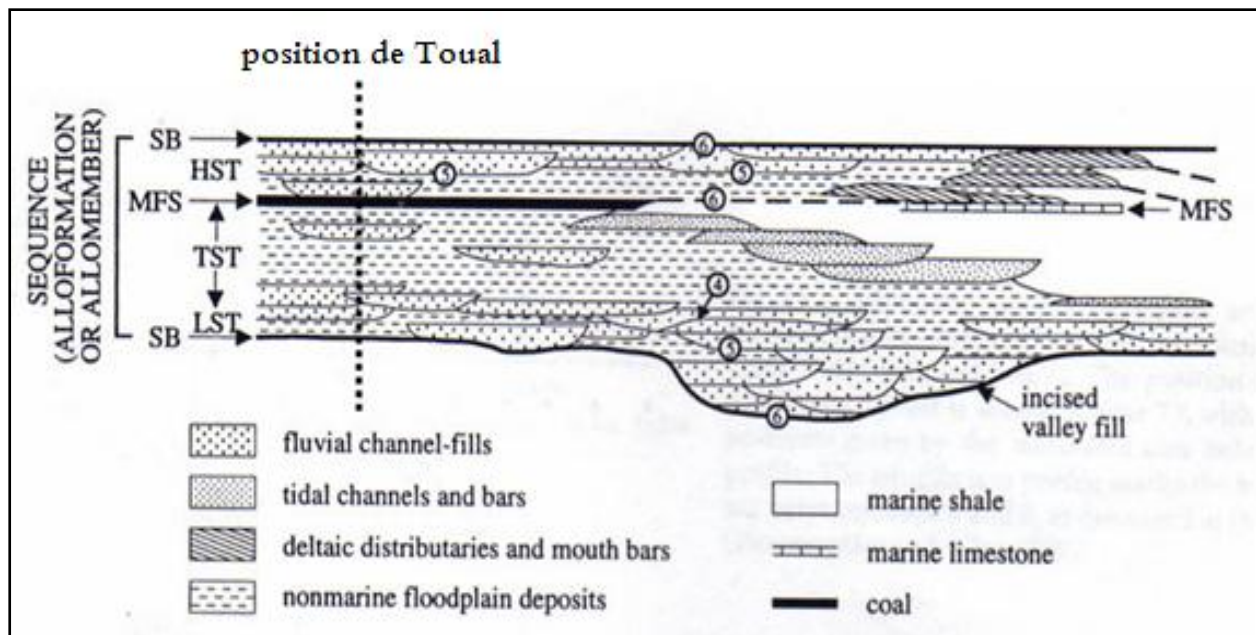
Cette étude a été faite par la SONATRACH.

En milieu continental, il est très difficile d'identifier les surfaces séparant les cortèges sédimentaires. Par conséquent, en s'inspirant des modèles établis par WRIGHT et MARIOTT(1993), SHANLEY et McCABE (1994) et MIAL(1996) qui utilisent la variation dans le temps de l'architecture des chenaux pour définir les différents cortèges sédimentaires reflétant la variation du niveau de base, nous avons essayé de faire une application sur le réservoir TAGI essentiellement fluvial.(Fig. 9)

### II-3.1. Etude lithologique des carottes

L'étude sédimentologique et la caractérisation du réservoir TAGI de Toual s'effectuent par la définition des dépôts concernés du point de vue stratigraphique et Lithologique obtenue par l'examen des carottes prélevées dans les forages. Dans le champ de Toual plusieurs puits ont été forés avec objectif les deux réservoirs :

- Le TAGI comme objectif pétrolier principale.
- Le TAGS comme objectif secondaire.



(Fig. 9): Composite séquence modèle de fusion de la notion de Wright et Mariott (1993), Shanley et McCabe (1994), Gibbling et Bird (1994)

Plusieurs sondages ont été réalisés dans cette région, mais à notre connaissance 08 puits ont été carottés parmi lesquels : TOUW-1, TOUW-2, TOU-4, TOU-5, TOU-6, TOU-7, TOU-9, TOUP.

#### ❖ Méthode d'étude

Notre travail a consisté dans un premier temps à récolter le maximum de données géologiques et autres concernant l'aspect Sédimentologique et lithologique du champ, les données de bases sont :

- Les fiches de carottes (description lithologique lors du forage des puits).
- Les logs diagraphiques (la radioactivité naturelle GR et la spectrométrie).



- Les rapports de fin de sondages.
- Les logs fondamentaux (log lithologiques « MASTER LOG »).

#### ❖ L'approche méthodologique comprend

Une description macroscopique des faciès sur carottes. Une analyse des séquences sédimentaires en établissant un découpage (stratigraphie séquentielle) simultanément avec l'analyse diagraphique (GR) et une caractérisation des environnements de dépôts.

Nous avons procédé à la description de 30 mètres de carottes répartis sur un sondage, dans lesquels un certain nombre d'informations a été acquis. (D'après rapport de fin sondage, SONATRACH 2009).

#### a. Description des carottes du réservoir TAGI de la structure de Toual

##### ➤ Puits TOUW-2

Trois faciès principaux peuvent être distingués :

- Le premier correspond à des grès fins à moyens, plus ou moins argileux, gris brunâtre moyen à clair, à stratifications obliques de type feston et rides de courant, il représente environ 70 % de la section carottée. Les débris de végétaux sont fréquents, parfois de taille centimétrique mais le plus souvent millimétrique et soulignent des luminations obliques. La pyrite est commune, en nodules ou en imprégnations. Ce faciès forme des corps gréseux massifs, plurimétriques. La surface de base érosive est généralement surmontée d'un "lag" décimétrique avec galets d'argiles et éléments carbonneux et l'on peut noter également quelques surfaces d'érosion internes, parfois soulignées par des galets mous. Les corps gréseux montrent un caractère fining-up très graduel avec décroissance progressive de la granulométrie ainsi que de la taille des structures sédimentaires: les festons, assez plats et à foresets tangentiels, sont d'épaisseur demi-métrique à décimétrique à la base et décimétrique vers le haut où l'on observe également quelques rides. Enfin, le passage aux faciès fins sus-jacents est très rapide.

- Le second faciès est constitué par des grès très fins à silts argileux, gris verdâtre moyen, localement rougeâtre, qui représentent environ 25 % de la section carottée. Le faciès est caractérisé par des laminations obliques à petite échelle, due à la migration des rides, avec par place quelques niveaux à "climbing ripples". Ces grès fins et silts peuvent former des niveaux métriques, à tendance coarsening-up ou être complètement perturbés par du fluage (niveaux décimétriques slumpés) et des microfailles synsédimentaires.

• Le dernier faciès correspond à des argiles gris verdâtre sombres à moyen, laminées ou plus massives, localement sidéritique qui représentent à peu près 5% de la zone carottée. La présence de silt se traduit par quelques rides, souvent isolés. L'organisation séquentielle et l'association de faciès. Tout est comparable à celles du TAG1 de Sif Fatima, traduisent probablement un environnement de basse plaine fluviale, avec réseau chenalisé de type méandrique. Les corps gréseux pluri-métriques correspondent à des points bars plus ou moins isolés dans les faciès plus fins de la plaine d'inondation. Les faciès de grès très fins ou de silts argileux peuvent être interprétés comme des dépôts de "crevasse splay" pour les horizons métriques ou de levée pour les niveaux effectués par le fluage et la fissuration. Les argiles caractérisent la plaine d'inondation. En effet, aucun indice marin n'a pu être observé : la bioturbation étant réduite à de rares terriers horizontaux millimétriques et de même les critères purement continentaux (paléosols...) manquent également. (Fig.10 et Fig.11).

#### **b. Reconstitution du milieu de dépôts Dans le champ de Toul**

Le Trias Argilo-gréseux inférieur (TAGI) traversé à TOUP est très peu épais; il présente tous les caractères d'une série fluviale avec des apports réduits, correspondant à une période finale de remplissage, sur une zone relativement haute du paléozoïque intérieur. Les qualités réservoir des grès sont très irrégulières suivant les niveaux. Les porosités les plus élevées (de 16 à 24 %) résultent de la dissolution partielle d'un ciment sidéritique, les plages de ciment sidéritique non dissous et la part importante que prennent les feldspaths à la porosité (porosité intergranulaire) expliquent les perméabilités médiocres dans les niveaux poreux. Certains niveaux sont cimentés par de l'halite. Dernière phase de la cimentation qui détruit toute porosité.

Le Trias Argilo-gréseux inférieur (TAGI) s'épaissit et se charge en grès bon réservoir, vers l'Ouest. L'étude semble montrer une direction Est-Ouest pour les chenaux. Le développement des réservoirs triasiques est à considérer dans le contexte paléogéographique des bassins continentaux qui s'étendent aussi bien vers l'Ouest que vers l'Est.



(Fig.10): Carotte dans le réservoir Trias Argileux Gréseux Inferieur du puits TOUW-2(document SONATRACH, 2009).



(Fig.11): Carotte dans le réservoir Trias Argileux Gréseux Inferieur du puits TOUW-2(document SONATRACH, 2009).

### c. Découpage séquentiel

Le travail se base plus particulièrement sur les sondages de référence et l'analyse par corrélation des diagraphies (Gamma ray, sonique) avec les puits de la zone d'étude. D'une manière générale, deux principales termes caractérisent la lithologie des puits de la région. Les dépôts argileux de plaines d'inondation présentent une réponse diagraphique à fort Gamma Ray l'expliquant par la présence de minéraux argileux. Le remplissage grano-décroissant augmente vers le sommet (séquence positive). Cependant, dans notre cas ce n'est pas toujours évident. Le découpage séquentiel au niveau de ce puits montre la présence de trois cortèges sédimentaires qui se retrouvent dans tous les puits de la région. On distingue de bas en haut :

#### 1) le cortège de bas niveau marin (low stand system tract ; LST)

Il est interprété comme le résultat d'un dépôt fluviatile en tresse (braided channels) à chenaux souvent amalgamés rarement distincts et entrecoupant les dépôts éoliens donnant ainsi des repenses de gamma ray différent selon la position des puits. Il repose typiquement sur la discordance hercynienne qui correspond à une limite de séquence (séquence boundary, SB). Une déflexion remarquable peut être aisément observée sur le Gamma ray, marquant cette discontinuité lithologique entre le faciès du TAGI et celui des formations sous jacents.

Ce cortège est représenté par des grès très fin à moyen sub-anguleux à bien arrondi à structure sédimentaire entrecroisé, à ciment siliceux avec de nourrissage. Présence de micas, feldspaths et pyrite.

#### 2) l'intervalle transgressif (Transgressive System Tract ; TST)

Le top de cortège de bas niveau est caractérisé par une diminution des chenaux, ils deviennent moins abondant, isolés dans une masse argileuse de plaine d'inondation et marque probablement des incursions. L'invasion d'une progradation à une rétrogradation et une augmentation de l'espace disponible (accommodation espace) due à l'élévation du niveau de base. L'équivalent latéral vers la zone côtière sera les dépôts estuariens du niveau de base. L'ensemble caractérise l'intervalle transgressif des chenaux présente un faible Gamma Ray à la base et qui surmonte la surface transgressive. Cette dernière est prise au maximum Gamma Ray au dessus du LST.

#### 3) Le cortège de haut niveau marin (Highstand System tract; HST)

Le changement climatique ou tectonique est probablement à l'origine des apports importants de grès déposés dans des milieux anastomosés amalgamés et succédant le TST.

Cet intervalle caractérise le cortège de haut niveau marin (HST) induit aussi par le ralentissement du niveau de base. Le maximum flooding surface marque la limite entre ces deux cortèges sédimentaires.

Habituellement, dans les dépôts marins ou côtiers la surface MFS est très évidente, souvent soulignés par un hiatus, des argiles riches en matière organique, glauconie ou une accumulation de faune. Lors du dépôt du TAG1 dans un milieu continental et pauvre en palynofacies, elle ne peut être identifiée et argumentée que par le changement du milieu de dépôt et le minimum de Gamma Ray.

#### ➤ Commentaires

En tenant compte des résultats de l'analyse séquentielle, une attention très particulière sera accordée au membre 3 car il présente des informations Caractéristiques d'un réservoir (d'après l'étude BHP- SONATRACH-2003-inédite).

En effet ce membre est subdivisé en trois rythmes qui sont de haut en bas comme suit :

- Un rythme supérieur: Qui définit un réservoir dans la partie anastomosée, de faible sinuosité et dans les grés des chenaux fluviaux avec une alternance de chenaux et de dépôts des crévasses d'inondation.

- un rythme moyen: Essentiellement non réservoir et caractérisé par un niveau de dépôt fluvio-lacustre d'un bassin d'inondation.

- un rythme inférieur : Qui renferme un réservoir au niveau des dépôts de chenaux de faible sinuosité. On peut aussi suggérer d'éventuels réservoirs au niveau des membres 1 et 2 où il y a des chenaux fluviaux de faible sinuosité.

#### II-4. Conclusion

- La description des carottes du réservoir étudié a montré la présence d'un faciès principal représentant un faciès gréseux moyen montrant un fining-up et caractérisé par des critères litho-sédimentologiques de dépôts fluviaux avec des apports réduits, correspondant à une période finale de remplissage, sur une zone relativement haute du Paléozoïque inférieur.

- Le découpage séquentiel de la coupe lithologique du TAGI a montré qu'elle est formée verticalement d'une séquence composée par trois membres.

- La corrélation lithostratigraphique met en évidence une variation latérale et verticale des épaisseurs.

# **Chapitre II**

## **partie sédimentologique**

### III. DIAGRAPHIE

#### III-1. Introduction

La présence des hydrocarbures dans une couche profonde ne peut être prouvée qu'après le forage d'un puits et après la connaissance de certaines caractéristiques pétrophysiques de cette couche à savoir : porosité, perméabilité, volume d'argile, la résistivité et enfin la saturation en eau. L'évaluation des caractéristiques de réservoir par diagraphies est déterminante pour l'efficacité de l'exploration pétrolière.

On désigne par diagraphie (du grec dia, « à travers », et graphie, « designer ») ou, plus couramment, par le terme américain log (qui signifie bûche, rouleau...) tout enregistrement continu des variations, en fonction de la profondeur, d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage.

