

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



**Université M'Hamed Bougara-Boumerdes**  
**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

Mémoire de fin d'études  
En vue de l'obtention du diplôme de  
**MASTER**  
Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie pétrolière

Présenté par

**BOUHENACHE Ali**

Thème

---

***EVALUATION QUALITATIVE ET QUANTITATIVE DU RESERVOIR  
DU TRIAS ARGILEUX GRESEUX INFERIEUR (TAGI)  
DU CHAMP RHOURDE EROUNI BASSIN DE BERKINE***

---

Devant le jury :

Zellouf. K	Maitre de conférences-B-	UMBB	Président
Chaouchi. R	Professeur	UMBB	Promoteur
Akbi. H	Ingénieur	SONATRACH	Co-promoteur
Yahiaoui.L	Maitre Assistante-A-	UMBB	Examinatrice

# Sommaire

## Chapitre I : Généralités

1. Géologie régionale du bassin de BERKINE.....	5
1.1. Situation géographique.....	5
1.2. Cadre Géologique Régionale.....	5
1.3. Stratigraphie.....	6
Le Paléozoïque.....	6
Le Mésozoïque.....	8
Le Cénozoïque.....	9
1.4. Evolution tectonique.....	10
1.5. Système pétrolier.....	11
Roches mères.....	11
Roches réservoirs.....	12
Roches couvertures.....	14
Migration.....	14
Pièges.....	14
2. Géologie Locale.....	15
2.1. Situation géographique du secteur d'étude.....	15
2.2. Situation géologique du secteur d'étude.....	16
2.3. Stratigraphie.....	17
2.4. Aspect Structural.....	18

## Chapitre II : Aspect Sédimentologique

1. Introduction.....	20
1.1. Rappels de quelques notions.....	20
2. Les dépôts fluviaux.....	20
2.1. Les mécanismes de dépôt fluvial.....	20
2.1.1. Sédimentation des réseaux à méandres.....	21
2.1.2. Sédimentation des réseaux fluviaux Modernes .....	22
2.1.2.1. Sédimentation des réseaux en tresse.....	22
2.1.2.2. Sédimentation des rivières anastomosées.....	23
2.1.3. Environnements fluviaux anciens.....	23
3. Les environnements sédimentaires des Niveaux de Réservoir TAGI.....	24
4. Corrélation Diagraphiques.....	25
4.1. La corrélation diagraphique des puits RRO-1, RRO-2, RRO-3, RRO-4 et RRO-5.....	25
4.2. Découpage lithostratigraphique.....	26
4.2.1. Méthodologie du Travail.....	26

5. Interprétation des cartes en isopaques du TAGI.....	27
5.1. Interprétation de la carte en isopaques du TAGI A.....	27
5.2. Interprétation de la carte en isopaques du TAGI B.....	27
5.3. Interprétation de la carte en isopaques du TAGI C.....	28
5.4. Interprétation de la carte en isopaques du TAGI D.....	29
5.5. Interprétation de la carte en isopaques du TAGI DH.....	30
6. Interprétation de la carte en isobathes au toit du TAGI.....	31
7. Conclusion.....	32

## Chapitre III : Caractérisation Pétrophysique

1. Introduction.....	34
2. Rappels.....	34
3. Les Caractéristiques pétrophysiques.....	34
3.1. La porosité « $\Phi$ ».....	34
3.2. La perméabilité « K ».....	35
3.3. Volume d'Argile « Vsh ».....	36
3.4. La Saturation « Sw ».....	37
4. Evolution verticale et spatiale des paramètres pétrophysiques.....	37
4.1. Interprétation des histogrammes des logs de la porosité effective.....	37
4.1.1 Au niveau du puits RRO-1.....	37
4.1.2. Au niveau du puits RRO-2.....	38
4.1.3. Au niveau du puits RRO-3.....	38
4.1.4. Au niveau du puits RRO -4.....	39
4.1.5. Au niveau du puits RRO-5.....	39
4.2. Evolution de la perméabilité et de la porosité en fonction de la profondeur.....	40
4.2.1. Puits Rouni-1: Carotte -1.....	40
4.2.2. Puits Rouni-1 : Carotte-2.....	41
4.2.3. Puits Rouni-1 : Carotte-3.....	42
4.2.4. Puits Rouni-2 : Carotte-1.....	43
4.2.5. Puits Rouni-3 : Carotte-1.....	44
4.2.6. Puits Rouni-3 : Carotte-2.....	45
4.3. Interprétation de la courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité.....	46
4.3.1. Corrélation entre la perméabilité et la porosité du Carotte-1 de ROUNI 1.....	46
4.3.2. Corrélation entre la perméabilité et la porosité du carotte-2 de ROUNI 1.....	47
4.3.3. Corrélation entre la perméabilité et la porosité du carotte-3 de ROUNI 1.....	47
4.3.4. Corrélation entre la perméabilité et la porosité du carotte-1 de ROUNI 2.....	48
4.3.5. Corrélation entre la perméabilité et la porosité du carotte-1 de	

ROUNI 3.....	48
4.3.6. Corrélation entre la perméabilité et la porosité du carotte-2 de ROUNI 3.....	49
4.4. Interprétation des cartes en iso valeur.....	49
4.4.1. Interprétation des cartes en iso Porosité effective.....	49
4.4.1.1. Interprétation de la carte en isoporosité effective du TAGI A...49	
4.4.1.2. Interprétation de la carte en isoporosité effective du TAGI B...50	
4.4.1.3. Interprétation de la carte en isoporosité effective du TAGI C...51	
4.4.1.4. Interprétation de la carte en isoporosité effective du TAGI D...52	
4.4.1.5. Interprétation de la carte en isoporosité effective du TAGI DH53	
4.4.2. Interprétation des cartes en iso volumes d'argile.....	54
4.4.2.1. La carte en volumes d'argile du TAGI A.....	54
4.4.2.2. La carte en volumes d'argile du TAGI B.....	55
4.4.2.3. La carte en volumes d'argile du TAGI C.....	56
4.4.2.4. La carte en volumes d'argile du TAGI D.....	57
4.4.2.5. La carte en volumes d'argile du TAGI DH.....	58
4.4.3. Interprétation des cartes en iso Saturation en Eau.....	59
4.4.3.1. La carte en iso Saturation en Eau du TAGI A.....	59
4.4.3.2. La carte en iso Saturation en Eau du TAGI B.....	60
4.4.3.3. La carte en iso Saturation en Eau du TAGI D.....	61
4.4.4. Interprétation des cartes en iso Net/Gross.....	62
4.4.4.1. La carte en iso Net/Gross du TAGI A.....	62
4.4.4.2. La carte en iso Net/Gross du TAGI B.....	63
4.4.4.3. La carte en iso Net/Gross du TAGI C.....	64
4.4.4.4. La carte en iso Net/Gross du TAGI D.....	65
4.4.4.5. La carte en iso Net/Gross du TAGI DH.....	66
4.4.5. Interprétation des cartes en iso Net/Pay.....	67
4.4.5.1. La carte en iso Net/Pay du TAGI A.....	67
4.4.5.2. La carte en iso Net/ Pay du TAGI B.....	68
4.4.5.3. La carte en iso Net/Pay du TAGI D.....	69
5. Conclusion.....	70

## Chapitre IV : Développement et Estimation Quantitative du Réservoir TAGI

1. Introduction.....	73
2. Analyse statistiques des données des cartes.....	73
3. Conclusion.....	76

## Chapitre V : Calcul des Réserves

1. Introduction.....	79
2. Classement des réserves et méthode de calcul.....	79
2.1. Type de réserves.....	79
2.2. La méthode de calcul.....	80
2.2.1. Principe des méthodes volumétriques.....	80
2.2.2. Calcul du volume de roche imprégnée VR.....	81
2.2.2.1. Calcul du volume de roche à partir des isobathes.....	81
2.2.2.2. Méthode de calcul rapide.....	81
2.2.3. Calcul du volume des fluides à partir des isopaques.....	81
3. Estimation des volumes en place.....	82
3.1. Méthodologie.....	82
4. Résultats du calcul.....	83
5. Conclusion.....	83
Conclusion générale et recommandation.....	86

## Liste des Figures

<b>Fig. I.1</b> -Situation géographique (S. Galeazzi et al. 2010), modifiée.....	3
<b>Fig.I.2</b> -Localisation du Bassin de Berkine dans le flanc Est de la Plateforme Saharienne (Turner et al, 2001).....	6
<b>Fig.I.3:</b> Log lithostratigraphique du bassin de Berkine (document Sonatrach / Anadarko 2012) .....	9
<b>Fig.I.4:</b> Les majeures évolutions structurales du bassin de Berkine (McKenna et Hedley, 2002) .....	11
<b>Fig.I.5 :</b> Coupe géologique régionale montrant les différents types de pièges existant dans le bassin de Berkine (WEC 2007).....	15
<b>Fig.I.6 :</b> Carte du Positionnement des puits dans la région d'étude.....	15
<b>Fig.I.7:</b> Carte de situation de Bloc d'étude (Rhourde Errouni) du bassin de Berkine. (Sonatrach) ...	16
<b>Fig.I.8:</b> Colonne Stratigraphique de bassin de berkine et les différents Unités (Turner, et al, 2001) .....	17
<b>Fig.II.1:</b> Principaux mécanismes et dépôts sédimentaires dans une vallée fluviale à méandres. (Hervé Chamley, Jean-François deconinck) .....	22
<b>Fig.II.2:</b> Modèle Sédimentologique montrant les dépôts fluviaux en tresse (Beicip, 2008).....	23
<b>Fig.II.3:</b> Sédimentation d'une rivière anastomosée (Sédimentologie, Jacques Beauchamp).....	23
<b>Fig.II.4:</b> Deux types de disposition de terrasses fluviales(Sédimentologie, Jacques Beauchamp).24	
<b>Fig.II.5:</b> Corrélation diagraphique NE-SW à travers les puits RRO-1, RRO-2, RRO-3, RRO-4 et RRO-5 du TAGI, Champ de Rhourde Errouni.....	25
<b>Fig.II.6:</b> Le Découpage lithologique à travers les puits RRO-1, RRO-2, RRO-3, RRO-4 et RRO-5 du TAGI, Champ de Rhourde Errouni.....	26
<b>Fig.II.7:</b> la carte en isopaques du TAGI A.....	27
<b>Fig.II.8:</b> la carte en isopaques du TAGI B.....	28
<b>Fig.II.9:</b> la carte en isopaques du TAGI C.....	29
<b>Fig.II.10:</b> la carte en isopaques du TAGI D.....	30
<b>Fig.II.11:</b> la carte en isopaques du TAGI DH.....	31
<b>Fig.II.12:</b> la carte en isobathes au Toit du TAGI.....	32
<b>Fig.III.1:</b> Les différents type de la porosité (O-Serra, tome 3, 2000) .....	35

<b>Fig.III.2:</b> Perméabilité des roches (CHAPELLIER. D).....	36
<b>Fig.III.3:</b> Saturation des roches (CHAPELLIER. D).....	37
<b>Fig.III.4:</b> Histogramme de la porosité effective au niveau du puits RRO-1.....	38
<b>Fig.III.5:</b> Histogramme de la porosité effective au niveau du puits RRO-2.....	38
<b>Fig.III.6:</b> Histogramme de la porosité effective au niveau du puits RRO-3.....	39
<b>Fig.III.7:</b> Histogramme de la porosité effective au niveau du puits RRO-4.....	39
<b>Fig.III.8:</b> Histogramme de la porosité effective au niveau du puits RRO-5.....	40
<b>Fig.III.9:</b> La porosité en fonction de la profondeur du carotte-1 de ROUNI-1.....	40
<b>Fig.III.10:</b> La perméabilité en fonction de la profondeur du carotte-1 de ROUNI-1.....	41
<b>Fig.III.11:</b> La porosité en fonction de la profondeur du carotte-2 de ROUNI-1.....	41
<b>Fig.III.12:</b> La perméabilité en fonction de la profondeur du carotte-2 de ROUNI-1.....	42
<b>Fig.III.13:</b> La porosité en fonction de la profondeur du carotte-3 de ROUNI-1.....	42
<b>Fig.III.14:</b> La perméabilité en fonction de la profondeur du carotte-3 de ROUNI-1.....	43
<b>Fig.III.15:</b> La porosité en fonction de la profondeur du carotte-1 de ROUNI-2.....	43
<b>Fig.III.16:</b> La perméabilité en fonction de la profondeur du carotte-1 de ROUNI-2.....	44
<b>Fig.III.17:</b> La porosité en fonction de la profondeur du carotte-1 de ROUNI-3.....	44
<b>Fig.III.18:</b> La perméabilité en fonction de la profondeur du carotte-1 de ROUNI-3.....	45
<b>Fig.III.19:</b> La porosité en fonction de la profondeur du carotte-2 de ROUNI-3.....	45
<b>Fig.III.18:</b> La perméabilité en fonction de la profondeur du carotte-2 de ROUNI-3.....	46
<b>Fig.III.19:</b> corrélation entre la perméabilité et la porosité du Carotte-1 de ROUNI 1.....	46
<b>Fig.III.20:</b> Corrélation entre la perméabilité et la porosité du carotte-2 de ROUNI 1.....	47
<b>Fig.III.21:</b> Corrélation entre la perméabilité et la porosité du carotte-3 de ROUNI 1.....	47
<b>Fig.III.22:</b> Corrélation entre la perméabilité et la porosité du carotte-1 de ROUNI 2.....	48
<b>Fig.III.23:</b> Corrélation entre la perméabilité et la porosité du carotte-1 de ROUNI 3.....	48
<b>Fig.III.24:</b> Corrélation entre la perméabilité et la porosité du carotte-2 de ROUNI 3.....	49
<b>Fig.III.25:</b> la carte en iso porosité effective du TAGI A.....	50
<b>Fig.III.26:</b> la carte en iso porosité effective du TAGI B.....	51

