

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

**Mémoire de Fin d'Etudes**

**En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER 2**

Présenté par :

**ARAB SAMI**

**MESSAOUI ZAKI**

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

**Thème :**

---

**« Caractérisation et Evaluation du potentiel pétrolier du réservoir  
Triasique Argileux Gréseux Inférieur (TAGI) du Champ  
Toual, bassin de Berkine ».**

---

Devant le jury :

**Président : Mr. Chaouchi .R PROF**

**Examineur : Mme. kecir.A MCA**

**Examineur : Mme. Deridj.A MCB**

**Rapporteur : Mr. Saadaoui .M MCA**

**SUIVIT PAR : Benayad Soumya MCB**

**Année Universitaire : 2016/2017**

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

Département : Gisements Miniers et Pétroliers

Filière : Hydrocarbures

Option :Géologie Pétrolière

**Mémoire de Fin d'Etudes**

**En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER**

***Thème***

**Caractérisation et modélisation du réservoir Ordovicien  
(Unité IV-3) dans la région d'Ohanet, Bassin d'Illizi**

**Présenté par :**  
**TAZIR Houssem**  
**BOUSKIA Islam**

**Avis favorable de l'encadreur :**  
**Benayad Soumya**

**Avis favorable du Président du jury**

## *Dédicaces*

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A tous mes frères.*

*A toute ma famille.*

*A tous mes amis.*

*A mon binôme Sami.*

*A Tous ceux que j'aime et je respecte*

**MESSAOUI**

**ZAKI**

## *Dédicaces*

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*A tous mes frères.*

*A ma sœur.*

*A toute ma famille.*

*A tous mes amis.*

*A mon binôme ZAKI.*

*A Tous ceux que j'aime et je respecte*

**ARAB**

**SAMI**

# Sommaire

---

## Sommaire

### Introduction Générale

#### Chapitre I : Introduction Générale

<i>I.1. GENERALITE SUR LE BASSIN DE BERKINE</i> .....	1
<i>I.1.1. Historique de l'exploration dans le bassin de Berkine</i> .....	1
<i>I.1.2. Situation géologique et géographique du Bassin de Berkine</i> .....	2
<i>I.1.3. Cadre stratigraphique</i> .....	3
<i>I. 1.4. Principes éléments structuraux du bassin de Berkine</i> .....	5
<i>I.1.4.1. Les directions tectoniques</i> .....	5
<i>I.1.5. Système pétrolier</i> .....	7
<i>I.1.5.1. Les roches mères</i> .....	7
<i>I.1.5.2. Les roches réservoirs</i> .....	9
<i>I.1.5.2.1. Les réservoirs du paléozoïque</i> .....	9
<i>I.1.5.2.2. Les réservoirs Mésozoïques</i> .....	10
<i>I.1.5.3. Les roches couvertures</i> .....	11
<i>I.1.5.4. Les pièges</i> .....	11
<i>I.1.6. PRESENTATION DU CHAMP TOUAL</i> .....	13
<i>I.1.6.1. Historique de l'exploration du champ Toual</i> .....	13
<i>I.1.6.2. Contexte géologique et géographique du champ Taoul</i> .....	14
<i>I.1.6.3. Présentation de réservoir TAGI dont le champ Taoul</i> .....	17
<i>I.1.6.4. Aspect structural</i> .....	18

*Chapitre II : APPROCHE SEDIMENTOLOGIQUE*

<i>II-1. Introduction</i>	.....
<i>II-2. Méthodologie</i>	.....
<i>II-3. Sédimentologie du Trias</i>	.....
<i>II-4. Application de la stratigraphie séquentielle dans la région d'étude</i>	.....
<i>II-4.1. Etude lithologique des carottes</i>	.....
<i>II-4.1.1. Description des carottes du réservoir TAGI de la structure de Toual</i>	.....
<i>II-4.1.2. Découpage séquentiel</i>	.....
<i>II-4.1.2.1. Le cortège de bas niveau marin (Low stand system tract ; LST)</i>	.....
<i>II-4.1.2.2. L'intervalle transgressif (Transgressive System Tract ; TST)</i>	.....
<i>II-4.1.2.3. Le cortège de haut niveau marin (High stand System tract ; HST)</i>	.....
<i>II-5. Interprétation des corrélations à travers les puits</i>	.....
<i>II-5.1. Corrélation Est–Ouest</i>	.....
<i>II-5.2. Corrélation de Nord-Est en Sud-Ouest</i>	.....
<i>II-5.3. Corrélation Nord – Sud</i>	.....
<i>II-6. Conclusion</i>	.....

*Chapitre III : Caractérisation pétrophysique du réservoir TAGI*

<i>III.1-Introduction</i>	.....
<i>III.2-Méthodologie</i>	.....
<i>III.2. 2- Formules utilisés</i>	.....
<i>III.2.3- Résultats des diagraphies du réservoir TAGI</i>	.....
<i>III.2.4- Calcul de moyenne de la porosité</i>	.....
<i>III.2.5- Calcul de la moyenne de la perméabilité</i>	.....
<i>III.2.6- Etude statistique des paramètres géologiques</i>	.....
<i>III.3- Rappels</i>	.....
<i>III.3.1- Définition de diagraphie</i>	.....
<i>III.3.2- But de diagraphie</i>	.....

---

## *Sommaire*

---

<i>III.3.3-Définition de la porosité .....</i>	
<i>III.2.1.1. La porosité (<math>\Phi</math>) .....</i>	
<i>III.3.4. Définition de la perméabilité .....</i>	
<i>III.3.4.1. La perméabilité (<math>K</math>) .....</i>	
<i>III.3.4.2. Echelle quantitative de la perméabilité .....</i>	
<i>III.3.4.3. Types de perméabilités .....</i>	
<i>III.3.5. Définition de la saturation .....</i>	
<i>III.3.5.1. La saturation en eau .....</i>	
<i>III.3.5.2. La saturation en gaz .....</i>	
<i>III.4. Etude statistique des paramètres géologiques du réservoir TAGI .....</i>	
<i>III.4.1. Histogrammes de la porosité et de la perméabilité du réservoir TAGI..1</i>	
<i>III.4.2. L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité du réservoir TAGI .....</i>	
<i>III.4.3. La corrélation entre la porosité et la perméabilité.....</i>	
<i>III.5. Interprétation des cartes en iso-valeurs du réservoir TAGI .....</i>	
<i>III.5.1. Interprétation des paramètres géologiques.....</i>	
<i>III.5.1.1. La carte en isopaque du réservoir TAGI .....</i>	
<i>III.5.1.2- La carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI .....</i>	
<i>III.5.2 Interprétation des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI ...</i>	
<i>III.5.2.1 La carte en iso-porosité .....</i>	
<i>III.5.2.2 La carte en iso-perméabilité .....</i>	
<i>III.5.2.3- La carte en iso-saturation .....</i>	
<i>III.6- Interprétation des résultats diagraphiques du réservoir TAGI .....</i>	
<i>III.7-CONCLUSION.....</i>	

## Sommaire

---

### Chapitre IV : Estimation des réserves

IV.1. Introduction.....	
IV.2. Les différentes Classifications de quantités en place.....	
IV.2.1. L'huile ou gaz en place prouvée.....	
IV.2.2. L'huile ou gaz en place probable.....	
IV.2.3. L'huile ou gaz en place possible.....	
IV.3. Classification du réservoir « TAGI » de Toual.....	
IV.4. Méthode d'évaluation des réserves.....	
IV.4.1. Détermination des différents paramètres.....	
IV.4.1.1. Délimitation du gisement.....	
IV.4.1.2. Calcul de la surface de la zone à gaz.....	
IV.4.1.3. Evaluation de la porosité moyenne utile.....	
IV.4.1.4. Evaluation de la saturation en eau du gisement.....	
IV.4.1.5. Evaluation de l'épaisseur utile.....	
IV.4.1.6. Facteur volumétrique.....	
IV.4.2. Calcul des réserves de gaz en place.....	
IV.5. Conclusion.....	
Conclusion Générale	
Bibliographie	
Annexe	

**Listes des figures :**

Figure. (I -1) : Situation géologique et géographique du Bassin de Berkine.....	02
Figure. (I-2) : Colonne stratigraphique type du bassin de Berkine (Wec 2007).....	04
Figure. (I-3) : Les éléments tectoniques dans le bassin de BERKINE. WEC (2007).....	06
Figure. (I- 4) : Carte de maturation de la roche mère silurienne (document SONATRACH)..	08
Figure. (I-5) : Colonne stratigraphique type du bassin de Berkine (document SONATRACH).....	12
Figure. (I- 6) : Piège et migration dans le bassin Berkine (document SONATRACH).....	13
Figure. (I- 7) : Carte de la position des puits dans la région d'étude.....	15
Figure (I-8) : Localisation du champ de Toual.....	17
Figure (I-9) colonne stratigraphique du TAGI (Groupement Berkine, 2001).....	18
Figure. (I-10) : Carte en isobathes au toit du TAGI (document SONATRACH 2006).....	20
Figure. (II.1) : Contexte stratigraphique du Trias (D'après REPSOL 2002).....	22
Figure (II.2) : Notion du niveau de base (WRIGHT, V.P ET MARIOTT, S.B., 1994).....	23
Figure (II. 3) : Composite séquence modèle de fusion de la notion de Wright et Mariott (1993), Shanley et McCabe (1994), Gibbling et Bird (1994).....	24
Figure (II.4) : Carotte dans le réservoir Trias Argileux Gréseux Inferieur du puits TOU-4 (Document SONATRACH, 2009).....	26
Figure (II.5) : Carotte dans le réservoir Trias Argileux Gréseux Inferieur du puits TOU-4 (Document SONATRACH, 2009).....	27
Figure II.6) : Log du réservoir Triasique Argilo-Gréseux Inférieur.....	32
Figure (II.7) : La corrélation Est – Ouest entre les puits (TOU-5, TOU-7 etTOU-18).....	34
Figure (II.8) : La corrélation NE – SO entre les puits (TOU-9, TOU-15, TOU-18 et TOU- 6).....	35

## Liste des figures / les tableaux

---

Figure (II.9) : La corrélation N – S entre les puits (TOU-4, TOU-14, TOU-15, TOU-9, TOU-18, TOU-7, TOU-5 et TOU-6).....	36 et 37
Figure (III.1) : Chargement des données par Tech-log.....	39
Figure (III.2) Histogrammes de la porosité du puits Tou-6.....	49
Figure (III.3) Histogrammes de la perméabilité du puits Tou-6.....	50
Figure (III.4) Histogrammes de la porosité du puits Tou-7.....	50
Figure (III.5) Histogrammes de la perméabilité du puits Tou-7.....	51
Figure (III.6) Histogrammes de la porosité du puits Tou-9.....	51
Figure (III.7) Histogrammes de la perméabilité. PUIT Tou-9.....	52
Figure(III.8) L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits Tou-6.....	53
Figure (III.9) L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits Tou-7.....	54
Figure (III.10) L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits Tou-9.....	55
Figure (III.11) La corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits Tou-6.....	56
Figure (III.12) Corrélation entre la porosité et la perméabilité du Puits Tou-7.....	57
Figure (III.13) La corrélation entre la porosité et la perméabilité du Puits Tou-7.....	57
Figure III.14) La carte en isopaque du réservoir TAGI.....	58
Figure (III.15) La carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI.....	59
Figure (III.16) La carte en iso-porosité du réservoir TAGI.....	60
Figure (III.17) La carte en iso-perméabilité du réservoir TAGI.....	61
Figure (III.18) La carte en iso-saturation du réservoir TAGI.....	62
Figure (III.19) : Diagraphies interprétées au niveau du puits Tou-9 dans le réservoir TAGI...63	
Figure (III.20) : Diagraphies interprétées au niveau du puits Tou-15 dans le réservoir TAGI.64	

## Liste des figures / les tableaux

---

Figure (III.21) : Diagraphies interprétées au niveau du puit Tou-18 dans le réservoir TAGI.....	65
Figure (IV.1) : Fonctionnement de la simulation de Monté Carlo.....	70
Figure (IV.2) : Carte en isobathes au toit du réservoir TAGI du champ de Toul.....	71
Figure (IV.3) : Graphe représentant les lois de distribution de porosités.....	72
Figure (IV.4) : Graphe représentant les lois de distribution de la saturation en eau.....	73

### Liste des tableaux

Tableau (I.1) : Puits de Toul avec coordonnées et formation de complétion.....	14
Tableau (III.1) : Résumé les principaux résultats des diagraphies du puits Tou-9.....	41
Tableau (III.2) : Résumé les principaux résultats des diagraphies du puits Tou-15.....	41
Tableau (III.3) : Résumé les principaux résultats des diagraphies du puits Tou-18.....	42
Tableau (III.4) : Les principaux résultats des diagraphies du réservoir TAGI.....	43
Tableau (IV.1) : Evaluation de l'épaisseur utile.....	74
Tableau (IV.2) : Résultats de Calcul des réserves de gaz en place.....	75

### **INTRODUCTION GÉNÉRALE :**

Le champ de Toulal découvert en 1958, couvre une surface de 80 km<sup>2</sup> avec une pression est égale 371,2 bar, il est situé dans la partie Nord de la province triasique contient une importante quantité de gaz à condensât et d'huile et produit essentiellement des réservoirs du Trias (TAGS, TAGI) et du Silurien Argilo-gréseux (F6).

Un totale de (27) puits sont forés dans ce champ dont trois (TOU-5, TOU-6, TOU7) ont traversés le trias argileux gréseux inferieur (TAGI) qui est l'objet de notre étude, ces puits produisent essentiellement du gaz à condensat. Certains puits sont fermés pour des raisons de colmatage des perforations issues par les dépôts de sel, et le lever du niveau de contact eau-huile, pour cela il est impératif de relancer la production dans le réservoir TAGI.

Pour cela, et dans le cadre de coopération entre la faculté des hydrocarbures et de la chimie et Sonatrach, nous avons été affectés à la Division de Production (Gassi Touil) où on nous a proposé un sujet ayant pour thème : « Caractérisation et Evaluation du Potentiel Pétrolier du Réservoir Triasique Argileux Gréseux Inférieur TAGI dans le Champ Toulal, Bassin de Berkine ».

Notre étude s'articule sur les axes suivants :

- Généralité sur le champ et la région étudiée.
- Approche sédimentologique.
- Caractérisations pétrophysiques du réservoir TAGI.
- Estimations des réserves du réservoir TAGI.

Enfin, nous terminerons ce travaille recherche par une conclusion qui résumé les principaux résultats obtenus durant cette étude.

### I .GENERALITES SUR LE BASSIN DE BERKINE :

#### I.1. Historique de l'exploration dans le bassin de Berkine :

Par son importance économique le Silurien est l'un des principaux horizons pétrolifères avec le Siluro-dévonien, le Trias et le Cambro-ordovicien de la plateforme Saharienne, il a fait l'objet de nombreux travaux géologiques des sociétés pétrolières et des géologues universitaires dont une grande partie est consignée dans les rapports internes à SONATRACH.

Parmi les travaux essentiels traitant la géologie du silurien du bassin de Berkine, on peut citer en particulier :

- ❖ D. Massa et G. Ternier 1974 (in Nahale 2008) : Qui ont publié une importante synthèse sur la stratigraphie et la paléontologie du bassin de Berkine.
- ❖ K. Echikh 1975 (in Nahale 2008): Son travail est réalisé sur l'étude de la géologie des provinces pétrolières de l'Algérie c'est un essai sur la délimitation de l'Algérie en provinces et zones pétrolifères pour l'orientation, à l'époque , des travaux d'explorations et de montrer à quels types d'éléments tectoniques sont liées les concentrations régionales des hydrocarbures tout en donnant les caractéristiques géologiques de la province d'Illizi ( et y compris le bassin de Ghadamès), du Sahara Nord oriental et du Sahara occidental.
- ❖ D. Massa et D. Vachard 1979( in Nahale 2008) : Dans leurs étude micropaléontologique des bassins d'Illizi et de Ghadamès, ont défini 13 Biozones depuis le Tournaisien supérieur jusqu'au Moscovien.
- ❖ A. Asses. 1987 (in Nahale 2008) : A établi à partir des diagraphies de forage et de l'analyse séquentielle une subdivision lithostratigraphique de l'ensemble du Sahara oriental y compris le bassin de Berkine.
- ❖ A. Boudjema 1987(in Nahale 2008) : Etudie l'évolution structurale du bassin pétrolier Triasique qui englobe la partie septentrionale du bassin de Berkine en décrivant les différents états de contraintes tectoniques qui sont enregistrés dans la série sédimentaire et qui forment de nombreux pièges structuraux devenant parfois des gisements pétroliers.
- ❖ Dj. Bekkouche 1992(in Nahale 2008) : Sa thèse est consacrée à la lithologie, environnement de dépôt et l'étude des réservoirs gréseux, leur extension et les phénomènes diagénétiques qui influent sur les propriétés des réservoirs.

# Chapitre. I

De 1995 à 2009 de nombreux travaux de sociétés pétrolières et d'universitaires ont contribué à mieux connaître ce bassin.

## I.2-Situation géographique et géologique du Bassin de Berkine :

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type intracratonique (Wec 2007), il est situé dans la partie Nord-Est de la plateforme saharienne, sa superficie globale est de 102395 Km<sup>2</sup>, le bassin est limité :

- Au Nord, par la bordure Sud de la voûte de Dahar.
- A l'Est, par le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE.
- Au Sud, par le môle de d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- Et à l'Ouest, par le môle d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud.

Le bassin de BERKINE se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et RhourdeNouss. Il s'étend sur trois pays, la partie occidentale est située en Algérie, la partie orientale est située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.

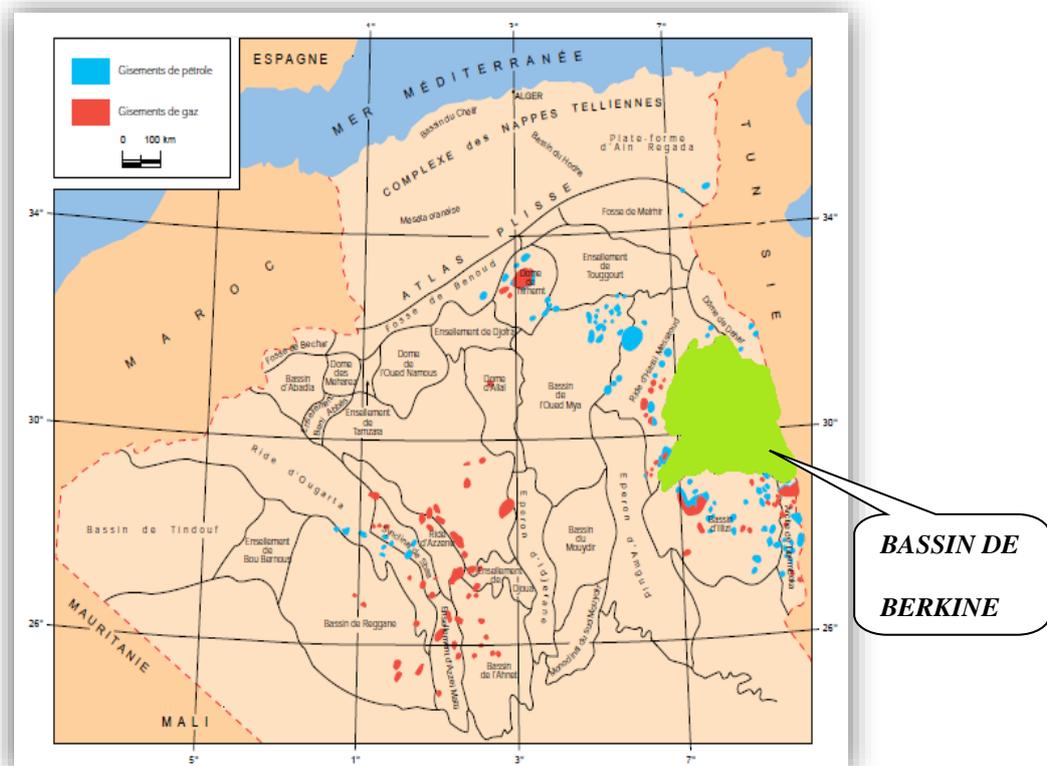


Fig. (I -1) : Situation géographique et géologique du Bassin de Berkine.(Sonatrach wec 2007).

### I.3 Cadre stratigraphique :

L'évolution du remplissage sédimentaire dans le bassin de Berkine comporte deux étapes majeures qui sont :

- La création d'un premier bassin au paléozoïque.
- La surimposition d'un autre bassin au Mésozoïque.

Dans le bassin de Berkine, en dehors de la phase Hercynienne et localement des mouvements intra-Dévonien qui l'ont soulevé, le reste de son histoire géologique est marquée par l'enfouissement continu des séries qui lui confèrent une puissance considérable.

La dépression de Berkine correspond à un bassin intracratonique, elle a enregistré un remplissage sédimentaire d'environ 6000m depuis le Cambrien jusqu'à l'Actuel. La figure (I-2) donne un aperçu de sa stratigraphie générale que nous détaillerons dans la région étudiée c'est-à-dire à GassiTouil.

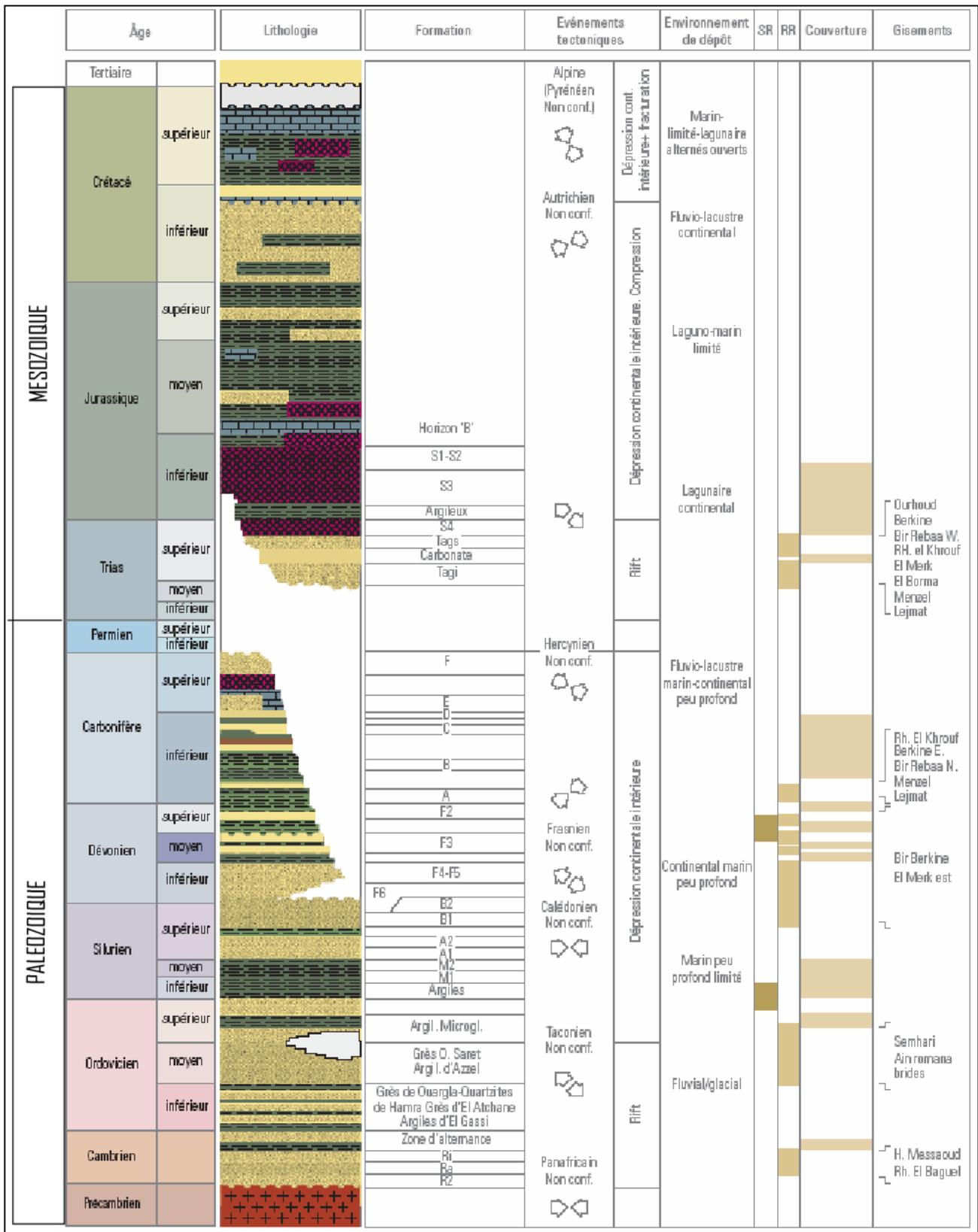


Fig. (I-2) : colonne stratigraphique type du bassin de Berkine (Wec 2007).

### I.4. Principaux éléments structuraux du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est caractérisé par l'opposition très nette entre deux domaines dont le style structural est celui d'une tectonique de socle qui sont :

- ❖ Le domaine Ouest est fortement structuré, où Les accidents présentent des rejets très importants (500m ou plus), et les fermetures verticales des structures peuvent être très gigantesques (900m à RhourdeNouss).
- ❖ Centre du bassin où La structuration est beaucoup plus faible, avec une remontée monoclinale prononcée vers le Sud.

Les structures affectant la couverture sédimentaire sont associées à des failles profondes ; la plupart des structures sont polyphasées.

#### I.4.1. Les directions tectoniques :

- **-La direction subméridienne :**

Elle est surtout sensible au Sud-ouest du bassin dans le prolongement Nord du mole d'Amguid el Biod ; les accidents et les structures associées à cette direction sont de grande ampleur (faille de Ramade, Hassi chergui/Gassi Touil).

- **-La direction Nord-Est :**

Evoluant de N30 à N60 et interférant avec le système d'accidents subméridiens dans l'Ouest du bassin ; ces failles représentent la principale famille d'accidents dans le centre du bassin et le Nord du bassin. Les structures associées à cette orientation peuvent être de grande ampleur à l'Ouest du bassin (Rhourde El Baguel, RhourdeAdra, Brides) ; elles sont de faible dimension dans le centre du bassin (BirRebaa Nord).

Des orientations d'importance secondaire ont également été mises en évidence :

- **-N70 :** Cette direction se ressent particulièrement dans la région de RhourdeNouss. Tel le trend recoupant le périclinal Nord de la structure de Taouil et dans la région de Menzel Ledjmet.
- **-La direction subéquatoriale :**

Sensible au Sud-Est sur la mole d'Ahara, et à l'Ouest sur le trend de Tartrat.

- **-La direction N150 :** Est observable dans le secteur Nord-est du bassin au niveau des trends de Keskassa, BirRebaa, Zemlet El Arbi et BirBerkine Nord-Rhourde Naga

Tous les accidents décrits ci-dessus affectent le bassin de Berkine ont pour conséquences

Lacération de dépression au SW et des hauts fonds au NE qui va influencer sur la sédimentation.