Suivant ces caractéristiques et le moment où les mesures sont enregistrées, on parlera de diagraphies de boue, de diagraphies (ou mesures) en cours de forage ou de diagraphies différées, ces dernières étant appelées ainsi parce qu'elles ne peuvent être effectuées qu'après plusieurs passes d'outils et l'arrêt du forage.

#### III-2. Les paramètres d'entrée :

##### III-2-1. Les données de diagraphies

###### a. Gamma Ray

Dans les formations sédimentaires, le Gamma Ray est utilisé pour la délimitation des couches en fonction de leur argilosité. C'est un enregistrement très utile pour les travaux de corrélation. L'application quantitative sera dans les cas favorables l'évaluation du pourcentage d'argile.

###### b. Porosité-sonique

Le sonique est utilisé pour déterminer les porosités des formations et de ce fait, on mesure le temps de transit  $\Delta t$  à travers les roches des ondes élastiques longitudinales sur une distance  $x$  fixée à 1".  $\Delta t$  est exprimé en  $\mu s/pied$  et représente le temps que met une onde pour traverser un pied de formation (inverse de la vitesse de propagation). Il a été établi que le  $\Delta t$  est en relation avec la lithologie et la porosité de la roche.

###### c. Porosité-densité

La réponse de l'outil Densité est fonction de la porosité de la formation, de sa lithologie définie par  $\phi_{ma}$  et du fluide saturant les pores  $\phi_f$ .



#### d. Porosité-Neutron

L'outil Neutron mesure la vitesse de décroissement du nombre de neutrons thermiques en fonction de la distance à partir de la source. Cette vitesse dépendra principalement de la porosité. La valeur de la porosité-neutron est lue directement sur le log.

#### e. Résistivité

Selon leur principe de fonctionnement, les outils de résistivité sont classés en deux grandes catégories, à savoir:

Les outils à induction (courant induit).

Les outils à Latérolog (courant conduit).

L'utilisation de l'induction ou du latérolog dépend des particularités des sondages (la nature de la boue et sa salinité, ainsi que la salinité de l'eau de formation).

Dans le cas de notre étude, le Dual Latérolog (DLL) est enregistré pour les puits (TOU-4, TOU-5, TOU-6) dont le principe de fonctionnement est basé sur l'envoi d'un courant continu d'intensité et de potentiel connus dans la formation à partir d'une source. L'intensité du courant recueillie au retour donne la valeur de résistivité de la partie de terrain traversée. L'outil à Induction (Array Induction Tool-AIT) est enregistré pour les puits : (TOU-10, TOU-12, TOU-14, TOU-15, TOUW-1). (Fig. 12)

### III-2-2. Les données de carotte

#### a. Porosité

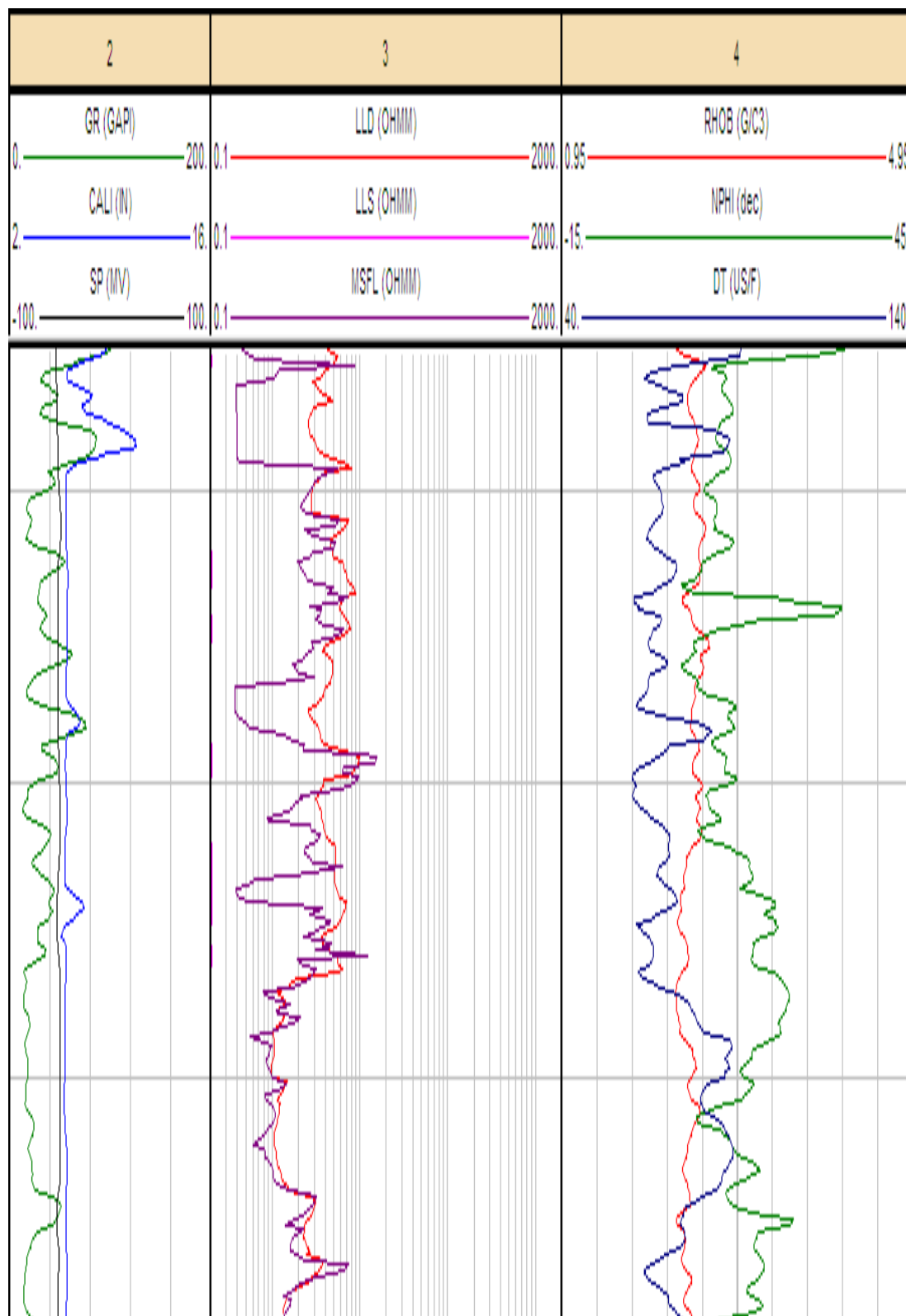
Elle correspond par définition au volume total occupé par les vides de la roche ( $V_p$ ) divisé par le volume total de la roche ( $V_t$ ).

$$\Phi = V_p / V_t$$

- $\Phi$  : porosité [%].

- $V_p$  : volume des pores entre les grains [ $m^3$ ].

- $V_t$  : volume total de la roche [ $m^3$ ].



(Fig. 12): Log composite des enregistrements utilisés.  
(Document SONATRACH.2010).

- **Echelle quantitative de la porosité**

- $\Phi < 5\%$  .....: Porosité Négligeable;
- $5 < \Phi < 10\%$  .....: Porosité Faible;
- $10 < \Phi < 15\%$  .....: Porosité Moyenne;
- $15 < \Phi < 20\%$  .....: Porosité Bonne;
- $\Phi > 20\%$  .....: Porosité Très bonne.

- b. **Perméabilité**

Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores communiquent entre eux, on dit alors qu'il est perméable.

La perméabilité notée  $K$  est la capacité avec laquelle un fluide s'écoule à travers une formation poreuse, elle est exprimée en milli darcy (md), elle dépend fortement de la taille des grains, d'où les sédiments à grains grossiers ont une grande perméabilité, alors que les grains fins ont une basse perméabilité.

La loi de Darcy:

$$k = 0.136 \frac{\phi^2}{S_w^{4.4}}$$

**K:** perméabilité [md].

**$\Phi$ :** porosité [%].

**$S_w$ :** saturation en eau [%].

- **Echelle quantitative de la perméabilité**

- $10 < K < 50$  MD ..... : Faible.
- $50 < K < 200$  MD ..... : Moyenne.
- $K > 200$  MD ..... : Bonne.

**III-3. Les méthodes de calcul****III-3-1. Volume d'argile**

$$V_{sh}\% = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

**III-3-2. Model de porosité****a. Densité**

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b - v_{cl} \times (\rho_{ma} - \rho_{cl}))}{(\rho_{ma} - \rho_{fl} \times s_{x0} - \rho_{hyAp} \times (1 - s_{x0}))}$$

$\rho_{ma}$  : Densité matrice

$\rho_b$  : Densité lu

$v_{cl}$  : Volume d'argile

$\rho_{cl}$  : Densité d'argile

$\rho_{fl}$  : Densité filtrat de boue

$\rho_{hyAp}$  : Densité apparente d'hydrocarbures

$s_{x0}$  : Saturation de la zone lavée

**b. Sonique**

$D_t$  : Temps de parcoure lu

$D_{tma}$  : Temps de parcoure de la matrice

$D_{tcl}$  : Temps de parcoure des argiles

$D_{tfl}$  : Temps de parcoure de filtrat de boue

$D_{thy}$  : Temps de parcoure des hydrocarbures

$C_p$  : Facteur de formation

$S_{x0}$  : Saturation de la zone lavée

$V_{cl}$  : Volume d'argile

III-3-3. Model de Saturation en eau ( $S_w$ )

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi_T^{m^*} \times s_{wT}^n}{a} \times \left( \frac{1}{R_w} + \frac{S_{w_b}}{S_{wT}} \left( \frac{1}{R_{w_b}} - \frac{1}{R_w} \right) \right)$$

$m^*$  :Facteur de cimentation

$n$ :Exponent saturation

$a$  :Facteur de tortuosité

$S_w$  :Saturation de l'eau de formation non liée

$S_{wT}$  :Saturation de l'eau totale

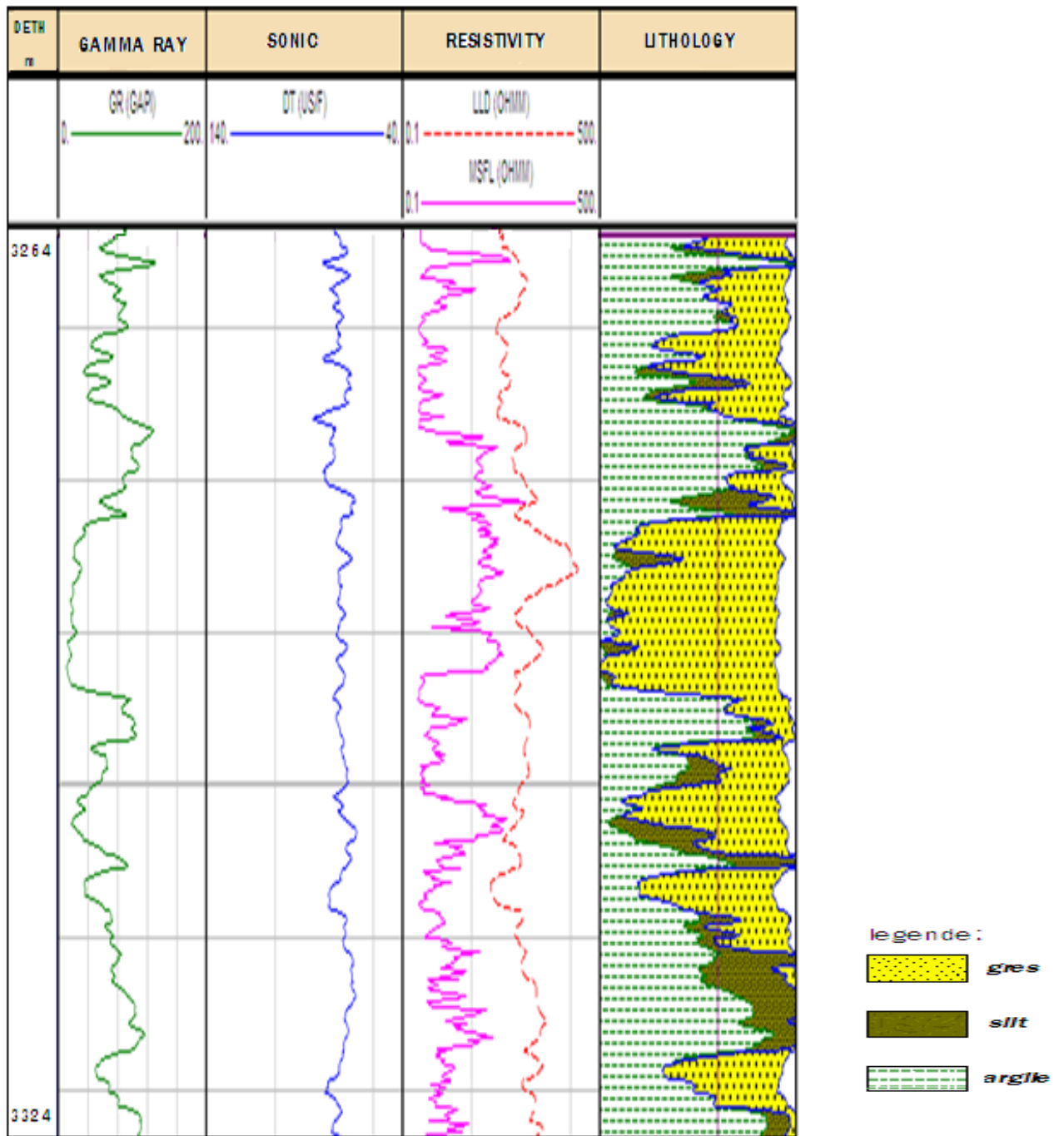
$R_w$  :Résistivité de l'eau de formation