<b>Fig.III.27:</b> la carte en iso porosité effective du TAGI C.....	52
<b>Fig.III.28:</b> la carte en iso porosité effective du TAGI D.....	53
<b>Fig.III.29:</b> la carte en iso porosité effective du TAGI DH.....	54
<b>Fig.III.30:</b> la carte en iso volume d'Argile du TAGI A.....	55
<b>Fig.III.31:</b> la carte en iso volume d'Argile du TAGI B.....	56
<b>Fig.III.32:</b> la carte en iso volume d'Argile du TAGI C.....	57
<b>Fig.III.33:</b> la carte en iso volume d'Argile du TAGI D.....	58
<b>Fig.III.34:</b> la carte en iso volume d'Argile du TAGI DH.....	59
<b>Fig.III.35:</b> la carte en iso Saturation du TAGI A.....	60
<b>Fig.III.36:</b> la carte en iso Saturation de TAGI B.....	61
<b>Fig.III.37:</b> la carte en iso Saturation du TAGI D.....	62
<b>Fig.III.38:</b> la carte en iso Net/Gross du TAGI A.....	63
<b>Fig.III.39:</b> la carte en iso Net/Gross du TAGI B.....	64
<b>Fig.III.40:</b> la carte en iso Net/Gross du TAGI C.....	65
<b>Fig.III.41:</b> la carte en iso Net/Gross du TAGI D.....	66
<b>Fig.III.42:</b> la carte en iso Net/Gross du TAGI DH.....	67
<b>Fig.III.43:</b> la carte en iso Net/Pay du TAGI A.....	68
<b>Fig.III.44:</b> la carte en iso Net/Pay du TAGI B.....	69
<b>Fig.III.45:</b> la carte en iso Net/Pay du TAGI D.....	70

### **Liste des tableaux**

<b>Tableau I.1 :</b> Les principaux réservoirs du bassin de Berkine. (WEC) .....	12
<b>Tableau.II.1:</b> types des réseaux fluviatiles (SEDIMENTOLOGIE/Jacques Beauchamp) .....	21
<b>Tableau.V.1 :</b> les volumes calculés du réservoir TAGI basé sur la simulation Monte Carlo.....	83

## **Abréviation**

**U** : Unité

**MD** : Profondeur en mètre (Measured depth)

**TV DSS** : Côte absolu (True Vertical Depth Subsea)

**PHIE** : Porosité

**Sw** : Saturation en eau

**Vsh** : Volume d'argile

**WEC** : Well evaluation conference.

**TAGI** : Trais argileux gréseux inférieur.

**DH** : Discordance Hercynienne

**NTG** : Net to Gross

## **Remerciements**

*Tout d'abord nous remercions notre **Dieu** de nous avoir donné le courage et la force pour réaliser ce modeste travail, Sans SA miséricorde ce travail n'aurait pas abouti.*

*Avant de présenter ce travail, nous tenons à remercier tous ceux qui d'une manière ou d'une autre ont contribué à sa réalisation:*

*Nous tenons d'abord, d'exprimer notre reconnaissance à mon promoteur Monsieur **CHAOUCHI.R** d'avoir accepté mon encadrement, pour son aide et ses précieux conseils qui ont permis l'élaboration de ce travail.*

*Tous mes remerciements à **M. AKBI Hicham** pour son aide à faire un bon travail et de me laisser l'occasion pour profiter de ses grandes expériences dans le domaine pétrolier, mon sincère gratitude pour sa patience, leur soutien moral, sa disponibilité et ses précieux conseils professionnels.*

*Un grand merci «**Hicham**».*

*Nos vifs remerciements et mon profonde gratitude vont aux membres de jury qui me fait honorer par leurs présences, et accepté d'examiner ce modeste travail.*

*Toutes mes gratitudes à mes enseignants dès la première année primaire.*

*Nous voudrions remercier l'ensemble des personnes qui m'ont aidé de près ou de loin à réaliser ce travail.*

**BOUHENACHE ALI**

## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail:*

*A la meilleure personne dans ma vie, toute simplement mes yeux,  
celle qui m'a soutenu jour et nuit pour qu'elle me voie toujours au  
sommet.*

*A toi ma chère mère.*

*A mes deux oncles qui ont à la place de mon père (Grâce de dieu  
pour lui) pour ses soutiens, ses conseils et ses  
aides pour accomplir ce mémoire afin de réussir.*

*Je vous présente mes vifs respects.*

*A ma chère Grand-mère.*

*A mon frère (walid) et ma sœur*

*Et surtout à mes nièces Mino et Ghofrane.*

*A toutes la famille BOUHENACHE.*

*A mes amis Moumen, Cherif et David*

*A mes ami(e)s d'enfance et du long parcours scolaire et  
universitaire.*

*A toute la promotion STH15.*

*A tous ceux qui m'aiment et que j'aime.*

**BOUHENACHE ALI**

## Introduction générale :

Le bassin de Berkine est devenu l'un des bassins qui renferment le plus d'hydrocarbures en Algérie.

Dans ce bassin nous avons le périmètre de recherche de RHOURE EROUNI qui représente l'objectif principal de notre étude ayant pour thème

« Etude géologique et évaluation qualitative et quantitative du réservoir du Trias Argileux Gréseux (TAGI) du Champ RHOURE EROUNI Bassin de Berkine »

L'objectif est d'évaluer notre réservoir de façon exhaustive par les données disponibles : de diagrapie et de carottes, en vue d'une caractérisation fiable du réservoir TAGI. Ce travail est structuré en cinq chapitres:

Dans le premier chapitre, nous avons présenté le bassin de Berkine ainsi que la région d'étude.

Le deuxième chapitre, on fait une approche sédimentologique concernant le milieu fluviatile et l'association des faciès rencontrés, à l'aide du logiciel Petrel. Le troisième s'intéresse à une caractérisation pétrophysique des paramètres disponibles : porosité, saturation, volume d'argile, épaisseur utile avec la méthode utilisée lors du calcul, aussi à l'aide du logiciel Petrel.

Le quatrième chapitre : on essayer d'Analyser ce qu'on a trouvé comme résultats dans les 2 derniers chapitres précédents.

Le cinquième chapitre : on a calculé les réserves en place du réservoir TAGI à l'aide du logiciel Crystal Ball, et enfin on a proposé les recommandations nécessaires.

**Mots clés:** Rhourde Erouni, Bassin de Berkine, caractérisation pétrophysique, corrélation diagrapie, réservoir TAGI.

# Chapitre I

## Généralités

## 1. GEOLOGIE REGIONALE DU BASSIN DE BERKINE

Le bassin de Berkine est une dépression très importante pour la recherche pétrolière. Les études géologiques et géophysiques effectuées dans la région (Berkine) ont été principalement consacrées dans l'Ordovicien, Dévonien, Carbonifère, Silurien et le TAGI.

### 1.1. Situation Géographique

Le bassin de Berkine (ex GHADAMES) est de type intra-cratonique se situe dans la partie Nord-Est de la plateforme saharienne en pleine province orientale. Il est recouvert en surface par de vaste étendu dunaire de l'Erg oriental alignées suivant la direction Nord Sud, d'une superficie de **102 395 Km<sup>2</sup>**. Il est compris entre les latitudes **29°** et **32°** Nord et les longitudes **5°** et **10°** Est (Fig. I.1). C'est un bassin qui recèle un grand potentiel en hydrocarbures.

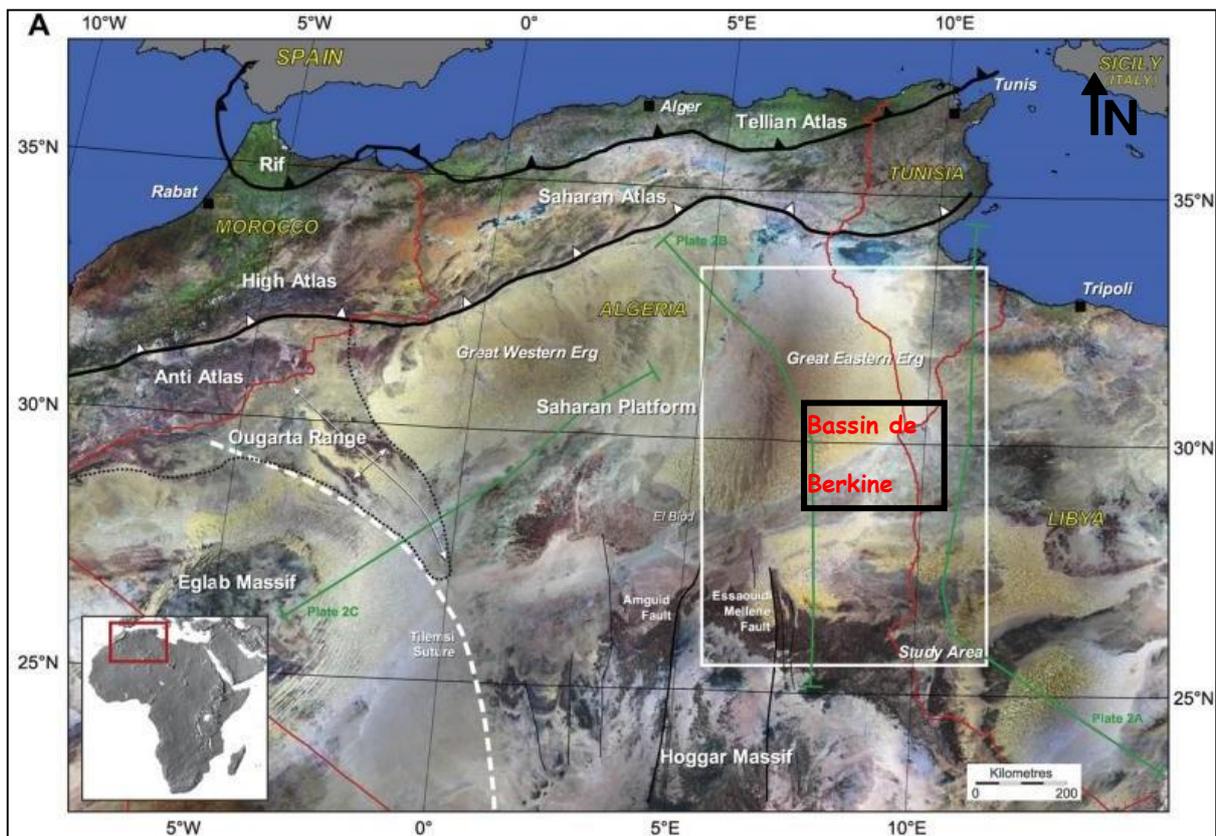
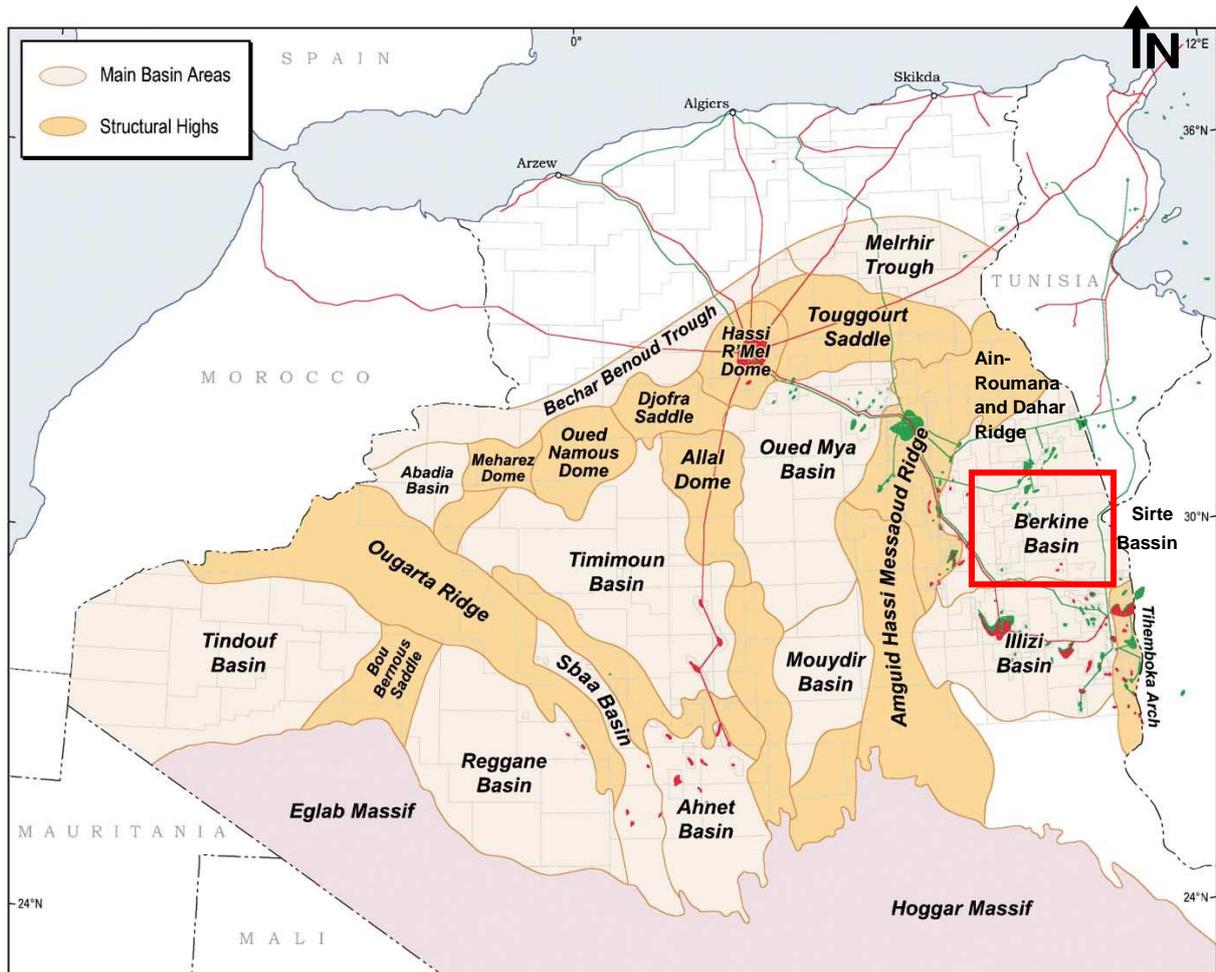


Fig. I.1 -Situation géographique (S. Galeazzi et al. 2010), modifiée.