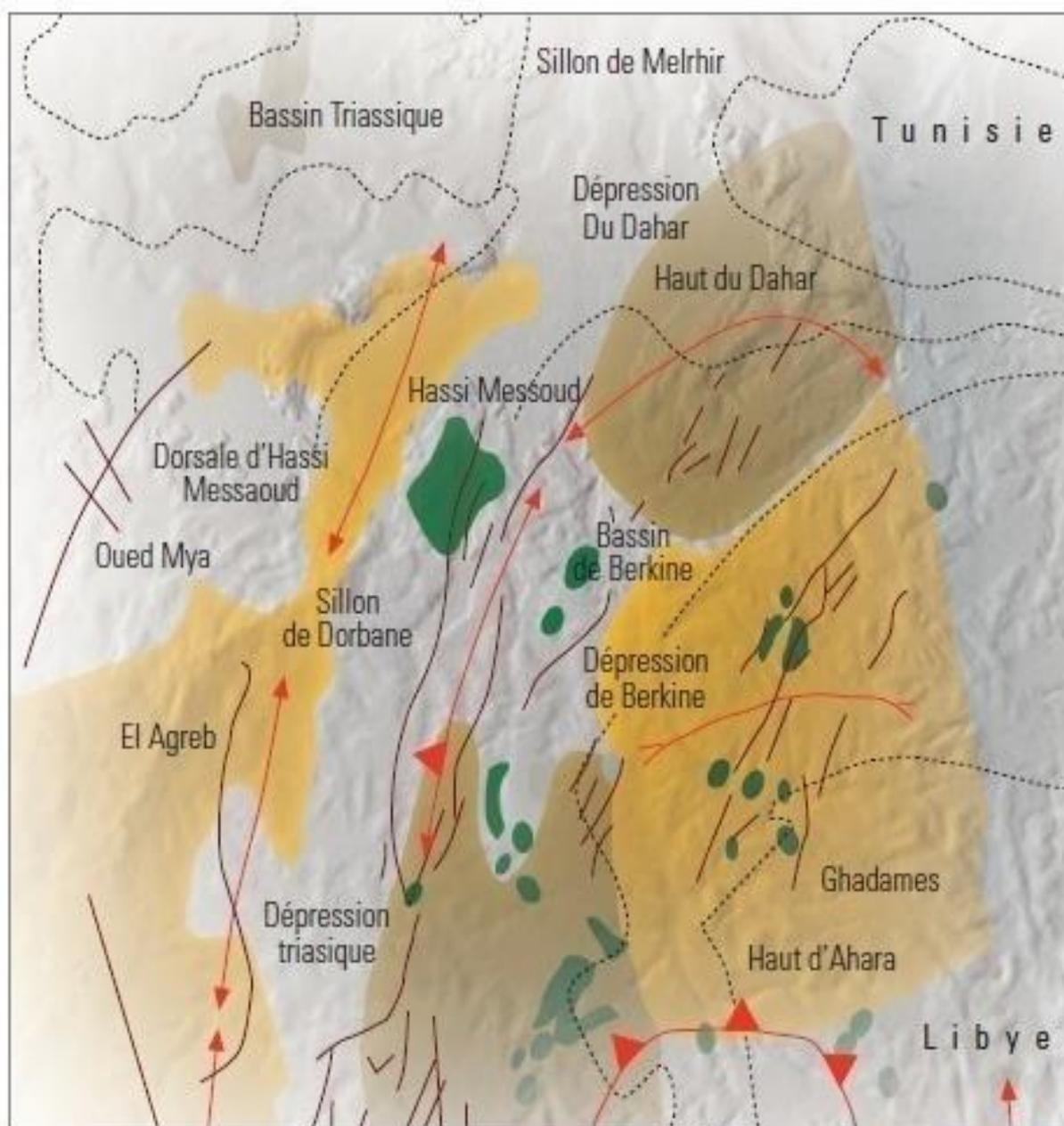


Fig. (I-3) : Les éléments tectoniques dans le bassin de BERKINE. WEC (2007).

### I.5. Système pétrolier :

#### I.5.1. Les roches mères :

Dans le bassin de BERKINE, existe des roches mères principales et d'autres secondaires on cite :

##### I.5.1.1. Les roches mères principales :

- **La roche mère Silurienne :**

Le Silurien argileux est présent sur la quasi-totalité du bassin sauf en bordure Ouest et au Nord ou il a été érodé durant la phase hercynienne ; son épaisseur varie de 300 à 400 m dans la partie centrale. La zone la plus subsidante se trouve sur l'axe de Hassi Chergui-Brides.

Le Silurien argileux est subdivisé en deux parties :

- **Une partie basale :**

Marquée par un pic radioactif, son épaisseur moyenne varie de 10 à 20 m d'argiles noires à Graptolites riche en matière organique.

- **Une partie supérieure :** Moins radioactive.

- **La roche mère Dévonienne :**

Localisée dans le Dévonien supérieur ; elle est subdivisée en deux zones :

- **La zone inférieure radioactive au Frasnien :**

Présente les meilleures Potentiels avec une épaisseur variant de 150 à 300 m.

- **Une zone supérieure du Frasnien-Famenien :**

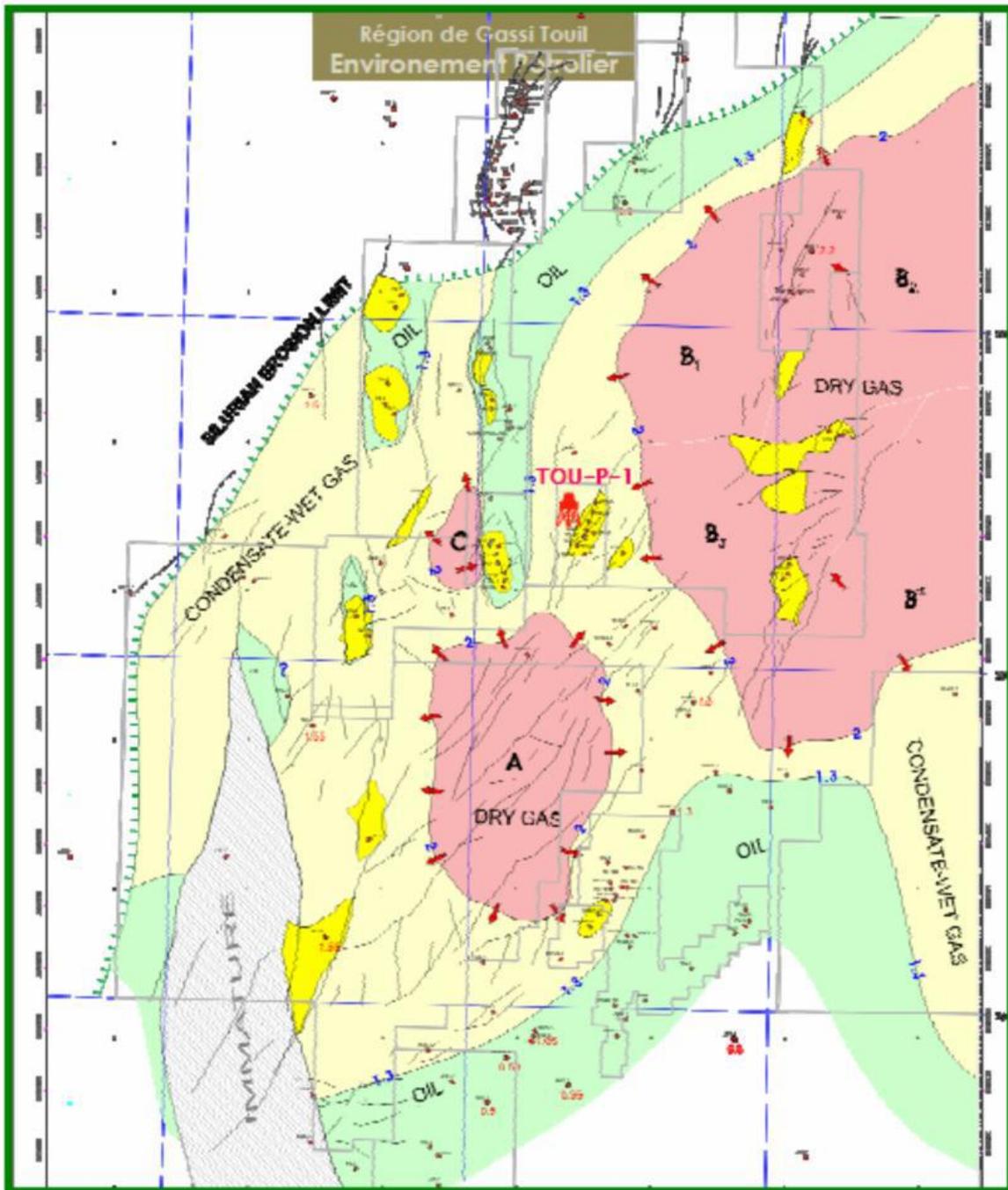
Avec une épaisseur qui varie de 50 à 500m.

- **Les autres roches mères :**

- **La roche mère Ordovicienne :**

Localisée dans les argiles micro conglomératiques de l'Ordovicien supérieur ; la matière organique est de type II.

- **La roche mère Carbonifère :** Les analyses géochimiques montrent que des niveaux argileux présentent de bons potentiels pétrologènes ; la matière organique est de type III favorable à la génération du gaz.



legende:

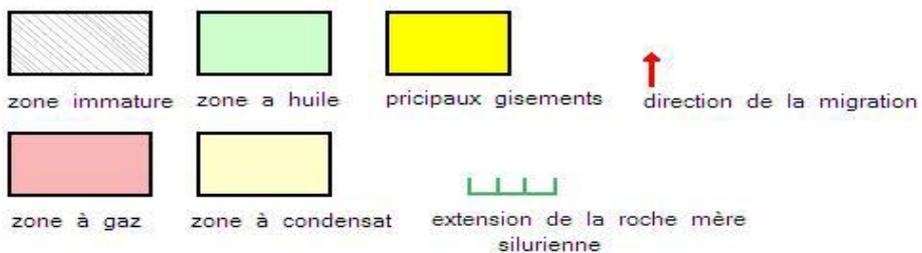


Fig. (I- 4) : Carte de maturation de la roche mère silurienne (document SONATRACH).

### I.5.2. Les roches réservoirs :

Principalement il y'a les formations gréseuses du paléozoïque et du Trias argilo gréseux.

#### I.5.2.1. Les réservoirs du paléozoïque :

➤ **Le réservoir Cambrien :**

Il a été atteint sur la bordure Nord et Sud - Ouest du bassin ou sa profondeur est faible ; son épaisseur varie de 500 à 600 m où on a une réduction sur lemole de Dahar ainsi que vers la partie Sud-ouest du bassin en raison de son érosion partielle. Le Cambrien produit avec une porosité variant de 4 à 11 % . .

Ce réservoir est formé par le niveau Ri, Ra où la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi de l'Ordovicien.

➤ **Le réservoir Ordovicien (Quartzite de Hamra) :**

C'est dans la partie Sud-est de la province que les quartzites de Hamra ont révélées leur importance. Leur épaisseur maximale est de 325m, situé sur l'axe GassiTouil-Nezla. Dans la région de Nezla la porosité varie de 5 à 10 %. Les principaux résultats de ce réservoir sont :

-Huile et gaz à Nezla.

-Gaz à condensat à Nezla Nord.

➤ **Le réservoir Silurien argilo-gréseux :**

(unités M, A et B) : Cette formation correspond à la partie supérieure du Silurien, elle est subdivisée en unités M1, M2, A, B1 et B2 qui constituent la partie inférieure et moyenne du réservoir " F6".On note que cette formation est particulièrement subsidante dans la partie Nord-Est de la province triasique ou elle atteint près de 900 m d'épaisseur dans le sillon de Marafag. Les grés sont fins à moyen avec une porosité variant de 8 à 12 % et une perméabilité de 100 md .

Cette série produit de l'huile et du gaz à condensât à Rhourd Nous et à RhourdAdra ; l'étanchéité de ces réservoirs est formée par les argiles assurant une bonne couverture.

➤ **Les réservoirs du Dévonien inférieur :**

Ils sont constitués par des grés massifs de la base du Gédinnien ainsi que le Siégèzien et l'Emsien ; (alternance de grés et d'argile).

➤ **Les Grés massif Gedinnien ou grés de Tadraat :**

Ils peuvent avoir une épaisseur utile de l'ordre de 300 m ; ils sont présentés dans la partie Sud du bassin où ils ont été épargnés par l'érosion hercynienne ; ces

paramètres pétrophysiques sont assez bons, la porosité varie entre 5 et 7 % alors que la perméabilité atteint les 500 md .

➤ **Le réservoir Siégèzien-Emsien :**

Il est constitué par des alternances d'argiles et de grès fins à moyens ; son épaisseur varie de 30 à 90m ; ces paramètres pétro-physiques sont meilleurs avec une porosité variant de 15 à 20 % et une perméabilité de 100 md. D'importantes accumulations d'huile ont été rencontrées dans ce réservoir à Bir-Berkine (BBK-1) et Bir-Rebaa Nord (BRN).

➤ **Le réservoir Carbonifère :** (grès de Rhourd El Khrouf (RKF))

Il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques, où la porosité varie entre 8 et 17 % ; il produit à Rhourd El Khrouf et Berkine

### I.5.2.2. Les réservoirs Mésozoïques :

Au niveau du Mésozoïque, il y a les réservoirs du Trias qui peuvent être considérés comme potentiels ; Ces réservoirs sont subdivisés en trois :

➤ **Le TAGI :**

Les isopaques du Trias argilo-gréseux inférieur sont présents dans tout le bassin sauf sur la bordure Sud-Ouest où ils présentent une lacune de dépôt, son épaisseur est de 100 m dans la partie centre et Ouest. Au Nord son épaisseur varie de 10 à 200 m avec un développement des roches éruptives dans la partie Nord-Ouest pendant toutes ses qualités réservoirs on aura ainsi une porosité qui varie entre 7 et 26 % et une perméabilité moyenne de 27 à 35 md. De nombreuses découvertes d'huile et de gaz ont été faites dans ce niveau sur des pièges situés sur le trend Nord Est - Sud-Ouest axe El Merk-Rhourd El Khrouf. La couverture est assurée par les argiles du Trias carbonaté ou par le Trias salifère.

➤ **Le TAC :**

D'origine lacustre, il est constitué d'argile brune-rouge dolomitique et siliteuse, passée de dolomie microcristalline et de grès fins siliceux à silico-argileux, il est aussi caractérisé par la présence de roches éruptives dans la région de Nezla . Dans la dépression Sud-Est triasique, le Trias carbonaté est subdivisé de la base au sommet par trois unités :

-Intermédiaire 1

-Argileux moyen.

-Intermédiaire 2.

Les réservoirs du Trias Carbonaté correspondent aux grés de l'unité intermédiaire 1 et 2, séparés par l'argileux moyen, l'étanchéité de ces derniers est assurée par les argiles sus-jacentes.

➤ **Le TAGS :**

Il a une extension limitée à la dépression du Sud -Est triasique ; il est d'origine fluviatile formé de grés blancs, silico-argileux localement anhydritique, fin à moyen, son épaisseur est de 200 m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud- Est triasique, d'autre part d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés à Nezla, Hassi Touareg et Hassi Chergui qui produisent de l'huile et du gaz à condensât. La couverture est assurée par la puissante série évaporitique du Trias.

### 1.5.3. Les roches couvertures :

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intra formation elles. Sur les bordures du bassin, la couverture du réservoir TAGI est formée par des argiles et des évaporites du Trias carbonaté, Trias S4 ainsi que le Lias S3. Les réservoirs F1a / F1b, F2 sont couverts par des argiles sus -jacentes de même âge.

Les passages du TAGI basal avec de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.

Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures.

### 1.5.4. Les pièges :

Sont des pièges liés aux phases compressives hercyniennes et autrichiennes. Les pièges sont de deux types structuraux et stratigraphiques. Les pièges structuraux. Dans les anticlinaux simples l'exemple le plus marquant est la structure de RhourdeElkhrouf (RKF), structures polyphasée non faillée. Les anticlinaux faillés sont des structures contre faillé comme celles d'ourhoud et RhourdeNouss. Les pièges stratigraphiques sont des biseaux sous discordance, contre faillé ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des facies du

# Chapitre. I

Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère). Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie Nord-Ouest du bassin où le Dévonien inférieur est biseauté sous les roches éruptives ou sous le Trias, les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures.

<b>LITHOLOGICAL COLUMN OF GASSI TOUIL</b>								
EON	ERE	PERIODE	AGE	LITHOSIRAT.	LITHOLOGY	Estimated Thickness	LITHOLOGICAL DESCRIPTION	
PHANEROZOIQUE	CENOZOIQUE	QUATERNAIRE	HOLOCENE-MIOCENE	Mio-Pliocene	[Pattern]	305	Sandstone : fine to coarse grained, poorly consolidated, partly calcareous cemented.	
		TERTIAIRE	OLIGOCENE PALEOCENE					
	MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	Carbonate	[Pattern]	259	Interbedded dolomite microcrystalline, with anhydrites	
				Lagunaire	[Pattern]	207		
				Salifere	[Pattern]	137		
				[Pattern]	[Pattern]	87		
			TURONIEN	[Pattern]	[Pattern]	87	Limestones crystaline, some dolomites	
			CENOMANIEN	[Pattern]	[Pattern]	156	Intercalated claystone with anhydrite, salt & limestone	
			ALBIEN	[Pattern]	[Pattern]	139	Int. Claystone, silty, sandstone and some dolomite	
			APTIEN	[Pattern]	[Pattern]	21	Dolomite microcrystalline	
			BARREMIEN	[Pattern]	[Pattern]	251	Sandstone: fine to coarse grained, argillaceous	
			NEOCOMIEN	[Pattern]	[Pattern]	260	Claystone intercalated sandstone, siltstone and some anhydrite	
		JURASSIQUE	MALM	[Pattern]	[Pattern]	182	Intercalated dolomite, anhydrite, sandstone, claystone	
			DOGGER	Argileux	[Pattern]	171	Claystone, dolomite, siltstone	
				Lagunaire	[Pattern]	237	Interbedded Anhydrites, dolomite and Shale	
			LIAS	DOUYTTIQUE SALIFERE	LD1	[Pattern]	3	Limestone and daystone
					LS1	[Pattern]	28	Anhydrite interbedded with salt
					NIVEAU_H LD2	[Pattern]	3	Salts interc. Limestone
					LS2	[Pattern]	37	Salts interc. Anhydrite
					NIVEAU_B LD3	[Pattern]	25	Dolomite interc. Anhydrite
	S1				[Pattern]	124	Claystone, anhydrite, thick salts	
	SALIFERE			S2	[Pattern]	127	Salts interc. anhydrite	
		S3		[Pattern]	121	Thick salts		
		ARGILEUX		[Pattern]	33	Shale : calcareous		
		Argilo-gréseux supérieur		TAGS	[Pattern]	76	Claystones/Siltstones interbedded with fine to medium grained sandstones	
	TAGS_SANDY		[Pattern]	31	Sandstone: fine to coarse grained with minor claystone/siltstone interbeds			
	TRASSIC CARBONATE	Intermédiaire II	[Pattern]	88	Claystone			
		REFERE_DOL	[Pattern]	20	Dolomite interc. Claystone			
		Intermédiaire I	[Pattern]	93	Sandstone, fine grained			
	Argilo-gréseux inférieur (TAGI)	[Pattern]	82	Sandstone: fine to coarse grained, argillaceous, locally conglomeratic				
SILURIEN ARGILEUX SUPERIEUR	SILURIEN ARGILEUX SUPERIEUR	FG-B	[Pattern]	219	Claystone intercalated sandstone			
		FG-A	[Pattern]	180				
		FG-M	[Pattern]	252				
SILURIEN ARGILEUX	ARGILEUX	[Pattern]	485	Claystone, black clays at bottom				
SUPERIEUR	UNITE IV	Dalle de MKratta	[Pattern]	4	Coarse grained sandstone			
		Argiles Micro-conglomeratiques	[Pattern]	57	Microconglomeratic shales, locally pyritic			
	UNITE DE 3	Gres d'Oued Saret	[Pattern]	93	Sandstone: fine to medium grained, calcareous cemented, locally pyritic			
		Argile d'azzel	[Pattern]	50	Claystone			
		Gres d'Ouargla	[Pattern]	105	Sandstones Interbedded with claystones and siltstones			
INFERIEUR	UNITE DE 2	Quartzites de Hamra	[Pattern]	245	Quartzite : fine to medium grained, highly silica cemented, variably fractured			
	UNITE DE 1	Gres d'El Atchane	[Pattern]	>10	Claystone intercalated with siltstone.			
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	[Pattern]	[Pattern]	[Pattern]	[Pattern]	[Pattern]	[Pattern]	

Fig. (I-5) : colonne stratigraphique type du bassin de Berkine (document SONATRACH).

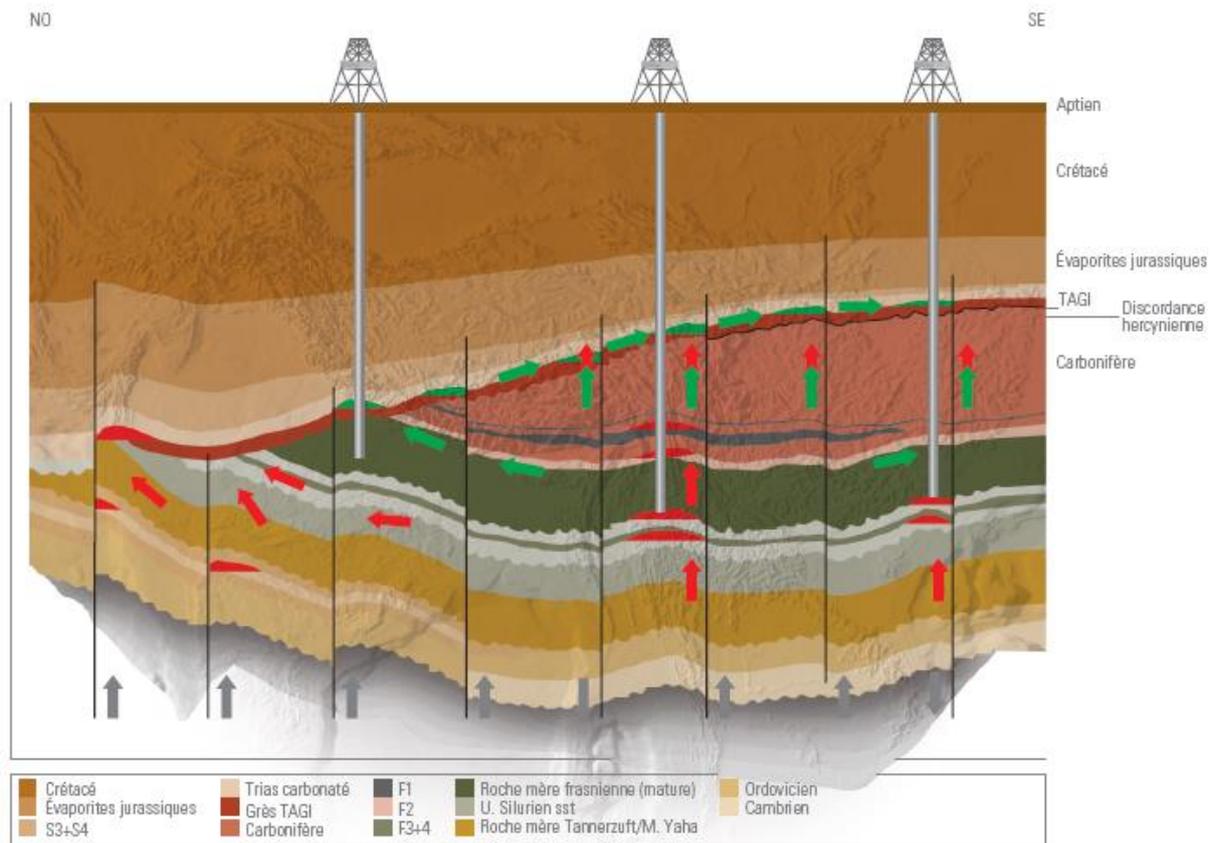


Fig. (I- 6) : Piège et migration dans le bassin Berkine (document SONATRACH).

## I.6. PRESENTATION DU CHAMP TOUAL :

### I.6.1. Historique de l'exploration du champ Toual :

Le champ de Toual reconnué durant l'année 1962 les premiers forages d'explorations (TOU-1, TOU-2), fait partie de La région de GassiTouil située à 150km, au sud-est de Hassi Messaoud (wilaya d'Ouargla) et elle s'étend sur une longueur de 170 km et une largeur de 105 km (Figure I.1). Cette région est à vocation gazière, elle contient dans son sous-sol plus de 160 Bm<sup>3</sup> de gaz réparties sur plusieurs champ et sur plusieurs réservoirs (les réservoirs du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien). La structure de Toual est un anticlinale contre faille de direction Nord Est-Sud-Ouest, où d'importantes réserves de gaz ont été identifiées dans la partie située à l'est de la faille. L'échantillonnage et les tests effectués lors du premier forage d'exploration Toual 1 ont révélé un gaz à condensat avec une pression de rosée égale à 369.7 bar et un réservoir à la pression de rosées et une température de 108 °C .Toual à commencer à produire dès l'année 2000 de ses réservoirs du Trias. Actuellement 20 puits ont été complétés

## Chapitre. I

dans ses différents réservoirs dont 3 puits seulement (TOU5, 6, 7) au niveau Du TAGI.  
(Tableau I.1)

Puits	Coordonnées [UTM]		Formation
	X	Y	
TOU 1	276 550,00	3 341 500,00	abandonné
TOU 2	278 121,89	3 345 806,57	abandonné
TOU 3	278 500,00	3 347 300,00	abandonné
TOU 4	276 540,02	3 338 950,02	TAGS
TOU 8	277 008,16	3 342 760,81	TAGS
TOU 9	275 605,01	3 340 356,04	TAGS
<b>TOU 5</b>	<b>278 059,98</b>	<b>3 342 340,03</b>	<b>TAGI</b>
<b>TOU 6</b>	<b>277 233,60</b>	<b>3 344 198,49</b>	<b>TAGI</b>
<b>TOU 7</b>	<b>276 600,04</b>	<b>3 341 899,83</b>	<b>TAGI</b>
TOUC 1	277 409,99	3 338 007,00	Silurien
TOUN 1	276 384,93	3 344 565,00	Silurien
TOUP2	277 141,51	3 344 993,59	Silurien
TOU W1	274 457,96	3 340 460,06	Silurien
TOU W2	275 203,00	3 342 775,00	Silurien
TOU 13	276 954,00	3 342 971,00	Silurien
TOU 14	275 969,00	3 339 521,00	Silurien
TOU 15	274 794,00	3 339 603,00	Ordovicien
TOU QZH 1	277 475,97	3 345 900,96	Ordovicien
TOUP 1	275 500,00	3 340 789,00	Ordovicien
TOUSW 1	267 730,00	3 337 587,00	Ordovicien

Tableau (I-1) : Puits de Toulal avec coordonnées et formation de complétion.