$R_{w_b}$  :Résistivité de l'eau liée

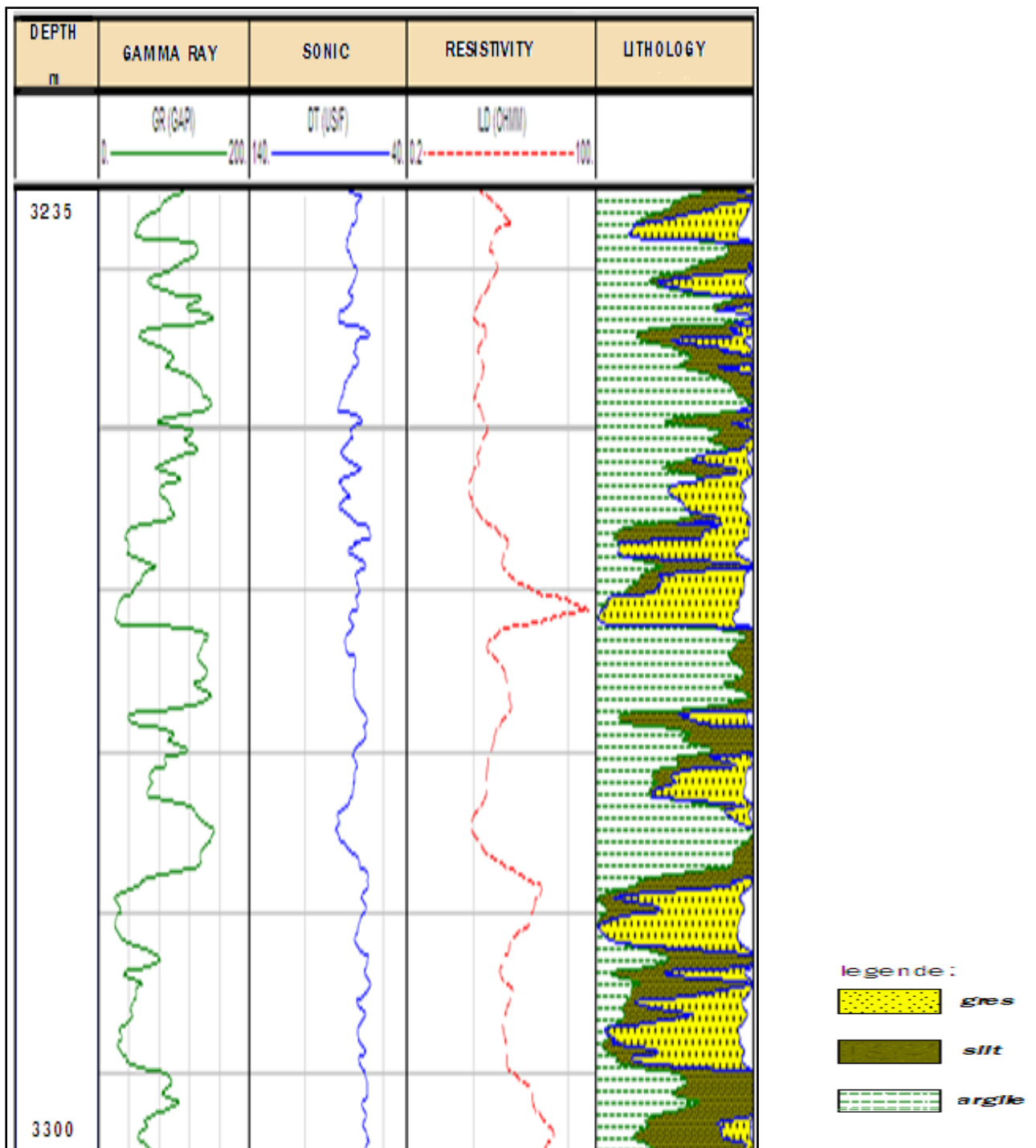
$R_t$  :Résistivité de la zone vierge

$V_{cl}$  :Volume d'argile

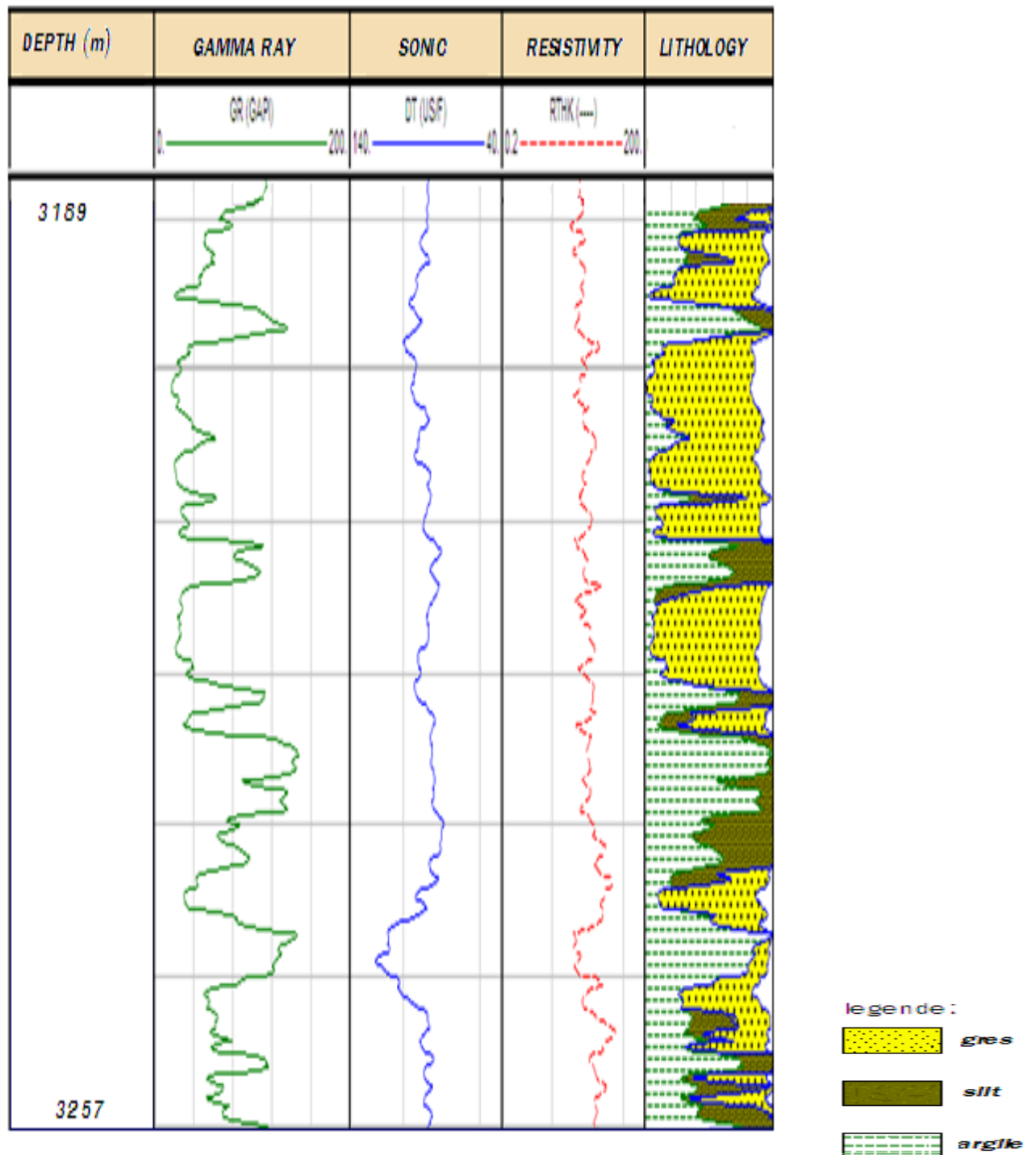
$\phi$ : Porosité



(Fig.13): Diagraphies interprétées au niveau du puits TOU-5 dans le réservoir TAGI (Document SONATRACH. 2010).



(Fig.14): Diagraphies interprétées au niveau du puits TOU-6 dans le réservoir TAGI (Document SONATRACH. 2010).



(Fig.15) : Diagraphie interprétées au niveau du puits Tou-9 dans le réservoir TAGI(Document SONATRACH.2010).



### III-4. Interprétation des corrélations

Le choix de ces profils a été fait à la base du positionnement des puits dans le champ, ainsi que les réponses du gamma ray utilisé pour établir les corrélations. L'analyse de ces corrélations montre la variation de l'épaisseur et l'extension du réservoir Trias Argilo-Gréseux Inferieur (TAGI) dans cette région d'étude.

#### III-4-1. Corrélation Nord-Est/Sud-Ouest

D'après le profil de corrélation Nord-Est/Sud-Ouest passant par les puits : TOU-6, TOU-13, TOU-7, TOU-15, TOU-9, TOU-14. Le réservoir Trias Argilo-Gréseux Inferieur (TAGI) présente une extension importante puisqu'il s'étend sur tout le champ, son épaisseur est relativement variable (entre 61 et 97m).

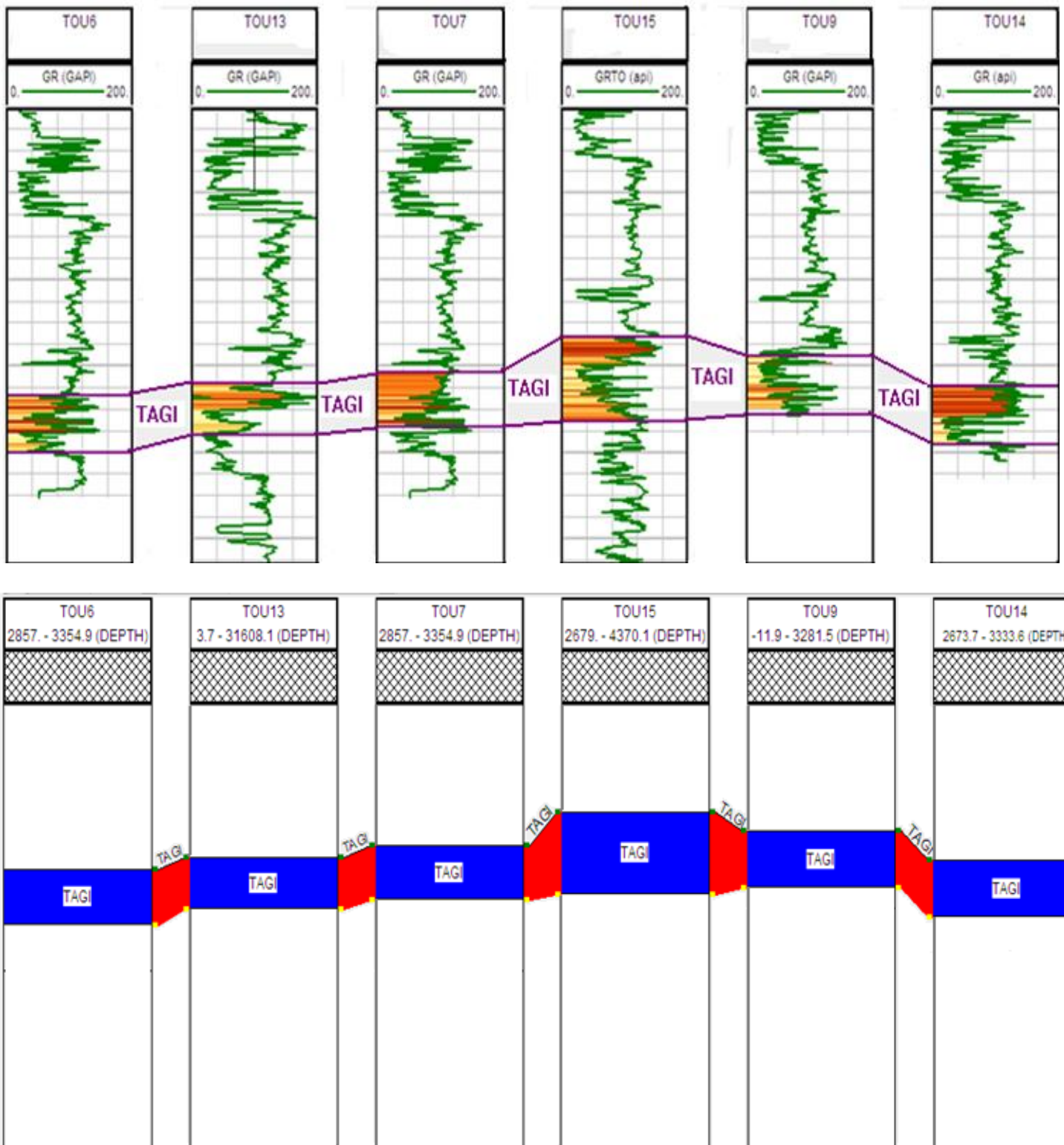
Le maximum d'épaisseur est enregistré dans le puits TOU-15 (97m) puis elle diminue soit en allant vers le Nord ou bien vers le Sud. Le réservoir TAGI est plus profond au niveau des puits TOU-6 et TOU-14.