### 1.2. Cadre Géologique Régionale

Le bassin de Berkine est limité :

- Au Nord, par le dôme de Dahar.
- Au Sud, le môle d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- A l'Ouest, par le môle d'Amguid El Biod Rhourd El Baguel, Hassi Messaoud.
- A l'Est, par le bassin de Sirte (Fig. I.2).



**Fig.I.2** – Localisation du Bassin de Berkine dans le flanc Est de la Plateforme Saharienne (Turner et al, 2001), modifiée.

### 1.3. Stratigraphie

La série stratigraphique de la région est essentiellement composée de dépôts mésozoïques, reposant en discordance sur le Paléozoïque. Enfin, un faible épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque (fig.I.3).

#### 1.3.1. Le Paléozoïque

Le Paléozoïque comprend: le Cambrien, l'Ordovicien, le Silurien, le Dévonien, et le Carbonifère

avec une épaisseur relativement importante allant de 1000 m à 2000 m. (H. Rachid 1985).

##### 1.3.1.1. Le Cambrien

Le Cambrien est le premier terme paléozoïque et repose en discordance majeur sur un socle plissé, il est constitué de:

- Lithozone R3 : comprend des grès grossiers à stratification oblique avec conglomérats et microconglomérats à la base

- Lithozone R2 : des grès moyens à grossiers, très argileux à passées d'argiles
- Lithozone Ra : des grès fins à grossiers à intercalations d'argilites
- Lithozone RI : des quartzites et des grès fins à moyens avec des passées d'argiles et de silts contenant des grains de glauconites et des tigillites

L'ensemble se termine par une alternance d'argiles, de silts et de grès fins à glauconies.

### 1.3.1.2. L'Ordovicien

Il est composé par les unités litho stratigraphique suivantes :

- Les argiles d'El Gassi.
- Les grés d'El Atchane.
- Les quartzites de Hamra.
- Les grés d'Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les grés d'Oued Saret.
- Les argiles micro-conglomératiques.
- Les grés de Ramade.

### 1.3.1.3. Le silurien

Il se subdivise en quatre formations, qui sont de bas en haut (Chaouche. A 1992)

- Les argiles à graptolites

Cette formation correspond sur le terrain à la formation de Oued Imerhou, elle est constituée essentiellement par des argiles marines noires à graptolites.

- La zone de passage

Elle est connue sous le nom de « formation de l'Attafaitafa », elle correspond à la sous-unité 'M' du réservoir F6

- L'unité M1: cette unité est constituée par des argiles silteuses, indurés à quelque passés carbonatés à la base.
- L'unité M2: elle est constituée essentiellement par des argiles silteuses avec des passés de grés
- la barre inférieure (sous-unité A du réservoir F6):
- l'unité A1: elle est constituée par des grés fins à moyens, bien consolidés à ciment argileux.
- L'unité A2: elle comporte des niveaux de grés fin, silteux à passés argileuse à la base.
- Le talus à tigillites (sous unité B du réservoir F6):
- L'unité B1: elle est constituée par une succession de grés quartzitique compact et d'argile noire.
- l'unité B2: elle est représentée par une alternance des grés quartzitiques et des argiles micacées.

### 1.3.1.4. Le Dévonien

Il est très développé son épaisseur dépasse parfois les 1000 m, il est subdivisé en 2 étages:

- Le Dévonien inférieur: constitué par des dépôts argilo-gréseux avec une épaisseur de 650m.

- Le Dévonien moyen et supérieur: constitué par des dépôts argileux avec des intercalations de niveaux carbonatés et des passés de marnes, il a une épaisseur moyenne de 370 m.

### 1.3.1.5. Le Carbonifère

La série carbonifère d'épaisseur 1100 m à 1500 m est comprise entre le Tournaisien et le Stéphaniens, elle est constituée essentiellement d'argile noire dans laquelle s'individualisent des corps gréseux, entrecoupés par de nombreux bancs de calcaire.

### 1.3.2. Le Mésozoïque

Il repose en discordance (Hercynienne) sur le Paléozoïque, il est composé par des dépôts essentiellement évaporitiques et argilo-gréseux qui sont très importants de fait qu'ils constituent de bons réservoirs. Il est subdivisé en:

#### 1.3.2.1. Le Trias

Il est représenté par des dépôts argilo-gréseux et évaporitiques, il est subdivisé en 3 niveaux:

- **le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI):** la base de la série est formée en général de conglomérat rouge à brun et des grés grossiers à moyens, au sommet il est représenté par une alternance de grés et d'argile.
- **Le Trias carbonaté:** c'est un ensemble argilo-gréseux.
- **Le Trias Argilo-Gréseux supérieur (TAGS):** il est constitué par des grés blancs fins à moyens parfois grossiers à ciment argileux avec des intercalations d'Argile rouge et gris verdâtre.

La série supérieure est surmontée par un membre argileux, généralement de faible épaisseur qui se termine parfois par un banc d'anhydrite ou de dolomie de résistivité élevé. Ce membre argileux, qui est d'ailleurs un excellent marqueur pour les corrélations diagraphiques dans le Trias. L'épaisseur du Trias est d'environ 160m.

#### 1.3.2.2. Le Jurassique

Dans la région, le Jurassique est représenté par le Lias, le Dogger lagunaire et argileux et se termine par le Malm.

- Le Lias à Dogger lagunaire (Zarzaitine moyen): cette série est formée à la base par des Argiles de couleur brun rouge et de grés verdâtre parfois tendre, surmonté par les sels massifs de couleur blanc et enfin l'horizon B (dolomitique).
- Le Dogger argileux (Zarzaitine supérieur): est formé par une alternance d'argile versicolore parfois silteuse et de sable moyen à grossier avec des traces de pyrite et de lignite.
- Le Malm: dans le sahara oriental, le Malm est une série à dominance argileuse avec des couches dures (dolomie et anhydrite).

#### 1.3.2.3. Le Crétacé

##### • Le Crétacé inférieur:

Il est formé à sa base de grés fins carbonatés avec des intercalations d'argiles carbonatées et des passées de calcaires gris argileux. Au-dessous de ce faciès, on trouve des grés fins à grossiers à intercalations d'argiles brunes. Au sommet, On trouve des calcaires argileux sur lesquels se déposent des grés gris argileux.

• **Le Crétacé supérieur:**

Il est formé d'une alternance d'argiles grises, de sels et de calcaires blanc.

**1.3.3. Le Cénozoïque**

Le Mio-pliocène qui repose en discordance sur le Crétacé supérieur est représenté par du sable blanc, jaune ocre ou rosâtre, fin à moyen parfois grossier, avec du calcaire gréseux blanc, localement jaunâtre et de fins niveaux d'argile gris sombre

ETAGE	AGES	LITHO	DESCRIPTION	EPAIS (m)
QUAT.	QUATERNAIRE		Sable blanc	38-185
TERT.	Mio-Pliocène		Sable blanc avec passé de Calcaire gris	138-185
CRETACE	Sénonien Carbonaté		calcaire gris-blanchâtre, passé Dolomie de Calcaire dolomitique, d'argile et anhydrite	88-120,5
	Sénonien Anhydritique		Sel blanc, passées d' anhydrite	329,5-331
	Sénonien Salifère		sel blanc, avec passées d'Argile	152-160
	Turonien		calcaire gris blanc, passées d'Argile et Dolomie	67
	Cénomanién		Argile brun-rouge, calcaire et dolomie	231-240
	Albien		Grés gris, Argile brun, traces de pyrite	90-109
	Aptien		Dolomie blanc, calcaire gris-clair	25-28
	Barrémien		Grés gris, et Argile, traces de dolomie	231-324
	Néocomien		Argile versicolore, et calcaire et Grés gris	247,5-280
JURASSIQUE	Malm		Argile brun-rouge, fine passées de Grés	211-245
	Dogger Argileux		Argile brun-rouge et fine passées de Grés	122-152
	Dogger lagunaire		Argile grise, passées de calcaire et dolomie	123-138
	Lias Anhydritique		Anhydrite massive et Argile grise	156,5-165
	Lias Salifère		sel massif, fines passées d'Argile gris	60-64
	Lias "HB"		calcaire dolomitique, passées d'Argile	19-23
	Lias S1+S2		sel massif avec intercalations d'anhydrite massive et Argile grise, tendre.	142-223,5
	Lias S3		sel massif avec fines passées d'Argile grise	94-125,5
TRIAS	Lias Argileux		Argile brun rouge avec passée de sel masif	25-32
	Trias (S4)		Argile brun rouge avec passée de sel masif	30-50
	Trias Argileux		Argile brun-rouge, trace d'anhydrite	19-33
	Trias Carbonaté		Argile verte a grise, passé de dolomie grise microcristalline, presence de Grés gris-blanc	76-86,5
DEV. SUP.	T.A.G.I		Grés blanc à gris brun , intercalé d'Argile brune trace de pyrite	77-100
	Strunien F2		Grés blanc à gris beige avec passées d'argile	66-100
	Famennien		Argile gris-foncé, trace de calcaire argileux et de grés argileux	

Fig.I.3: Log lithostratigraphique du bassin de Berkine (Document Sonatrach / Anadarko 2012).

## 1. 4. Evolution tectonique

Le contexte structural actuel est le résultat d'une succession de plusieurs phases tectonique depuis le paléozoïque.

### 1.4.1. Phase Panafricaine

C'est une phase précambrienne caractérisée par des accidents subméridiens verticaux, dues à une collision (Fig.I.4).

### 1.4.2. Distension Cambro-Ordovicienne

C'est une période d'érosion importante qui a nivelé les structures et les reliefs, les variations d'épaisseur, et de faciès de part et d'autre d'accidents N-S, sont visible au niveau de série Cambro-Ordovicien indiquant l'instabilité tectonique accompagnant leurs dépôt, entre la partie Ouest africaine rigide et la partie Est moins rigide

### 1.4.3. Compression taconique

C'est une phase de compression le long des failles N-S de la distension précédente donnant naissance à l'architecture en bassin actuel.

### 1.4.4. Distension Silurienne

C'est la phase de distension suite à la fonte d'une calotte glacière qui a engendré des dépôts d'argiles noirs.

### 1.4.5. Compression Calédonienne

C'est une phase de soulèvement général, suivi d'une période détritique, elle a lieu entre le silurien et le dévonien.

### 1.4.6. Phase Dévonienne

Elle est caractérisée:

- **Au Dévonien inférieur:** par des variations d'épaisseur et de faciès préexistants le long des axes structuraux subméridien qui indiquent une phase distensive.
- **Au Dévonien moyen et supérieur :** par une période d'érosion appelée discordance Frasnienne (Fig.I.4).

### 1.4.7. Discordance Hercynienne

Elle est caractérisée par l'arrêt de la sédimentation carbonifère et des dépôts lagunaires (Argile rouge et Gypse). Cette phase tectonique a touché surtout le nord du bassin de Berkine, ou l'érosion de l'étage carbonifère est presque entière.