## I.6.2. Carte de la position des puits dans la région d'étude :

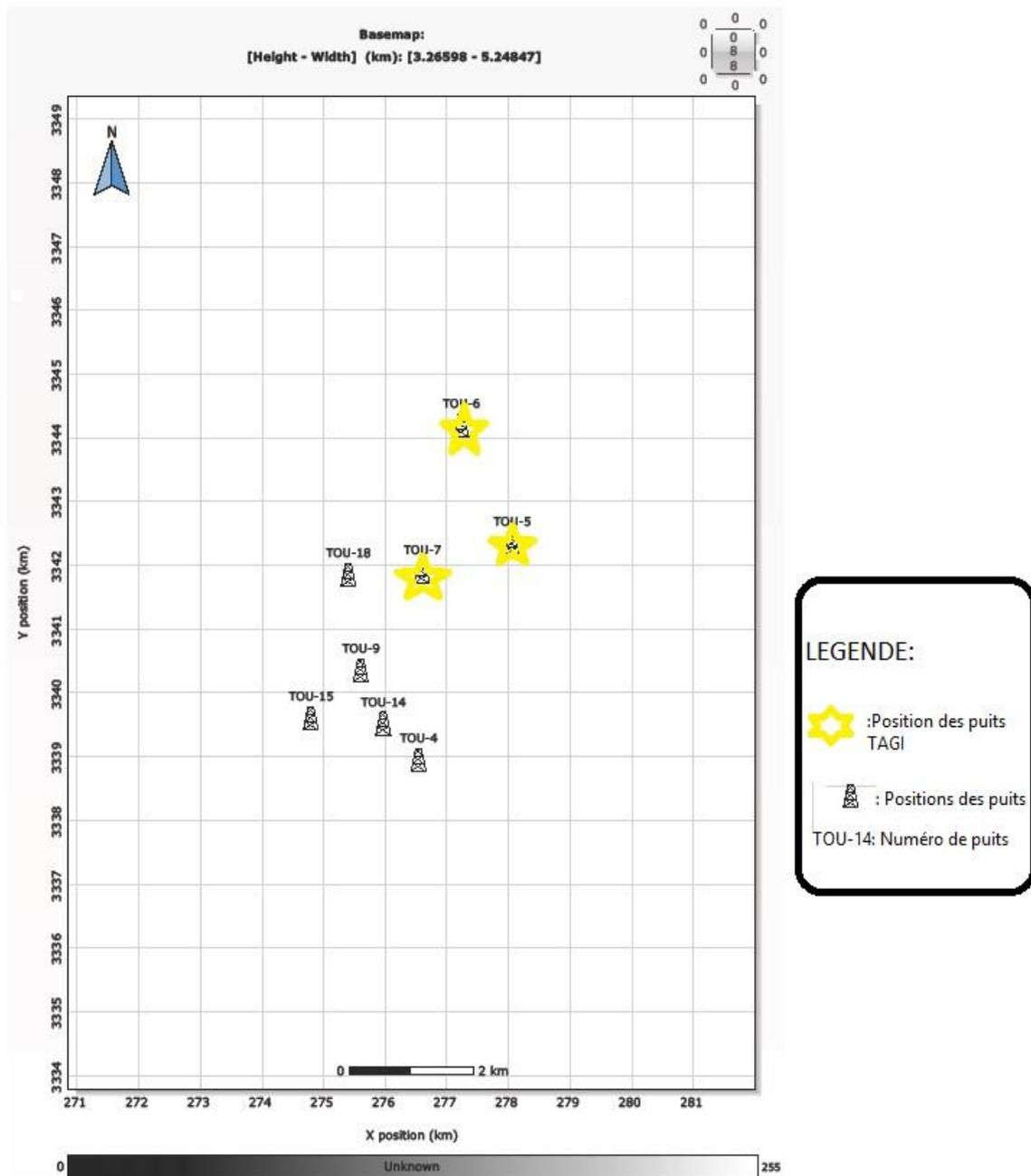


Fig. (I-7) : Carte de position des puits dans la région d'étude.

### I.6.3. Contexte géologique et géographique du champ Taoul :

La région 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, Rhourde Adra, Brides et El Taib 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-SW, 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-SW.
- Les mouvements compressifs à transpressifs autrichiens, sont les plus important 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 dismigration et destruction de pièges hérités des phases tectoniques antérieurs, 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, Rhourde Nouss, Meksem et 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.

# Chapitre. I

La région de Toual se situe au Sud Est du champ de gaz de Gassi Touil se situant à 150 km de Hassi Messaoud, La surface topographique de la région est caractérisée par un vaste reg, couvert dans certains endroits par des dunes longitudinales assez dispersées, où l'accès est relativement facile. (Voir figure ci-dessous)

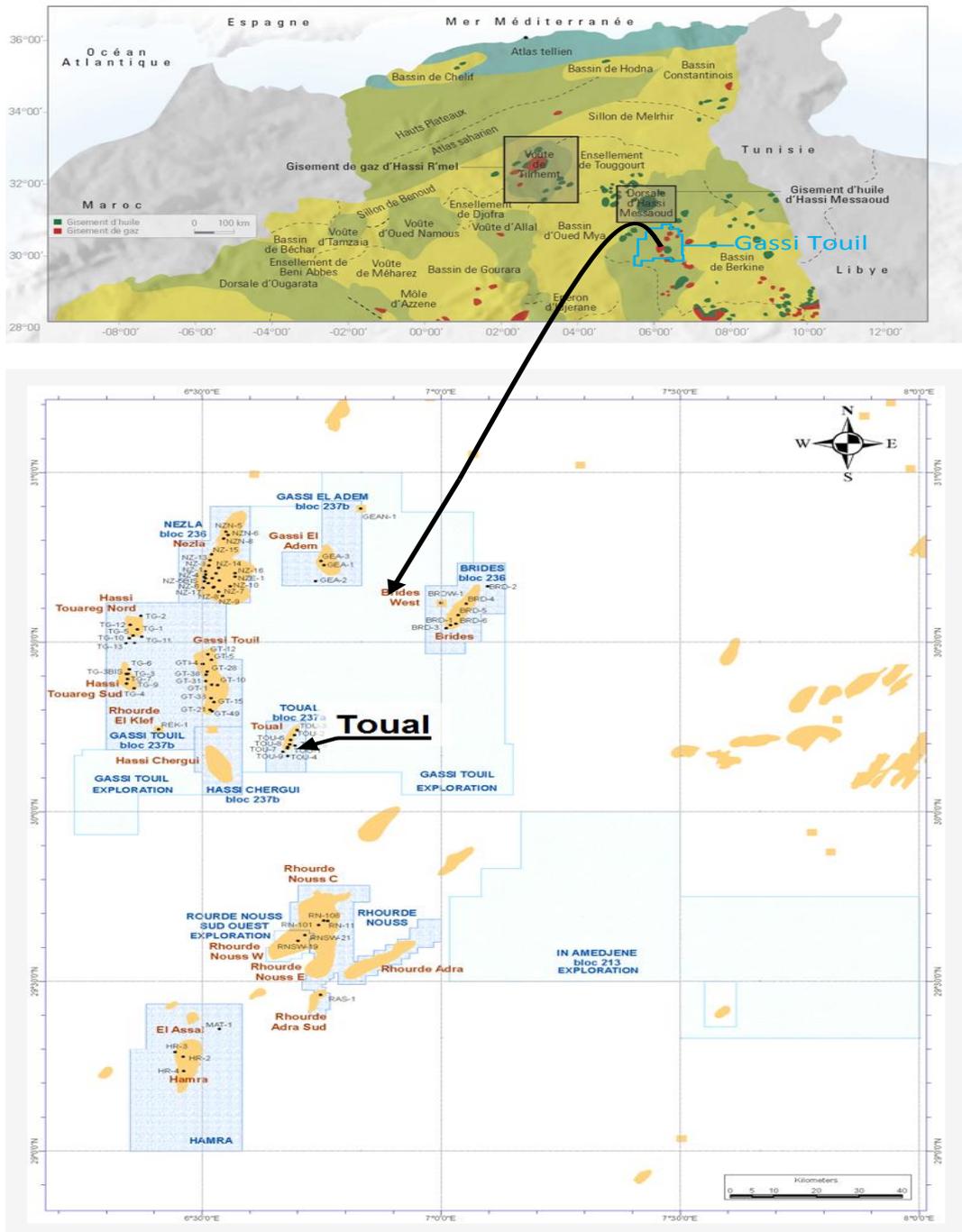


Figure (I-8) : Localisation du champ de Toual (SONaTRACH WEC 2007).

## I. 6.4. Présentation de réservoir TAGI dont le champ Taoul :

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

Les tests effectués dans le TAGI au puits TOUW-1, situé sur le compartiment de Toulal Ouest, localisé en contre bas du gisement de gaz à condensât TAGI de Toulal, ont prouvé que le gisement est productifs d'huile et du gaz à condensat avec un contact ODT identifié jusqu'à la profondeur de -3108 m. Sur le gisement de Toulal, le contact Gaz-Eau a été identifié dans le réservoir du TAGI par le forage de production Toulal-6 à -3090 m de profondeur, donc plus haut que le niveau du contact ODT, déterminé dans les réservoirs du TAGI par le puits de TOUW-1.

La présence de l'aquifère dans le TAGI sur le gisement de Toulal et son absence sur le flanc affaissé de Toulal Ouest, confirme que ces deux compartiments sont bel et bien séparés par la faille principale étanche Nord Est-Sud-Ouest.

Sur les structures de Toulal et de Hassi Chergui, le réservoir du TAGI constitue un important gisement de gaz à condensât, en cours d'exploitation par la SONATRACH depuis le début des années soixante-dix.

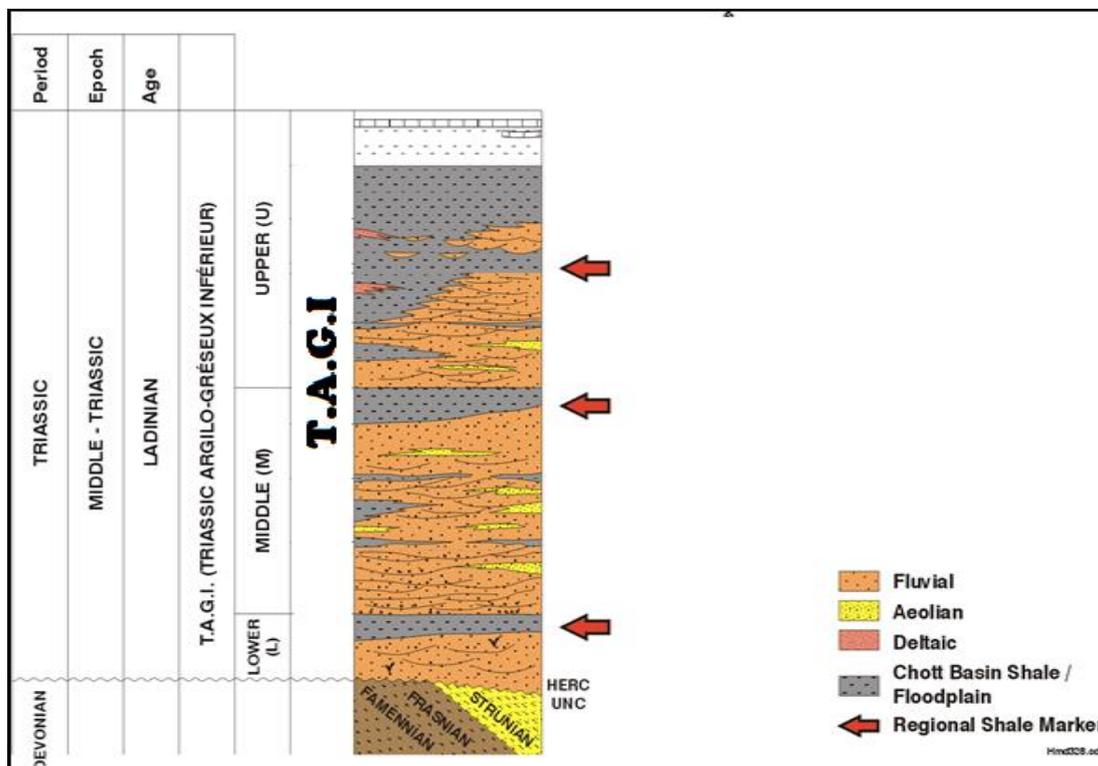


Figure (I-9) colonne stratigraphique du TAGI (Groupement Berkine, 2001).

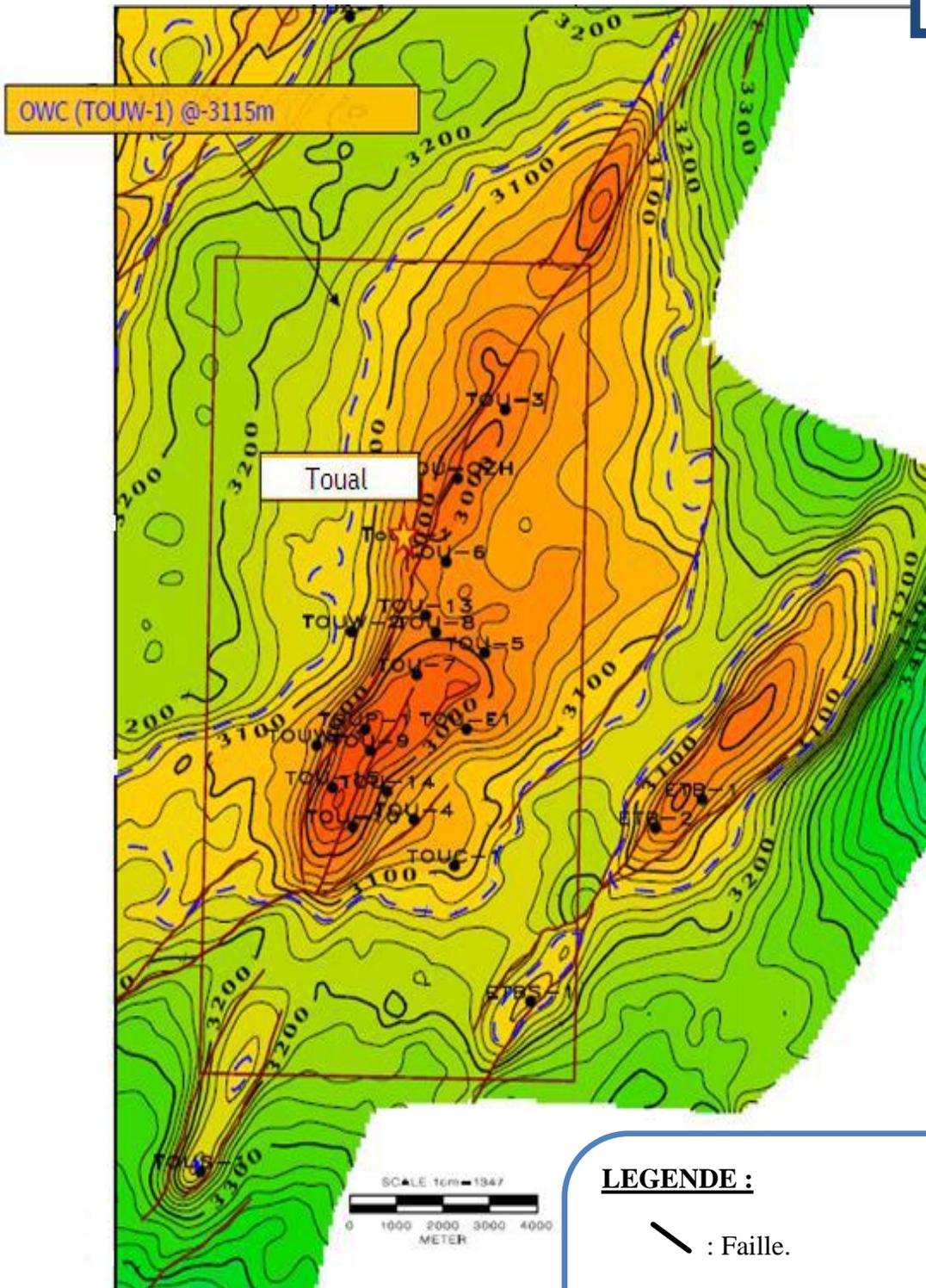
### I.6.5. Aspect structural au Toit du TAGI :

La carte structurale du Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI) du champ Toual (figure-10), obtenue de la conversion temps/profondeur de la carte en isochrones, interprétée au toit de du TAGI, montre une structure anticlinale contre faille de direction Nord Est-Sud-Ouest constituée :

- À l'Ouest par un bloc tectonique affaissé, localisé en contre bas de la faille, où le puits Touw-1 (2010) a mis en évidence une importante découverte d'huile et de gaz à condensat dans les réservoirs du TAGI et du Silurien F6-M2 et F6-A1.
- À l'Est par la structure de Toual, qui constitue l'un des plus importants gisements de gaz au TAGI – TAGS dans la région de Gassi Touil.

La structure gisement de Toual présente un allongement NNE-SSW d'environ 20 Km et une largeur de 10 Km et elle est constitué du Sud vers le Nord de deux culminations. Sur la culmination Sud, sont situés sur le top de la structure, les forages TOU-1 et TOU-9, avec des cotes respectives à -2665 et -2655m. Sur la culmination Nord, sont situés au environ du top de la culmination les puits TOU-QZH-1 et TOU-6. Leurs côtes respectives sont à -2989,80 m et -2959,33 m et le Contact Gaz-Eau (GDT) est défini, d'après diagraphies, sur TOU-QZH-1 à -3 021,40 m (TVDSS).

Le gisement de gaz du TAGI est déterminé par une surface totale imprégnée en hydrocarbure de l'ordre 74 Km<sup>2</sup> et une colonne de gaz d'environ de 100 m, calculées à partir du contact gaz /eau identifié dans la culmination sud à la profondeur de -3090m (TVDSS).



**LEGENDE :**

— : Faille.

TOUW-1 : Nom du puits.

• : Position du puits

— 3200 — : Iso ligne

Equidistance : 100 m

Fig. (I-10) : Carte en isobathes au toit du TAGI (document SONATRACH 2006).

### II. APPROCHE 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. Méthodologie :

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 »).

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).

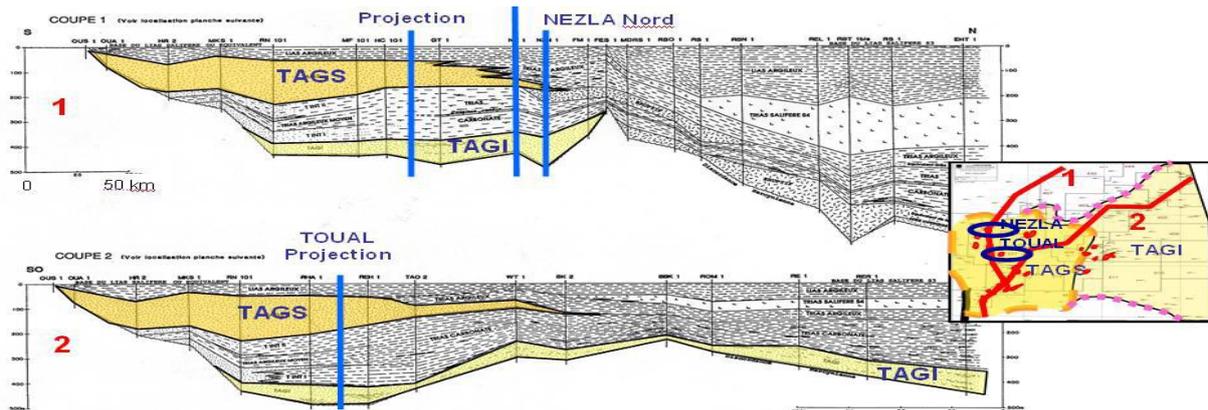
#### II-3. Sédimentologie du Trias :

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 lagune-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 Toulal, ils sont surmonté du Lias argileux, puis des dépôts salifères S1, S2 et S3. (Fig. II. 1) .

### ➤ En milieu continental :

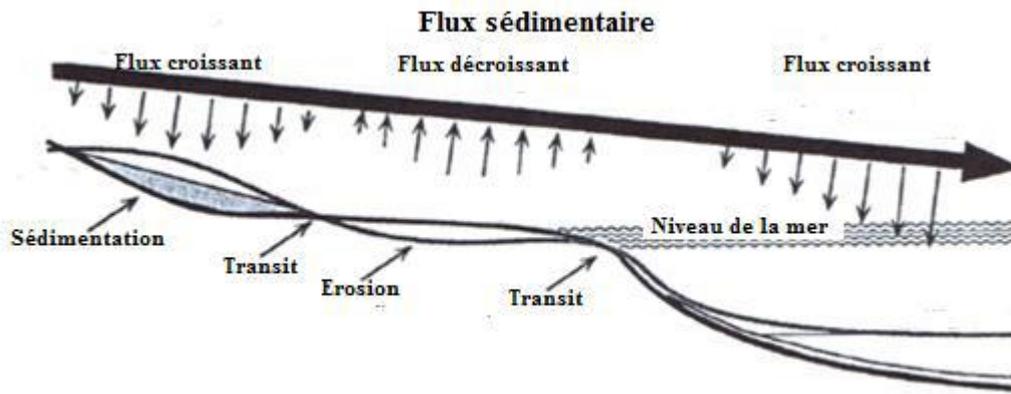
La stratigraphie séquentielle a été définie et utilisée dans le premier temps en domaine de la plateforme, mais son application en domaine continental (notamment des dépôts fluviatiles) est plus délicate, car le rôle des fluctuations du niveau marin dans l'architecture des dépôts fluviatiles est moins 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. II.1) : 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 y a 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. II. 2)



(Fig. II.2) : 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-4. Application de la stratigraphie séquentielle dans la région d'étude :

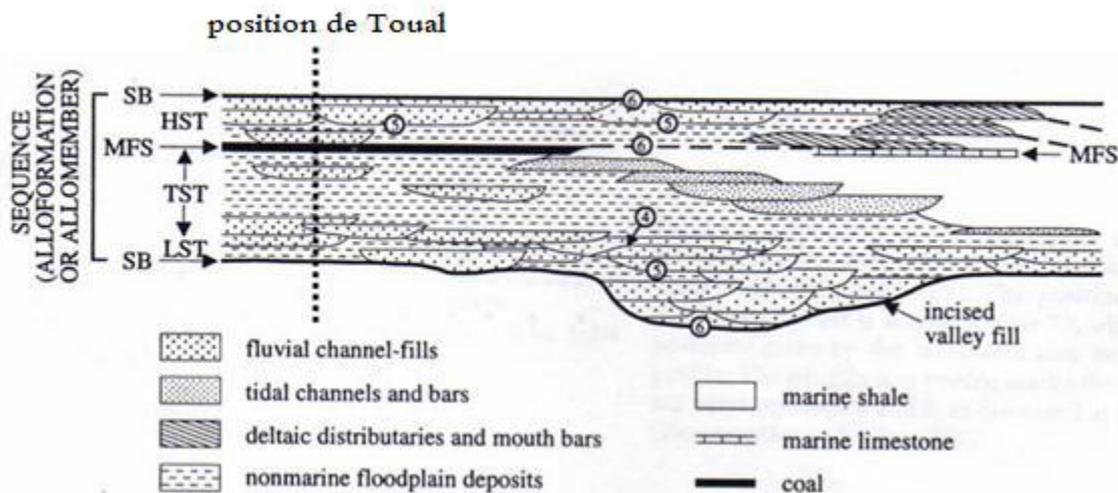
Cette étude a été faite par la SONATRACH.

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 Mc CABE (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. II. 3)

### II-4.1. Etude lithologique des carottes :

L'étude sédimentologique et la caractérisation du réservoir TAGI de Toul 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 Toul plusieurs puits ont été forés avec objectif les deux réservoirs :

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



(Fig. II. 3) : 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.

#### II-4.1.1. Description des carottes du réservoir TAGI de la structure de Toul

##### ❖ Puits TOU-4

Trois faciès principaux peuvent être distingués :

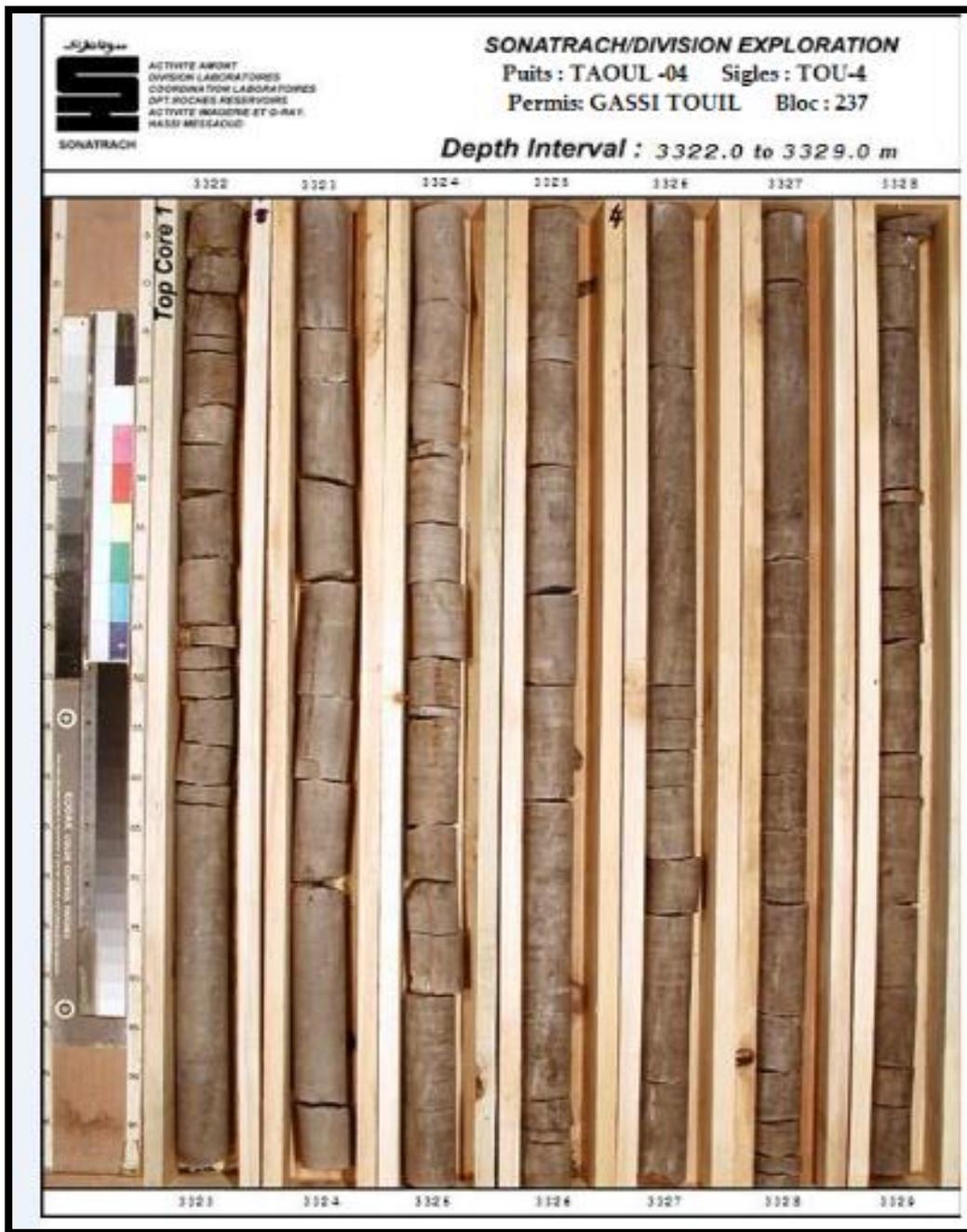
- Le premier correspond à des grès fins à moyens, plus ou moins argileux, gris brunâtre moyen à clair, à stratifications obliques de type feston et rides de courant, il représente environ 70 % de la section carottée. Les débris de végétaux sont fréquents, parfois de taille centimétrique mais le plus 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 charbonneux 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.