La variation de l'épaisseur peut être expliquée par la surface d'érosion (les paléovallées), Quand au changement de la profondeur il est du probablement aux failles secondaires. (Fig. 16)

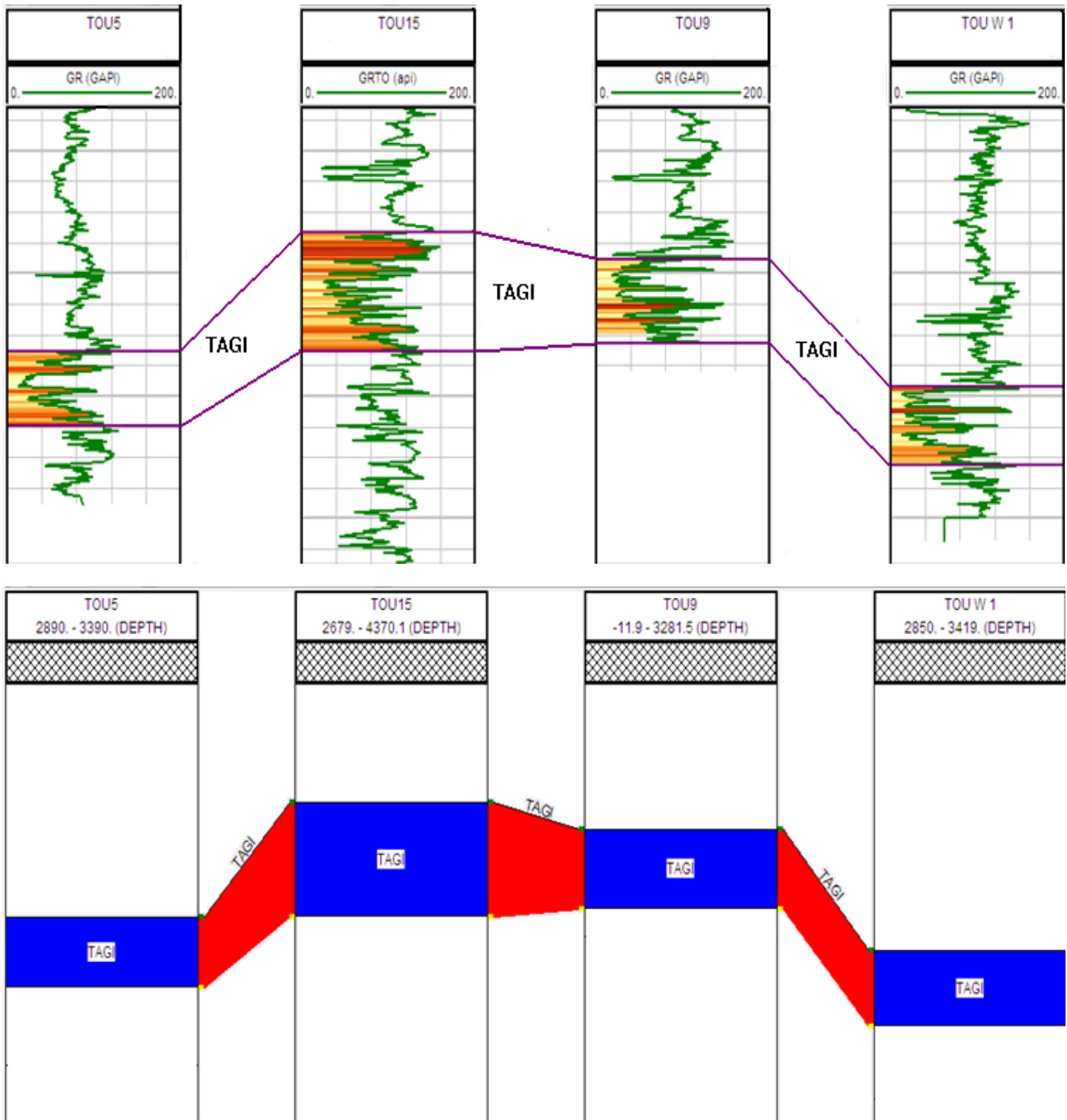
#### III-4-2. Corrélation Est/Ouest

Ce profil de corrélation passe par les puits TOUW-1, TOU-9, TOU-15, TOU-5 d'Ouest en Est montre que le réservoir TAGI s'étend à travers toute cette direction, son épaisseur varie de 60 à 97m.

Le réservoir TAGI est plus profond au niveau du puits TOUW-1 à cause de la faille inverse affectant la structure. (Fig. 17)



(Fig. 16): Corrélation par les diagraphies NE-SO.



(Fig. 17): Corrélation par les diagraphies E-O.

## III-5. Les paramètres de calcul :

Tableau n°1 : Les principaux résultats des diagraphies du réservoir TAGI.

NOM DE PUIIS	TOIT	MUR	EPAIS TOTALE	EPAIS UTILE	POROSITE	PERMEABILITE	SATU EN GAZ
TOUW1	3292	3356	64	13.00	10.9	-	43.0
TOUW2	3322	3387	65	9.8	10.4	-	47.6
TOU4	3286	3364	78	10.00	10.0	17.56	56.0
TOU5	3264	3324	60	15.54	9.5	141.71	60.0
TOU6	3235	3300	65	14.00	8.9	65.78	51.6
TOU7	3207	3270	63	4.57	9.9	167.56	58.6
TOU9	3189	3257	68	30.48	11.1	311.05	68.3
TOU10	3232	3295	63	7.00	13.5	-	45.7
TOU12	3190	3265	75	17.50	14.5	-	58.6
TOU13	3220	3281	61	11.50	10.6	-	46.5
TOU14	3224	3291	67	16.30	9.8	-	67.0
TOU15	3167	3264	97	13.41	11.5	-	63.2

# **Chapitre III**

## **Diagraphie**

## IV. EVALUATION DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES

### IV-1. Introduction

Les réservoirs sont des roches présentant des vides, pores ou fissures reliés entre eux et dans lesquels peuvent circuler et se rassembler des fluides.

Leurs caractéristiques pétrophysiques s'expriment fondamentalement en terme de porosité et de perméabilité, dont les relations sont souvent complexes, mais fondamentales pour l'étude des réservoirs.

Elles sont le résultat de toute l'histoire géologique de ces dépôts et en particulier des conditions de sédimentation et des phénomènes de diagenèse qui leur succèdent.

Cependant L'étude très précise des couches magazines est l'un des problèmes essentiels des géologues pétroliers afin de connaître et de calculer les réserves d'hydrocarbures d'un gisement et de pouvoir rentabiliser son exploitation.

Chaque couche magazine doit être caractérisée par ses paramètres telles que la porosité, la perméabilité, l'épaisseur, la saturation, parmi tous les paramètres déjà cités, les plus importants à l'étude sont : la porosité et la perméabilité.

### IV-2. Interprétation des cartes

#### IV-2-1. Carte en isopaque

Les isolignes des valeurs de l'épaisseur totale se concentrent autour du puits TOU-15, situé au centre du champ, au niveau de ce dernier l'épaisseur totale atteint sa valeur maximale qui est égale à 97m, puis elle diminue d'une façon radiale jusqu'à atteindre une valeur minimale égale à 60m enregistrée au niveau du puits TOU-5 localisé à l'Est.

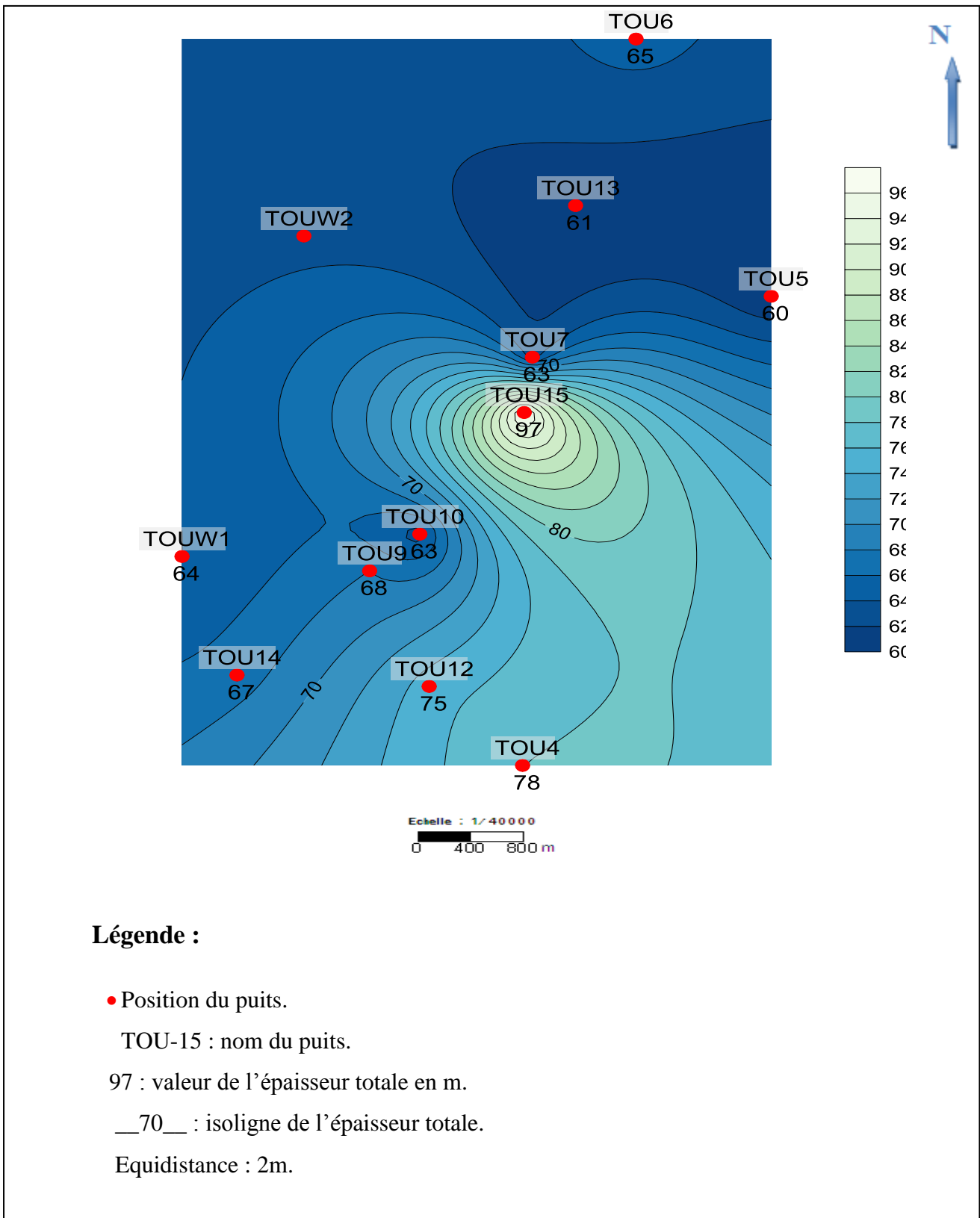
La variation de l'épaisseur totale peut être expliquée par la surface d'érosion des séries paléozoïques (paléovallées) lors de l'orogénèse hercynienne. (Fig. 18).

#### IV-2-2. Carte en iso-épaisseur utile

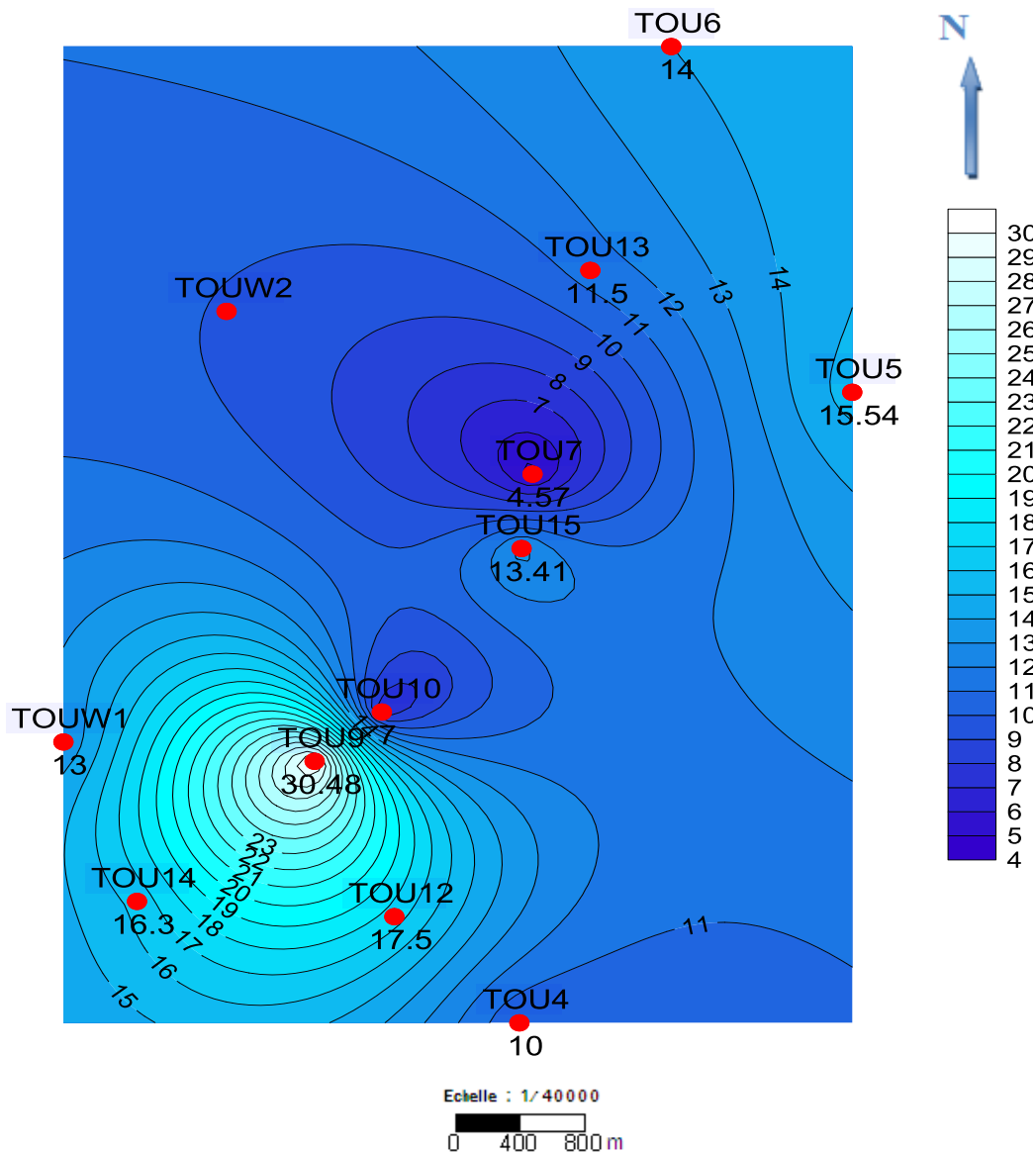
L'examen de cette carte montre deux anomalies principales traduisant la variation de L'épaisseur utile de ce réservoir.

Une anomalie localisée au Sud-ouest où les isolignes se concentrent autour du puits TOU-9 rassemble le maximum d'épaisseur imprégnée en hydrocarbure, elle atteint 30m au niveau du puits TOU-9, de part et d'autre l'épaisseur utile diminue.

La variation de l'épaisseur utile peut être expliquée par la variation de sédimentation qui était plus argileuse au centre et plus gréseuse aux périphéries. (Fig. 19).



(Fig. 18): Carte en isopaques du réservoir TAGI du champ de Toul.



**Légende :**

- Position du puits.
- TOU-15 : nom du puits.
- 13.41 : valeur de l'épaisseur utile en m.
- \_\_9\_\_ : isoligne de l'épaisseur utile.
- Equidistance : 1m.