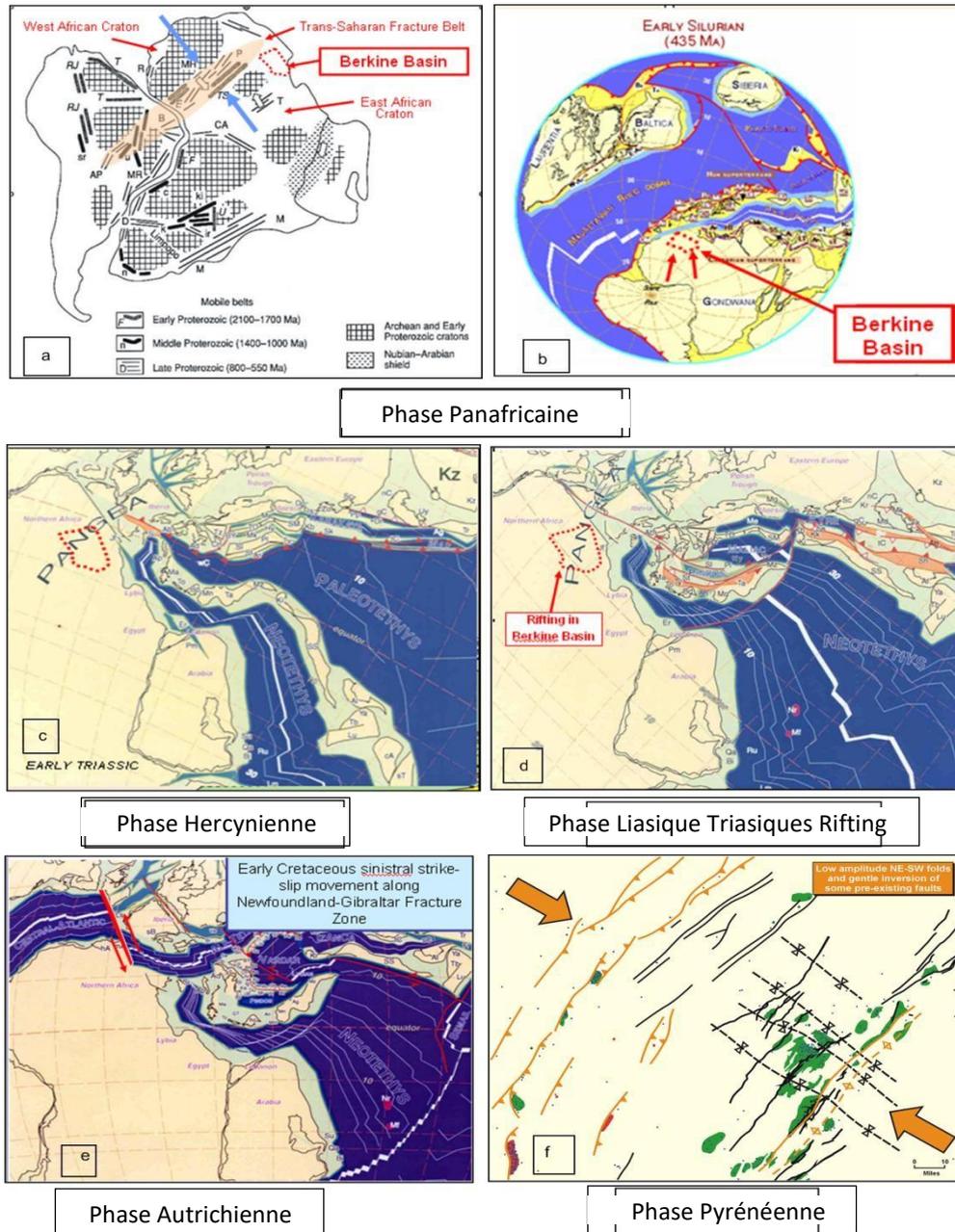
La discordance hercynienne a permis de mettre en contact avec le Trias et les roches mères du Silurien et du Frasnien. Les mouvements de cette phase ont joué un rôle important dans la structuration des bassins de la plateforme saharienne.

### 1.4.8. Phase Autrichienne

C'est une phase de compression E-W qui a causé une inversion structural, les failles normales créés pendant la séquence trias, lias se sont inversé durant cette phase (Fig.I.4).

### 1.4.9. Phase Pyrénéenne

C'est une phase de direction NW-SE qui a donné naissance à de nombreux anticlinaux



**Fig.I.4:** Les majeures évolutions structurales du bassin de Berkine (McKenna et Hedley, 2002).

**1. 5. Système pétrolière**

Une étude de synthèse interne montre que le système pétrolier du bassin de Berkine est constitué par les éléments suivant :

**1.5.1. Roches mères**

Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au

Développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine, marquant le début de la période de transgression lors du Silurien et du Frasnien. Leur extension dans le bassin de Berkine dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne. La roche mère silurienne, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région. La roche mère frasnienne a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin. Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien (Tableau 1.1).

Roche mère du bassin de Berkine	Épaisseur moyenne	COT
Les argiles radioactives du Silurien	30–40 m	3,5–17 %
Les argiles radioactives du Frasnien	10–30 m	2,5–6,6 %

**Tableau I.1** : Les principaux réservoirs du bassin de Berkine. (WEC)

## 1.5.2. Roches Réservoirs

### 1.5.2.1 Cambrien

Les réservoirs du Cambrien sont représentés par trois unités R1 (Ri, Ra), R2, R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

### 1.5.2.2 Ordovicien

Les quartzites de Hamra et les grès d'Ouargla constituent les deux principaux réservoirs de l'Ordovicien. Ils sont essentiellement reconnus à ce jour comme potentiels dans la zone de la dépression SE triasique (gaz et huile à Hamra et Rhourde Nouss, huile à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel. Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation.

### 1.5.2.3 Dévonien inférieur

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, où prédomine une série de grès massifs de type fluvatile (post-calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid-Messaoud et des provenances détritiques du SE vers le bassin de Berkine. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère dans la zone de MLSE et MLE.

### 1.5.2.4 Carbonifère

D'âge strunien à viséen, les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme

d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond.

Le Carbonifère basal présente une extension restreinte dans la partie centrale et les bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens d'AmguidMessaoud et du Dahar ayant servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques. Ces grès sont productifs de gaz à condensat et d'huile à Menzel Lejmat (MLN) et d'huile à Rhourde El Khrouf (RKF). (WEC)

### 1.5.2.5 Trias

#### - TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluviatile se développent sur l'ensemble du bassin. Le TAGI présente deux séquences principales :

- Le TAGI inférieur : ou série de comblement, dont les extensions et épaisseurs sont régies par la paléo-topographie post-hercynienne.
- Le TAGI moyen à supérieur : où domine une « chenalisation » de type méandrique à anastomosé. Les séquences terminales du TAGI supérieur dans les parties centrale et NE du bassin de Berkine sont marquées par le début d'une période transgressive marine de la base du Trias carbonaté.

#### - Trias carbonaté-Trias intermédiaire

L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les jeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

#### - TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur)

Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Il correspond à un épisode gréseux terminal du Trias post-rift. D'une épaisseur moyenne de 100 à 150 m, il est constitué de séquences de chenaux fluviatiles et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier dénotant la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade et le môle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4). Le TAGS, excellent réservoir, constitue le principal objectif pétrolier dans la région de Rhourde En Nouss – Rhourde Chouff - Hassi Chergui Gassi Touil - Rhourde Adra - Brides.

### 1.5.3. Roches Couvertures

C'est une roche imperméable, dont le rôle est l'empêchement de la dispersion des hydrocarbures. Cette roche peut être de nature argileuse, marneuse, ou évaporitique.

Dans le bassin de Berkine :

L'étanchéité des réservoirs du TAGI est assurée par les argiles du Trias carbonaté et les évaporites du Lias. Dans le Dévonien, la couverture est représentée par les argiles intercalées. 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.

### 1.5.4. Migration

Les voies de migration et les systèmes de charge des pièges dans la région sont complexes et difficiles à établir avec précision pour chaque cas, mais néanmoins il est reconnu que les hydrocarbures se sont mis en place à la faveur de deux mécanismes :

- Verticalement à la faveur des failles.
- A travers les formations gréseuses ayant servi de drains.

Ce dernier processus est à envisager dans le cas du remplissage du TAGI par les hydrocarbures ayant migré à travers les unités gréseuses du Carbonifère qui se biseautent sous la discordance hercynienne, puis suivent cette dernière en amont pendage.

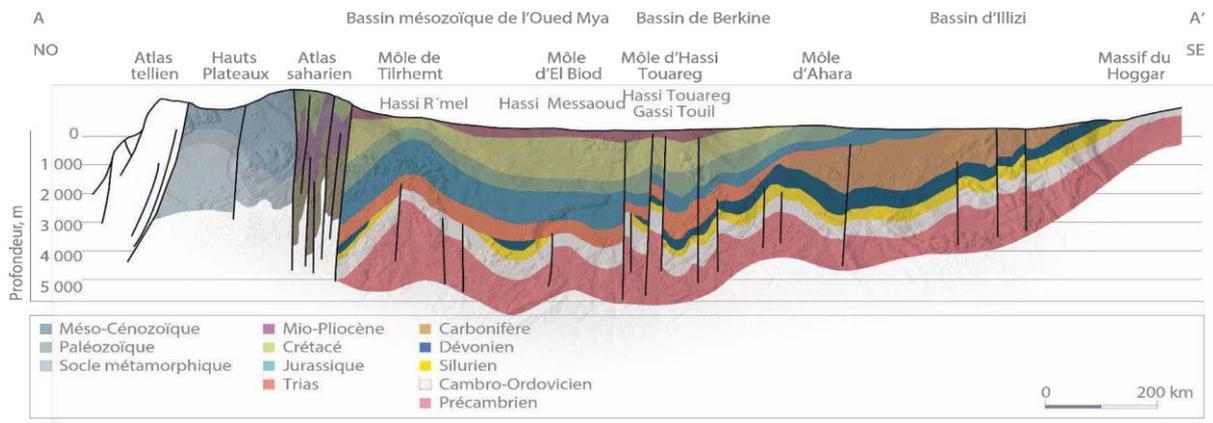
### 1.5.5. Pièges

Les pièges sont de deux types : structuraux et stratigraphiques.

**Les pièges structuraux** : sont des pièges liés aux phases compressives hercynienne et autrichienne. Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, structure polyphasée non faillée. Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nous.

**Les pièges stratigraphiques** : sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère). (WEC)

**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. (WEC)



**Fig.I.5:** Coupe géologique régionale montrant les différents types de pièges existant dans le bassin de Berkine (WEC 2007)

**2. Géologie Locale :**

**2.1 Situation géographique du secteur d'étude:**

Le secteur d'étude est situé entre les latitudes Nord:

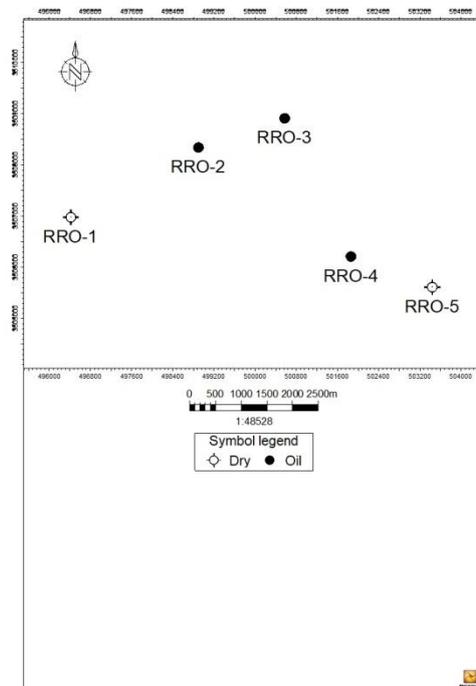
X<sub>1</sub> = 8° 00'

X<sub>2</sub> = 9° 00'

Et les longitudes Est :

Y<sub>1</sub> = 31° 30'

Y<sub>2</sub> = 32° 00'

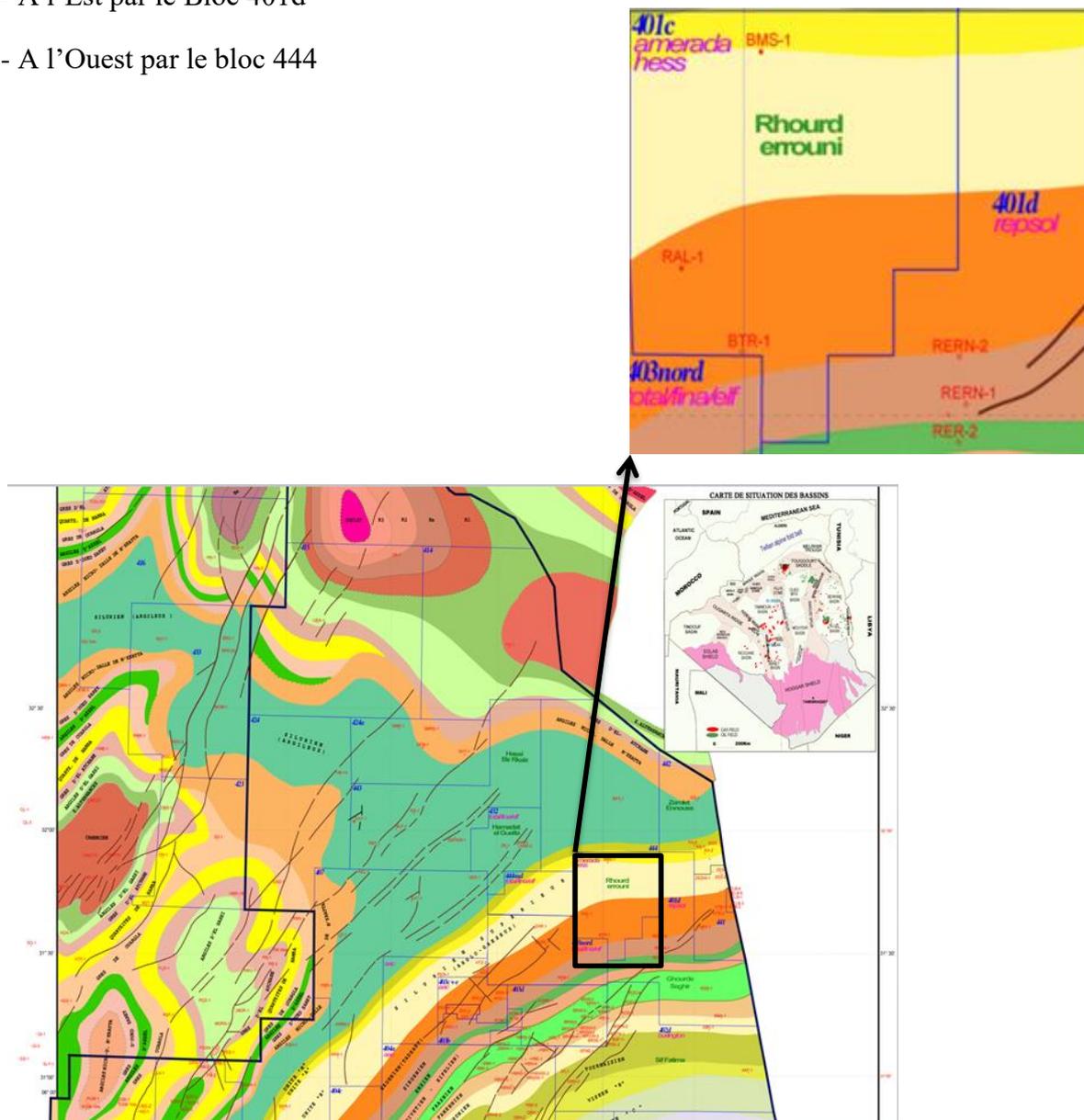


**Fig.I.6 :** Carte du Positionnement des puits dans la région d'étude

## 2.2 Situation géologique du secteur d'étude :

Le secteur de Rhourde Errouni (bloc 401) est situé dans la partie Est du bassin de BERKINE (Fig.I.7) est limité :