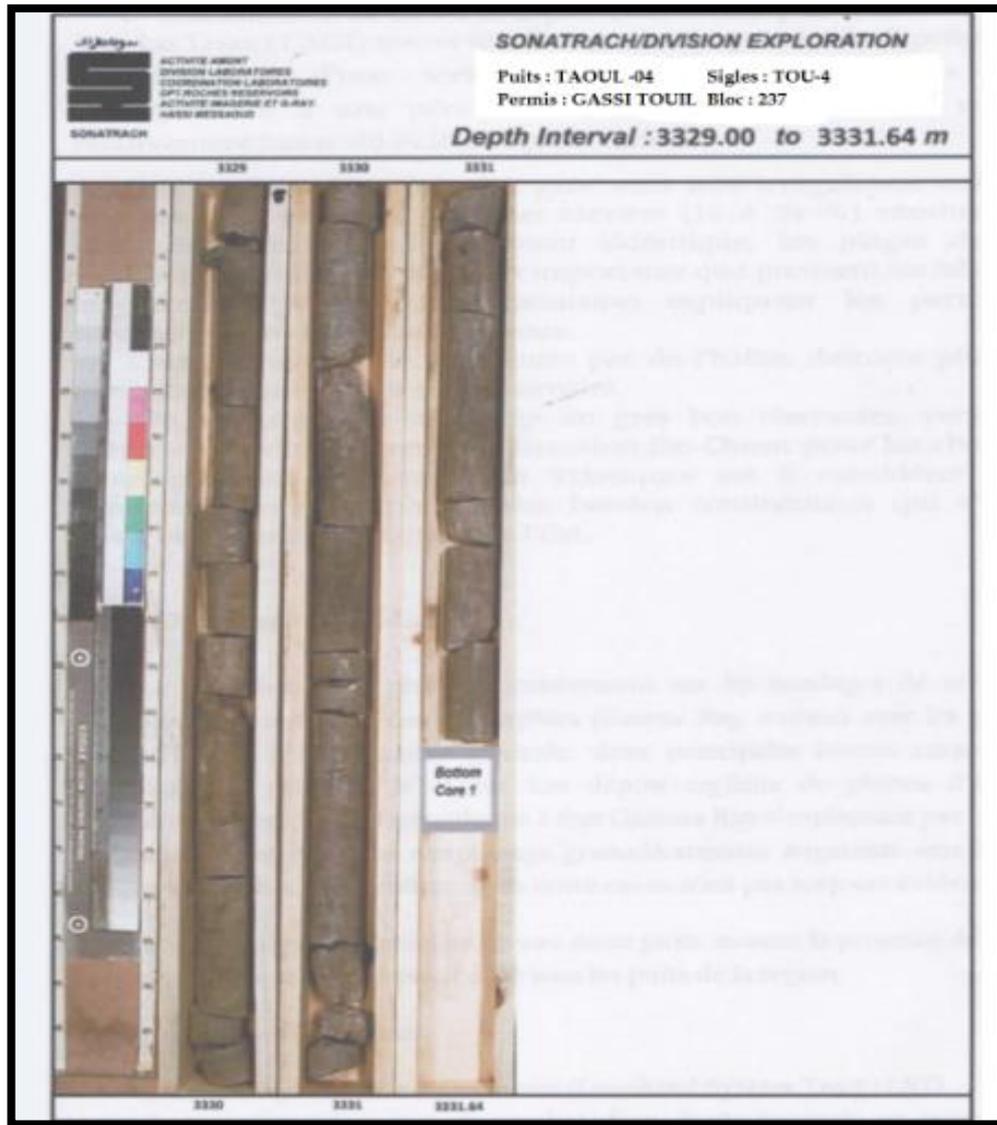
- Le second faciès est constitué par des grès très fins à silts argileux, gris verdâtre moyen, localement rougeâtre, qui représentent environ 25 % de la section carottée. Le faciès est caractérisé par des laminations obliques à petite échelle, due à la migration des rides, avec par place quelques niveaux à "climbing ripples". Ces grés fins et silts peuvent former des niveaux métriques, a 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 a peu près 5% de la zone carotté.

La présence de silts traduit par quelques rides, souvent isolé. L'organisation séquentielle et l'association de facies. Tout a fait comparable a celles du TAG1 de Sif Fatima, traduisent probablement un environnement de basse plaine fluviale, avec réseau chenalisé de type méandriforme. 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 splays" 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. II.4et Fig. II.5).



(Fig. II.4) : Carotte dans le réservoir Trias Argileux Gréseux Inferieur du puits TOU-4  
(Document SONATRACH, 2009).



(Fig. II.5) : Carotte dans le réservoir Trias Argileux Gréseux Inferieur du puits TOU-4  
(Document SONATRACH, 2009).

### II-4.1.2. 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 principaux 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 des 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 :

### **II-4.1.2.1. Le cortège de bas niveau marin (low stand system tract ; LST) :**

Il est interprète 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 a 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.

### **II-4.1.2.2. 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 space) 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.

### **II-4.1.2.3. Le cortège de haut niveau marin (High stand 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.

### ❖ Puits Tou-4 (Fig. II.6) :

A partir de ce puits qui se trouve au sud de gisement de TOUAL, en utilisant les données de carottes et les données de diagraphie essentiellement le sonique et le gamma-ray, on a pu déterminer cinq séquences d'ordre 2 (rythmes) qu'ont appelé dans notre travail unité :

#### ➤ L'unité une (3364m-3356,5 m) :

Son épaisseur est de 7,5m, elle est composée de 2 séquences d'ordre 1.

- **Séquence 1(4,5m) :**

Elle est limitée à la base par la discordance hercynienne, elle est constituée d'un niveau gréseux gris- clair moyen à grossier sub arrondie stratifications obliques à sub horizontales à la base, surmontes par des argiles vertes indurées silteuses a inclusions de pyrite au sommet.

- **Séquence 2(3m) :**

Elle est limitée à la base par des grés gris-clairs fins à moyens silteux stratifications horizontales, surmontes par des argiles gris vertes indurées silteuses à inclusion de pyrite au sommet.

#### ➤ L'unité deux (3356,5m-3342m) :

Son épaisseur est de 14,5m, elle est composée de 3 séquences d'ordre 1.

- **Séquence 1 (4m) :**

Elle est composée à la base par des grés gris-clairs fins à moyens siliceux et à inclusion de pyrite, ces grés sont surmontes par un passage décimétrique d'argiles gris-vertes indurées silteuses et à aspect conglomératique.

- **Séquence 2 (6m) :**

Elle est composée par des grés gris clairs grossiers à stratifications obliques à inobservables à la base, surmontes par un passage argileux décimétrique à centimétrique silteux verdâtre indure à inclusion de pyrite.

- **Séquence 3(4,5m) :**

Elle est limitée à la base par des argiles gris vertes indurées silteuses stratifications horizontales, surmontes par des grés gris-clairs fins à moyens silteux.

➤ **L'unité trois (3342m-3331,5m) :**

Son épaisseur est de 11 m, elle est composée de 3 séquences d'ordre 1.

- **Séquence1 (3,5 m) :**

Elle est composée à la base par des grés gris clairs à blancs moyens grossiers siliceux à stratifications horizontales, surmontes par un passage décimétrique à centimétrique d'argiles silteuses verdâtres indurées à inclusion de pyrite.

- **Séquence 2 (4m) :**

Elle est composée à la base par des grés gris clairs à gris blancs fins à moyens siliceux avec des inclusions de pyrite, surmontes par des argiles verdâtres indurées à inclusions de pyrite.

- **Séquence 3 (3,5m) :**

Elle est limitée à la base par des argiles gris vertes indurées silteuses stratifications horizontales, surmontes par des grés gris-clairs fins à moyens silteux.

➤ **L'unité quatre (3331,5m-3307,5m) :**

Son épaisseur est d 24 m, elle est composée de 3 séquences d'ordre 1.

- **Séquence1 (6m) :**

Cette séquence est composée de grés gris- clairs fins à moyens siliceux de nombreuses inclusions pyriteuses et à nodules argileuses, à stratifications obliques à subhorizontales, ces grés sont surmontes par un passage décimétrique à centimétrique d'argiles verdâtres siliceuses indurées pyriteuses.

- **Séquence 2 (11m) :**

Elle est composée de grés bruns gris clairs fins à moyens siliceux rarement bitumineux compactes à stratifications horizontales à inobservables, surmontes par un niveau conglomératique d'argiles gris -vertes, légèrement micacées, indurées à (3364m).

- **Séquence 3 (7m) :**

Elle est aussi composees de grés bruns gris- clairs fins à moyens, siliceux, rarement bitumineux compactes, surmontes par des siltstones verts à gris- verts légèrement micacés, très

fins.

➤ **L'unité cinq (3307,5-3286m) :**

Son épaisseur est de 21,5 m, elle est composée de 2 séquences d'ordre 1.

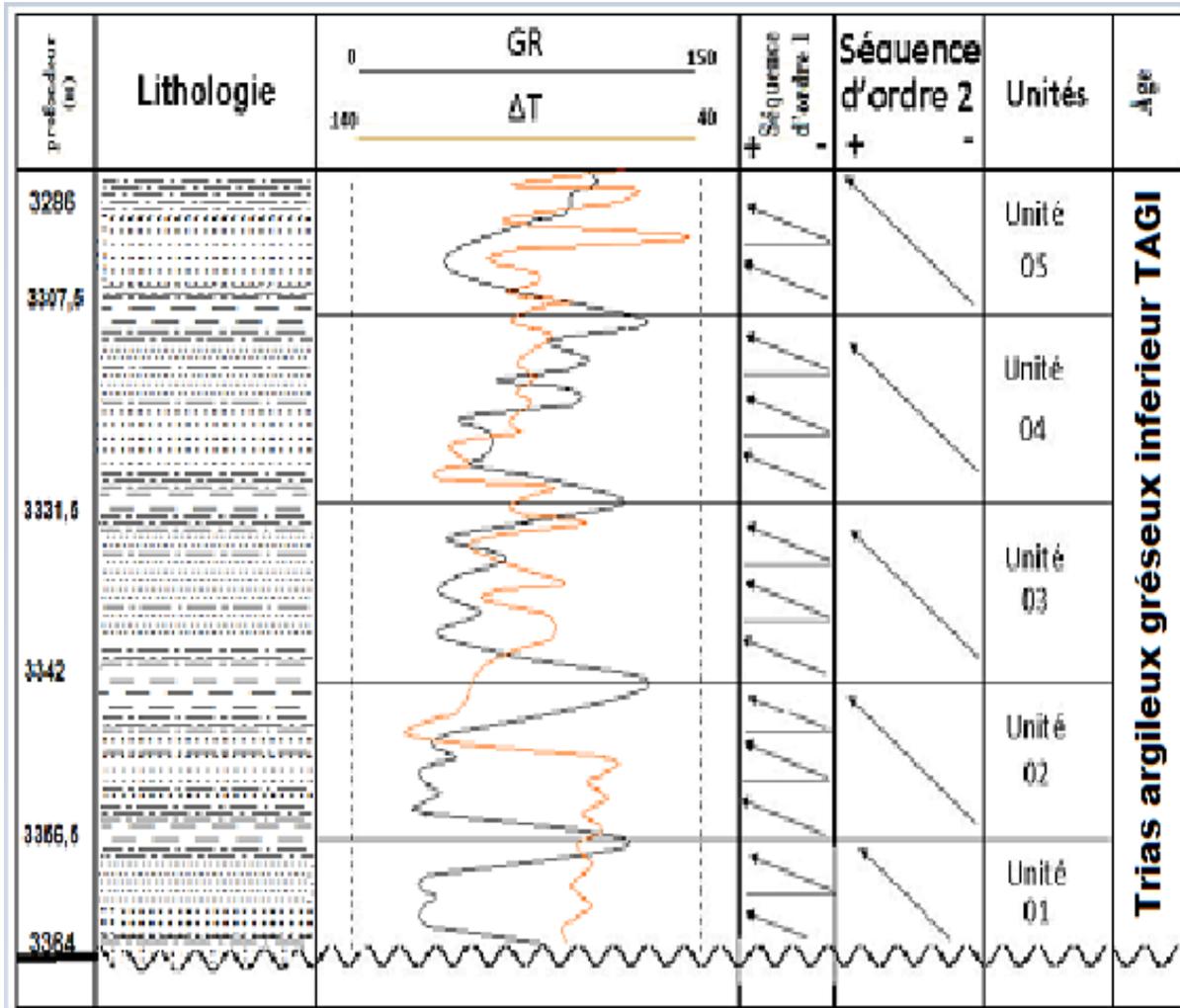
- **Séquence 1 (10,5m) :**

Elle est composée d'un niveau gréseux fin compact dur surmonte par des argiles brun - chocolats a gris, gris-vertes, indurées.

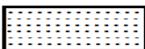
- **Séquence 2 (11,5m) :**

Elle est composée de grés bruns à gris-clairs fins à moyens siliceux compacts, durs, surmontes par une inclusion d'argiles brun-rouges, indurées de 0,2m d'épaisseur.

Echelle : 1/500



Légende

- Grés grossier 
- Grés moyen 
- Grés fin 
- Argiles 
- Argiles gréseux 

(Fig. II.6) : Log du réservoir Triasique Argilo-Gréseux Inférieur.TAGI

### **II-5. Interprétation des corrélations à travers les puits :**

Le but de cette corrélation est de voir l'extension latérale des différentes unités, ainsi que le changement de la lithologie et des épaisseurs à travers la région d'étude.

#### **II-5.1. Corrélation Est–Ouest :**

Les puits (TOU 5, TOU 7 et TOU 18) montrent la continuité latérale du réservoir TAGI d'Est en Ouest avec un épaissement vers l'Ouest. Son épaisseur varie de 60 à 79 m avec des bonnes caractéristiques pétrophysiques.

Le changement de l'épaisseur est expliqué par la forme structurale de la structure étudiée qui se présente en forme de Horst et Graben. (Fig. II.7).

#### **II-5.2. Corrélation de Nord-Est en Sud-Ouest :**

Dans la corrélation diagraphique des puits (TOU 9, TOU 15, TOU18 et TOU-6) on constate que le réservoir TAGI est presque isopaque entraînant dit l'isopacité des réservoirs TAGI du Nord – Sud avec une épaisseur qui varie du 61 à 79 m.

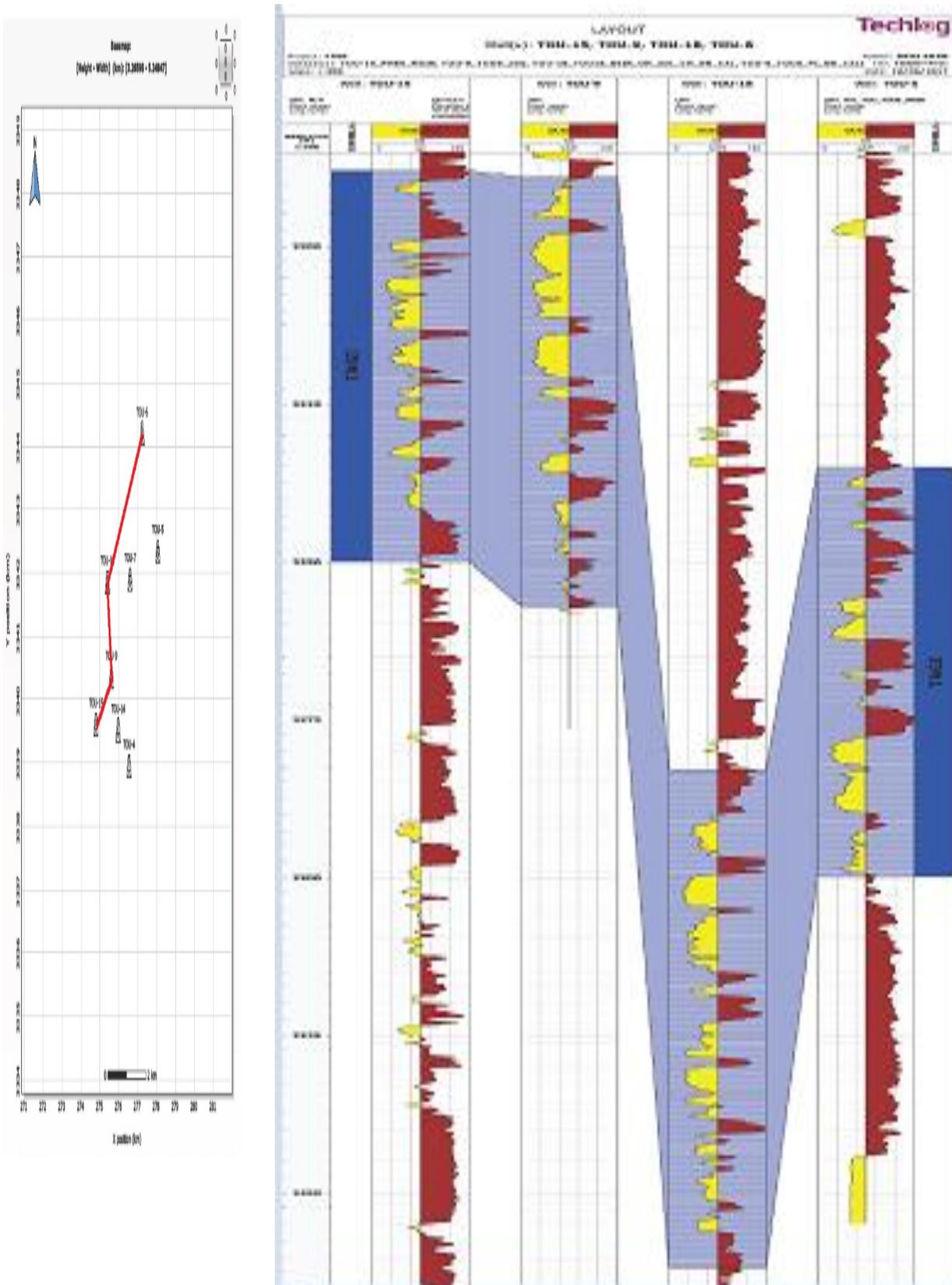
Le changement de l'épaisseur est expliqué par la forme structurale de la structure étudiée qui se présente en forme de Horst et Graben. (Fig. II.8).

#### **II-5.3. Corrélation Nord – Sud :**

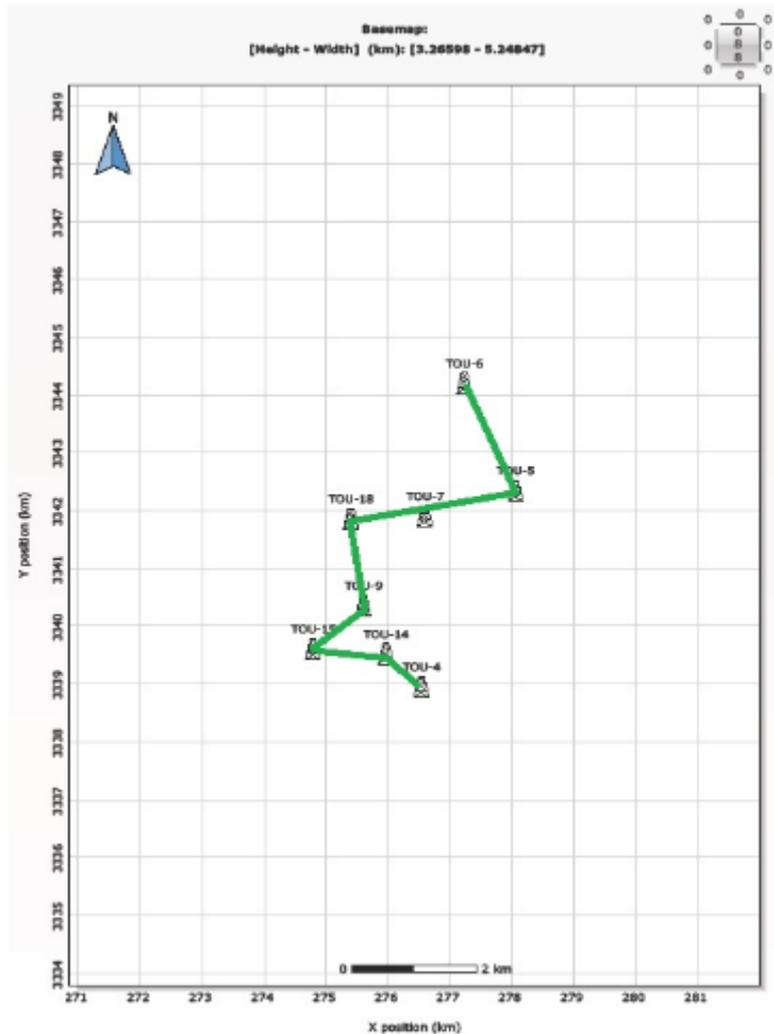
La corrélation diagraphique à travers les puits (TOU-4, TOU-14, TOU-15, TOU-9, TOU-18, TOU-7, TOU-5 et TOU-6) montre l'isopacité du réservoir TAGI du Nord au Sud avec une épaisseur similaire à corrélations citées précédentes **E-W** et **NE-SW**.

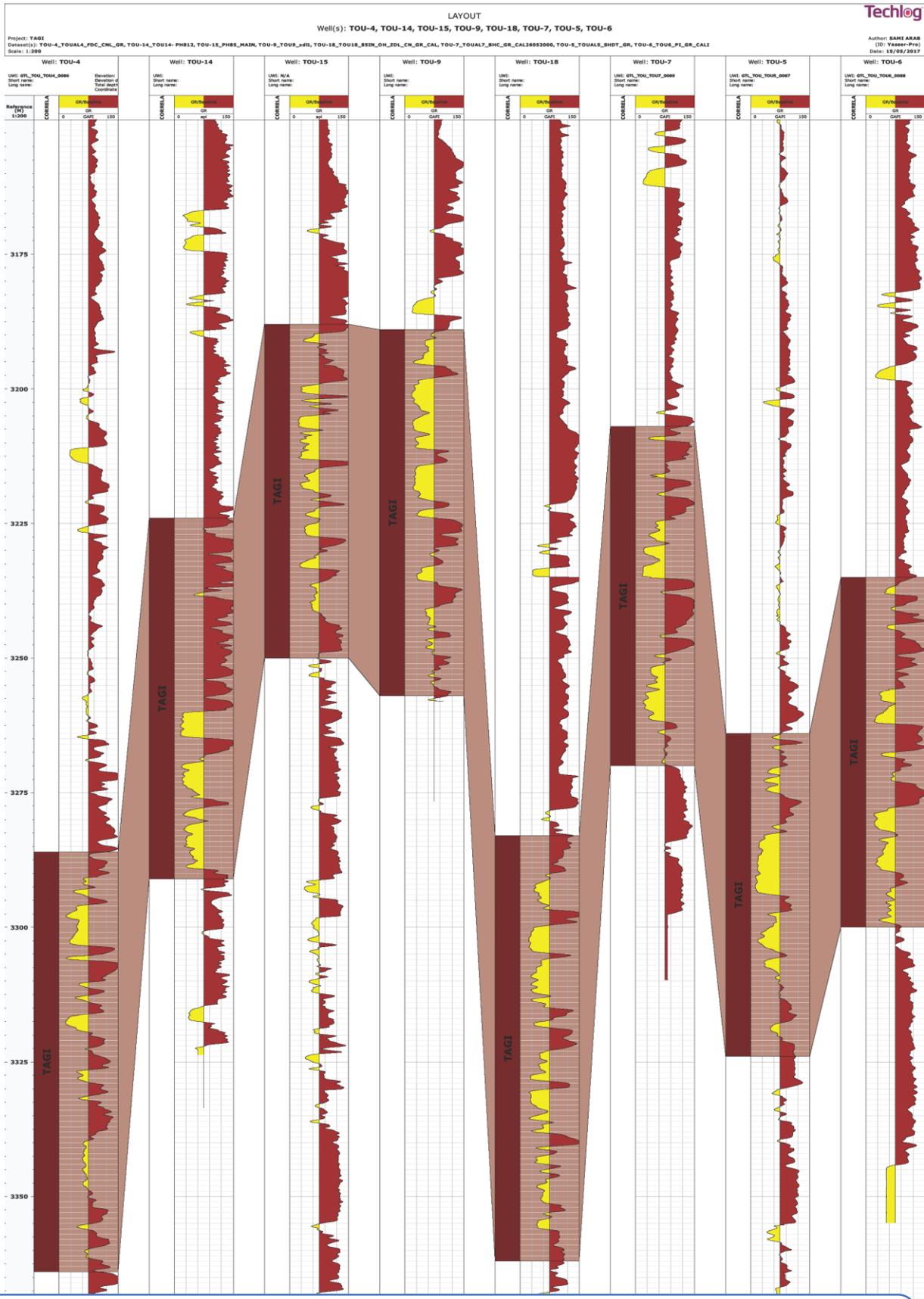
Le réservoir TAGI est plus profond au niveau du puits TOU-18 à cause de la faille inverse affectant la structure étudiée qui se présente en forme de Horst et Graben. (Fig. II.9).





(Fig. II.8) : La corrélation NE – SO entre les puits (TOU-9, TOU-15, TOU-18 et TOU- 6).





(Fig. II.9) : La corrélation N – S entre les puits (TOU-4, TOU-14, TOU-15, TOU-9, TOU-18, TOU-7, TOU-5 et TOU-6).

### ❖ 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 fluviatiles 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 ou il Ya des chenaux fluviatiles de faible sinuosité.

### II-6. 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 fluviatiles 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 litho-stratigraphique met en évidence une variation latérale et verticale des épaisseurs.

## III. Caractérisation pétrophysiques du réservoir TAGI

### III.1-Introduction :

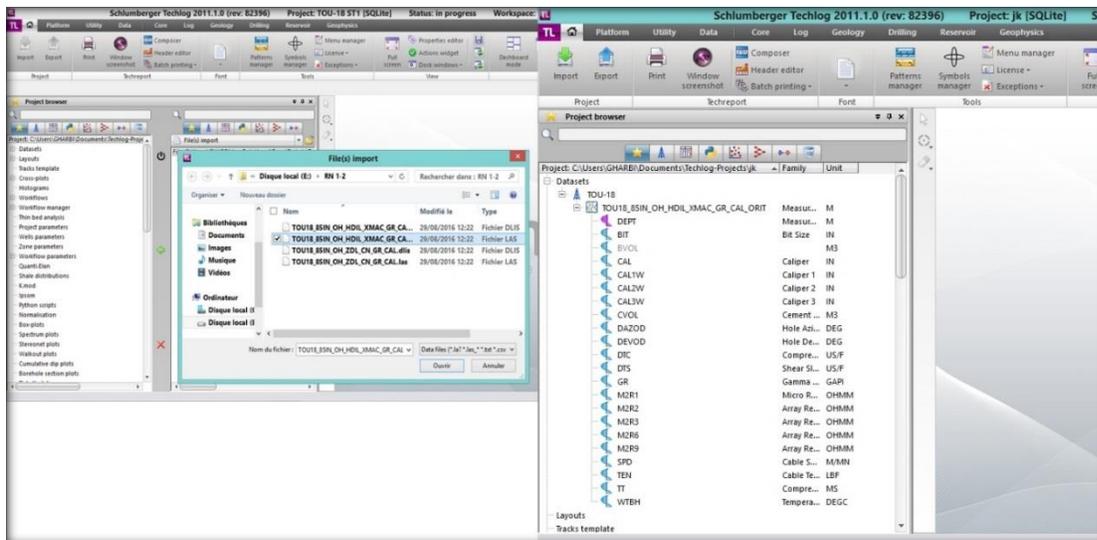
L'étude des caractéristiques pétrophysiques est une partie importante pour l'évaluation d'un réservoir. Notre approche dans ce chapitre consiste à traiter et à analyser quelques puits constituant le réservoir (TAGI), le but de cette démarche est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir associé à notre zone d'étude.

### III.2-Méthodologie :

#### III.2.1- Chargement des données :

On dispose des fichiers sous formats LAS des puits (Tou-9, Tou-15 et Tou-18). Pour cela, on utilise le menu Import pour charger les différents enregistrements (Figure.III.1).

Une fois les données chargées, les enregistrements peuvent être visualisés en utilisant le module Tech-log. (Pour plus consulter « annex.1 »).



(Fig. III.1) : Chargement des données par Tech-log.