**(Fig.19):** Carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI du champ de Toul.



### IV-2-3. Carte en iso-porosité

Les isolignes des valeurs de porosité sont concentriques dans la partie Sud de la région, autour des puits TOU-10 et TOU-12, où elle atteint une valeur maximale égale à 14,5%, à partir de ces derniers la porosité diminue d'une façon radiale et plus principalement en allant vers le Nord, où elle atteint une valeur minimale égale à 8,9% au niveau du puits TOU-6.

L'augmentation de la porosité dans la partie Sud est due soit aux failles qui ont joué un rôle positif soit aux phénomènes diagénétiques (par exemple: dissolution partielle du ciment sidéritique), par contre sa diminution dans la partie Nord est la cause d'une cimentation par l'halite qui détruit toute porosité que sa présence a été prouvée dans la région. (Fig. 20).

### IV-2-4. Carte en iso-perméabilité

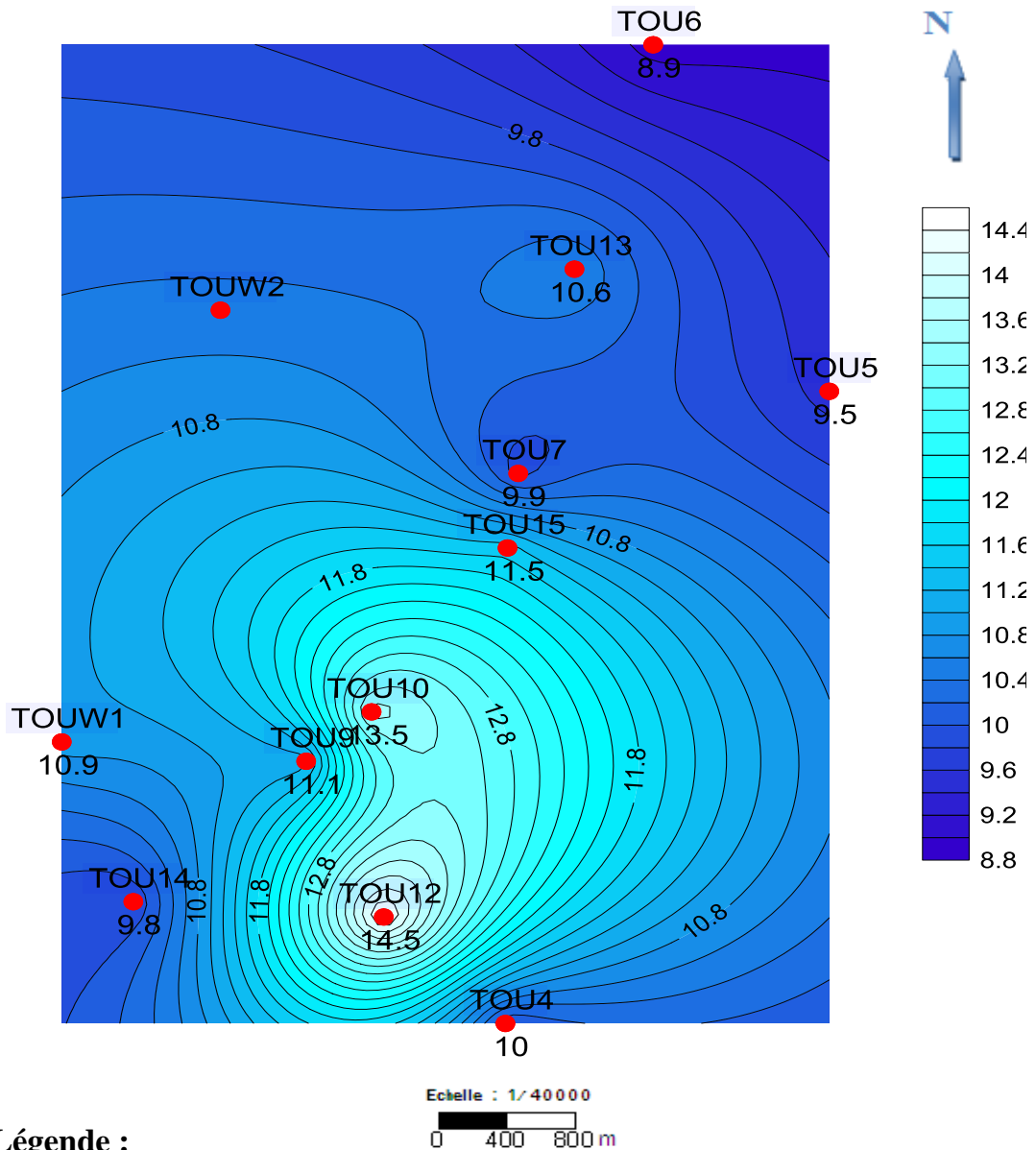
On remarque que la perméabilité de ce réservoir est bonne, et la valeur maximale qu'on a trouvé est de 311 md au niveau du puits TOU-9, à partir de ce puits elle diminue d'une façon radiale jusqu'à atteindre une valeur minimale de 17,5 md enregistrée au niveau du puits TOU-4.

L'augmentation de la perméabilité peut être liée aux fractures, Par contre sa diminution peut être expliquée par la présence de plages de ciments sidéritiques et l'inclusion des feldspaths dans les pores ou par un colmatage des fissures. (Fig.21).

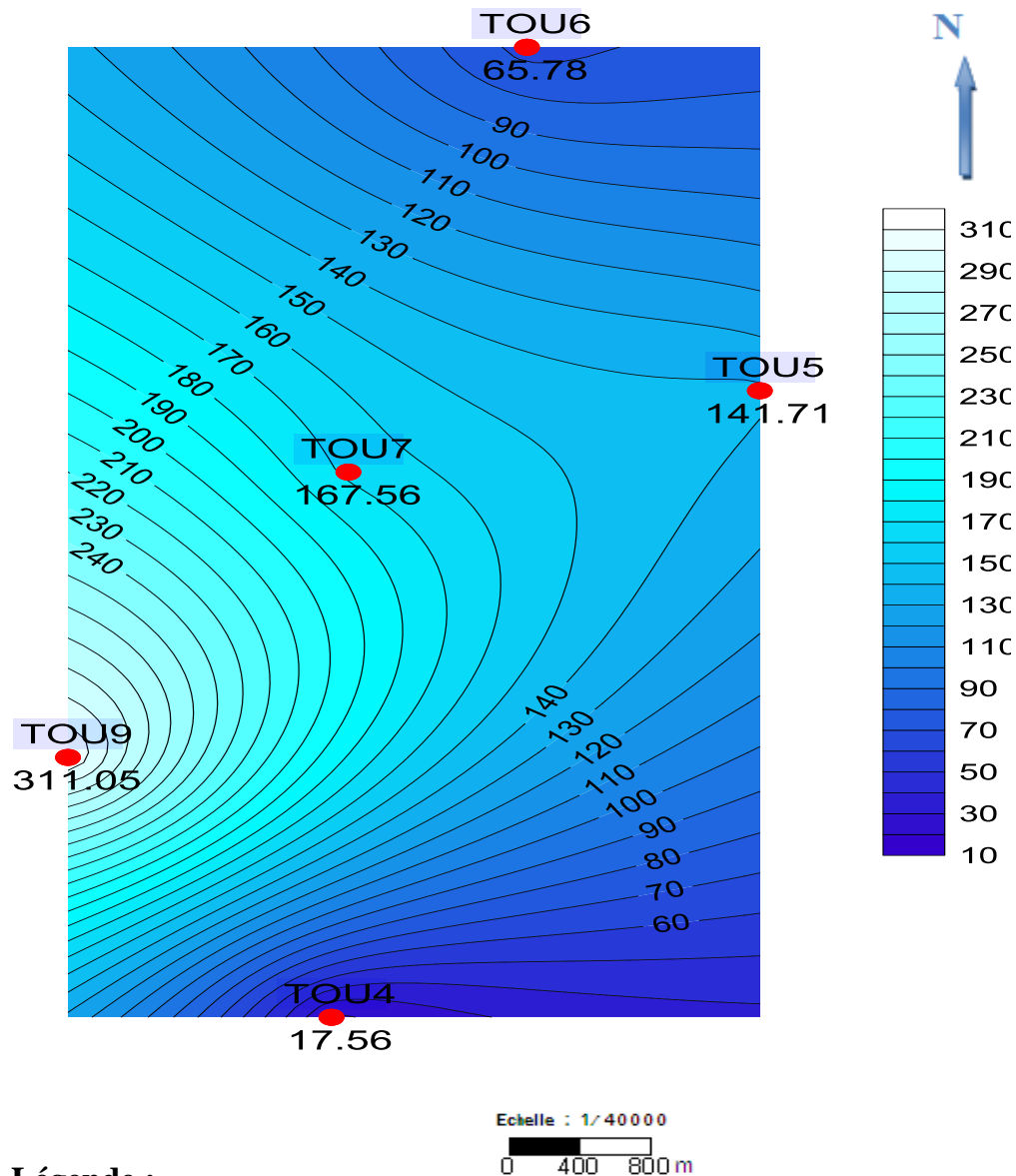
### IV-2-5. Carte en iso-saturation

D'après cette carte, on remarque que la saturation de ce réservoir est appréciable. La valeur maximale qu'on a enregistrée est de 68% au niveau du puits TOU-9, elle diminue essentiellement en allant vers le Nord-Ouest jusqu'à atteindre la valeur de 43% au niveau de puits TOUW-1.

Les grandes valeurs de saturation sont liées aux vides présents dans les bancs gréseux du réservoir (porosité intergranulaire). (Fig. 22).



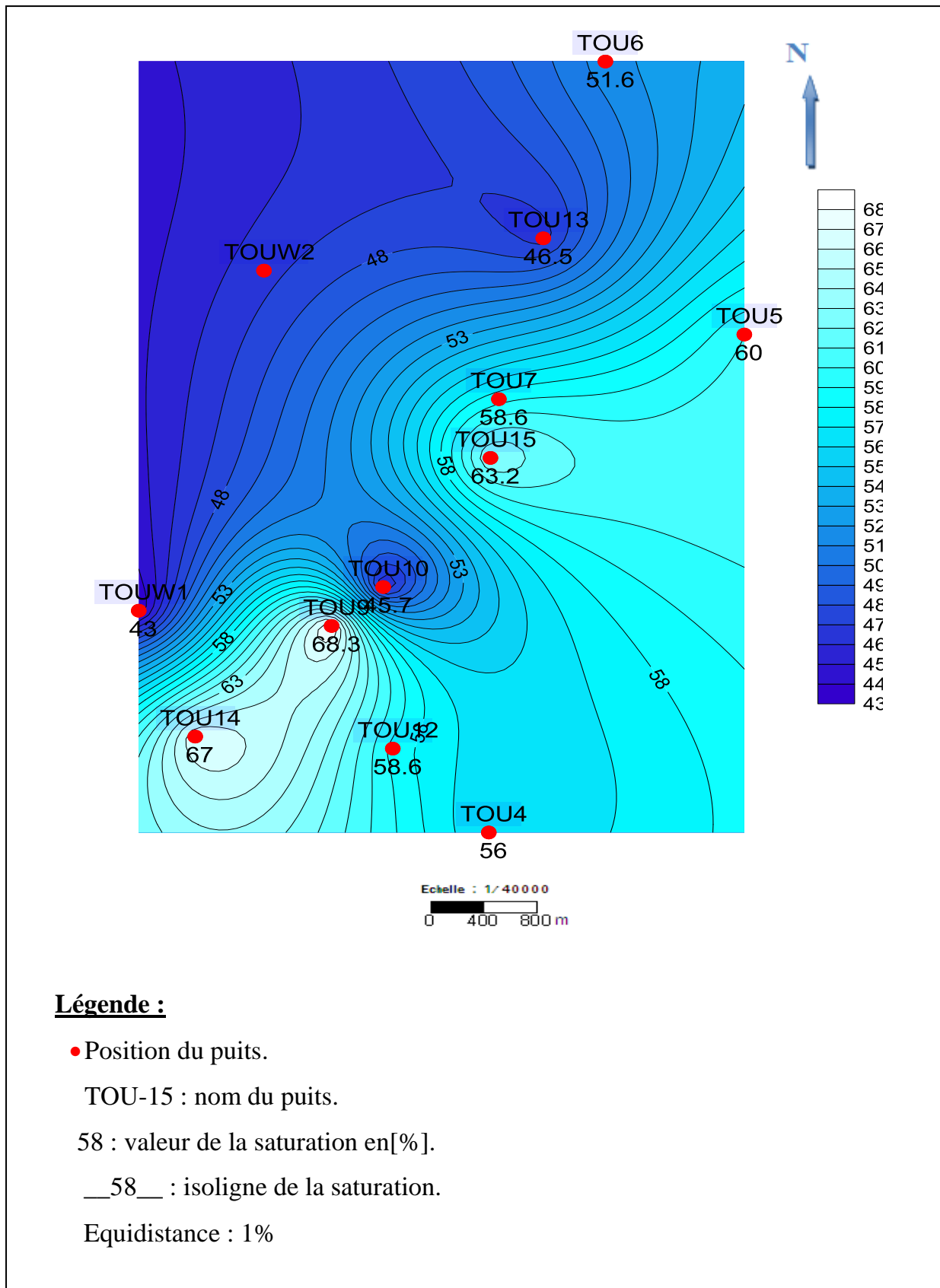
(Fig.20): Carte en iso-porosité du réservoir TAGI du champ de Toul.



**Légende :**

- Position du puits.
- TOU-15 : nom du puits.
- 167.56 : valeur de perméabilité en[md].
- \_\_160\_\_ : isoligne de perméabilité.
- Equidistance : 10md.

(Fig.21): Carte en iso-perméabilité du réservoir TAGI du champ de Toul



(Fig.22): Carte en iso-saturation du réservoir TAGI du champ de Toul.

### IV-3. Analyse statistique

Le but de cette étude est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir associé à notre zone d'étude.

#### IV-3-1. Méthodologie

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysiques caractérisant le réservoir d'étude, nous avons tenté d'une part à établir des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de porosité et de perméabilité. D'autre part, d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant des corrélations (cross plot) du log normal de la perméabilité en fonction de la porosité. Dans cette étude nous avons utilisé les données de carotte de trois(3) puits (TOU-5, TOU-6, TOU-9).