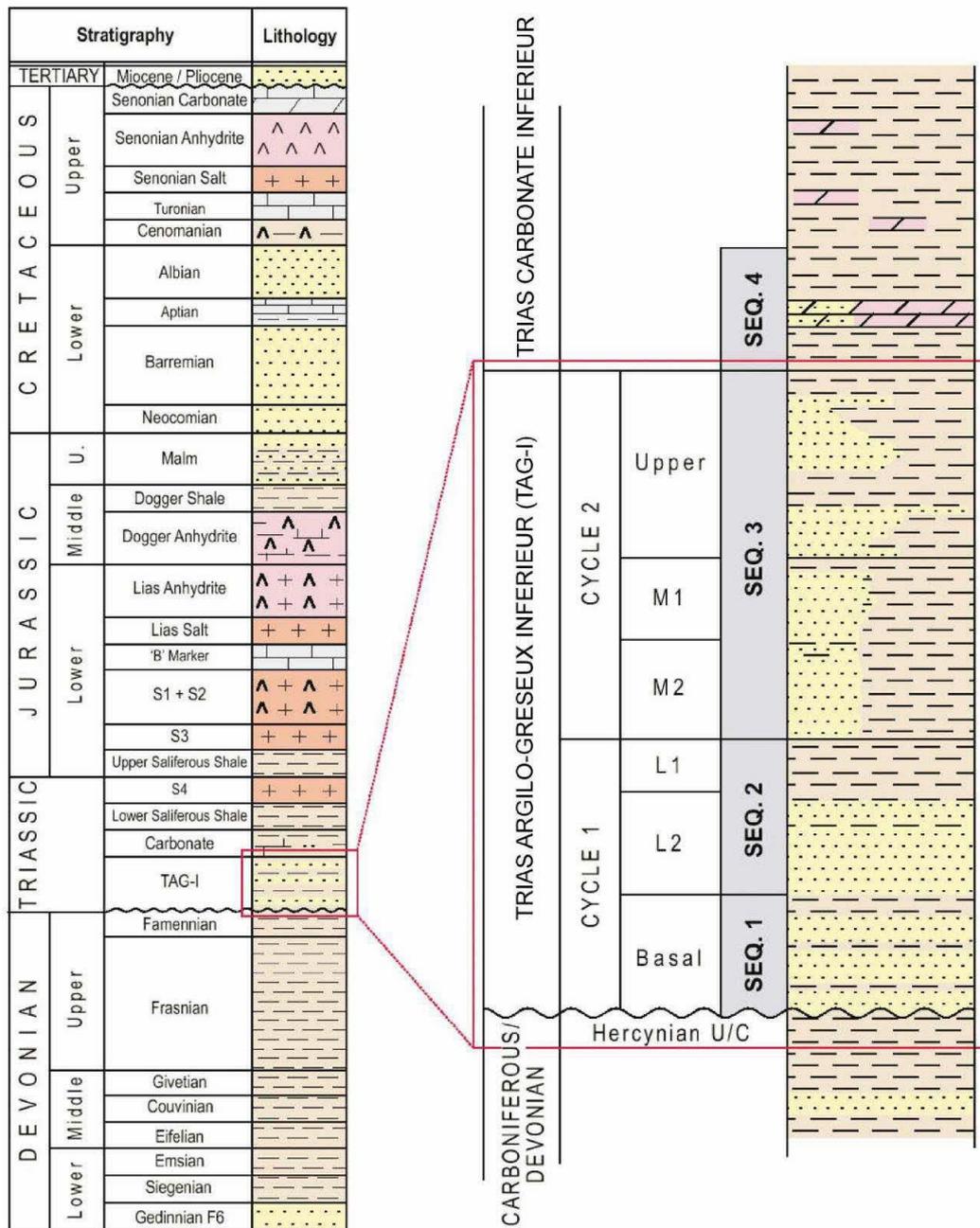
- Au nord par Zemlet Ennouss(NE) et Hamadat El Guelta(NW)
- Au sud par Ghourde Sghir
- A l'Est par le Bloc 401d
- A l'Ouest par le bloc 444



**Fig.I.7:** Carte de situation de Bloc d'étude (Rhourde Errouni) du bassin de Berkine.  
(document Sonatrach)

### 2.3. Stratigraphie

La série stratigraphique du Champ de région Rhourde Erouni et la même que celle de bassin de Berkine, qui est essentiellement composée des dépôts mésozoïques, reposant en discordance sur le Paléozoïque. Enfin, un faible épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque (Fig.I.8).



**Fig.I.8:** Colonne Stratigraphique de bassin de berkine et les différents Unités (Turner, et al, 2001)

## 2.4. Aspect Structural

La structure actuelle du bassin de Berkine est le résultat de plusieurs phases tectoniques. Cette dépression a été soumise à divers déformations ayant modelé sa morphologie ; les principales sont la phase compressive hercynienne et l'événement distensif du Trias-Lias. Ce dernier a engendré des systèmes en horsts et grabens.

La reprise en compression durant la période qui suit (autrichienne) a définitivement scellé les morphologies structurales et reconfigurer les pièges à huile et gaz. Les orientations des structures suivent la direction des failles majeures NE-SO

La région d'étude se manifeste par un développement de trends structuraux majeurs, qui est parallèles à la faille principale majeur. La phase compressive qui suit (hercynienne) se caractérise par l'érosion des formations paléozoïques d'est en ouest. La majorité des structures, dans cette zone du bassin, semble affectée par le jeu combiné des phases tectoniques compressives et distensive calédonienne et hercynienne, se traduisant par des failles principales d'orientation NE-SO.

# Chapitre II

## Aspect Sédimentologique

## 1. Introduction :

Toute caractérisation de réservoir nécessite une étude sédimentologique, afin de déterminer les différents corps gréseux qui constituent le réservoir et les autres environnements de dépôts. C'est une étape primordiale pour guider la prospection et l'exploitation du réservoir.

Les différentes réponses diagraphiques représentent un atout supplémentaire pour déterminer les milieux de dépôts. Une étude de carottes est nécessaire pour avoir une caractérisation plus précise des réservoirs triasique de la région d'étude.

L'étude des dépôts fluviatiles consiste à définir les principaux faciès et sous-faciès en analysant les divers critères lithologiques (la granulométrie, la couleur, ..), les structures et les figures sédimentaires observées.

### 1.1. Rappels de quelques notions

■ **Faciès** : Ce terme signifie la catégorie dans laquelle on peut ranger une roche ou un terrain, et qui est déterminé par un ou plusieurs caractères lithologiques (**lithofaciès**) ou paléontologiques (**biofaciès**), ce terme est également employé pour désigner une catégorie correspondante à un milieu ou à un domaine de sédimentation.

■ **Électrofaciès** : Un électrofaciès est un ensemble de réponses diagraphiques qui caractérise une lithologie et permet de le différencier de ceux qui l'entourent.

■ **Séquence** : Une séquence est une succession des couches génétiquement liées, et limitées à la base et au sommet par des discontinuités. Il y a deux types de séquence :

- La séquence positive : C'est une séquence à évolution grano-décroissante, les particules évoluent des plus grossières aux plus fines vers le haut.

- La séquence négative : C'est une séquence à évolution grano-croissante, les particules évoluent des plus fines aux plus grossières vers le haut.

■ **Discontinuités** : Elles traduisent un arrêt de la sédimentation accompagné ou non d'une érosion, elles permettent aussi de définir les séquences et de déterminer leur ordre.

## 2. Les dépôts fluviatiles :

En milieu continental, les rivières et les fleuves constituent les principaux agents dynamiques responsables de la collecte des particules détritiques issues de l'altération et de l'érosion, puis de leur transport jusque dans les bassins lacustres et marins (cf. Miall, 1978 ; Walker & Cant in Walker, 1984).

### 2.1. Les mécanismes de dépôt fluviatile

Les mécanismes de dépôt fluviatile dans les zones chenalisées dépendent de la vitesse et de la turbulence des eaux emportées vers l'aval. Le maximum de vitesse et de turbulence

s'observe dans les très petits fonds et en rive concave, où prédominent les phénomènes d'érosion.

La morphologie fluviale est dominée par le développement de chenaux, qui occupent les lits mineur et majeur de la plupart des cours d'eau. La forme des chenaux varie depuis le type rectiligne à dynamique modérée et remplissage sédimentaire fin jusqu'aux types anastomosés (= en tresse) instables, à flot rapide, bancs longitudinaux et dépôts grossiers. Les types intermédiaires correspondent aux méandres fluviaux, plus ou moins sinueux, marqués par des bancs de progradation latérale sur les berges convexes, et la naissance de bancs longitudinaux.

Les formes d'accumulation dépendent des caractères du réseau fluvial qui sont l'indice de sinuosité et le nombre de chenaux. L'indice de sinuosité est exprimé par le rapport de la distance entre deux points parcourue au fond du chenal sur celle parcourue en ligne droite. Un chenal rectiligne a un coefficient de sinuosité égal à 1.

Quatre grands types de réseaux sont distingués:

	un chenal	plusieurs chenaux
indice de sinuosité faible (>1.5)	DROIT	EN TRESSE
indice de sinuosité fort (>1,5)	MEANDRIFORME	ANASTOMOSE

**Tableau.II.1:** types des réseaux fluviaux (SEDIMENTOLOGIE/Jacques Beauchamp)

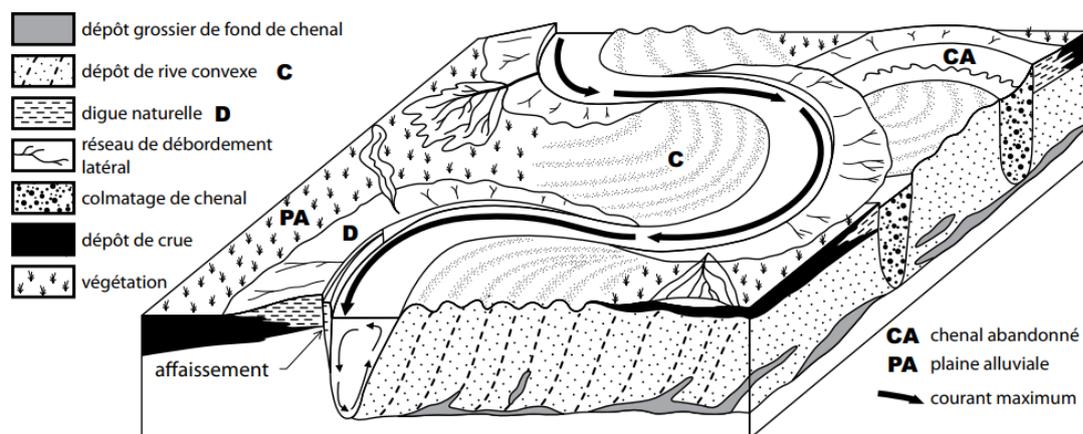
Le type de réseau dépend essentiellement de la pente, de la charge transportée, de la stabilité des rives (rôle stabilisant de la végétation). Tous les intermédiaires existent. Une même rivière change de type de sa source à son embouchure. Le réseau est généralement en tresse en amont et à méandres en aval. Les réseaux droits sont rares. Les réseaux anastomosés sont observés dans les zones subsidences de climat humide. Les réseaux en tresse et méandriformes sont les plus fréquents.

### 2.1.1. Sédimentation des réseaux à méandres

Les dépôts de crue sur les bordures des méandres divagants provoquent une élévation progressive des berges, et corrélativement, la formation d'un chenal perché au-dessus du cours majeur du fleuve. La rupture des berges à l'occasion d'une crue violente détermine le vidage du chenal, dont l'eau envahit la plaine alluviale et constitue un nouveau cours en contrebas (Fig.II.1). D'autres chenaux peuvent être abandonnés par suite de la coupure de méandres sinueux et divagants par le cours d'eau turbulent.

Les chenaux abandonnés sont caractérisés par la présence de sédiments grossiers, souvent recouverts de dépôts d'inondation.

La sédimentation se fait sur la rive convexe sous forme d'une barre de méandre. La barre s'accroît latéralement en même temps que la migration du méandre (accrétion latérale).