#### III.2.2- Formules utilisés :

➤ Résistivité de l'eau de formation ( $R_w$ )  $R_w = \Phi u^2 \times R_t$

➤ La saturation en eau ( $S_w$ ) :  $S_w^2 = (F \times R_w) / R_t$

➤ **F** : facteur de formation :  $\mathbf{F = 1 / \Phi_u^2}$  (selon le modèle d'Archie).

➤ Saturation moyenne ( $S_{w, moy}$ ) : 
$$S_w = \frac{\sum H_U \times \Phi_U \times S_w}{H_U \times \Phi_U}$$

➤ Epaisseur utile de grès :  $\mathbf{H_{u, gr\grave{e}s} = \sum H_u}$ .

➤ Porosité utile moyenne :  $\mathbf{\Phi_{moy} = (\sum \Phi_u * H_u) / \sum H_u}$

➤ Porosité utile :  $\mathbf{\Phi_u = (\Phi_N + \Phi_D + \Phi_{\Delta T}) / 3}$

Où :

$\Phi_N$  : la porosité donnée par diagraphie de neutron.

$\Phi_D$  : la porosité donnée par diagraphie de densité.

$\Phi_{\Delta T}$  : la porosité donnée par diagraphie sonique.

➤ Teneur en argile :  $\mathbf{V_{sh}(\%) = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{Min})}$ .

Où :

- $V_{sh}$  : volume d'argile
- $GR_{min}$  : GR lu en en face du banc de grès le plus propre du réservoir.
- $GR_{max}$  : GR lu en face d'une argile non cavée.

➤ Teneur moyenne en argile :

$$V_{shmoy} = \frac{\sum V_{sh} \times H_u}{\sum H_u}$$

### III.2.3- Résultats des diagraphies du réservoir TAGI :

Les données (LAS) des diagraphies enregistrées sur les puits (Tou-9, Tou-15 et Tou-18) Dans le réservoir (TAGI) nous donnent les résultats qui sont représentés dans les tableaux :

#### ❖ Puits Tou-9 :

prof (m)	V sh (%)	Porosité (%)	R-T (%)	S w (%)
3190-3195	28,11	16,71	29,9	20,72
3198-3211	4,71	17,5	44,99	23,28
3214-3221	1,81	16,32	10,66	22,06
3232-3235	3,43	9,78	173,23	11,6
3240-3245	8,6	12,79	15,13	27,25
3246-3249	3,42	15,05	24,85	17,65
3254-3255	1,92	11,12	26,12	22,83

(Tableau.III.1) : Résumé les principaux résultats des diagraphies du puits Tou-9.

#### ❖ Puits Tou-15 :

prof (m)	V sh (%)	Porosité (%)	R-T (%)	S w (%)
3189-3191	6,65	7,1	60,95	14,27
3199-3201	14,31	10	25,51	0,66
3205-3213	18,07	28,11	18,84	1,35
3214-3219	8,64	6,13	60,97	11,8
3222-3227	8,04	2,47	75,72	14,07
3230-3233	11,1	5,52	42,2	3,24
3236-3241	0,68	4,99	99	25,91

(Tableau.III.2) : Résumé les principaux résultats des diagraphies du puits Tou-15.

### ❖ Puits Tou-18 :

prof (m)	V sh (%)	Porosité (%)	R-T (%)	S w (%)
3300-3304	0	16,14	78,86	9
3305-3315	10,81	13,28	9,64	23,5
3323-3328	13,97	10,19	3,01	34
3330-3338	15,2	11,66	12,86	42
3352-3356	10,76	11,32	15,71	45

(Tableau.III.3) : Résume les principaux résultats des diagraphies du puits Tou-18.

#### III.2.4- Calcul de moyenne de la porosité :

Le calcul de la moyenne de porosité par drain nous permettra de déterminer les drains qui présentent les meilleures valeurs de porosité qui s'effectuera comme suit :

$$\bar{\phi}_m = (X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n) / n$$

Avec :

- $M_a$  : moyenne arithmétique
- $X_i$  : valeur mesurée
- $n$  : nombre des valeurs mesurées.

#### III.2.5- Calcul de la moyenne de la perméabilité :

Le calcul des moyennes de perméabilité par drain nous permettra de déterminer les drains qui présentent les meilleures valeurs de perméabilité qui s'effectuera comme suit :

Avec :

$$K_{\text{moy}} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n X_i} = (X_1 \times X_2 \times \dots \times X_n)^{\frac{1}{n}}$$

$K_{\text{moy}}$  : Moyenne géométrique (md).

puits	X : en (m)	Y : en (m)	Porosité en (%)	Perméabilité en (md)	épaisseurs totale en (m)	épaisseurs utile en (m)	Saturation en gaz (%)
4	276540,02	3338950,02	10	17,56	78	10	56
5	272059,98	3342340,03	9,5	141,71	60	15,24	60
6	277233,6	3344198,49	8,9	65,78	65	14	51,6
7	276600,04	3341899,83	9,9	167,56	63	4,57	58,6
9	275605,01	3340356,04	11,1	311,05	68	30,48	68,3
14	275968,99	3339521,01	9,8	-	67	16,3	67
15	274793,99	3339602,99	11,5	-	97	13,41	63,2
18	275400,04	3341850,98	12,5	-	79	31,03	69,3

(Tableau.III.4) : Les principaux résultats des diagrapies du réservoir TAGI.

**III.2.6- Etude statistique des paramètres géologiques :**

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysiques caractérisant le réservoir d'étude, nous avons tenté, de réaliser des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de porosité et de perméabilité, de faire l'évolution verticale de ces valeurs par rapport à la profondeur et d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant des courbes de corrélations.

Une population de volume J caractérisant un paramètre pétrophysiques X étudié tel que :

$$J = j_1 + j_2 + j_3 + j_4 + j_5 + \dots + j_i$$

- Cette population sera divisée en groupes (N) appelés classes. On détermine le nombre de groupes par la formule suivante :

$$N=1+3,322* \text{LOG}(J)$$

- La longueur du groupe est calculée par la formule suivante :

$$d= \frac{E}{N}$$

Où :

**E** : est l'étendue de la population.

- La fréquence **F<sub>i</sub>** de chaque groupe se détermine par la formule suivante :

$$F_i = \frac{n_i}{J}$$

Où :

**i**=1, 2, 3,4.....**n**. tel que :  $\sum$  de **F<sub>i</sub>**=1.

Avec ces fréquences on obtient une courbe en escalier qu'on appellera histogramme de fréquences.

- La représentation des fréquences donne un histogramme de fréquences cumulées.

Cette somme est calculée selon la formule suivante :

$$C_i = F_i + F_{i-1} + \dots + F_1$$

-**C<sub>i</sub>** : valeur cumulée à la classe **i**.

- **F<sub>i</sub>** : fréquence de la classe **i**.

### III.3- Rappels :

#### III.3.1- Définition de diagraphie :

On appelle diagraphie tout enregistrement continu en fonction de la profondeur des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage.

L'enregistrement se fait depuis la surface grâce à une sonde descendue au bout d'un câble muni de conducteurs électriques. Actuellement, il existe environ 35 enregistrements différents sans compter les opérations auxiliaires faites à bout de câble comme :

- \*Le carottage latéral ;
- \*Les tests de formation ;
- \*Les perforations.

Les diagraphies sont exécutées par des sociétés de service en Algérie : SHLUMBERGER, Baker Atlas, et HESP.

### III.3.2- But de diagraphie :

L'utilisation des diagraphies dans notre étude consiste, essentiellement, à :

- Délimiter les bancs perméables (polarisation spontanée).
- Déterminer le pourcentage d'argile dans les formations aquifères à partir de **GR** (Gamma -Ray).
- Evaluer la porosité des formations à partir de combinaison des outils sonique, neutron et densité.

### III.3.3-Définition de la porosité :

#### III.3.3.1- La porosité ( $\Phi$ ) :

Volume total de la roche ( $V_t$ ) ; elle s'exprime le plus souvent en pourcentage mais on peut la trouver sous forme de fraction Correspond au volume total occupé par les vides de la roche ( $V_p$ ) divisé par le

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

- $\Phi$ : porosité [%].
- $V_t$  : volume total (ou apparent) de l'échantillon [ $m^3$ ]
- $V_p$  : volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides [ $m^3$ ]
- $V_s$  : volume réel des grains [ $m^3$ ]

On distingue trois types de porosité, à savoir :

- **La porosité primaire** : c'est le volume total des vides dans la roche obtenue juste après la sédimentation.

- **La porosité secondaire** : c'est le volume obtenu dans la roche après fissuration, fracturation, dissolution ou altération.
- **La porosité effective ou utile** : c'est le volume des vides connectés entre eux.

Elle est égale à :

$$\Phi_u = \Phi_t - \Phi_r$$

Avec :

- $\Phi_u$  : porosité utile
- $\Phi_t$  : porosité totale
- $\Phi_r$  : porosité résiduelle

Dans les gisements exploités, la porosité des roches réservoirs est :

- Faible si elle est inférieure à 5%
- Médiocre si elle est comprise entre 5 et 10%
- Moyenne si elle est comprise entre 10 et 20%
- Bonne si elle est comprise entre 20 et 30%
- Excellente si elle est supérieure à 30%.

### III.3.4- Définition de la perméabilité :

#### III.3.4.1- La perméabilité (K) :

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable.

Henry Darcy réalisa une série d'expériences sur l'écoulement de l'eau dans une couche filtrante de sable. La loi de Darcy est applicable aux écoulements laminaires et permet de mesurer la perméabilité (K) d'un milieu d'épaisseur (L), laissant passer  $1 \text{ cm}^3$  par seconde ( $\Phi$ ) d'un fluide de viscosité 1 centpoise ( $\mu$ ) sous l'effet d'un gradient de pression ( $dp$ ) de 1 ATM à travers une surface (S) de  $1 \text{ cm}^2$ .

$$K = (Q \cdot L \cdot \mu) / S \cdot (P_2 - P_1)$$

Avec :

- $Dp = P_2 - P_1$

- $Q$  : Volume d'eau écoulé par unité de temps [cm<sup>3</sup>/s en unités CGS]
- $P_1$  : Pression entrante [ATM en unités CGS]
- $P_2$  : Pression sortante [ATM en unités CGS]
- $S$  : Surface de la couche filtrante [cm<sup>2</sup> en unités CGS]
- $k$  : Perméabilité [Darcy en unités CGS]
- $\mu$  : Viscosité du fluide [centpoise en unités CGS]
- $L$  : Longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS]

### III.3.4.2- Echelle quantitative de la perméabilité :

- Compact (Tight) si  $k \ll 0.1$  md
- Très faible si  $K < 1$  md
- Faible si  $K$  de 1 à 10 md
- Médiocre si  $K$  de 10 à 50 md
- Moyenne si  $K$  de 50 à 200 md
- Bonne si  $K$  de 200 à 500 md
- Excellente si  $K > 500$ md.

### III.3.4.3- Types de perméabilités

- **Perméabilité spécifique ou absolue** : c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.
- **Perméabilité effective** : quand un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.
- **Perméabilité relative** : c'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique. La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

### III.3.5- Définition de la saturation :

Compte tenu des origines du pétrole, de ses conditions de formation et de migration, les roches réservoirs contiennent les fluides suivants :

- Les hydrocarbures liquides ;
- Les hydrocarbures gazeux ;
- l'eau de formation salée ;

Ces fluides sont répartis d'une certaine façon dans le milieu poreux selon les conditions de température et de pression. On définit alors :

#### III.3.5.1- La saturation en eau :

La saturation en eau est définie comme étant le rapport du volume occupé par l'eau dans les pores au volume total des pores exprimé en pourcentage.

$$S_w \% = (V_w / V_p) * 100 \%$$

$V_w$  : Volume de l'eau

$V_p$  : Volume des pores

- Tous les réservoirs d'hydrocarbures contiennent de l'eau. Par conséquent même dans les zones totalement saturées en huile ou en gaz, nous retrouvons une quantité d'eau qui entoure les grains et adhère à leurs surfaces. On l'appelle l'eau interstitielle ou irréductible.
- La saturation en eau irréductible est fonction de la taille des grains ou plus précisément de la surface spécifique de la roche (la surface limitant les vides). Cette surface est d'autant plus grande que les grains constitutifs sont petits.
- De ce fait, les roches ayant de gros pores ont une saturation en eau Irréductible faible, alors qu'elle est élevée pour les roches à grains fins.

#### III.3.5.2-La saturation en gaz :

C'est le rapport du volume occupé par le gaz dans les pores au volume total des pores exprimé en pourcentage.

$$S_g = (V_g / V_p) * 100\%$$

- $S_g$  : Saturation en gaz.

- $V_g$  : Volume de gaz.
- $V_p$  : Volume des pores.

### III.4- Etude statistique des paramètres géologiques du réservoir TAGI :

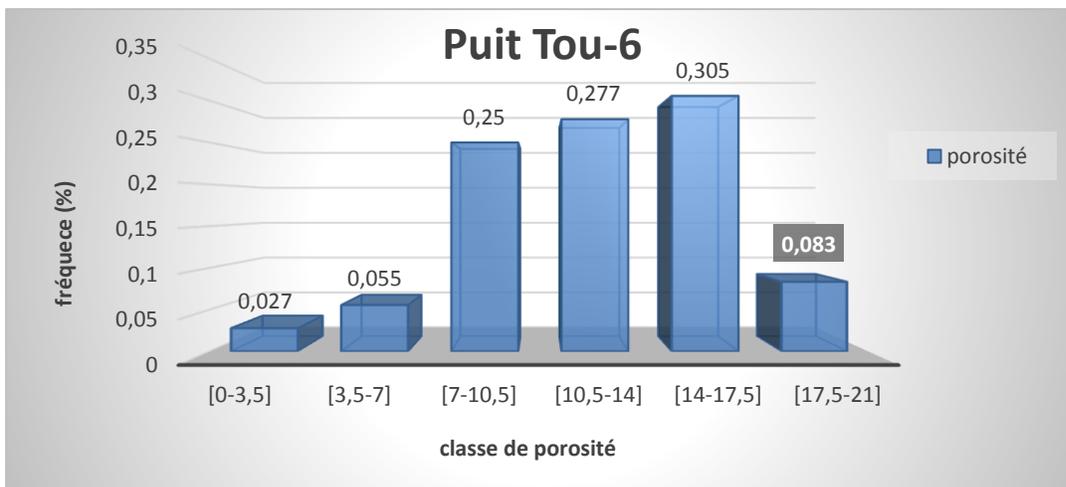
#### III.4.1- Histogrammes de la porosité et de la perméabilité du réservoir TAGI :

Le réservoir TAGI dans la région d'étude est constitué trois puits : (Tou-6, Tou-7 et Tou-9) caractérisés par des paramètres pétrophysiques variables, de ce fait, nous représenterons les résultats de l'analyse statistique de ce réservoir par puits.

##### ❖ Puits Tou-6 :

##### ❖ Histogrammes de la porosité :

L'histogramme des classes de la porosité montre une distribution uni-modale à caractère asymétrique où l'asymétrie est à droite, pour une concentration de fréquence de 30,5%; la classe de porosité est de [10-17,5[. L'uni-modalité de cette distribution s'explique par un seul type de porosité (porosité inter granulaire).

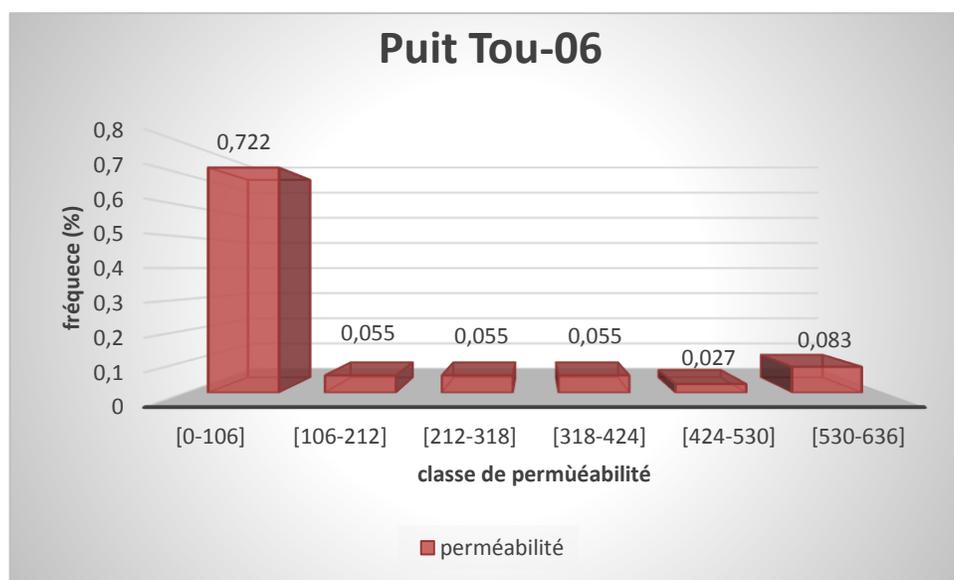


(Fig.III.2) Histogrammes de la porosité du puits Tou-6.

##### ❖ Histogrammes de la perméabilité :

L'histogramme des classes de la perméabilité dans ce puits montre une distribution bimodale. Le premier mode de cette distribution appartient à la classe [0 - 106[avec une

fréquence de 72,2%. Le deuxième mode appartient à la classe [530 - 636[et a une fréquence de 8.3%. Cela veut dire que cette perméabilité est contrôlée par deux facteurs.

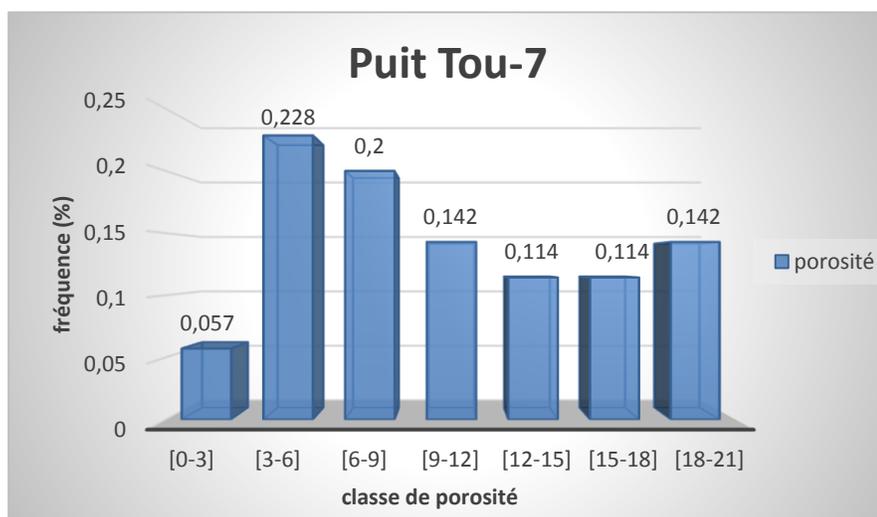


(Fig.III.3) Histogrammes de la perméabilité du puits Tou-6.

❖ **Puits Tou-7 :**

❖ **Histogrammes de la porosité :**

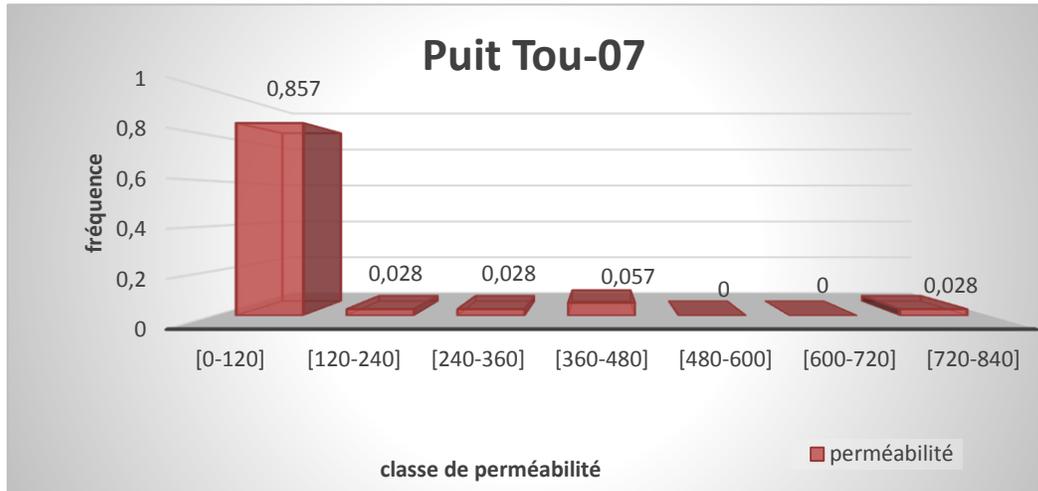
L'histogramme des classes de porosité montre une distribution bimodale à caractère asymétrique ; le premier mode appartient à la classe [3-6[avec une fréquence prédominante de 22.8%.Le deuxième mode appartient à la classe [18-21[et a une fréquence de 14.2%.cela veut dire qu'il Ya deux type de porosité, (Inter granulaire et de fissuration).



(Fig.III.4) Histogrammes de la porosité du puits Tou-7.

### ❖ Histogrammes de la perméabilité :

L'histogramme des classes de la perméabilité dans ce puits montre une distribution bimodale à caractère asymétrique. Le premier mode appartient à la classe [0-120[ avec une fréquence prédominante de 85.7%. Le deuxième mode appartient à la classe [360-480[ et il a une fréquence de 5.7% cela veut dire que cette perméabilité est contrôlée par deux facteurs.



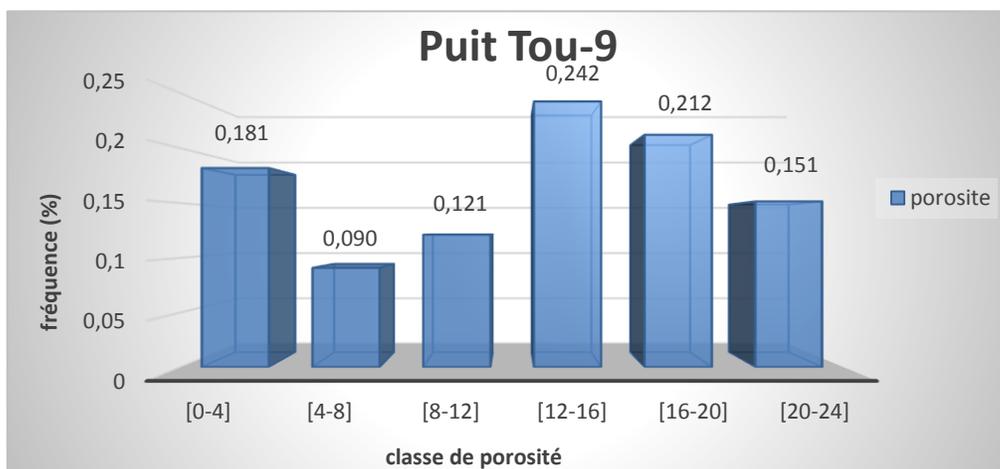
(Fig.III.5) Histogrammes de la perméabilité du puits Tou-7.

### ❖ Puits Tou-9 :

### ❖ Histogrammes de la porosité :

L'histogramme des classes de porosité montre une distribution bimodale à caractère asymétrique. Le premier mode appartient à la classe [0-4[ avec une fréquence de 18.1%.

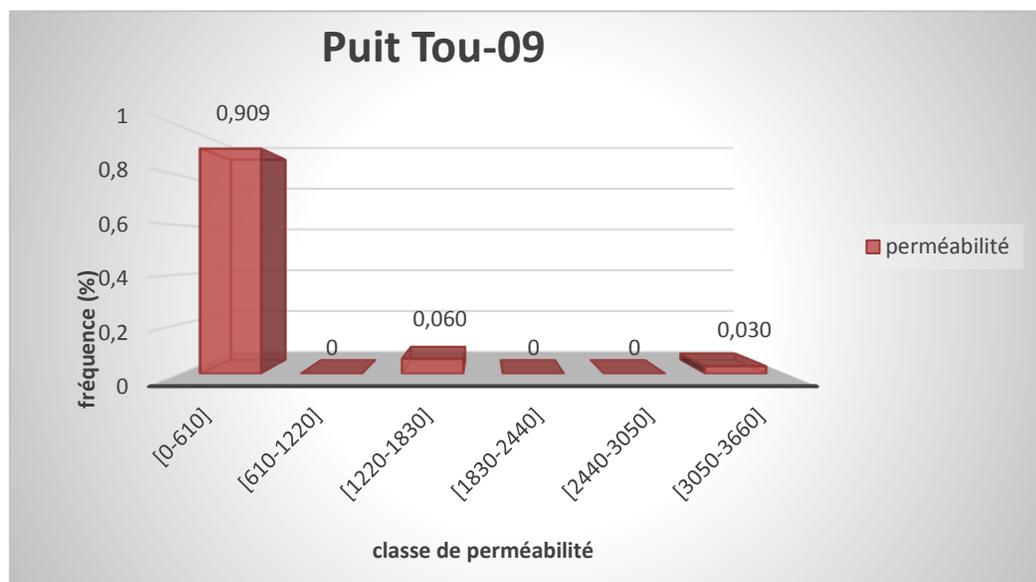
Le deuxième mode appartient à la classe [12-16[ et il a une fréquence prédominante de 24.2%. cela veut dire qu'il y a deux types de porosité, (intergranulaire et de fissuration).



(Fig.III.6) Histogrammes de la porosité du puits Tou-9.

### ❖ Histogrammes de la perméabilité :

L'histogramme des classes de la perméabilité dans ce puits montre une distribution bimodale à caractère assymétrique. ; Le premier mode appartient à la classe [0-610[avec une fréquence prédominante de 90.9%.Le deuxième mode appartient à la classe [1220-1830[et il a une fréquence de 6% cela veut dire que cette perméabilité est contrôlée par deux facteur.



(Fig.III.7) Histogrammes de la perméabilité. PUIT Tou-9.