#### IV-3-2. Etablissement des histogrammes

- Détermination du nombre de groupe (N):

On utilisant la formule de (STERGESS) le nombre de groupe est donné par la formule suivante :

$$N = 1 + 3.32 \text{ LOG } j.$$

Où :  $j$  est le volume de la population.

- Détermination de la longueur du groupe :

$$D = E/N = K (\text{max}) - K (\text{min})/N$$

- Population regroupée :

$$\sum ni = j$$

- Détermination de la fréquence:

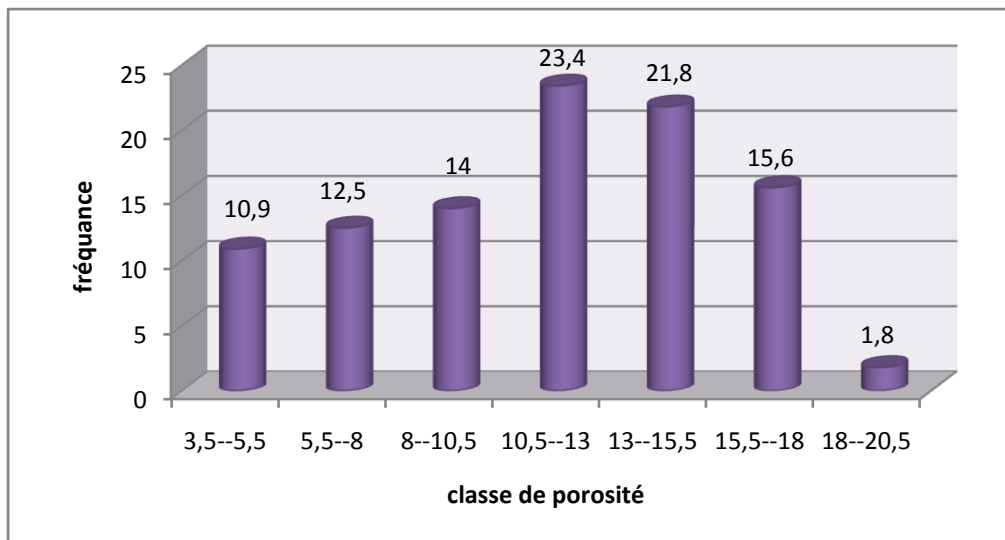
$$F = ni / j \text{ avec } j = \sum ni$$

#### IV-3-3. Interprétation des histogrammes

##### a. Puits TOU-5

- Histogramme de Porosité

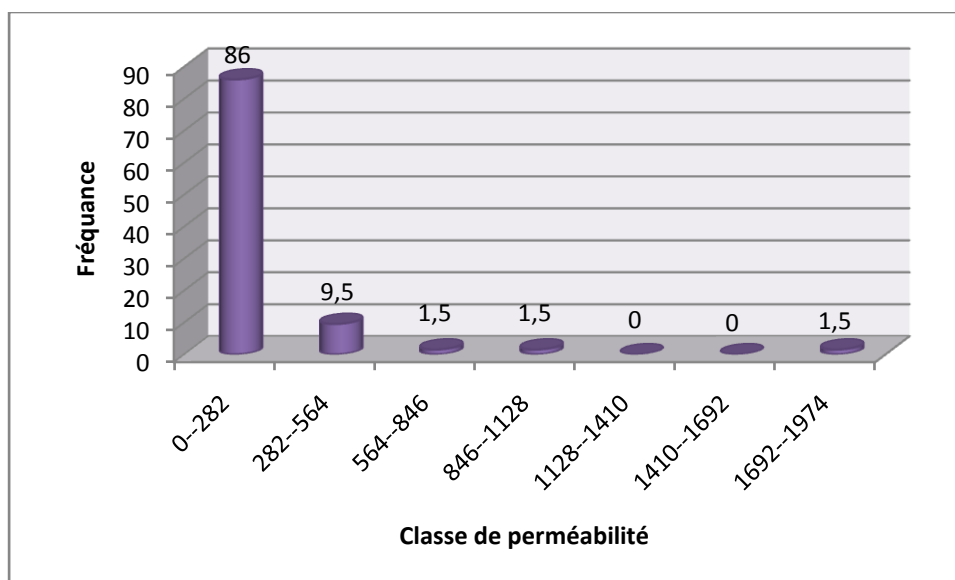
L'histogramme des classes de la porosité montre une distribution unimodale à caractère asymétrique où l'asymétrie est à droite, le mode de cette distribution appartient à la classe [10,5---13[avec une fréquence de 23,4%. L'uni modalité de cette distribution s'explique par un seul type de porosité (porosité intergranulaire). (Fig. 23)



(Fig.23) : Histogramme des classes de porosité du puits TOU-5.

• **Histogramme de perméabilité**

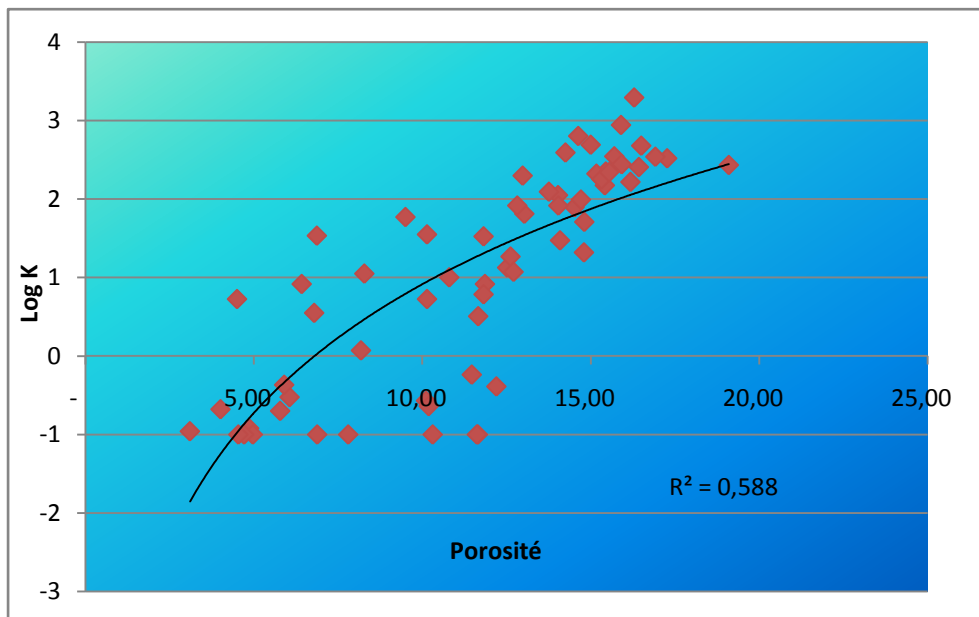
L’histogramme de classe de la perméabilité dans ce puits montre une distribution unimodale avec une assymétrie à gauche, le mode de cette distribution appartient à la classe [0---282md[avec une fréquence de 86%. Pour cette distribution on suppose qu’il y a un seul paramètre qui contrôle la perméabilité. (Fig. 24)



(Fig.24) : Histogramme des classes de perméabilité du puits TOU-5.

- **Corrélation perméabilité/porosité**

La courbe représentant la variation du log normal de la perméabilité en fonction de la porosité au niveau de ce puits a un coefficient de corrélation ( $R^2$ ) égal à 0,5881 qu'on peut considérer comme moyen. De plus dans ce graphe on remarque que dans l'intervalle de porosité [5---10%], pour une même valeur de porosité correspondent différentes valeurs de perméabilité (faibles et grandes valeurs), ceci s'explique par l'existence de niveaux fracturés ou par une diminution du volume du ciment. (Fig. 25)



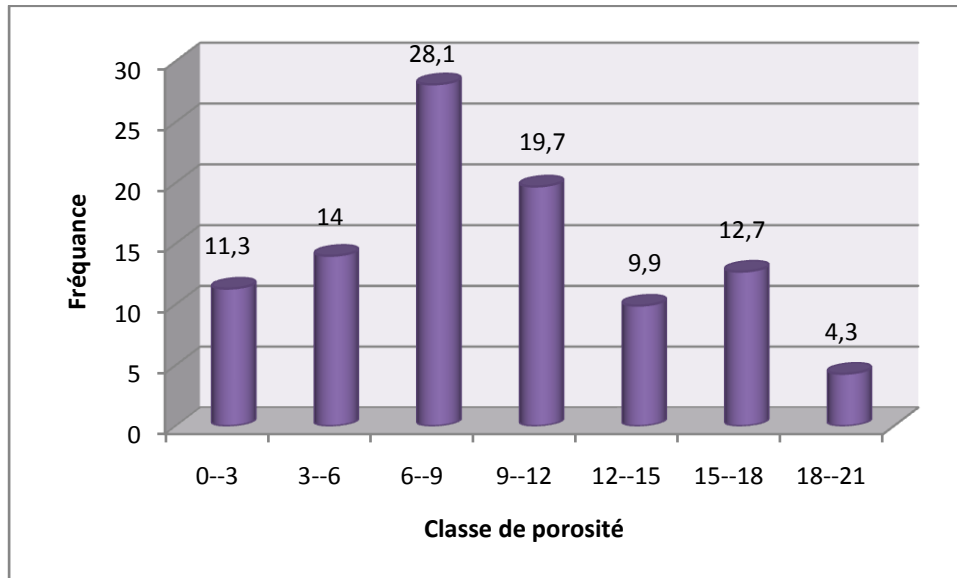
(Fig.25) : Corrélation perméabilité/porosité du puits TOU-5.

### b. Puits TOU-6

- **Histogramme de Porosité**

D'après l'histogramme des classes de porosité, on remarque que la distribution est bimodale. Le premier mode appartient à la classe [6---9 [avec une fréquence de 28,1%. Le deuxième mode appartient à la classe [15---18 [qui a une fréquence de 12,7%.

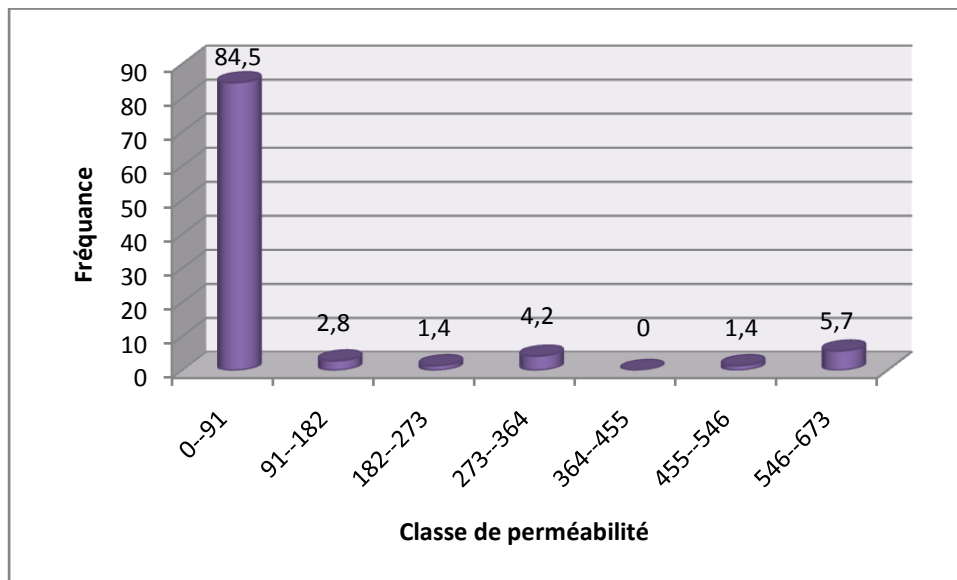
La présence de deux modes suggère l'existence de deux populations dues à l'existence de deux types de porosité (intergranulaire et de fissuration). (Fig. 26).



(Fig.26) : Histogramme des Classes de porosité du puits TOU-6.

• **Histogramme de perméabilité**

Selon l’histogramme des classes de perméabilité on remarque que la distribution est unimodale avec une assymétrie à gauche. Le mode prédominant appartient à la classe [0---91md [, qui a une fréquence de 84,5%. la cause de cette distribution est expliqué par l’existence d’un seul facteur qui contrôle la perméabilité. (Fig. 27)

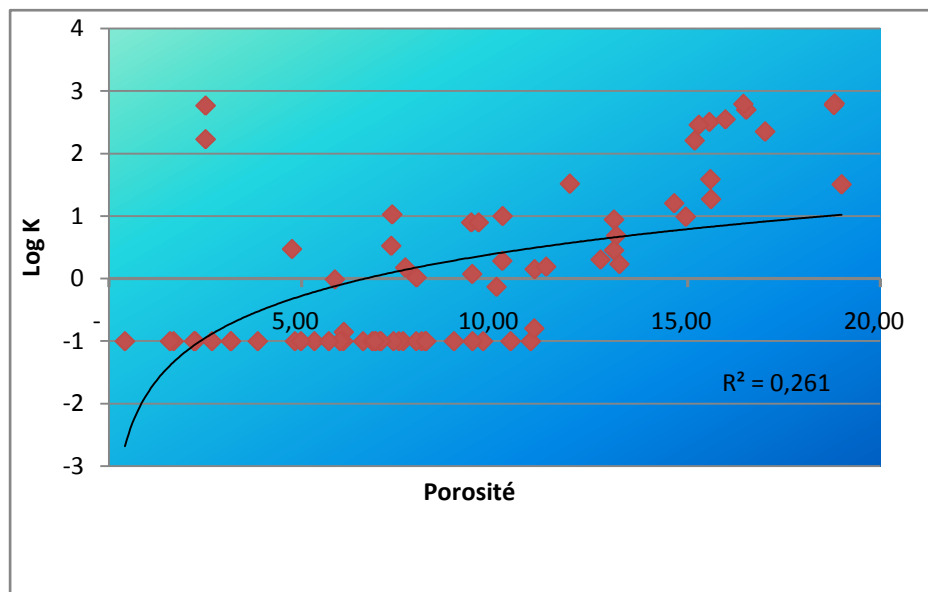


(Fig.27) : Histogramme des classes de perméabilité du puits TOU-6.