**Fig.II.1:** Principaux mécanismes et dépôts sédimentaires dans une vallée fluviale à méandres.(Hervé Chamley, Jean-François deconinck)

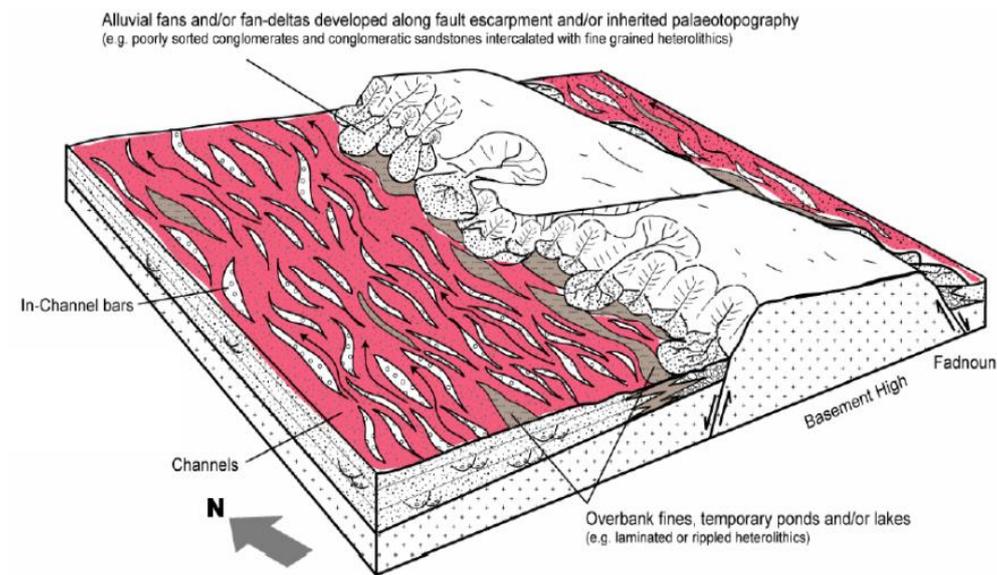
### 2.1.2. Sédimentation des réseaux fluviaux Modernes (Anastomosés, en Tresse)

Les chenaux peu sinueux ou anastomosés en tresses se développent dans les milieux de haute énergie, qui caractérisent le cours mineur des fleuves et rivières à pente marquée, et où s'effectuent des dépôts à dominante sableuse, parfois argilo-sableuse.

#### 2.1.2.1. Sédimentation des réseaux en tresse

Elle se fait sous forme de barres longitudinales qui séparent les chenaux. Ces barres deviennent obliques (transversales) dans les courbes; elles sont mobiles et s'accroissent dans le sens de la courante "accrétion longitudinale", leur forme dépend de la charge et du débit. Elles sont constituées de galets imbriqués qui tombent en avalanche en aval, de graviers, de sable à litage entrecroisé. Elles sont souvent ravinées par le déplacement des chenaux (Fig.II.2).

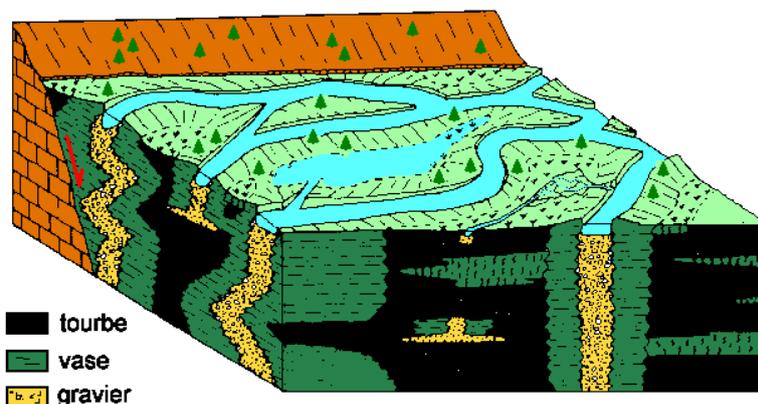
Les rivières en tresse sont rapides; on les trouve dans les régions de montagne; leurs dépôts ressemblent beaucoup à ceux des cônes torrentiels.



**Fig.II.2:** Modèle Sédimentologique montrant les dépôts fluviaux en tresse (Beicip, 2008)

### 2.1.2.2. Sédimentation des rivières anastomosées

Les chenaux anastomosés divaguent peu dans la plaine alluviale qui est fréquemment inondée, elle est couverte de marécage, la végétation est abondante. La vitesse de l'eau est faible, les sédiments sont fins et riches en matière organique. Les remplissages des chenaux se distinguent par des galets et des graviers formant des corps à accretion verticale (rôle de la subsidence) (Fig.II.3).



**Fig.II.3:** Sédimentation d'une rivière anastomosée (Sédimentologie, Jacques Beauchamp)

### 2.1.3. Environnements fluviaux anciens

La reconstitution des anciens milieux de sédimentation fluviale est fondée sur les données des faciès actuels de chenaux sinueux ou non, de cours anastomosés, de plaines d'inondation, de divagation et de colmatage au cours du temps. Les environnements fluviaux d'âge

quaternaire sont marqués par l'alternance de périodes de bas et hauts niveaux marins liés aux cycles de glaciations et réchauffements interglaciaires, ce qui a provoqué l'incision répétée des formations alluviales (terrasses emboîtées) et parfois de leur substrat (terrasses étagées) (Fig.II.4). Le développement des terrasses alluviales, qui sont de plus en plus basses dans la topographie au fur et à mesure que les cycles d'érosion se succèdent, s'effectue lors des périodes de haut niveau marin relatif. Le grain sédimentaire tend à diminuer lorsque les vallées se comblent, car l'énergie des eaux et la puissance d'érosion décroissent lorsque le niveau de base s'élève et que la couverture glaciaire continentale disparaît. Ainsi lors du réchauffement holocène (Quaternaire le plus récent) la vallée du Mississippi montre le passage progressif, au-dessus du substrat tertiaire incisé par les torrents du Pléistocène supérieur, de dépôts grossiers mis en place par un système de chenaux anastomosés, à des dépôts fins argilo-sableux issus d'un système à méandres sinueux et bordés de marécages.

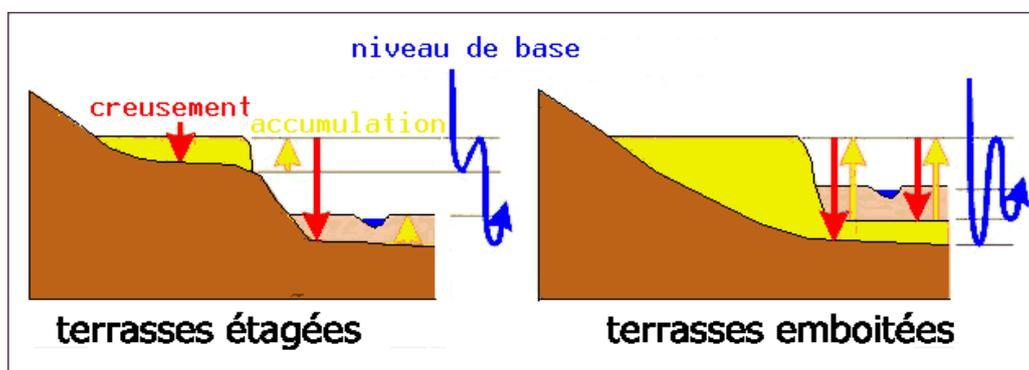


Fig.II.4 : Deux types de disposition de terrasses fluviales (Sédimentologie, Jacques Beauchamp)

### 3. Les environnements sédimentaires des Niveaux de Réservoir TAGI

#### - TAGI A

Les grès de cette unité correspondant à un système fluvial méandrique très étendu. La base est observée et pourrait disparaître vers le nord et pourras faire un biseau stratigraphique

#### - TAGI B

Intervalle dans lequel les grès résultent de réseaux fluviaux méandriques dans une plaine d'inondation argileuse.

#### - TAGI C

Intervalle dominé par une plaine d'inondation à l'intérieur des réseaux fluviaux de petite dimension

## - TAGI D

Intervalle qui est dominé par des réseaux fluviaux parfois immatures amalgamés à forte extension latérale et très hétérogènes

### 4. Corrélation Diagrammiques

Les corrélations réalisées sont basés sur plusieurs facteurs de la similitude des logs diagrammiques, et l'évolution des différentes électro-séquences. Des profils de corrélation montrent une variation d'épaisseur remarquable avec une continuité des différentes unités.

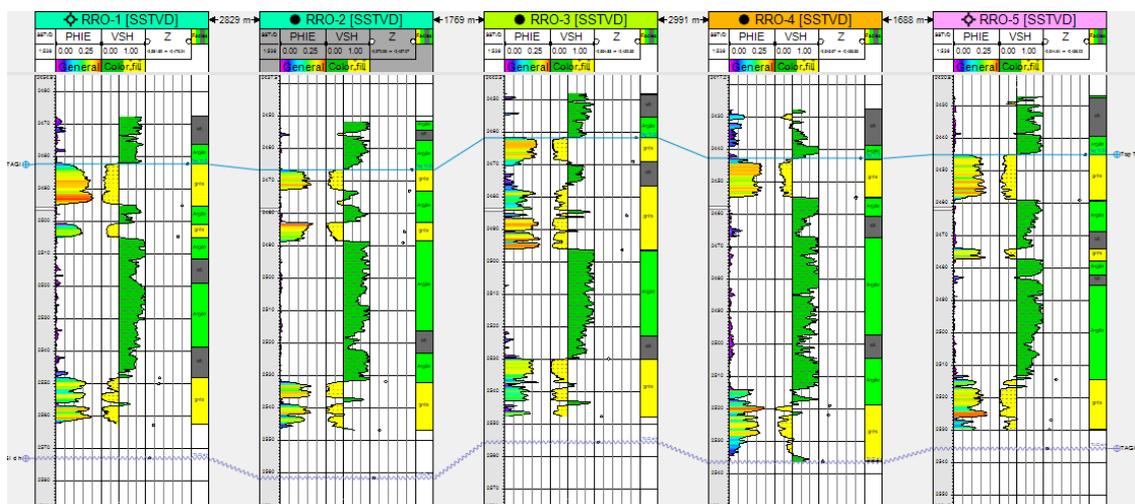
#### 4.1. La corrélation diagrammique à travers les puits RRO-1, RRO-2, RRO-3, RRO-4 et RRO-5 du TAGI, Champ de Rhourde Erouni :

L'épaisseur du réservoir TAGI n'a pas une grande variation d'un puits à un autre dans ce champ (Fig.II.5). D'après cette corrélation on peut conclure que :

Le réservoir TAGI à presque la même épaisseur dans les différents 5 puits, on remarque que l'épaisseur maximale au niveau du puits RRO-2 atteint presque 95m, et l'épaisseur minimale au niveau du puits RRO-5 est de 90.50m.

A la base de ces lectures et la figure qui montre l'enregistrement de volume d'argile et de la porosité dans le réservoir TAGI pour chaque puits, on peut expliquer cette variation de la porosité d'un intervalle à un autre par leur aspect lithologique : les intervalles d'une porosité nulle sont des formations argileuses, les meilleures valeurs de la porosité sont liées à des formations des grès plus propre.

On remarque selon les logs de porosités et de volume d'argiles qu'on a 2 niveaux gréseuses en bas et en haut des puits avec des changements d'épaisseur de puits à un autre, après on a des niveaux d'argiles avec des intercalations des bancs de silt qui varient de puits à un autre.



**Fig.II.5:** Corrélation diagrammique NE-SW à travers les puits RRO-1, RRO-2, RRO-3, RRO-4 et RRO-5 du TAGI, Champ de Rhourde Erouni

## 4.2. Découpage lithostratigraphique :

Pour mieux caractériser les faciès et détailler l'architecture du réservoir du TAGI, afin de reconnaître les propriétés pétrophysiques dans chaque niveau, un découpage en unités (layer) a été réalisé. Ce découpage est basé sur l'observation des différentes discontinuités sédimentaires, ainsi que sur les limites régionales et locales matérialisées par des discontinuités, surtout d'ordre granulométrique brutale importante, ou suivant une surface érosive apparente pour surmonter les difficultés posées par l'absence de discontinuités d'ordre régional.