### III.4.2- L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité du réservoir TAGI :

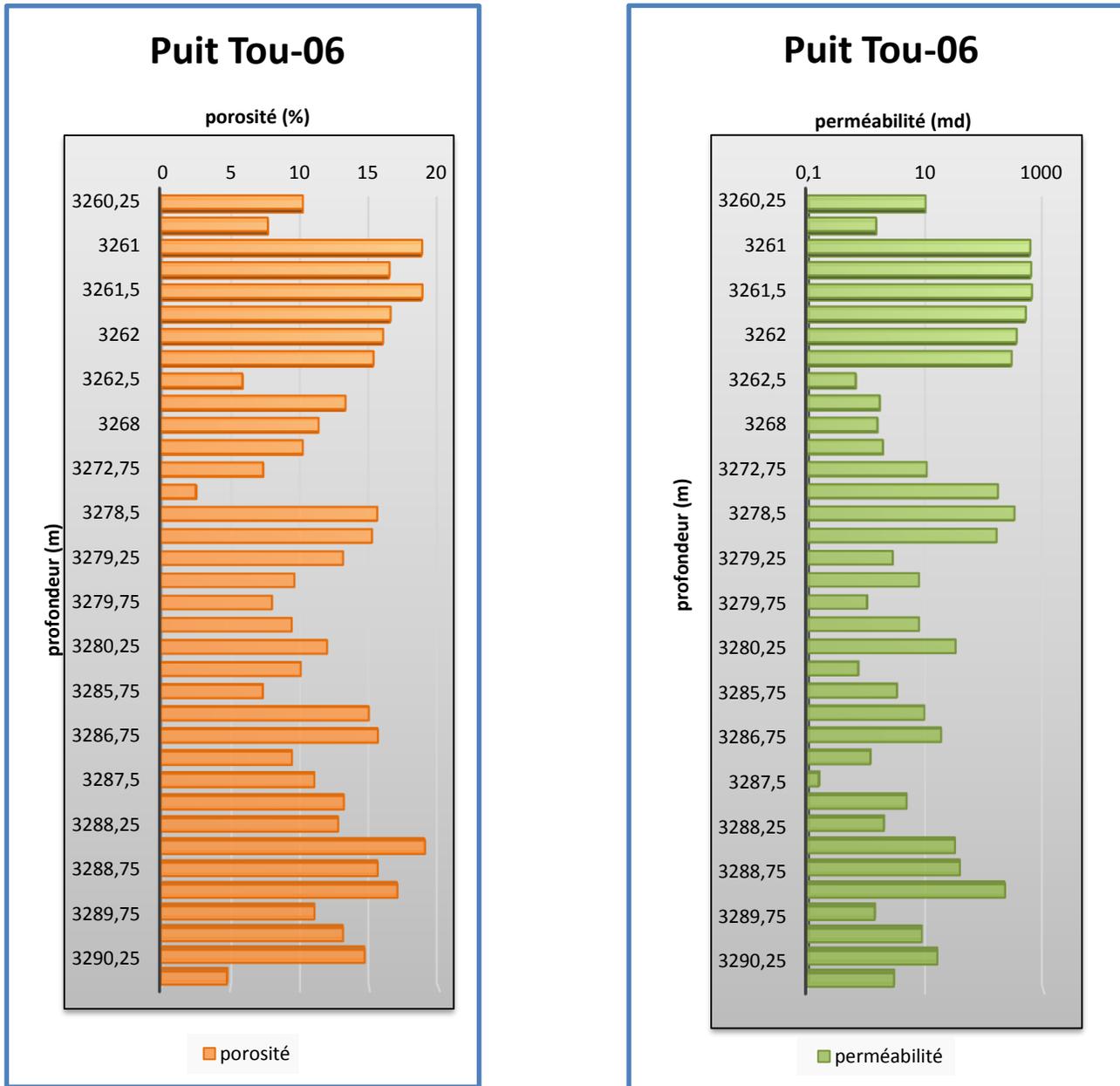
#### ❖ Puits Tou-6 :

##### • La porosité :

L'évolution verticale de la porosité montre une certaine homogénéité avec la présence de piques, le plus important à une valeur de 19 % de porosité à la profondeur de 3261m et 3288,5.

##### • La perméabilité :

L'évolution verticale de perméabilité montre une distribution hétérogène, en générale elle diminue avec la profondeur, on remarque que les valeurs sont presque nulles et les piques ont des valeurs élevées dans la partie supérieure. Les piques les plus nets sont : de 600 MD vers 3261m ; de 610 MD vers 3261,25 et de 620 MD vers 3261,5.



(Fig.III.8) L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits Tou-6.

❖ Puits Tou-7 :

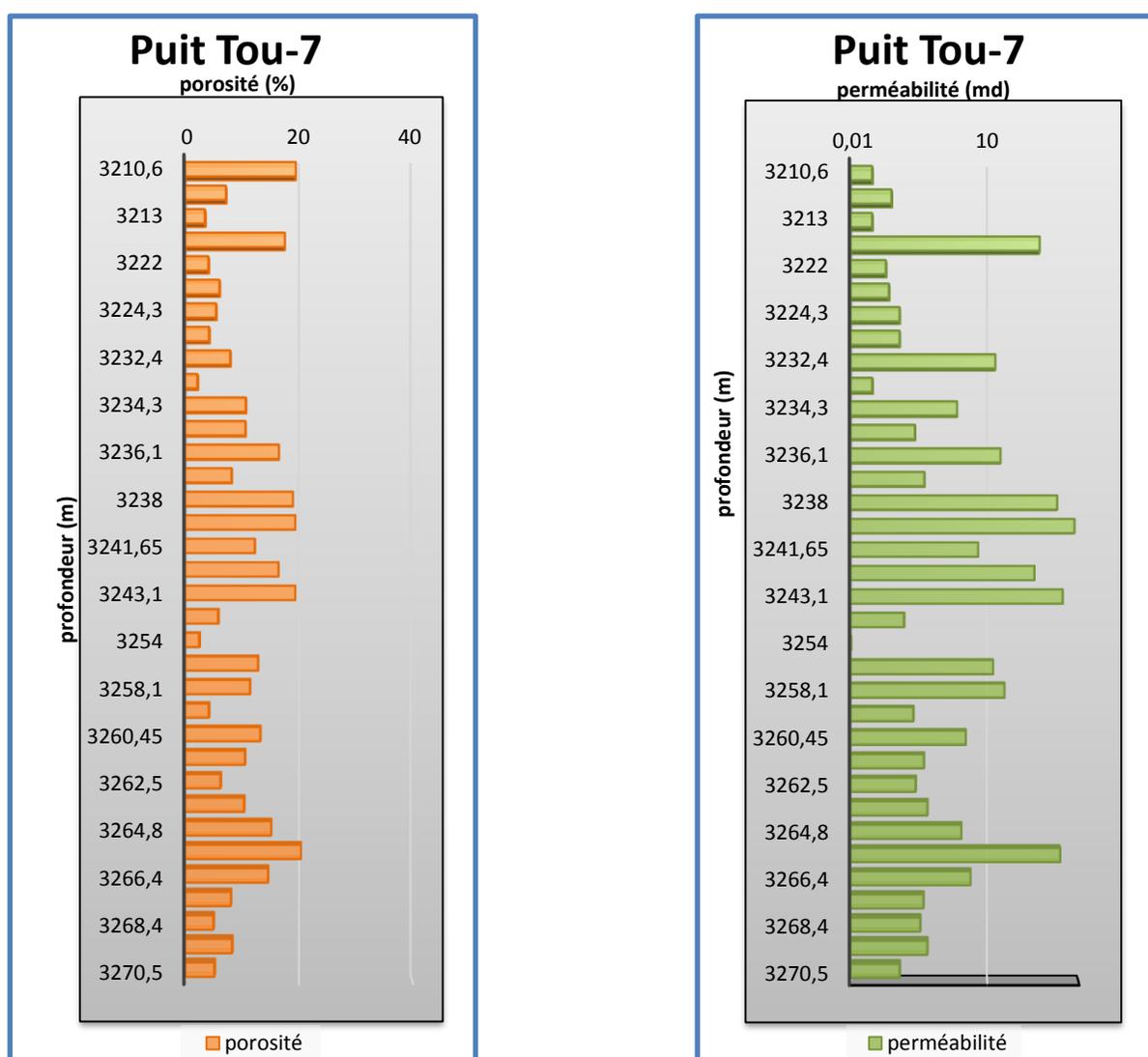
• la porosité :

Le profil d'évolution verticale de la porosité au niveau de ce puits montre une distribution par intervalles : entre 3210 et 3220 m de profondeur la porosité est faible elle varie de 0 à 5 %. Entre 3230 et 3240 m 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 19 %. De 3237 m profondeur la valeur de la porosité montre une certaine constance qui oscille autour de 9.9 %. De part et d'autre de tous ces trois intervalles la porosité est médiocre à moyenne.

- **la perméabilité :**

Le profil d'évolution verticale de perméabilité au niveau de ce puits montre que les bonnes valeurs de perméabilité se concentrent dans l'intervalle 3236---3243 m, elle atteint une valeur de 800md, au-dessous de cette intervalle la perméabilité est médiocre, à l'exception de quelques pics qui sont probablement liés à des fractures.



(Fig.III.9) L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits Tou-7.

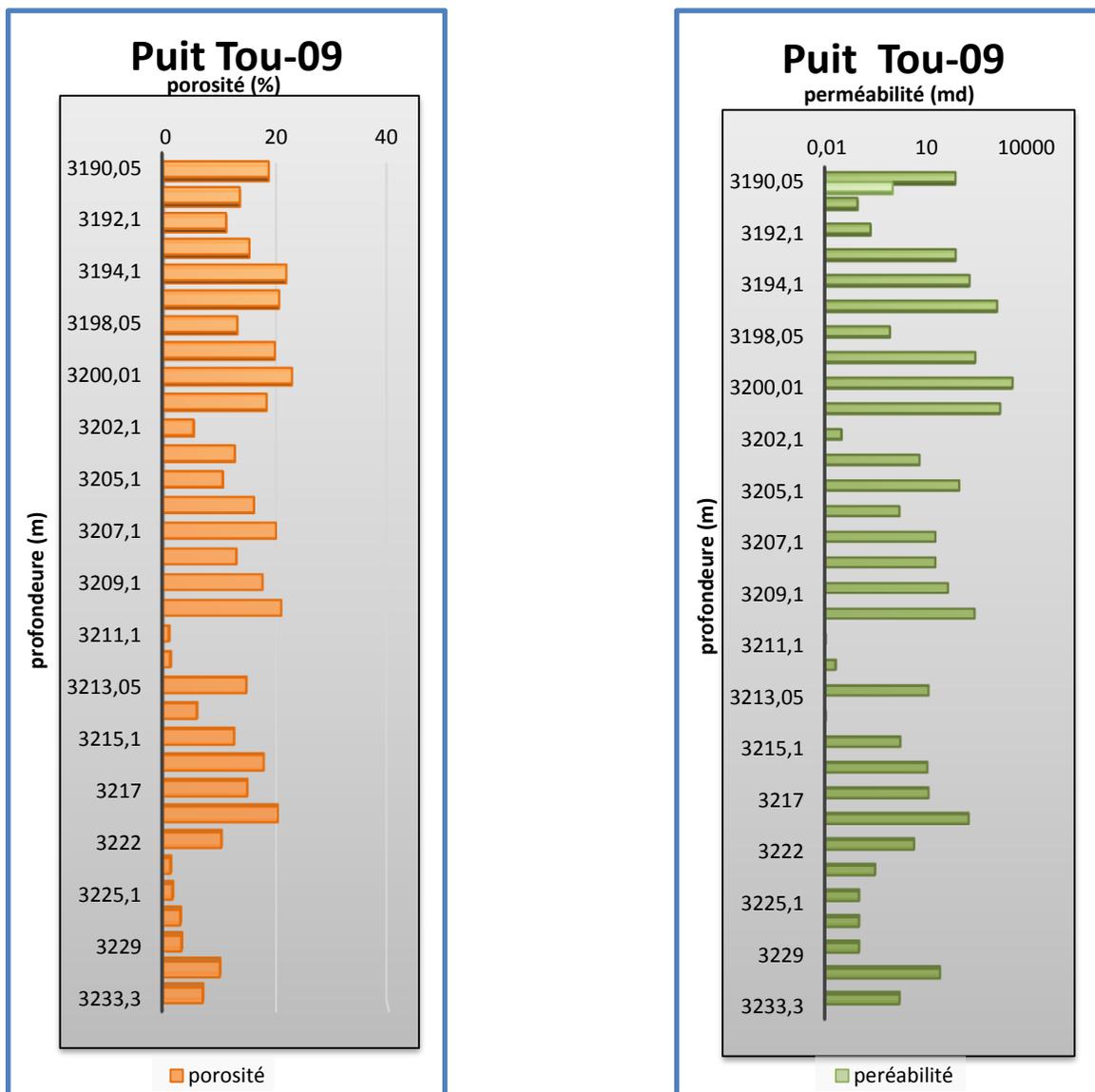
### ❖ Puits Tou-9 :

- **la porosité :**

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 21% entre 3199 et 3200m de profondeur.

- **la perméabilité :**

Selon le diagramme d'évolution verticale de la perméabilité, on remarque que la plus part des valeurs sont nulles, telle qu'atteindre 4000 MD.

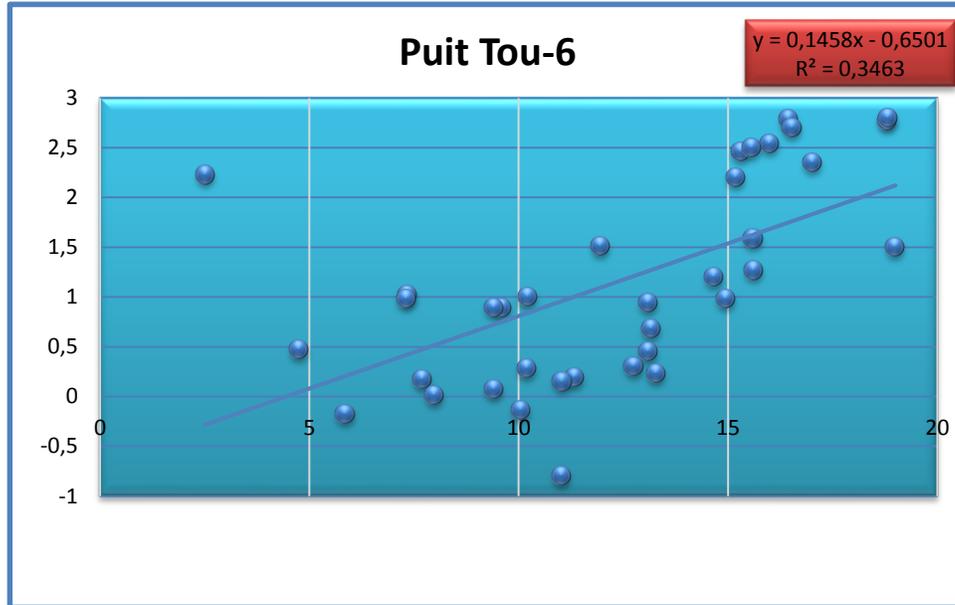


(Fig.III.10) L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité du puits Tou-9.

### III.4.3- La corrélation entre la porosité et la perméabilité :

#### ❖ Puits Tou-6 :

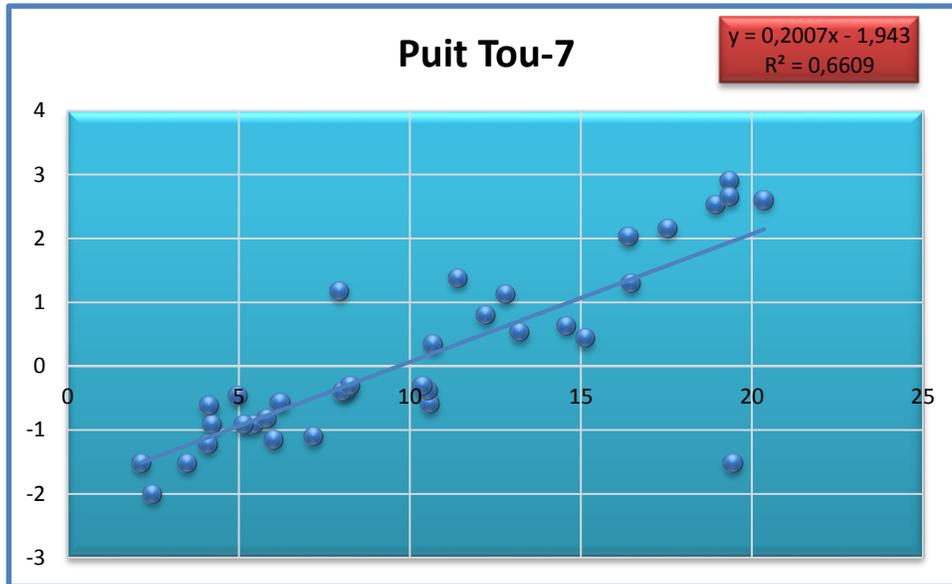
La courbe de corrélation porosité vs perméabilité montre une mauvaise relation entre les deux paramètres avec un coefficient de corrélation faible égale 0,34.



(Fig.III.11) La corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits Tou-6.

#### ❖ Puits Tou-7 :

Il montre l'existence d'une relation linéaire ayant un coefficient de corrélation égal à  $\square 0,660$  qu'on peut considérer comme moyen, ceci nous amène à dire que l'augmentation de la perméabilité en fonction de la porosité s'explique par l'existence d'un réseau de fissures produit par la tectonique dans la région.

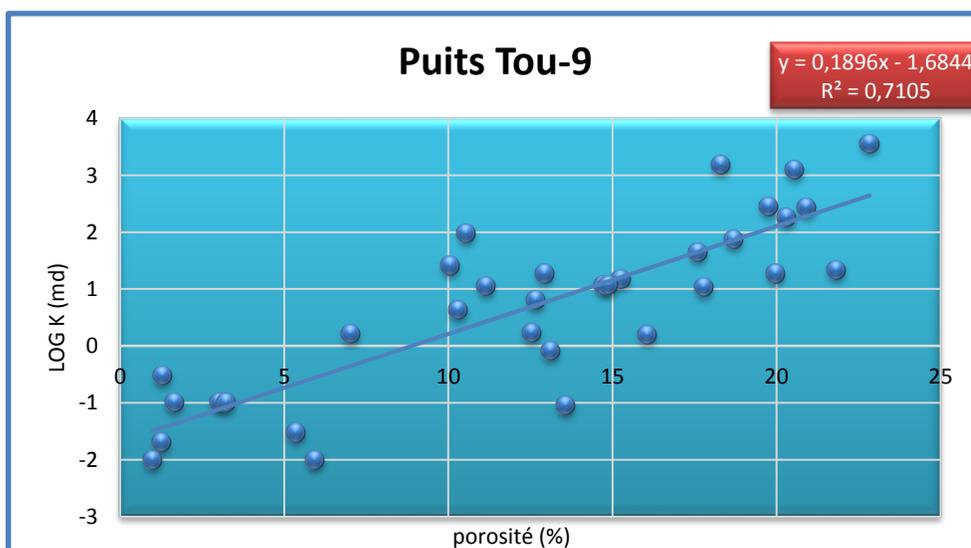


(Fig.III.12) Corrélation entre la porosité et la perméabilité du Puits Tou-7.

#### ❖ Puits Tou-9 :

La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité montre l'existence d'une relation linéaire avec un coefficient de corrélation égale à 0,792 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. III.13) La corrélation entre la porosité et la perméabilité du Puits Tou-7.

## III.5- Interprétation des cartes en iso-valeurs du réservoir TAGI :

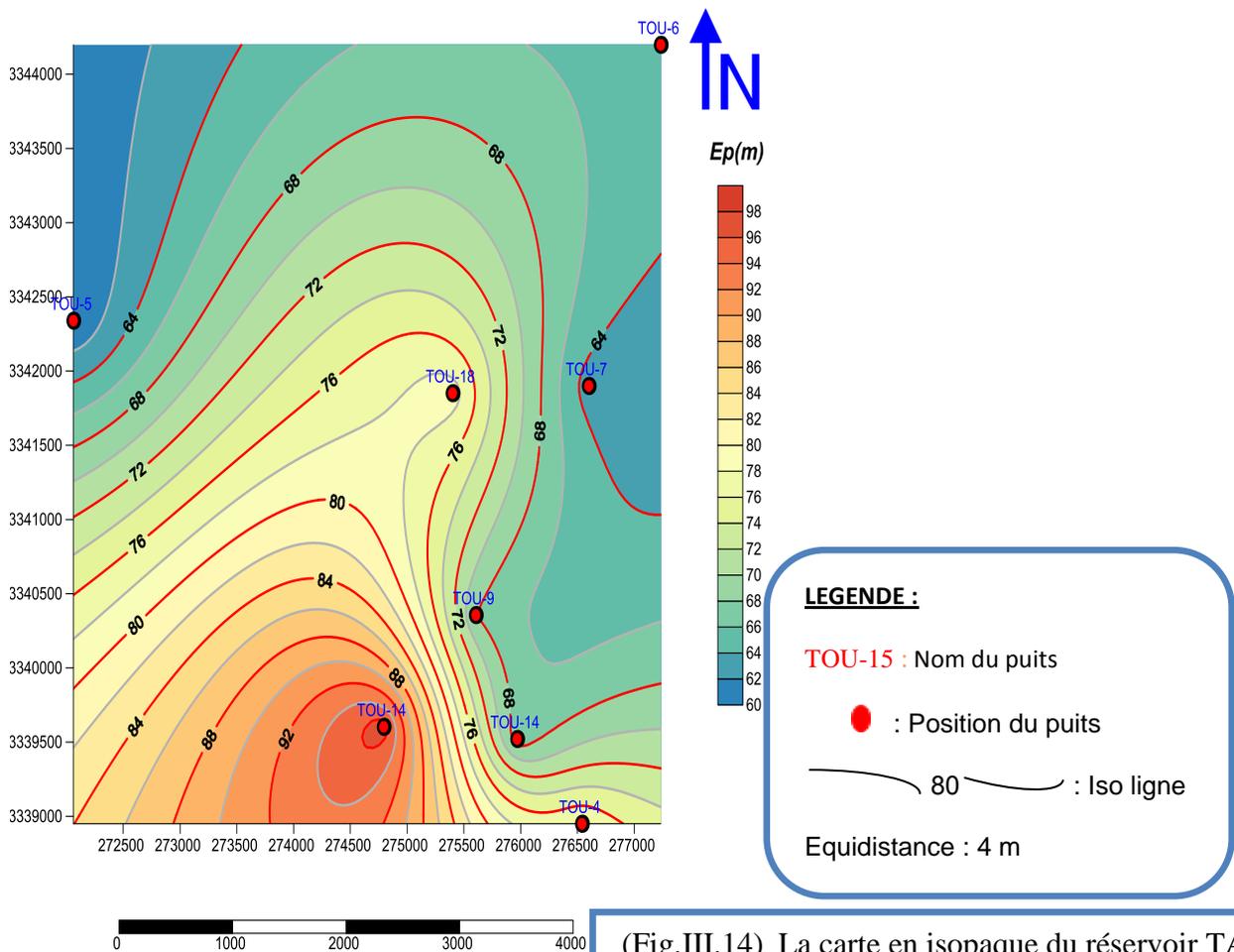
Dans notre étude, on a établi des cartes en iso-valeurs à partir des données de 8 puits, pour une meilleure précision, les logiciels *Tech log* et *Surfer* ont été utilisés.

### III.5.1 Interprétation des paramètres géologiques :

#### III.5.1.1- La carte en isopaque du réservoir TAGI :

Les isolignes des valeurs de l'épaisseur totale se concentrent autour du puits TOU15, 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 TOU5 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. III).



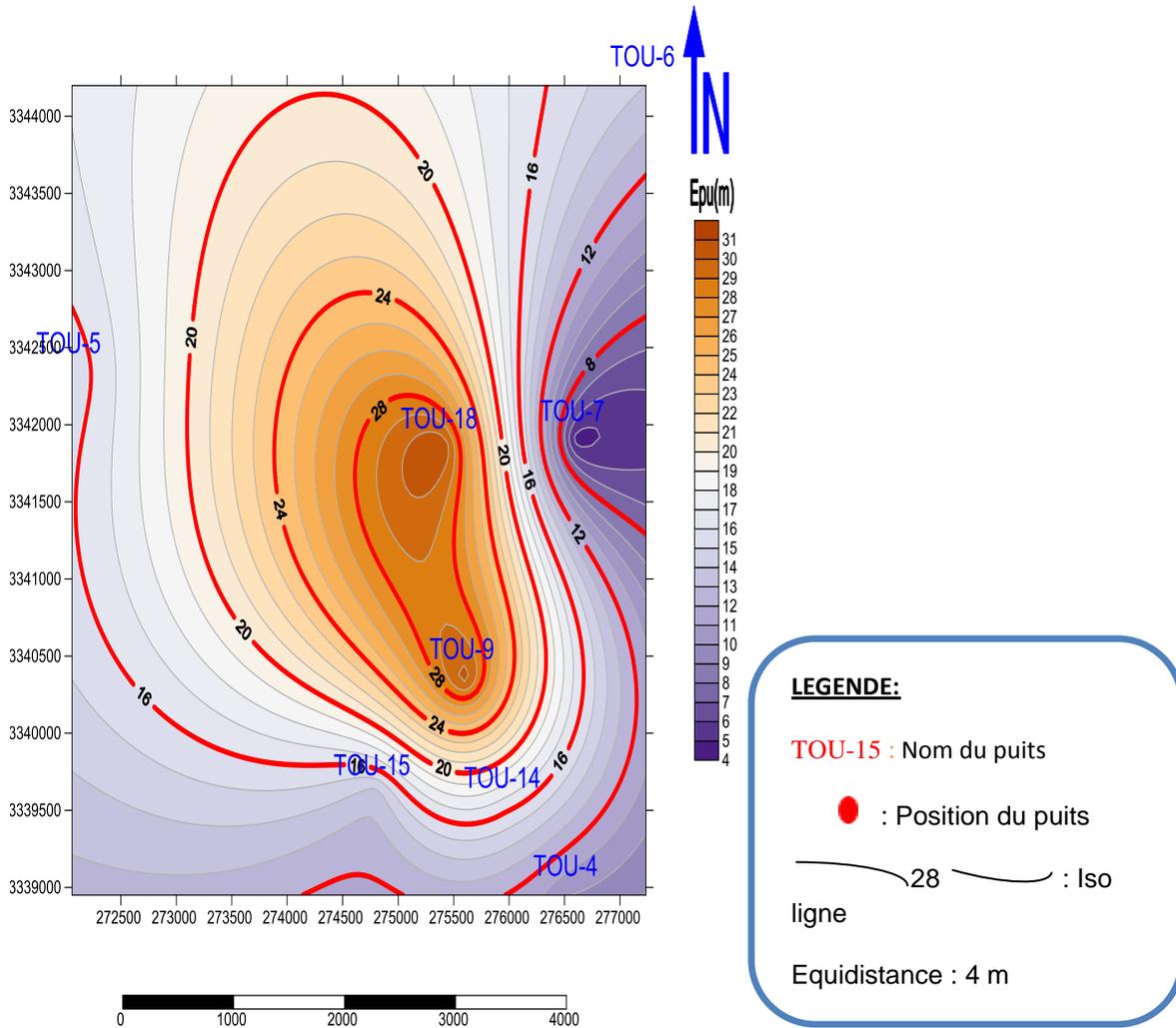
## III.5.1.2- La carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI :

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

L'anomalie localisée au Sud-Ouest où les isolignes se concentrent autour du puits TOU9 rassemble le maximum d'épaisseur imprégnée en hydrocarbure, où elle peut atteindre 30m au niveau du puits TOU9, de part et d'autre l'épaisseur utile diminue.

L'anomalie localisée au centre, les isolignes se concentrent autour du puits TOU7, au niveau duquel on enregistre le minimum d'épaisseur utile, qui est égale à 4,57m, de part et d'autre l'épaisseur utile augmente.

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.III.15) La carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI.