- **Corrélation perméabilité/porosité :**

La corrélation entre les valeurs du log normal de la perméabilité et ceux de la porosité montre que ces derniers sont réparties en un nuage de point avec une relation anarchique et le coefficient de corrélation est mauvais, il est égal à 0,2615. Dans ce graphe on remarque dans l'intervalle de porosité [0--10%] pour une même valeur de porosité correspondent différentes valeurs de perméabilité, ceci s'explique encore une fois par les phénomènes secondaires qui ont intervenus au niveau de ce réservoir. (Fig. 28)

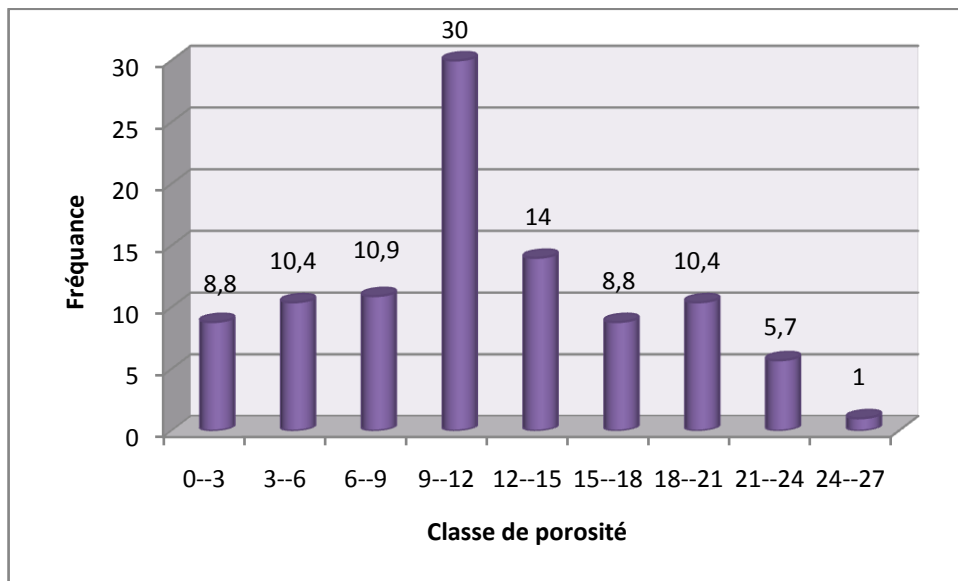


(Fig.28) : Corrélation perméabilité/porosité du puits TOU-6.

**c. Puits TOU-9 :**

- **Histogramme de Porosité**

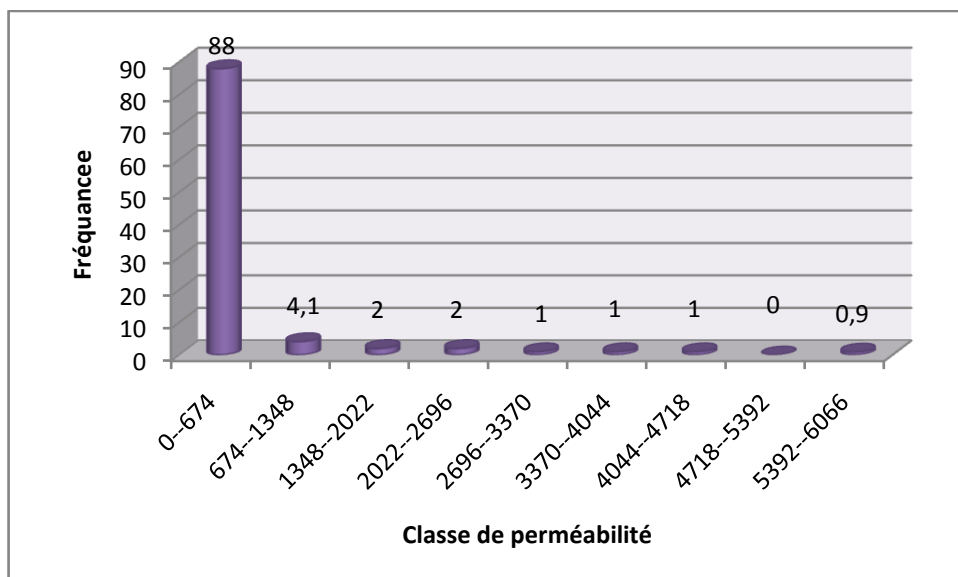
L'histogramme des classes de porosité montre une distribution bimodale et symétrique; le premier mode appartient à la classe [9--12[avec une fréquence de 30%.Le deuxième mode appartient à la classe [18--21[et il a une fréquence prédominante de 10,4%.cela veut dire qu'il ya deux type de porosité, (intergranulaire et de fissuration). (Fig. 29)



(Fig.29) : Histogramme des Classes de porosité du puits TOU-9.

• Histogramme de perméabilité

L’histogramme des classes de la perméabilité dans ce puits montre une distribution unimodale à caractère assymétrique où l’assymétrie dans ce cas est à gauche. Le mode de cette distribution appartient à la classe [0---674[ avec une fréquence de 88%. cela veut dire que cette perméabilité est contrôlée par un seul facteur. (Fig.30).

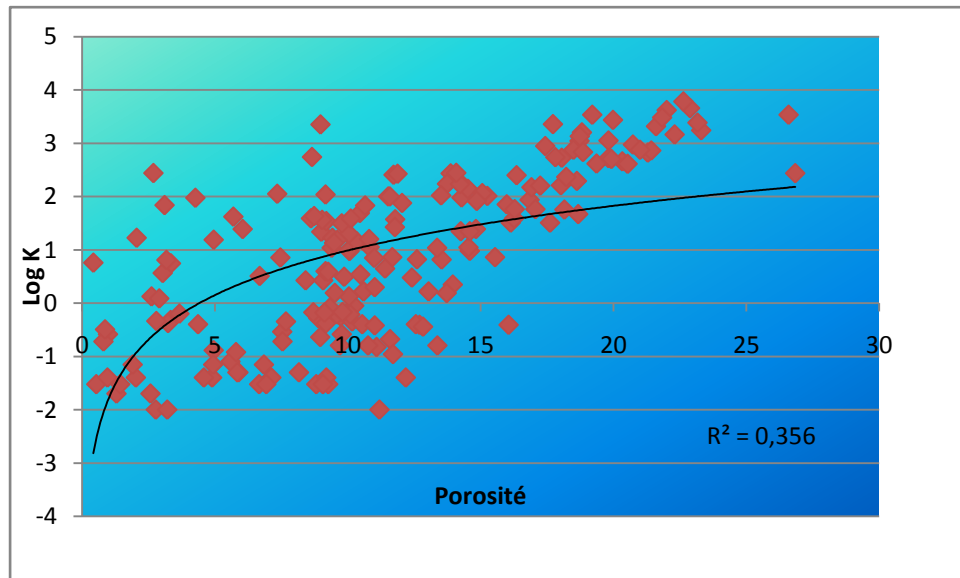


(Fig.30) : Histogramme des classes de perméabilité du puits TOU-9.

### ●Corrélation perméabilité/porosité

La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité montre l'existence d'une relation exponentielle avec un coefficient de corrélation égale à 0,3568 qu'on considère comme moyen.

Pour cela nous constatons que pour une augmentation de la valeur de la porosité, la perméabilité augmente elle aussi, ceci s'explique encore une fois par l'existence d'un réseau de fissures produit par la tectonique dans la région. (Fig. 31)



(Fig.31) : Corrélation perméabilité/porosité du puits TOU-9.

## IV-4. Evolution verticale des paramètres pétrophysiques

### a. Puits TOU-5

Le profil d'évolution verticale de la porosité au niveau de ce puits montre que les parties sommitale et basale du réservoir présentent une porosité négligeable quand à la partie médiane, on trouve une zone où la porosité varie entre 5 à 10% ; elle se situe entre les profondeurs 3283 et 3296m. (Fig. 32. A)

L'examen du profil de perméabilité nous montre que la partie supérieure du réservoir, située entre 3270 et 3290m de profondeur présente une perméabilité très faible à nulle. Au-delà elle augmente jusqu'à atteindre 1000md vers la profondeur de 3292m. (Fig. 32.B)

L'Analyse du profil de saturation en gaz du réservoir montre qu'au niveau de l'intervalle de 3282—3295m présente de bonnes valeurs, elles oscillent autour de 60%. De part et d'autre elle est faibles ou nulle. (Fig. 32.C)

On constate dans ce niveau que les grandes valeurs de porosité coïncident avec les grandes valeurs de perméabilité et de saturation, ce qui explique que probablement ces propriétés pétrophysiques dans ce niveau ne sont pas uniquement matricielles, du point de vue production, ce niveau est classé à forte production.

#### **b. Puits TOU-6**

Le profil d'évolution verticale de la porosité au niveau de ce puits montre une distribution par intervalles : entre 3237 et 3246m de profondeur la porosité est faible elle varie de 5 à 10%. Entre 3255 et 3263m de profondeur, on remarque que la porosité augmente graduellement de haut en bas, où elle démarre des faibles valeurs jusqu'aux bonnes valeurs tout en restant inférieur à 13%. Entre 3279 et 3290m de profondeur la valeur de la porosité montre une certaine constance qui oscille autour de 9%. De part et d'autre de tous ces trois intervalles la porosité est négligeable. (Fig. 33.A)

Le profil d'évolution verticale de perméabilité au niveau de ce puits montre que les bonnes valeurs de perméabilité se concentrent au sommet du réservoir dans l'intervalle 3260,5--3262,6m, elle atteint une valeur de 660md, au dessous de cette intervalle la perméabilité est médiocre, à l'exception de quelques pics qui sont probablement liés à des fractures. (Fig. 33.B)

L'évolution verticale de la saturation en gaz au niveau de ce puits présente deux intervalles principaux, où elle se concentre le maximum de saturation, le premier 3255--3262m, et le deuxième entre 3277--3282m, de part et d'autre de ces intervalles elle devient négligeable ou presque nulle. (Fig. 33.C)

#### **c. Puits TOU-9**

D'après ce profil on remarque que ce puits est moyennement poreux, il est caractérisé par une alternance des valeurs de porosité, dont la plus élevée se situe dans la partie supérieure du diagramme, où elle atteint des valeurs de 18% entre 3199 et 3202m de profondeur. (Fig. 34.A)

Selon le diagramme d'évolution verticale de la perméabilité, on remarque qu'elle présente de bonnes valeurs au sommet du réservoir et des valeurs excellentes au centre, où elle peut atteindre 6600md, de part et d'autre elle devient presque nulle à l'exception de quelques pics qu'on peut les expliquer par une fracturation. (Fig. 34.B).

L'examen du diagramme d'évolution verticale de la saturation dans ce puits présente globalement une bonne saturation, à part quelques bancs, où elle devient négligeable. (Fig. 34.C)