### 4.2.1. Méthodologie du Travail :

Le découpage lithostratigraphique du réservoir Triasique se base sur les différentes réponses diagaphiques (GR, Densité, Sonique, Porosité,..), il ressort ce qui suit :

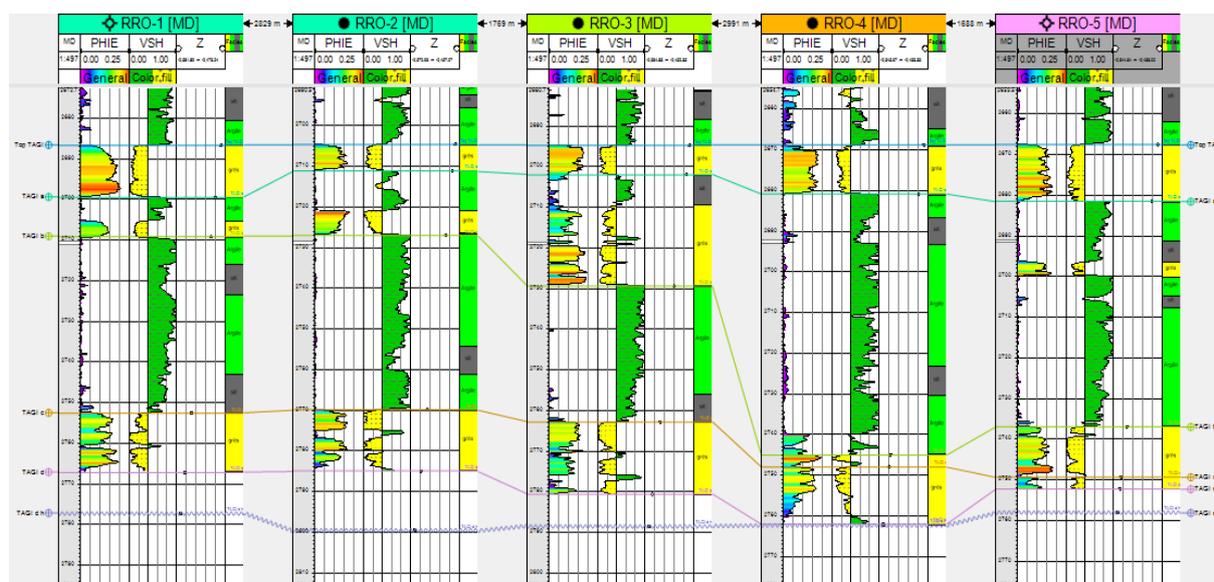
- Le Trias Gréseux
- Le Trias Argileux
- Le Trias Silteuse (Fig.II.6)

Pour réaliser un découpage en passant par un workflow : On Ajoute les données nécessaires à savoir:

**WellHeads** : les coordonnées (X, Y, KB) et la profondeur totale de chaque puits.

**Welltops** : les marqueurs stratigraphiques de chaque puits

**Welllogs** : les enregistrements diagaphiques disponible.



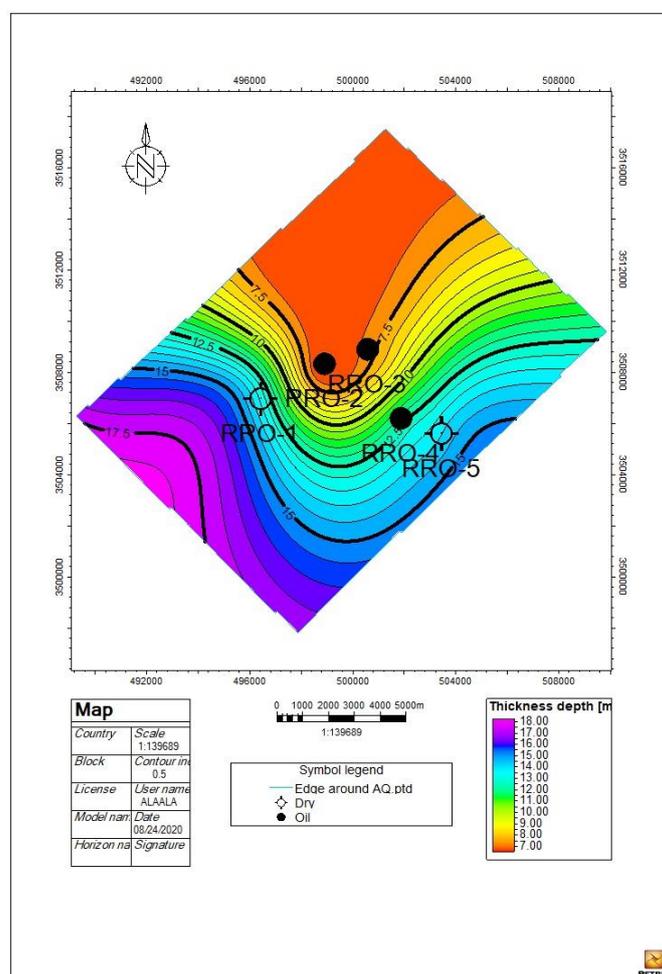
**Fig.II.6:** Découpage lithostratigraphique à travers les Puits RRO-1, RRO-2, RRO-3, RRO-4 et RRO-5 du TAGI, Champ de Rhourde Erouni

## 5. Interprétation des cartes en isopaques du TAGI :

### 5.1. Interprétation de la carte en isopaques du TAGI A :

La carte en isopaques du **TAGI A** montrée une variation des épaisseurs entre 6,5 et 14m.

On remarque une tendance de direction N-SSE et N-SSW de la carte, qui distingue par des valeurs importantes se trouvant au tour des puits RRO-5 et RRO-1 (14m et 13m), tandis que les valeurs les plus faibles se trouvant au tour des puits RRO-2 et RRO-3 (6.5m et 7.3m) possédant une tendance de direction du Sud vers le Nord et parfois du SSW vers le NNE (Fig.II.7).

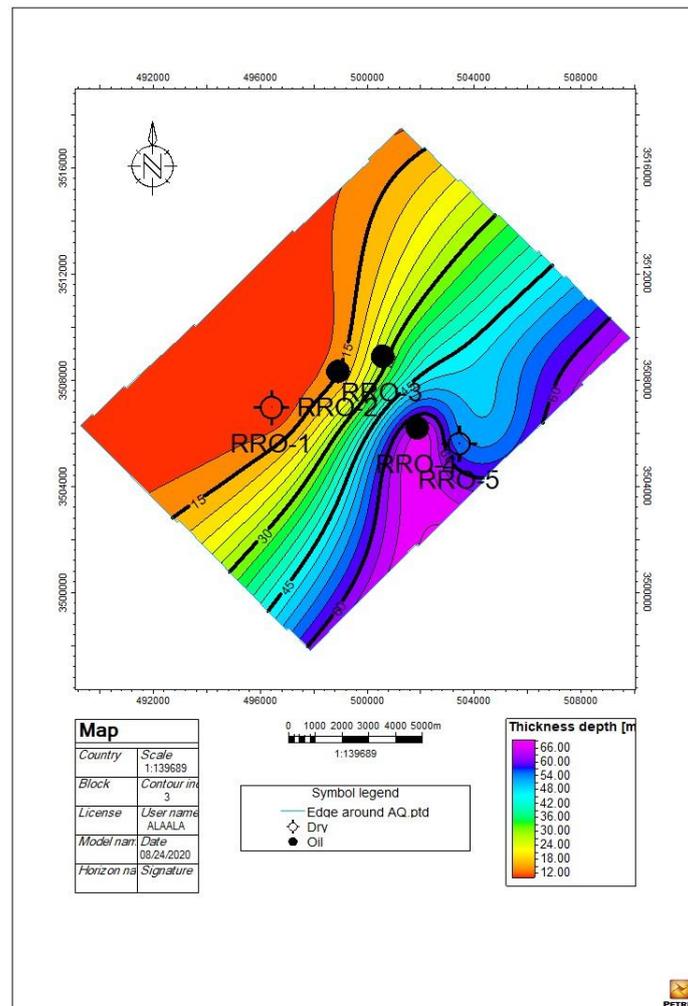


**Fig.II.7:** la carte en isopaques du TAGI A

### 5.2. Interprétation de la carte en isopaques du TAGI B :

La carte en isopaques du **TAGI B** montre que l'épaisseur augmente progressivement du NW vers le SE avec une variation de 10 à 63m.

La valeur maximale est de 63m enregistrée autour du puits RRO-4, vers le Sud Est de la carte, alors que la valeur minimale est de 10m est enregistrée dans la partie Ouest du secteur autour du puits RRO-1 (Fig.II.8).



**Fig.II.8:** la carte en isopaques du TAGI B

### 5.3. Interprétation de la carte en isopaques du TAGI C :

La carte en isopaques du **TAGI C** montre une Epaisseur plus au moins remarquable selon la direction NW-SE avec des valeurs de 3 à 42m.

Les puits RRO-2 et RRO-1 montrant des épaisseurs plus importantes par à des valeurs de 44 et 42m respectivement, tandis que les Epaisseurs les moins importantes enregistrées autour du puits RRO-4 par une valeur de 3m (Fig.II.9).

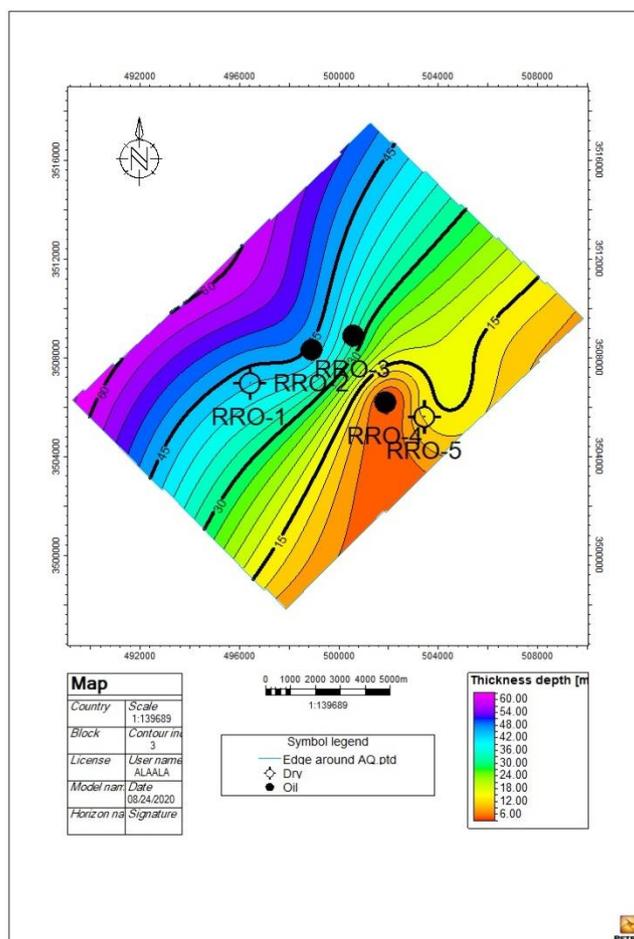
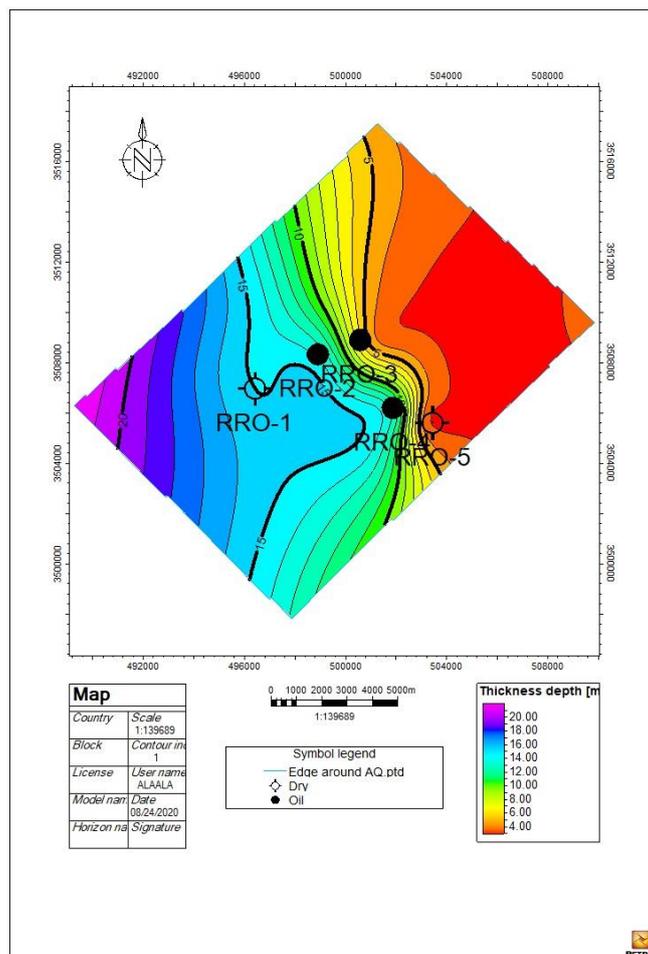


Fig.II.9: la carte en isopaches du TAGI C

#### 5.4. Interprétation de la carte en isopaches du TAGI D :

La carte en isopaches du **TAGI D** montre une variation moins faible par rapport aux autres cartes avec des épaisseurs variant entre 3 et 15m selon une direction Est - Ouest.

Les épaisseurs les plus importantes se distinguent au niveau du puits RRO-1, par une valeur de 15m, et les épaisseurs les moins importantes enregistrées autour du puits RRO-5 avoisinent une valeur de 3m (Fig.II.10).



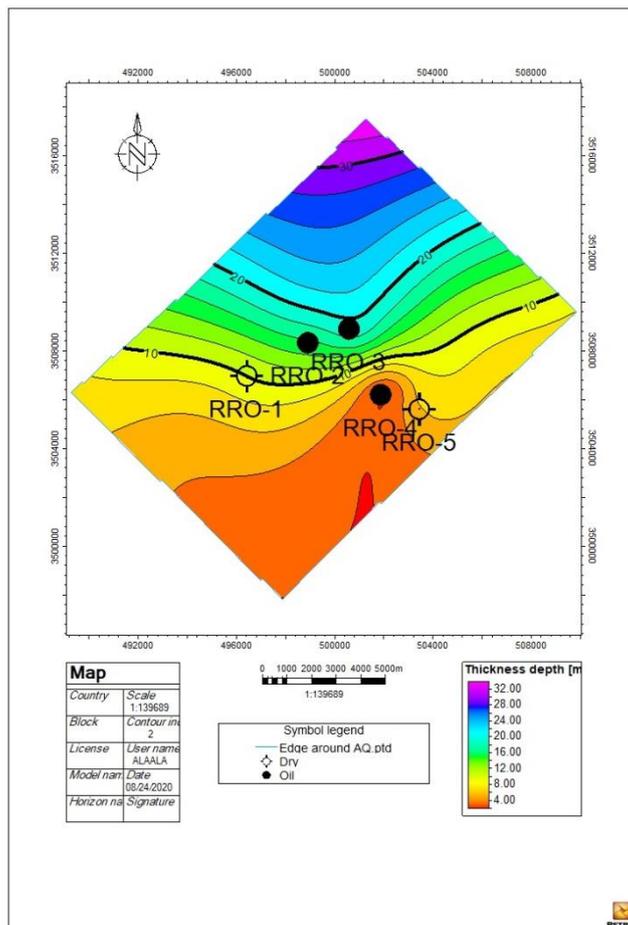
**Fig.II.10:** la carte en isopaques du TAGI D

### 5.5. Interprétation de la carte en isopaques du TAGI DH :

Cette carte en isopaques du **TAGI DH** présente un épaississement de direction N-S.