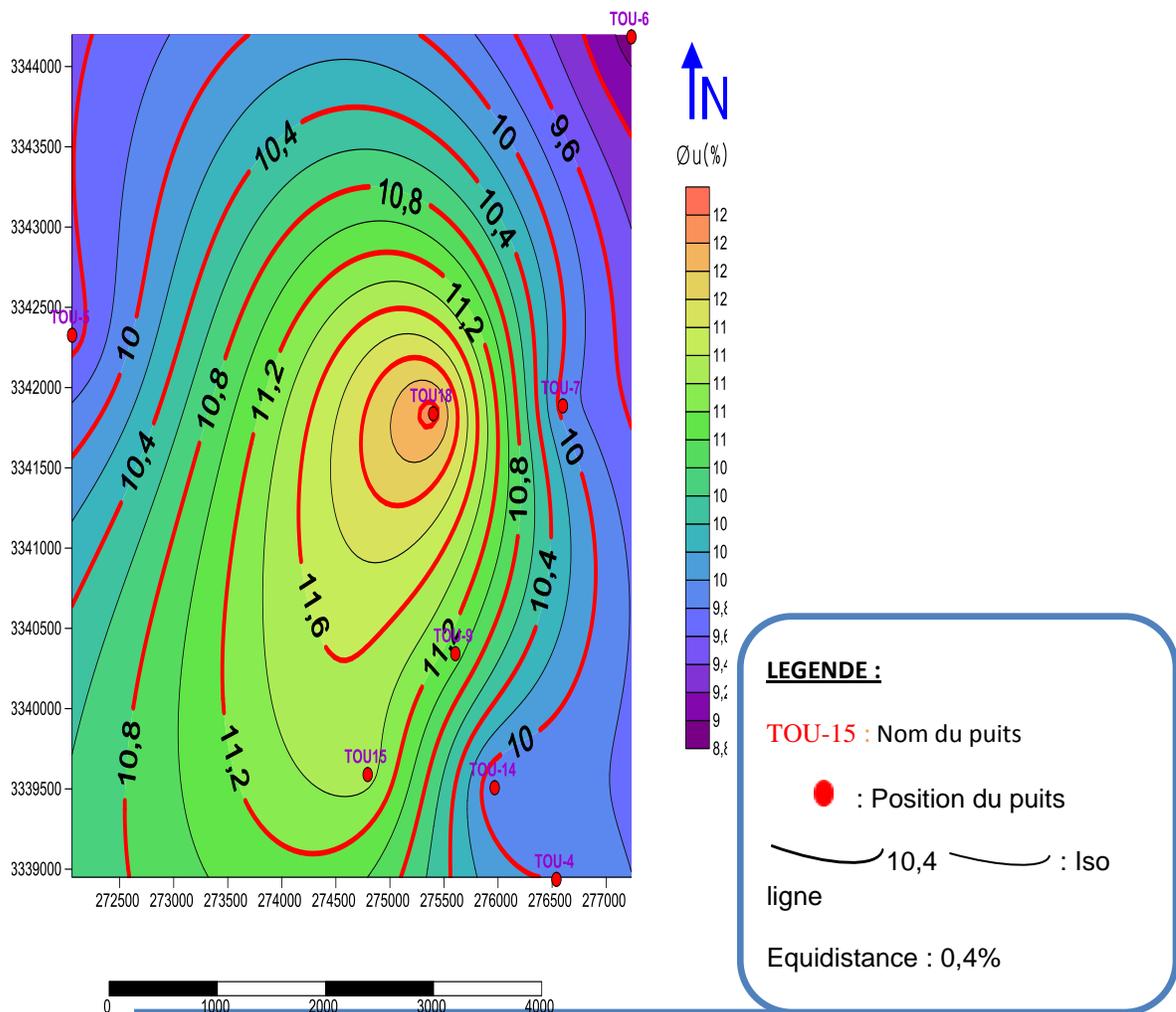
## III.5.2 Interprétation des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI :

### III.5.2.1 La carte en iso-porosité :

Les isolignes des valeurs de porosité sont concentriques dans la partie centrale de la région, autour des puits (Tou-15 et Tou-18), où elle atteint une valeur maximale égale à 12,5%, 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% autour des puits (Tou-6).

**Interprétation :** L'augmentation de la porosité dans la partie Sud est due soit aux failles qui ont joué un rôle positif soit aux phénomènes diagénétiques (dissolution partielle du ciment sidéritique).

La diminution est la cause de cimentation par l'halite qui détruit toute porosité que sa présence a été prouvée dans la région.



(Fig.III.16) La carte en iso-porosité du réservoir TAGI.

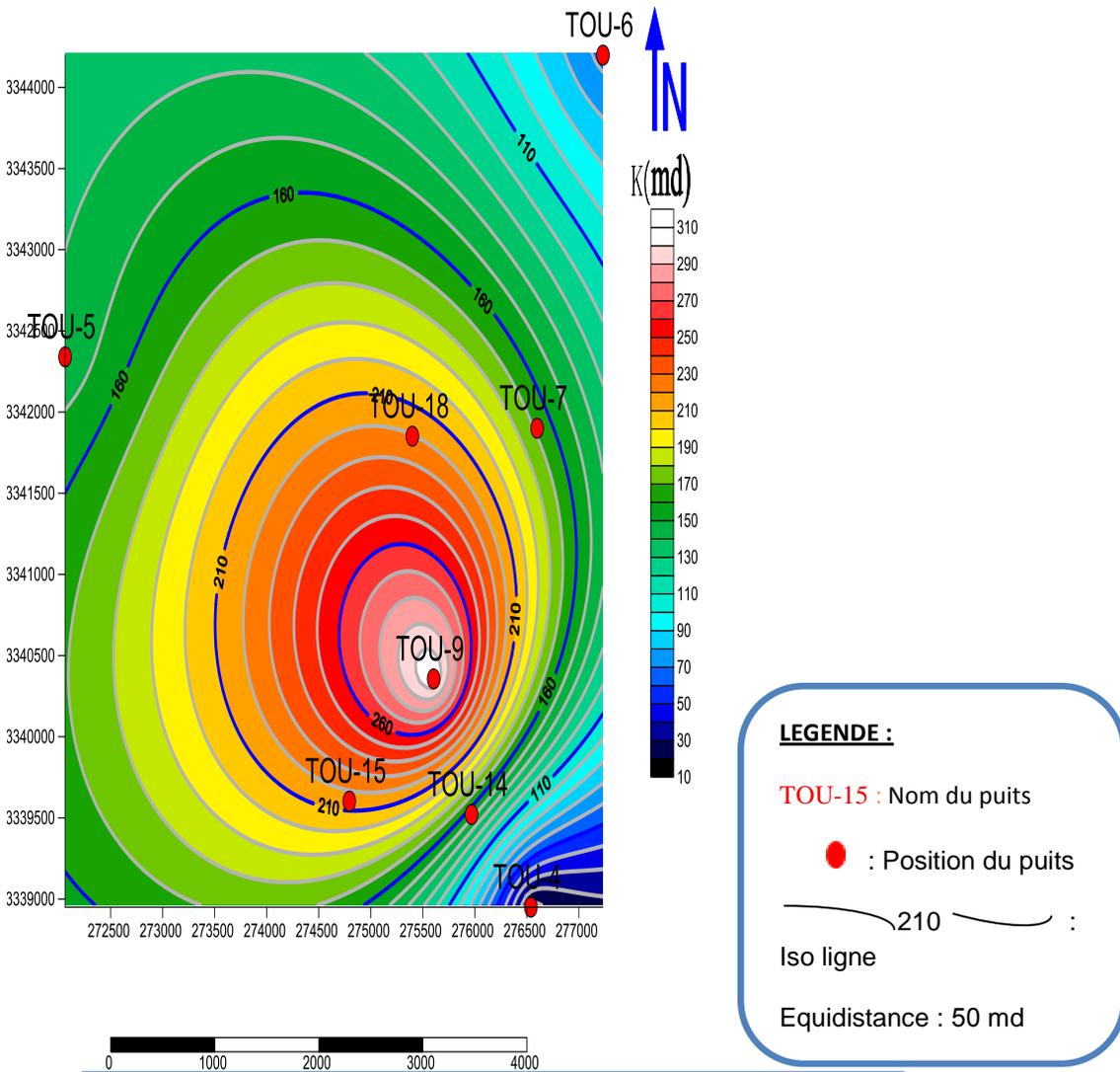
### III.5.2.2 La carte en iso-perméabilité :

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 au niveau du puits (Tou-4).

#### *Interprétation :*

L'augmentation de la perméabilité peut être liée aux fractures.

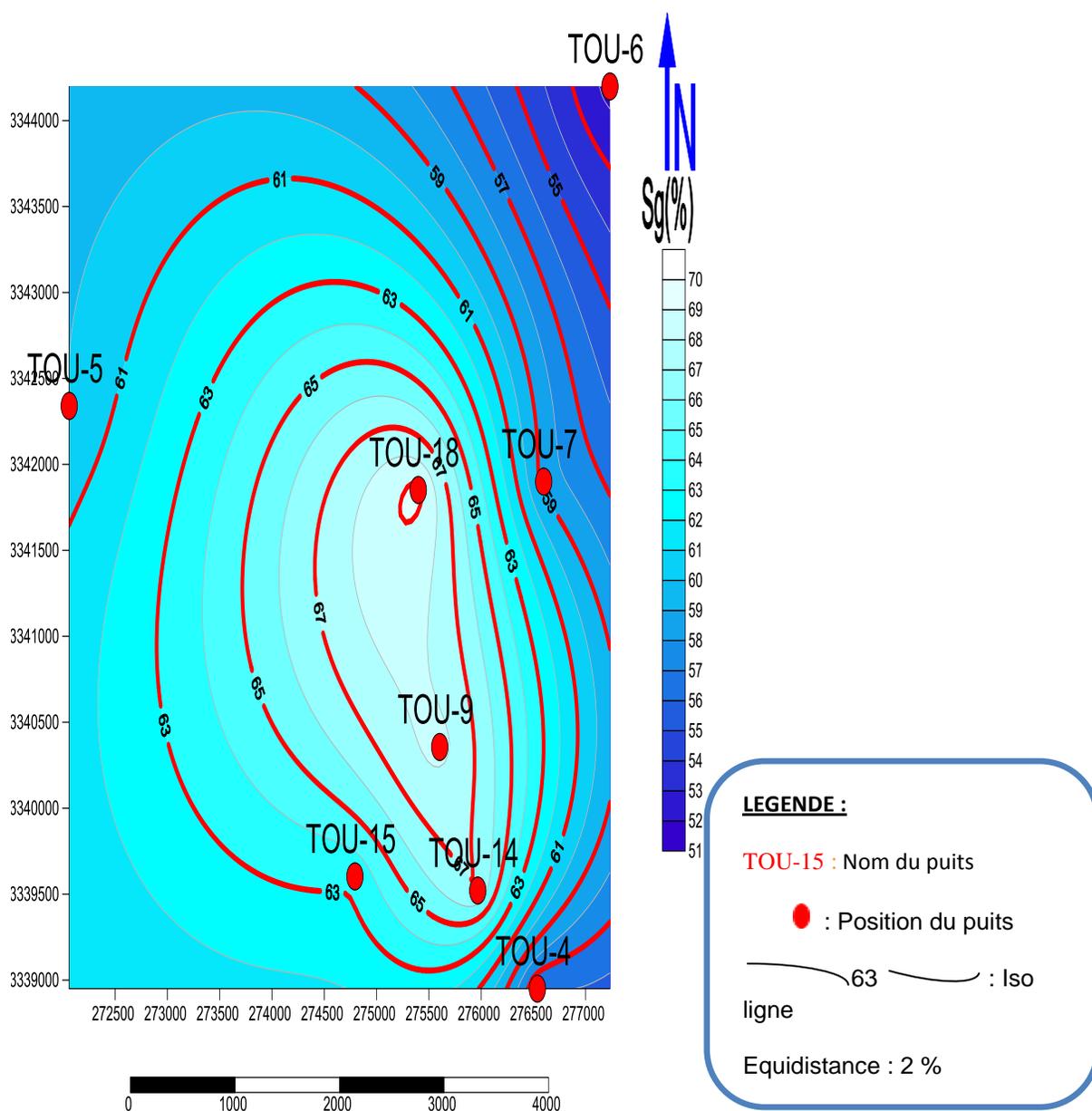
La diminution peut être expliquée par la présence des plages de ciment sidéritique non dissous et l'inclusion des feldspaths dans les pores ou par un colmatage des fissures.



(Fig.III.17) La carte en iso-perméabilité du réservoir TAGI.

### III.5.2.3- La carte en iso-saturation :

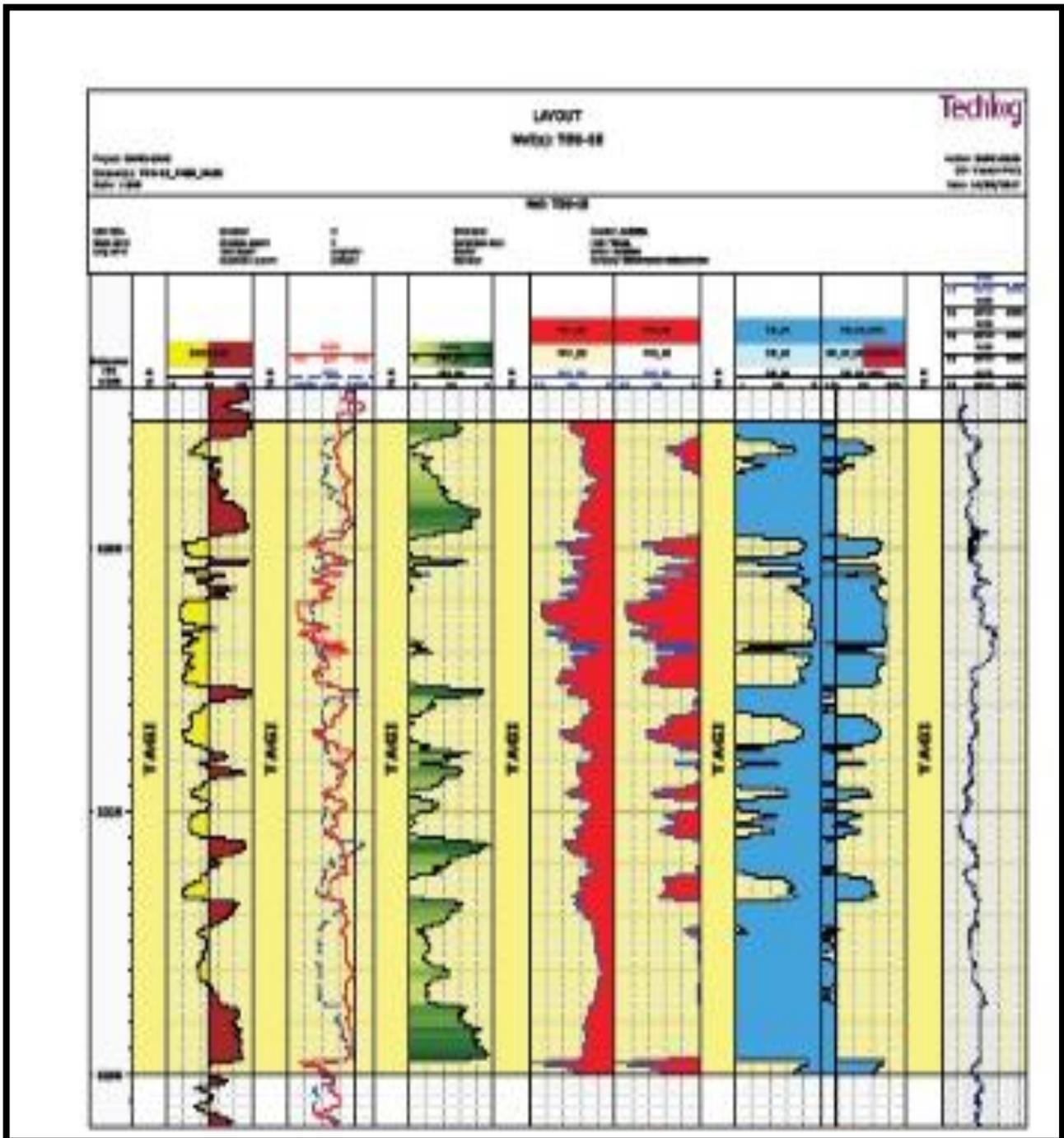
D'après cette carte, on remarque que la saturation de ce réservoir est moyenne. La valeur maximale qu'on a enregistrée est de 68% au niveau du puits (Tou-18), elle diminue essentiellement en allant vers le Nord-Ouest jusqu'à atteindre la valeur de 50% au niveau de puits (Tou-6). Les grandes valeurs de saturation sont liées aux vides présents dans les bancs (porosité intragranulaire).



(Fig.III.18) La carte en iso-saturation du réservoir TAGI.



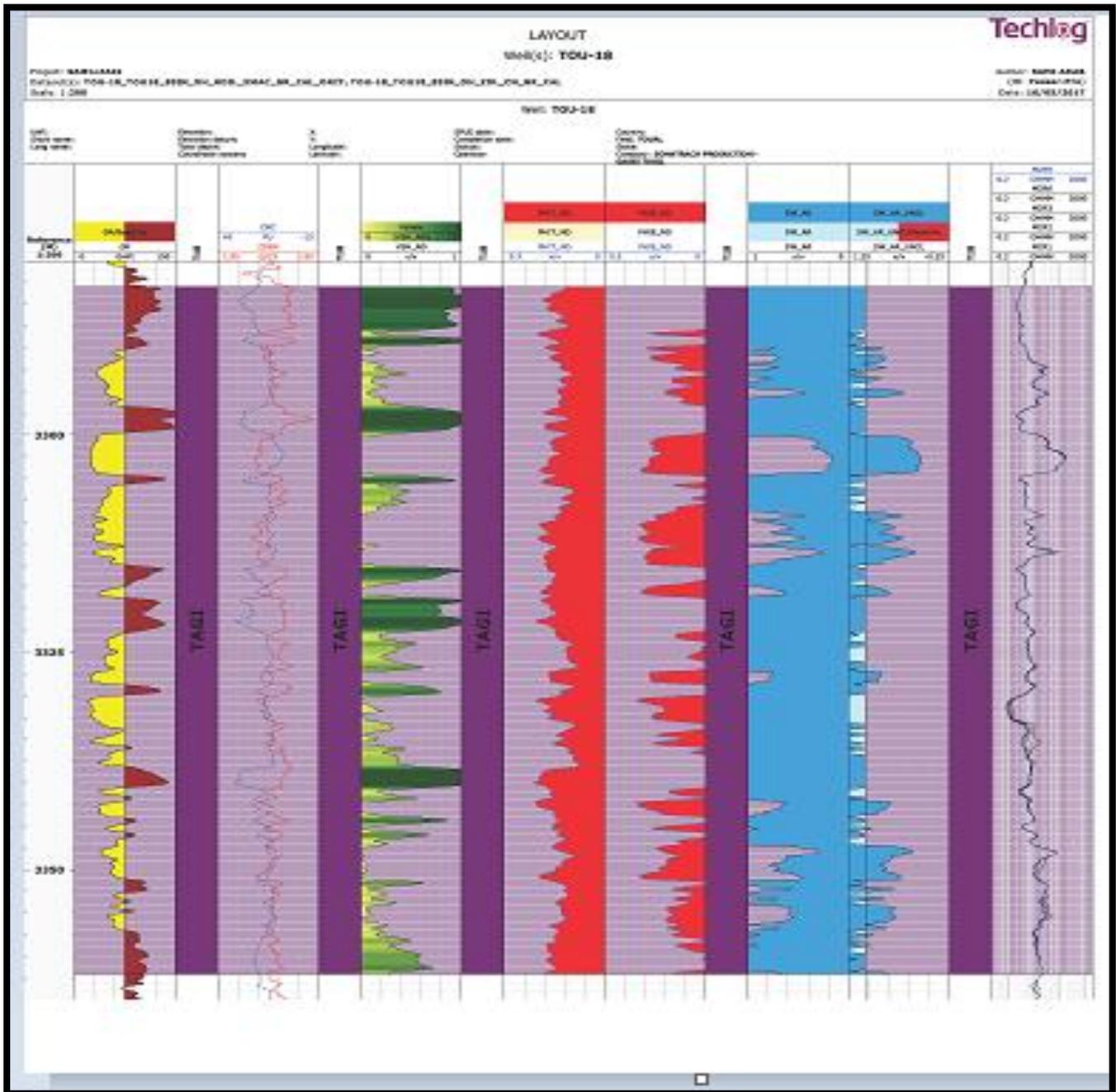
### ❖ Puits Tou-15 :



(Fig.III.20) : Diagraphies interprétées au niveau du puits Tou-15 dans le réservoir TAGI.

- ✓ Les résultats d'interprétation des diagraphies du puits TOU-15 montrent que le « TAGI » sont à hydrocarbure sur une épaisseur utile de 13m, avec une porosité moyenne de 11.5 % et une saturation en eau de 36.7 %.

### ❖ Puits Tou-18 :



(Fig.III.21) : Diagraphies interprétées au niveau du puits Tou-18 dans le réservoir TAGI.

- ✓ Les résultats d'interprétation des diagraphies du puits Tou-18 montrent que le « TAGI » sont à hydrocarbure sur une épaisseur utile de 31m, avec une porosité moyenne de 12.5 % et une saturation en eau de 30,7 %.

### III.7-CONCLUSION :

D'après l'étude pétrophysiques de notre réservoir TAGI on conclue que :

- Les histogrammes de la porosité montrent la présence de deux types de porosité (inter granulaire et de fissuration).
- Les histogrammes de la perméabilité montrent la présence de deux types de perméabilité (primaire ; fracturation)
- Les courbes de corrélation de la porosité vs perméabilité montrent que le réservoir TAGI est hétérogène.

### IV. Estimation des réserves du réservoir TAGI :

#### IV. 1. Introduction

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ (schéma d'exploitation, le nombre de puits à forer) est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile / ou de gaz contenues dans les roches réservoirs et des paramètres du réservoir à savoir la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, qui sont évalués d'après les diagraphies ou par l'analyse des échantillons de roches prélevées.

Le terme de réserve en place laisse en effet une possibilité de confusion avec le terme de « réserve » employé par les Anglo-Saxons notamment, et qui signifie « réserves récupérables », c'est à dire les quantités d'huile et/ ou de gaz qui seront produite pendant l'exploitation du gisement. Cette dernière notion est d'ailleurs plus difficile à préciser parce qu'elle dépend des conditions techniques et économiques de l'exploitation, lesquels sont également liées à la politique énergétique des pays producteurs.

#### IV.2. Les différentes Classifications de quantités en place :

Les quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

Lorsqu'un gisement a été découvert, un premier calcul rapide est fait pour estimer l'ordre de grandeur du volume d'hydrocarbures en place. Les données n'étant pas très nombreuses à partir d'un seul forage, elles ne pourront fournir qu'une première évaluation très grossière. Cette estimation sera reprise lorsque tous les résultats faisant.

Introduction générale suite à la découverte auront été analysés : interprétation fine des diagraphies, des mesures pétro physiques, analyse PVT, interprétation géophysique et éventuellement géologique. La première et/ ou la deuxième estimation vont permettre la prise de la décision de forer un ou plusieurs autres puits d'extension, lesquels auront pour premier but de préciser la connaissance générale du gisement et ensuite de participer si possible à la production.

Faisant suite à ces nouveaux forages, la nouvelle estimation des quantités en place sera beaucoup moins grossière, son appréciation ainsi d'ailleurs que celle des caractéristiques pétro physiques et des fluides et notamment la position des interfaces- étant nettement améliorée. Enfin, le développement du gisement commence, chaque nouveau puits apportera sa récolte d'informations nouvelles qui viendront s'intégrer à l'image du gisement et préciser l'estimation déjà faite des quantités en place. Ainsi, en réalité, ces évaluations se font de façon plus ou moins continue tout au long de la vie du gisement et l'estimation de l'accumulation ne sera vraiment précisée qu'à la fin de la phase de développement du champ. Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluide « prouvés », « probables » et « possibles » pour un niveau ou un gisement. Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés européennes et américaines. Il faut préciser qu'à l'échelle d'un bassin, ces notions peuvent être différentes : notion d'accumulations espérées à partir de réservoirs aujourd'hui inconnus. Ces trois catégories sont :

### **IV.2.1. L'huile ou gaz en place prouvée :**

Il s'agit là des volumes d'hydrocarbures dont la présence est à considérer certaine, elle repose généralement sur des données de puits.

### **IV.2.2. L'huile ou gaz en place probable :**

Représente les réserves où les interprétations tant statistiques (diagraphiques, géophysiques) que dynamiques (pression) permettent de considérer ces zones comme imprégnées, sans que l'on puisse l'affirmer avec une entière certitude.

### **IV.2.3. L'huile ou gaz en place possible :**

Les incertitudes existe tant sur certains paramètres (interface, extension du faciès) sont telles que l'existence d'hydrocarbures dans certaines zones est très problématique, mais ne peut être définitivement exclue

## **IV.3. Classification du réservoir « TAGI » de Toual :**

Les différentes quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenu à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires. Mais surtout cette classification est différente d'une école à l'autre :

- ✓ D'après la classification *Russe*, nos réserves sont classées « *catégorie A* ».
- ✓ D'après la classification *Française*, nos réserves sont classées « *réserves Géologiques en couche récupérable* ».
- ✓ D'après la classification *Américaine*, nos réserves sont classées « *réserve Prouvée récupérable* ».

### IV.4. Méthode d'évaluation des réserves :

Le calcul de réserves d'huile et de gaz étant le stade final de toutes les étapes des travaux géologiques de recherche, de prospection des hydrocarbures.

Pour le calcul des réserves d'huile et de gaz, on peut utiliser cette méthode :

#### ➤ Méthode volumétrique (Monte Carlo)

Dans cette partie nous aurons à évaluer les réserves d'hydrocarbures du Trias argileux gréseux inférieur du permis de TOUAL par la méthode volumétrique proprement dite. Cette méthode est utilisée pour l'évaluation des réserves de gaz à condensât en place des gisements suffisamment étudiés et prospectés. L'avantage de cette méthode est d'être utilisée pour n'importe quel régime de production et à n'importe quel stade d'exploitation.

Le sens de cette méthode s'exprime comme suit :

$$\text{OGIIP} = V_R \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) \cdot (H_u / H_T) \cdot \theta \cdot 35,31 \text{ (en BSFC)}$$

**OGIIP** : volume en place du gaz en m<sup>3</sup>.

**V<sub>R</sub>** : volume de la roche.

**H<sub>u</sub>** : épaisseur utile du gisement en m.

**H<sub>T</sub>** : épaisseur total du gisement en m.

**Φ** : porosité ouverte en fractions d'unité.

**S<sub>w</sub>** : saturation en eau en fractions d'unité.

**θ** : facteur volumétrique.

Afin d'évaluer les incertitudes liées aux différents paramètres intervenant dans le calcul des réserves en place tel que la saturation et la porosité, une évaluation probabiliste est nécessaire pour l'élaboration des lois de distributions de chaque paramètre. Ce qui aboutira à

## Chapitre. IV

une distribution statistique des réserves en place. Et pour se faire, on utilise la simulation de Monté Carlo (fig.IV.1), où les valeurs d'entrée sont plus des valeurs déterministes mais des valeurs tirées au hasard de leur distribution spécifique. Le calcul s'effectue en répétant un grand nombre de fois, en faisant varier à chaque fois de façon aléatoire chacune des variables faisant partie du calcul. Ainsi, on obtient une distribution de probabilité des réserves en place.