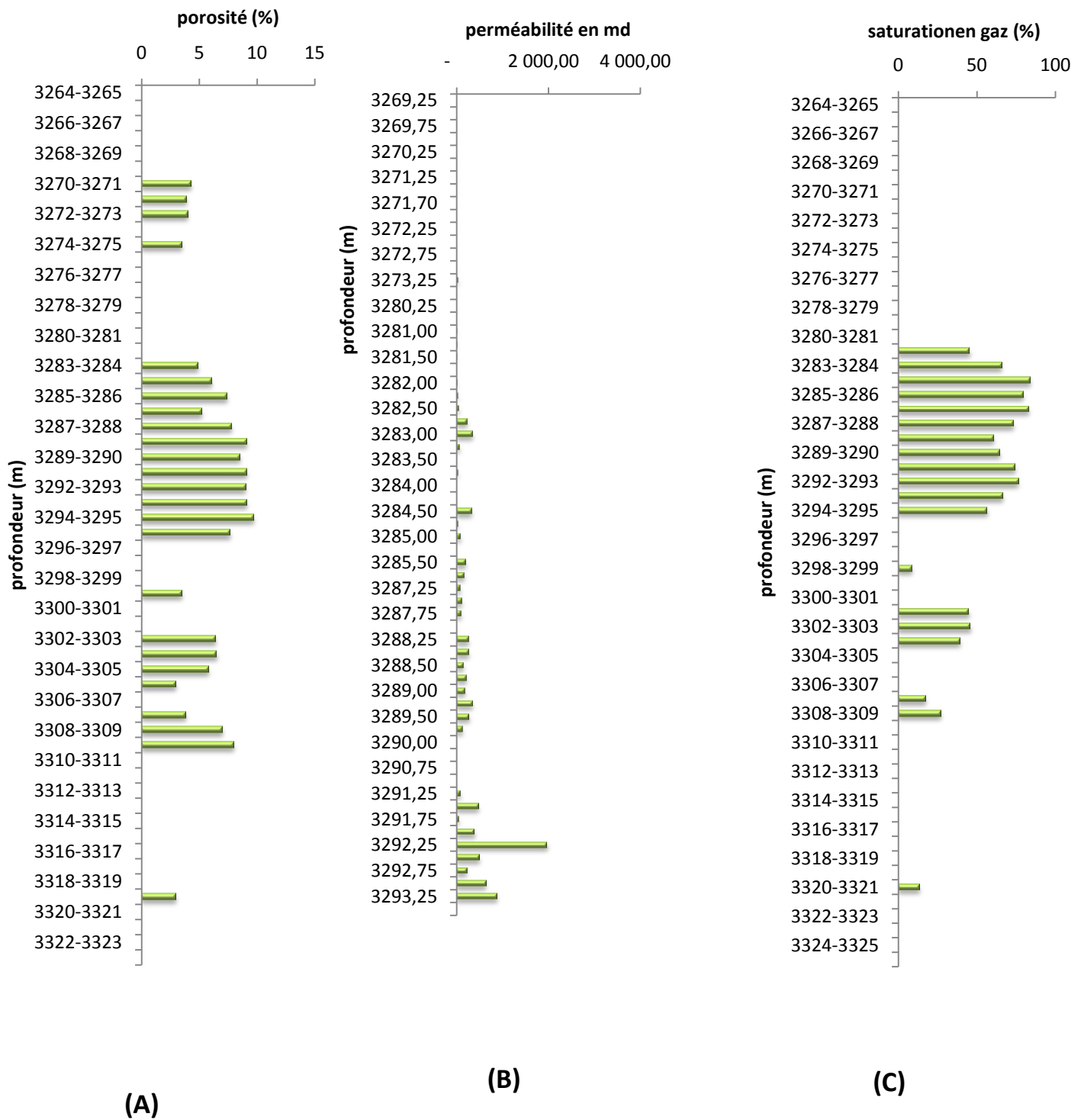
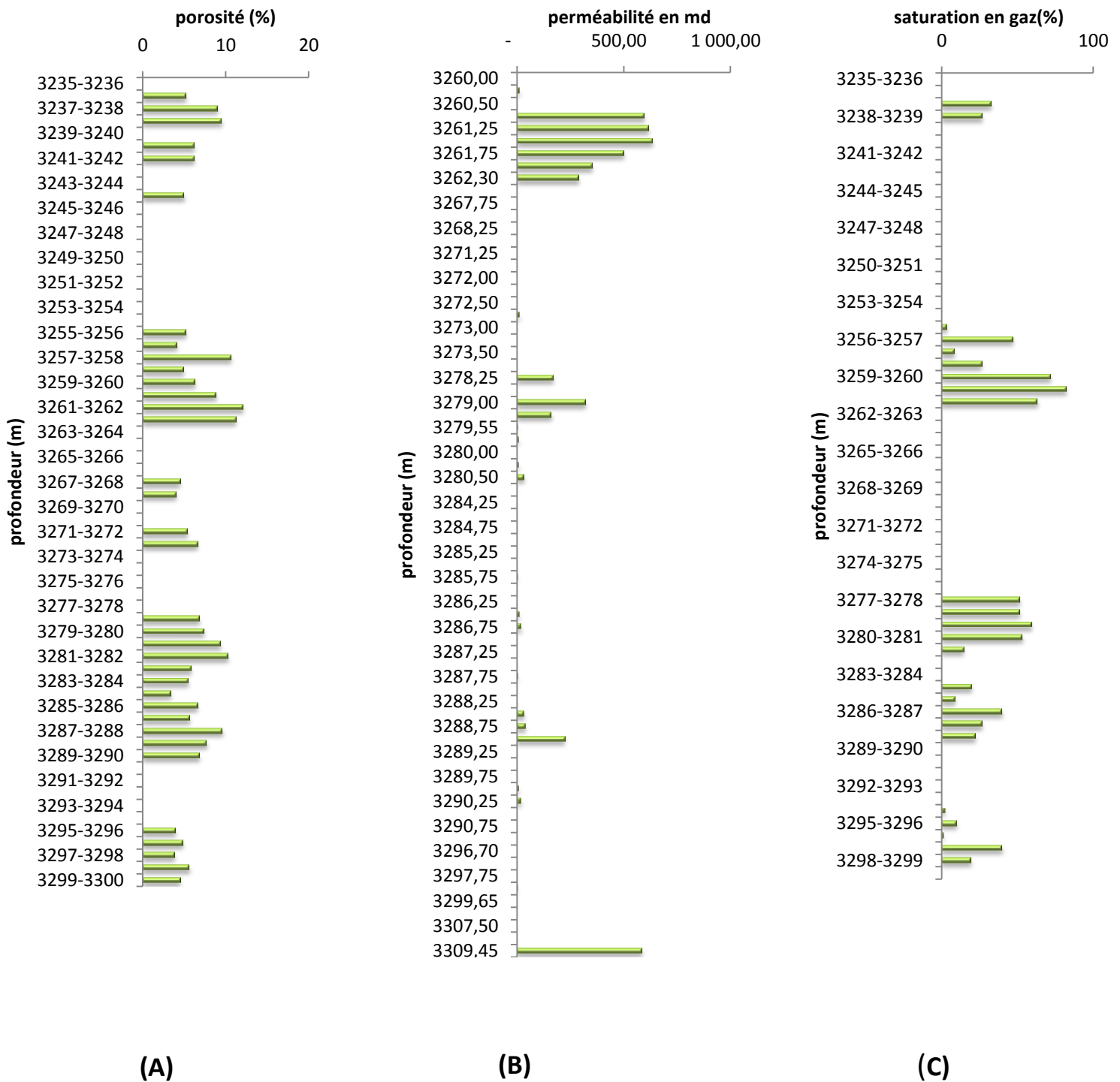


Fig.32(A.B.C) :Evolution verticale des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI au niveau du puits TOU-5.



**Fig33(A.B.C)** :Evolution verticale des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI au niveau du puits TOU-6.

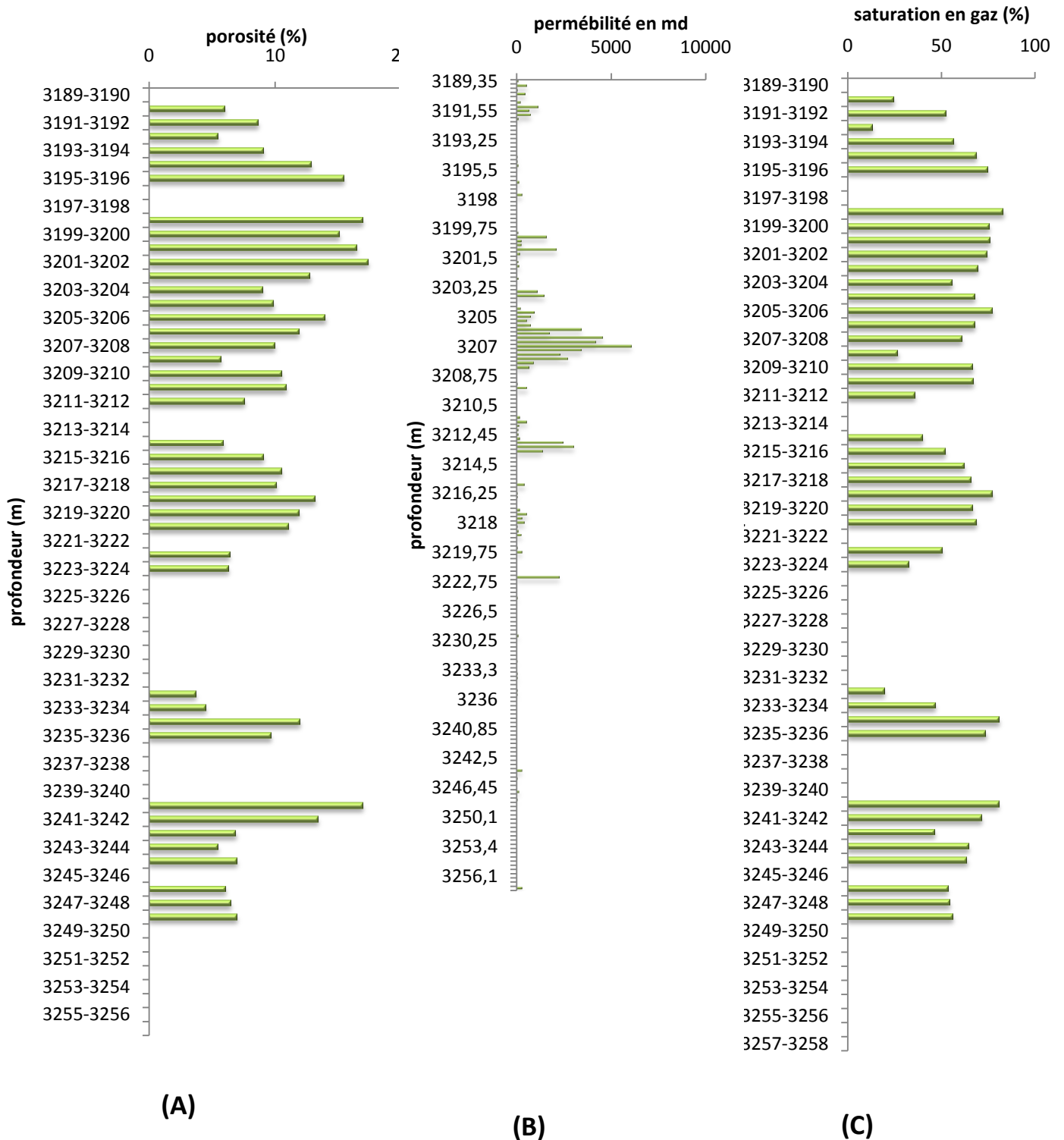


Fig34(A.B.C) :Evolution verticale des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI au niveau du puits TOU-9.

# **Chapitre IV**

## **Evaluation des paramètres pétrophysiques**



### *Conclusion générale*

Dans le cadre de ce travail relatif à l'étude du réservoir TAGI on a pu déduire ce qui suit :

1. Le Trias Argilo-Gréseux présente toutes les caractéristiques d'une série fluviatile avec des apports réduits qui correspond à une période finale de remplissage sur une zone relativement haute du paléozoïque.

2. Les cartes traduisent la variation des différents paramètres pétrophysiques montrant que les valeurs de ces derniers augmentent dans la partie Sud-Ouest. L'augmentation de ces paramètres est due probablement soit à la fissuration causée par les accidents qui ont affecté le réservoir, soit au changement de facies ou à la nature lithologique du réservoir, qui est argilo-gréseux.

3. La porosité atteint des valeurs de 28%, et elle est de type primaire et secondaire, ce qui explique les grandes valeurs qu'elle présente.

4. A un certain niveau du réservoir TAGI la perméabilité atteint des valeurs de 6600md montrant qu'elle peut être liée à des fissurations.

5. La saturation en gaz du réservoir TAGI dans le champ est bonne.

6. Les corrélations diagraphiques faites ont permis de mettre en évidence l'extension du réservoir TAGI ainsi que la variation de son épaisseur à travers notre zone d'étude.

## RECOMMANDATIONS

En guise de ce travail nous recommandons :

1. Une étude pétrographique très poussée pour mieux caractériser le réservoir TAGI.
2. Une étude générale du compartiment Ouest au-delà de la faille.

# **Conclusion générale**

# *bibliographie*

- **BOUDJEMAA, A., 1987**, Evolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara Nord oriental, Th Doc. Es – Science, Univ– ORSAY, Paris.
- **GIBLING, M.R ET BIRD, D.J., 1994**, Late carboniferous cyclothems on alluvial paleovalleys in the Sydney basin, Amérique.
- **MIALL, A.D., 1996**, The geology of fluvial deposits.
- **Perrodon, A., 1985**, Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures, Masson, Paris.
- **SERRA O, 1979, diagraphie différées, Tome 1**, interprétation des données diagraphiques, Centre de recherche S.N.E.A.P, Pau, France.
- **SERRA O, 1985, Diagraphie différées, Tome 2**, acquisition des données diagraphiques, Centre de recherche S.N.E.A.P, Pau, France.
- **Schlumberger, 1993**, séminaire d'interprétation des diagraphies différées, Hassi Messaoud, Algérie.
- **SHANLEY ET McCABE, (1994)**; Perspectives on the sequence stratigraphy of continental strata, Amérique.
- **SONATRACH-DIVISION EXPLOITATION, 1999**, Etude sédimentologique du Trias argilo-gréseux inferieur dans la région de GASSI TOUIL, GASSI TOUIL.
- **SONATRACH-DIVISION EXPLOITATION**, Rapports d'implantation et de fin de sondage des puits de Toual, Gassi Touil.
- **WHEELER., 1964**, Time stratigraphy, Amérique.
- **WRIGHT, V.P ET MARIOTT, S.B., 1994**, the sequence stratigraphy of fluvial dipositionel: the role of floodplain sediment storage, Sediment Geol 86.

## المخلص

يقع حقل طوال في الجزء الشمالي من محافظة الترياسي، وقيل انه أثبت قدرا كبيرا من الغاز المكثف والنفط في الخزان الترياسي ( الترياسي للحجر الرملي الطيني العلوي ، الترياسي للحجر الرملي الطيني السفلي ) والحجر الرملي كلاي-السلوري(F6) ، وفي إطار هذا العمل المتعلق دراسة الخزان الترياسي للحجر الرملي الطيني السفلي، وانطلاقا منها نستطيع ان نستنتج الحجر الرملي الترياسي الطيني لديه كل الخصائص من سلسلة النهرية، و الخرائط تعكس مختلف الإعدادات البتروكيميائية والتي تظهر أن هذه القيم تتزايد في الجزء الجنوبي الغربي، وان المسامية تصل الى القيمة 28% ، وهذا هو النوع الأساسي والثانوي، وفي مستوى واحد من خزان الترياسي للحجر الرملي الطيني السفلي وصلت النفاذية الى القيمة 6600 md، مع تشبع جيد للغاز، والارتباطات المصنوعة تسمح بتسليط الضوء على تمديد خزان الترياسي للحجر الرملي الطيني السفلي.

### كلمات المفتاح

الطوال مسامية.نفاذية.الترياسي.التسجيل.السلوري

## Résumé

Le champ de Toul est situé dans la partie Nord de la province triasique, il a prouvé une importante quantité de gaz à condensât et d'huile dans les réservoirs du Trias(TAGS ,TAGI) et du Silurien Argilo-gréseux(F6), Dans le cadre de ce travail relatif à l'étude du réservoir TAGI on a pu déduire Le Trias Argilo-Gréseux présente toutes les caractéristiques d'une série fluviale, les cartes traduisent la variation des différents paramètres pétrophysiques montrant que les valeurs de ces derniers augmentent dans la partie Sud-Ouest, La porosité atteint des valeurs de 28%, et elle est de type primaire et secondaire, A un certain niveau du réservoir TAGI la perméabilité atteint des valeurs de 6600md, avec un bon saturé de gaz, Les corrélations diagraphiques faites ont permis de mettre en évidence l'extension du réservoir TAGI.

### Mots Clés

Toul, .porosité.perméabilité.triasique.diagraphiques.silurien.

## Abstract

The field toul is located in the north of the province triasique , he proved an important amount of gas condensate and oil in tanks of the Triassic (TAGS,TAGI) and Silurian clay sandstone(F6), as part of this work on the study of the reservoir TAGI was able to deduct the Triassic clay sandstone present all the characteristics of a series fluvial, cards reflect changes in different parameters petrophysical showing that the values of these increase in the south –west , porosity reached values 28%, and is taype primary and secondary ,A a certain level of the reservoir TAGI permeability reached values 6600md , with a good saturated gas , correlations logging made allowed to highlight the extension of tank TAGI.

### Keywords

.porosity.perméability.triassic.logging.silurian