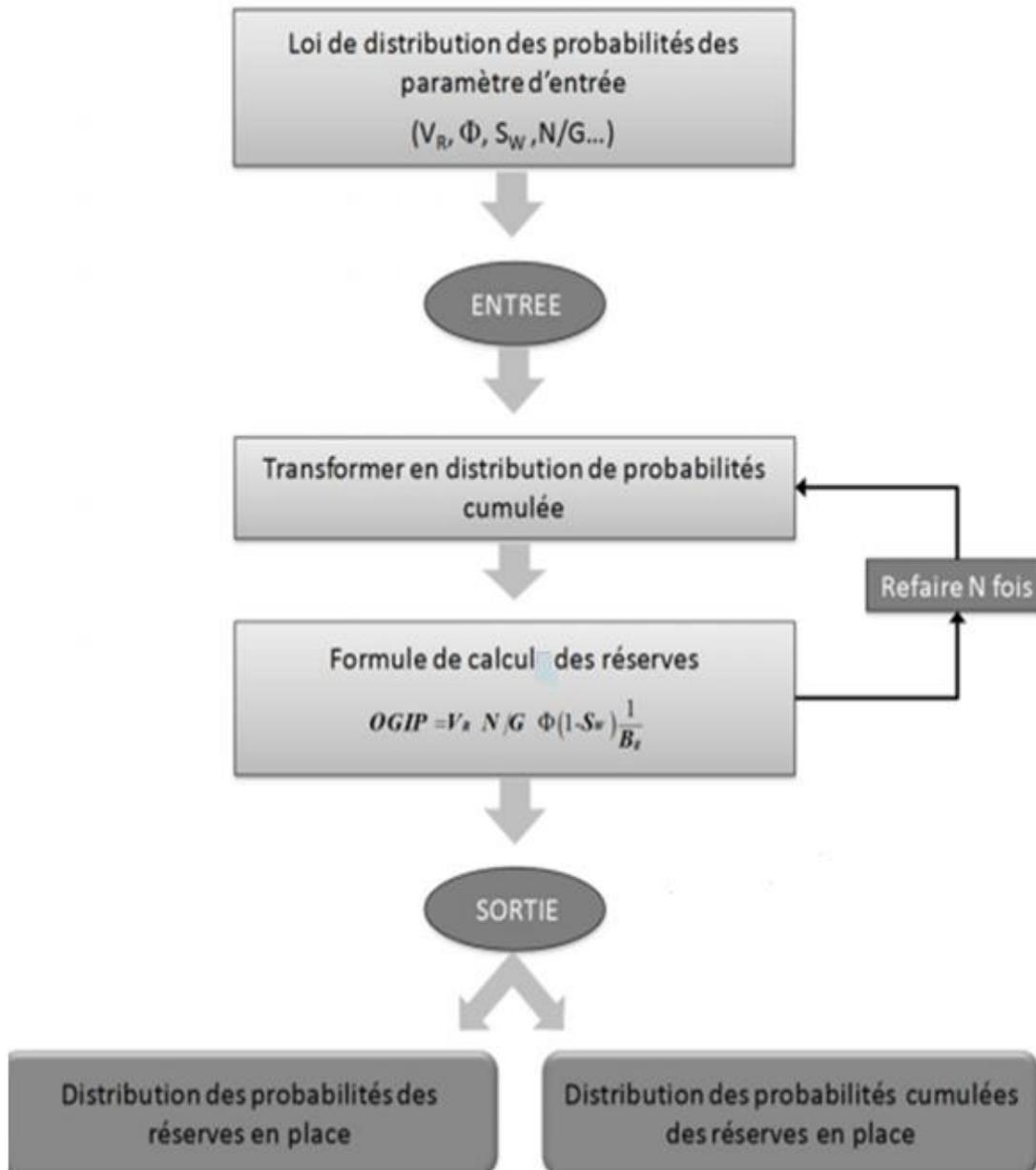


Fig.IV.1: Fonctionnement de la simulation de Monté Carlo

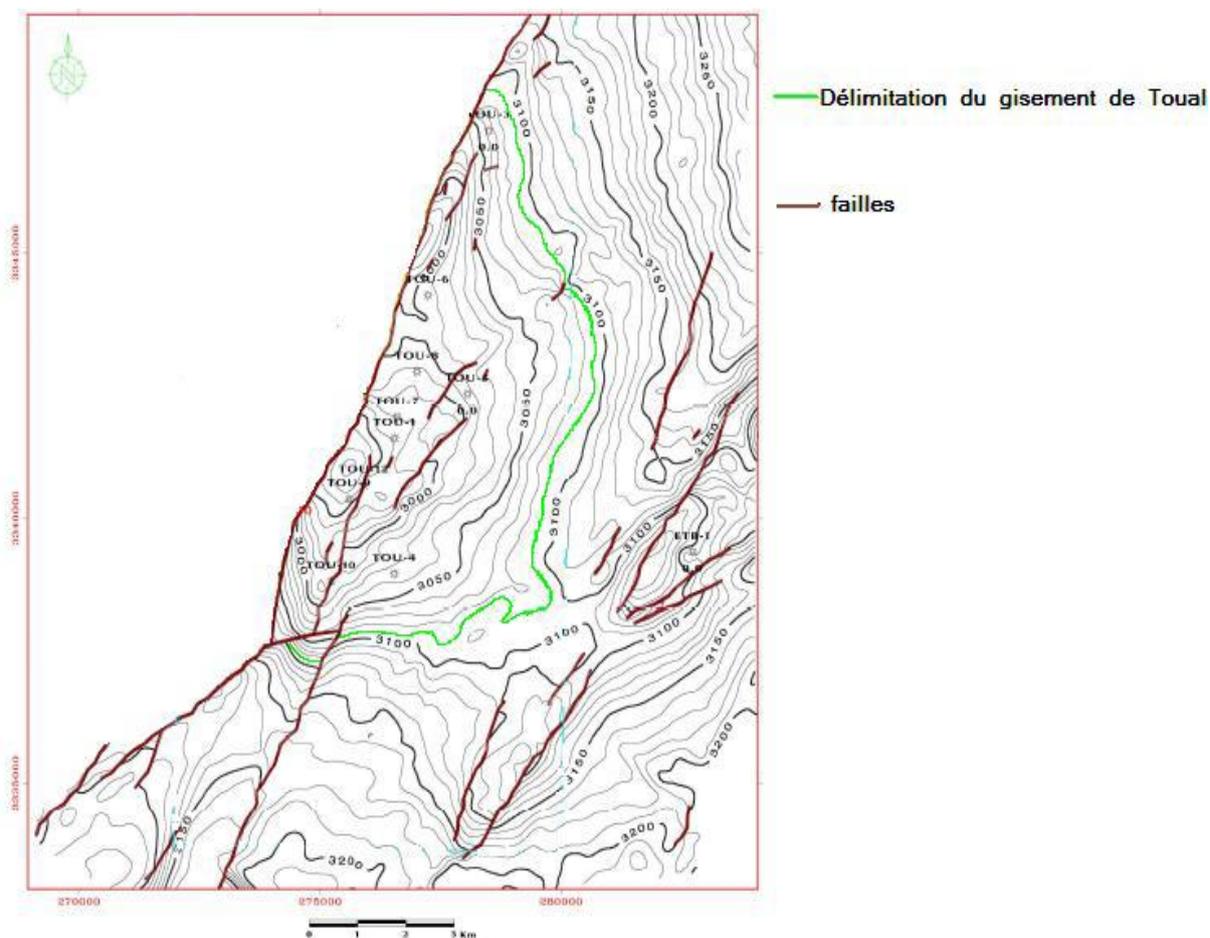
### IV.4.1. Détermination des différents paramètres

D'après les puits traversant TAGI dans le permis de TOUAL, le contact gaz à condensât /eau est en moyenne de -3090 m.

#### IV.4.1.1. Délimitation du gisement :

Dans le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI), les interprétations diagaphiques montrent que ce réservoir a une épaisseur de net pay allant de 5m jusqu'à 17m et une porosité moyenne de 10,9%.

Au puits TOUW-1, Les tests (DST 4 et 5) effectués dans le TAGI, productifs d'huile, de gaz et de condensat ont montré un GDT/ODT à la profondeur -3108 m. Sur le gisement de Toulal, le contact Gaz-Eau reconnu dans le TAGI est à -3090m. La présence de l'aquifère dans le TAGI sur le gisement de Toulal et son absence sur le flanc affaissé de Toulal Ouest, confirme que ces deux compartiments sont bel et bien séparés par la faille étanche Nord Est-Sud-Ouest. (Fig. IV.2)



(Fig. IV.2) : Carte en isobathes au toit du réservoir TAGI du champ de Toulal.

### IV.4.1.2. Calcul de la surface de la zone à gaz

Sur les cartes en isobathes aux toits des unités TAGI, les volumes des zones à gaz à condensât délimitées par les contours ont été déterminés par le logiciel « Pétrel ». Les résultats obtenus sont comme suit :

$$V_R = 2864733980.65115 \text{ m}^3$$

Où,  $V_R$  : Le volume en  $\text{m}^3$ .

### IV.4.1.3. Evaluation de la porosité moyenne utile :

A l'aide du logiciel « Crystal Ball ». Nous avons fait ressortir les lois de distribution de la porosité, Les résultats de simulation obtenus sont les suivants :

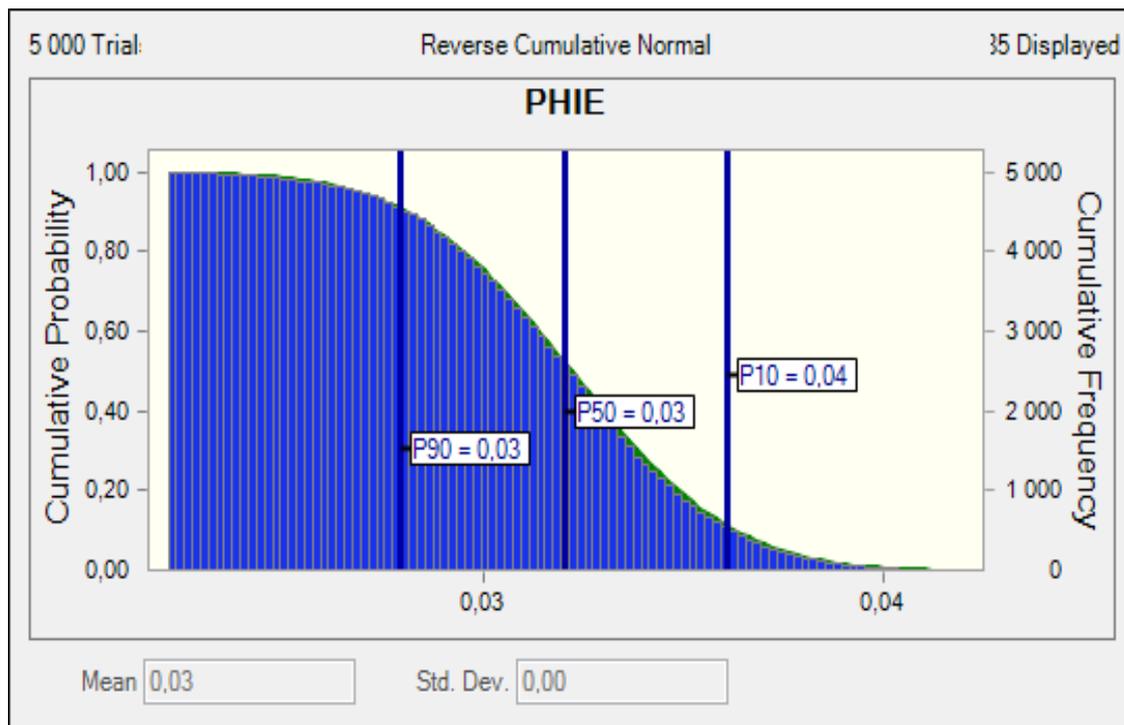


Fig.IV.3 : Graphe représentant les lois de distribution de porosités.

### IV.4.1.4. Evaluation de la saturation en eau du gisement :

A l'aide du logiciel « Crystal Ball » nous avons fait ressortir les lois de distribution de la saturation en eau.

Les résultats de simulation obtenus sont comme suit :

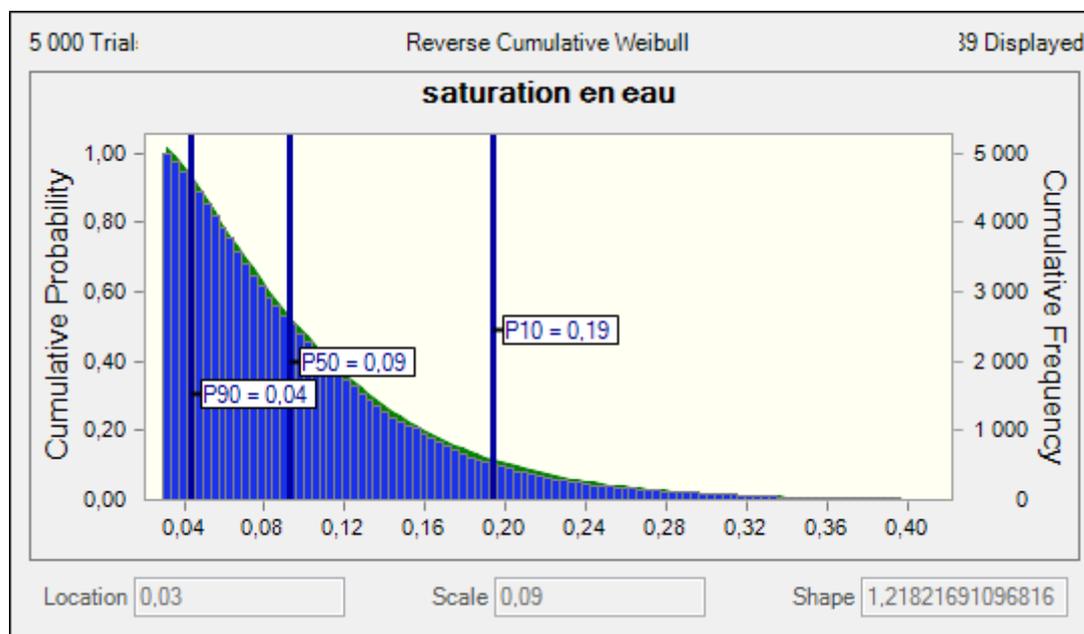


Fig.IV.4 : Graphe représentant les lois de distribution de la saturation en eau.

### IV.4.1.5. Evaluation de l'épaisseur utile :

Ayant connu la côte absolue du contact gaz/eau de l'unité TAGI, on a évalué l'épaisseur imprégnée en gaz pour chaque puits.

Après évaluation du Cut off de porosité et corrélation des logs de carottage (description des carottes) et de diagraphies (GR-FDC-CNL) de tous les puits, les bancs de grès intéressants pour chaque réservoir ont été délimités.

En éliminant les bancs gréseux dont la porosité est inférieure à 3 %, on calcule les épaisseurs utiles du TAGI dans chaque puits.

On constate que ces valeurs changent régulièrement d'un puits à un autre, donc l'épaisseur effective se calcule comme une moyenne arithmétique de formule générale :

Où :

$H_u$  : épaisseur utile moyenne.

$h_1, h_2, \dots, h_n$  : épaisseurs utile dans chaque puits.

$n$  : nombre de puits.

On divise l'épaisseur utile par l'épaisseur totale pour avoir le rapport Net/Gross.

Après avoir fait les calculs, on aboutit aux résultats qui sont présentés dans le tableau suivant :

Puits	EPAISSEUR TOTALE	EPAISSEUR UTILE	NET TO GROSS
TOU03	40,00	7,3	0,1825
TOU04	78,00	7,9	0,10128205
TOU 6	63,5	16,612	0,262
TOU 7	63	12,039	0,191
TOU 9	67	19,203	0,287
TOU 10	102	27,736	0,271
TOU 12	76	22,099	0,291
TOU 13	67	14,021	0,209
TOU 14	65	15,088	0,232
TOU 15	62	14,935	0,241
TOUC1	56	9,141	0,163
TOUW1	71	25,45	0,358
<b>moyenne :</b>	<b>67.54</b>	<b>15.96</b>	<b>0,23</b>

Tableau.IV.1 : Evaluation de l'épaisseur utile.

#### IV.4.1.6. Facteur volumétrique :

Ce facteur est utilisé pour augmenter les réserves de gaz des conditions de couche aux conditions standard :

$$\Theta = 271$$

#### IV.4.2. Calcul des réserves de gaz en place

A l'aide du logiciel « Crystal Ball » nous avons les réserves de gaz à condensat en place, en utilisant la formule citée auparavant. On peut déterminer les réserves de gaz en place par la formule suivante :

$$\text{OGIIP} = V_R \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) \cdot (H_u / H_T) \cdot \theta \cdot 35,31 \text{ (en BSFC)}$$

Les résultats obtenus sont portés sur le tableau suivant :

	volume en Bsfc	volume en Km3
<b>Quantités en place prouvées(P90)</b>	179,49	5,08
<b>Quantités en place probables (P50)</b>	400,89	11,35
<b>Quantités en place possibles (P10)</b>	951,99	26,96

(Tableau.IV.2) : Résultats de Calcul des réserves de gaz en place.

### IV.5. Conclusion

L'estimation des réserves en place prouvées du permis de TOUAL relève 5.08 milliards de m<sup>3</sup> de gaz à condensat au niveau du TAGI.

Ces résultats peuvent nous donner une estimation des réserves en place. Ils peuvent également être corrigés au fur et à mesure que les informations s'ajoutent (forage d'autres puits, d'autres tests et d'autres opérations de diagraphie PLT...).

## **Conclusion générale**

La Caractérisation et l'Evaluation du Potentiel Pétrolier du Réservoir Triasique Argileux Gréseux Inférieur TAGI dans le Champ Toul, Bassin de Berkine nous a permis de faire les conclusions suivantes :

- 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
- 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
- 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 causé par les accidents qui ont affecté le réservoir soit au changement de facies ou à la nature lithologique du réservoir qui est argilo-gréseux.
- Sept puits est le nombre optimum pour le développement de TOUAL-TAGI.
- La porosité est de type primaire et secondaire ce qui explique les grandes valeurs qu'elle présente.
- A un certain niveau du réservoir TAGI la perméabilité atteint des valeurs de 3660 md montrant qu'elle peut être liée à des fissurations.
- Le réservoir TAGI du champ TOUAL est un réservoir volumétrique en d'autre terme ce réservoir n'est pas assisté par un aquifère.

## *Conclusion générale*

---

- La saturation en gaz du réservoir TAGI dans le champ est bonne.
  
- L'estimation des réserves par la méthode bilan matière nous a permis d'identifier un volume de gaz initialement en place de 5.08 milliards. m<sup>3</sup>

### ***RECOMMANDATIONS :***

En guise de ce travail nous recommandons :

- Une étude pétrographique très poussée pour mieux caractériser le Réservoir TAGI.
- Revoir la sismique 3D pour mieux délimiter le gisement.
- Une étude générale du compartiment Ouest au-delà de la faille.
- Faire un test PLT (Production Logging Tools) pour avoir des données précises sur l'écoulement et les différents paramètres (débit,...etc.) au niveau des perforations.

## Référence Bibliographie

1. Beicip-Franbla. (1995). Champ de HASSI MESSAOUD révision du model géologique et structural.
2. Bertand et Caby.R 1978 – les phases tardives de l’orogenèse pan –africain évolution géodynamique de la ceinture orogénique panafricain : une nouvelle interprétation du bouclier Hoggar.
3. Tarek Ahmed: “*Reservoir Engineering Handbook, quatrième edition*”, Gulf Professional Publishing, 2010.
4. Tarek Ahmed: “*Advanced Reservoir Engineering,*”, Gulf Professional Publishing, 2005.
5. Repsol YPF E&P, Gassi Touil Integrated Project (Algeria) / Technical Report, February 2005
6. Dr. Boyun Guo : “*Petroleum Production Engineering Handbook, A Computer Assisted Approach*”, Publisher: Elsevier Science & Technology Books, February 2007
7. Rapport d’implantation du sondage Toulal nord -1 (aout 2011).Activité Amont-Division Exploration Direction Assets Est-Département Berkine-Projet Gassi Touil.
8. Rapport d’implantation du sondage Toulal profond -1 (janvier 2010).Activité Amont-Division Exploration Direction Assets Est-Département Berkine-Projet Gassi Touil.
9. Rapport d’implantation du sondage Toulal sud-ouest -1 (décembre 2010).Activité Amont-Division Exploration Direction Assets Est-Département Berkine-Projet Gassi Touil.
10. Rapport d’implantation du sondage Toulal centre -1 (novembre 2010).Activité Amont-Division Exploration Direction Assets Est-Département Berkine-Projet Gassi Touil.

## Annexe .1 : Le module Techlog

### 1. Mise en œuvre :

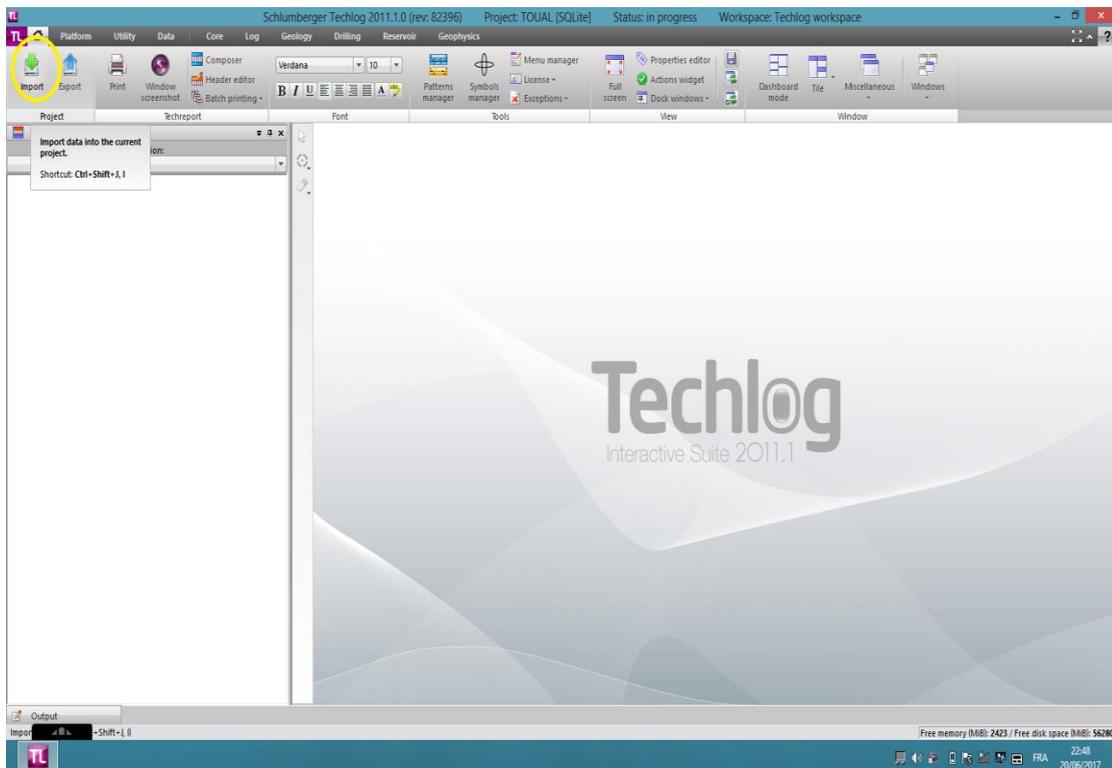
Les éléments principaux dans l'exécution des enregistrements de diagraphies sont :

- Un camion
- Un câble
- Des sondes
- Le camion contient :
  - Un treuil capable d'emmagasiner plusieurs kilomètres de câble
  - Des appareils d'enregistrement ;
  - Des organes de génération de courant ;
  - Des circuits de contrôle ;
  - Une chambre de développement de films ;

### 2. Utilisation du logiciel TEC LOG :

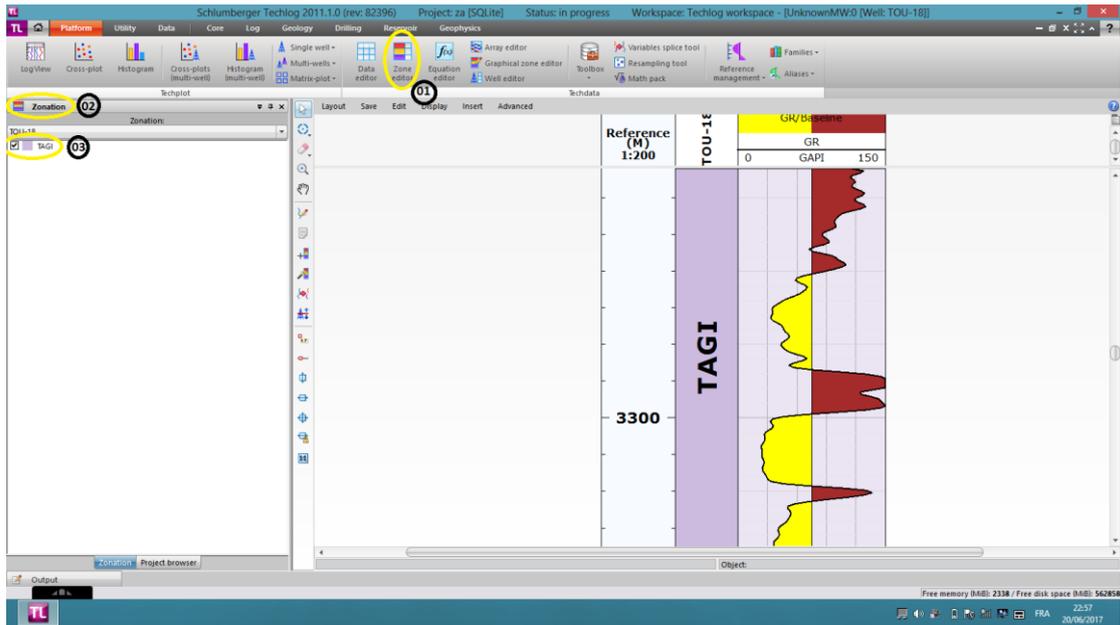
Après l'étude diagraphique on va obtenir les données « Las » pour faire les log diagraphique comme suit :

- **Chargement des données :**

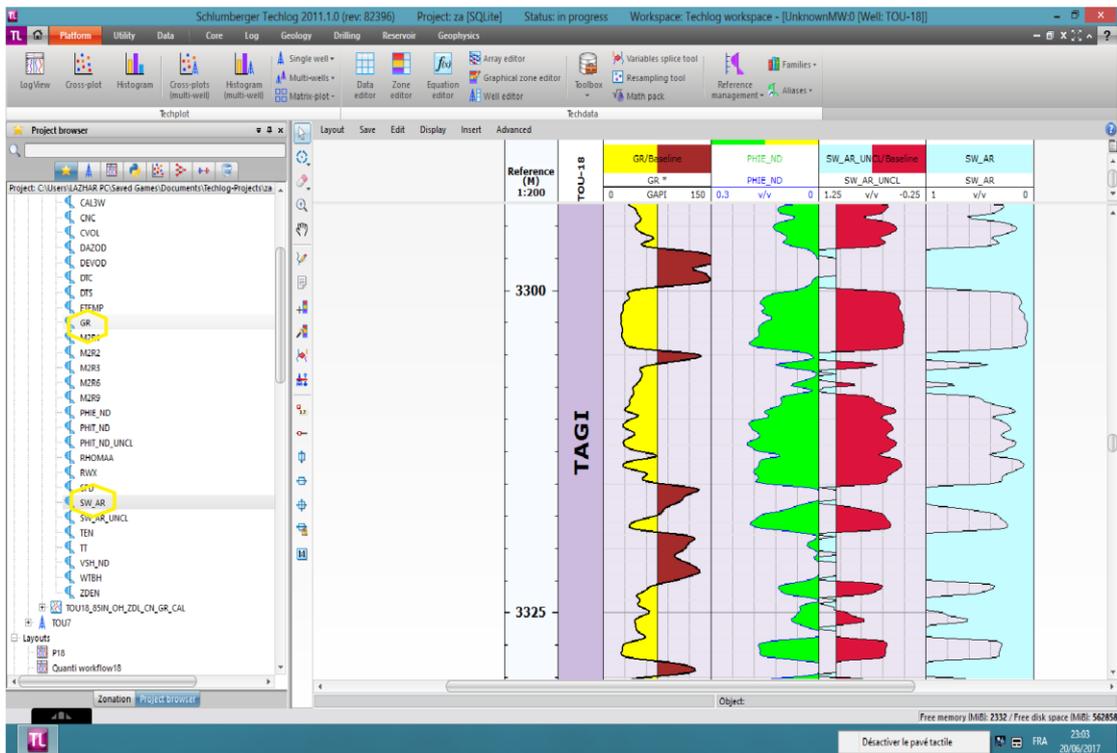


**Chargement des données par Techlog**

# Annexe



## Détermination la zone du réservoir TAGI



## Log diagraphique des paramètres pétrophysiques (volumes d'argile, porosité et saturation).