Elle montre que les isolignes sont serrées dans la partie centrale du réservoir avec absence de grand changement d'épaisseur dans la zone d'étude.

La valeur maximale est enregistrée autour du puits RRO-3 par une valeur de 19m, et la valeur minimale est enregistrée au niveau du puits RRO-4 avec 2m d'épaisseur (Fig.II.11).

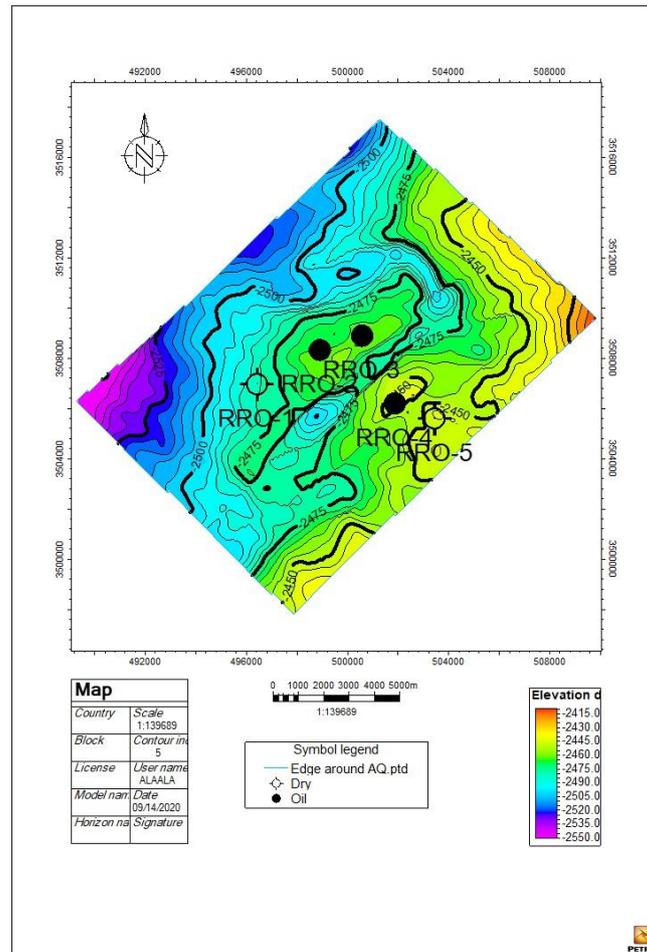


**Fig.II.11:** la carte en isobathes du TAGI DH

## 6. Interprétation de la carte en isobathes au Toit du TAGI

La carte en isobathes au Toit du TAGI montre une structure négative (plus affaissée) du Nord vers l'Ouest de la carte, et une structure positive (plus élevée) au centre, à l'Est et au Sud de la carte.

Le réseau des failles divise la région en compartiments de même orientation, et montre un anticlinal au centre de la carte d'une même direction que les failles (NE-SW), situé autour des puits RRO-2 et RRO-3, et un synclinal se trouvant entre les puits RRO-2, RRO-3 et le puits RRO-4 (Fig.II.12).



**Fig.II.12:** la carte en isobathes au Toit du TAGI

## 7. CONCLUSION

A travers l'étude des données des Cinq puits du réservoir TAGI de la région de Rhourde EROUNI bassin de Berkine, nous avons pu localiser une zone de bonne production d'hydrocarbures, située au centre, avec les puits RRO-2, RRO-3 et RRO-4 (Fig.II.12). Les résultats des cartes en isopaques et en isobathes confirment la localisation de la zone productrice, correspondant à une zone subsidence (puits RRO-2, RRO-3 et RRO-4) (Fig.II.11) (Fig.II.12).

# Chapitre III

## Caractérisation

### Pétrophysique

## 1. Introduction

En géologie pétrolière, chaque couche réservoir doit être caractérisée par des paramètres principaux. Ces paramètres s'expriment fondamentalement en termes de porosité, de perméabilité, de volume d'argiles et de saturation en eau.

Nous allons faire une étude de l'évolution spatio-temporelle de ces différents paramètres pétrophysiques du RHOURE EROUNI.

## 2. Rappel

### 1. Réservoir

Les réservoirs sont des roches présentant des vides, pores ou fissures, reliés entre eux et dans lesquels peuvent circuler et se rassembler des fluides (PERRODON, 1985). Ils sont souvent fermés par un couvercle de roches imperméables qui entrave la remontée des hydrocarbures vers la surface terrestre (SERRA, 1979). Géologiquement, les meilleures roches réservoirs sont :

- les roches détritiques : sables et grès ;
- les roches carbonatées : calcaires et dolomies

### 2. Net/Gross

C'est le rapport entre l'épaisseur des grès sur l'épaisseur totale du réservoir TAGI pour chaque puits.

### 3. Net/Pay

Les intervalles nets dans le réservoir contenant des hydrocarbures importants, déterminés dans l'intervalle d'un réservoir net précisant le seuil de la saturation de l'eau de formation.

### 4. Cut-Off

C'est la valeur limite au-delà de laquelle le réservoir n'est pas intéressant: argileux, non poreux, aquifère...

## 3. Les caractéristiques pétro-physiques

### 3.1. La porosité « $\Phi$ » :

Elle est définie comme un volume de vide (pore) existant dans la roche sur le volume total de la roche, exprimé en % (Fig.III.1).

Elle est divisée en trois :

**a. Porosité totale :** C'est la fraction du volume total occupée par les pores, ou bien le volume disponible pour un vide par rapport au volume total de la roche.

$$\Phi_t = V_v / V_t$$

$\Phi_t$  : Porosité totale

$V_v$  : Volume des vides

$V_t$  : Volume total de l'échantillon

**b. Porosité utile (ou effective)  $\Phi_e$**  : C'est le rapport du volume des pores reliés entre eux

Au volume total de l'échantillon exprimé en pourcentage.

$$\Phi_e = V_p / V_t$$

$\Phi_e$  : Porosité effective

$V_p$  : Volume des vides communicants

$V_t$  : Volume total de la roche

**c. Porosité restante ( $\Phi_u$ )**: C'est la soustraction de la porosité propre à l'argile :

$$\Phi_u = \Phi_t - V_{sh} * \Phi_{sh}$$

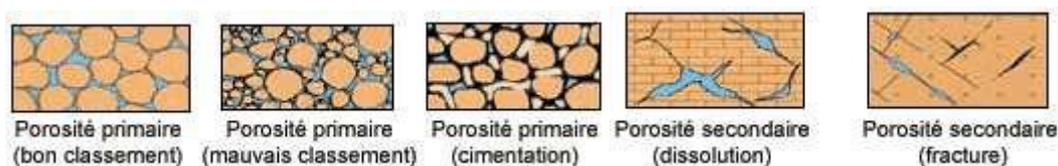
$\Phi_t$  : la porosité totale en (%).

$V_{sh}$  : pourcentage d'argile.

$\Phi_{sh}$  : la porosité propre à l'argile.

Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement comprises entre 10%

Et 35 %.



**Fig.III.1:** Les différents type de la porosité (O-Serra, tome 3, 2000)

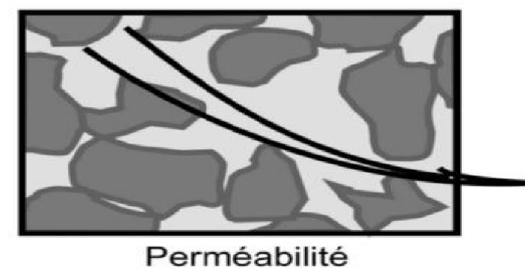
### 3.2. La perméabilité « K » :

La perméabilité « K », est la capacité de circulation d'un fluide (liquide ou gaz) dans la formation. C'est une mesure de la vitesse d'écoulement d'un fluide à travers une surface donnée d'une formation pour un gradient de pression donné à travers ses parois (Fig.III.2). Elle est exprimée en milli darcy (md)

La Loi de Darcy : 
$$K = 0.136 \frac{\phi^2}{SW^{4.4}}$$

- K : perméabilité [md].

-  $\Phi$  : porosité (%).



**Fig.III.2:** Perméabilité des roches (CHAPELLIER. D)

### 3.3. Volume d'argiles «Vsh » :

C'est le pourcentage volumique d'argiles.

- Méthodes de calcul de l'argilosité

- le calcul peut être déterminé à l'aide des réponses de la courbe de rayon-gamma (GR), en utilisant la relation suivante :

$$V_{shale} = [GR_{lue} - GR_{min}] / [GR_{max} - GR_{min}]$$

A noter :

- GR<sub>lue</sub>: Valeur GR du banc donné lue directement sur le log.

- GR<sub>min</sub>: Valeur GR minimum du même banc.

- GR<sub>max</sub>: Valeur GR maximum du même banc.

- cette argilosité peut être également déterminée à l'aide des réponses de la courbe de Potentiel Spontané (SP), en utilisant la relation ci-après :

$$V_{shale} = 1 - [PSP / SSP]$$

A noter :

- PSP: Potentiel spontané pseudo-statique (Valeur maximum du SP);

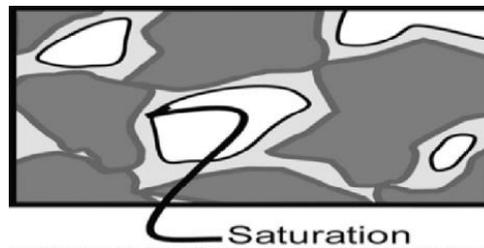
- SSP: Potentiel spontané statique.

### 3.4. La saturation « S »:

Pour un fluide considéré, présent dans un réseau poreux en même temps que d'autres fluides, on définit une saturation. On désigne par la saturation, le volume d'un fluide donné par rapport au volume poreux total disponible pour les fluides(Fig.III.3).

$$S = V_f / V_p$$

- S : Saturation
- $V_f$ : Volume de fluide
- $V_p$ : Volume poreux total disponible pour les fluides
- $S_w$  : saturation en eau (%).



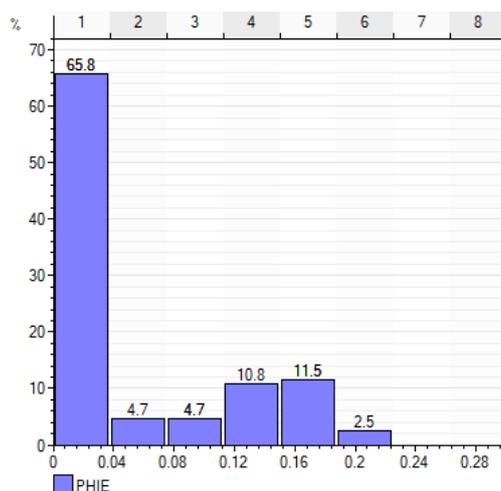
**Fig.III.3:** Saturation des roches (CHAPPELLIER. D)

## 4. Evolution verticale et spatiale des paramètres pétrophysiques

### 4.1. Interprétation des histogrammes des logs de porosité effective

#### 4.1.1 Au niveau du puits RRO-1(Fig.III.4) :

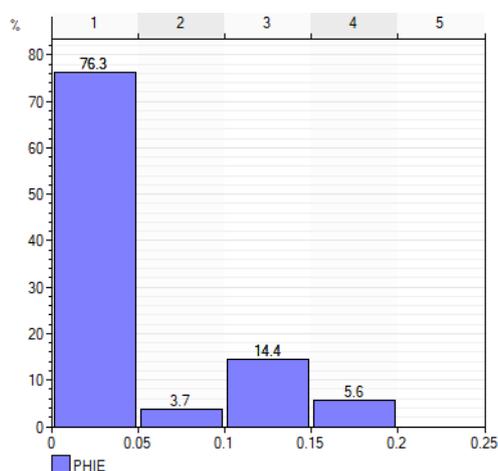
L'histogramme des classes de la porosité effective montre une distribution bimodale à caractère asymétrique, le premier mode appartient à la classe [0 ; 0.04] avec une fréquence prédominante de 65.8 %, et le deuxième mode appartient à la classe [0.16 ; 0.2], avec une fréquence prédominante de 11.5 %. Cela veut dire qu'il y a deux types de porosité : une porosité primaire et une porosité secondaire, dont à faible valeur qui prédomine la classe.



**Fig.III.4:** Histogramme de la porosité effective au niveau du puits RRO-1

#### 4.1.2. Au niveau du puits RRO-2 (Fig.III.5) :

L'histogramme des classes de la porosité effective montre une distribution bimodale à caractère asymétrique, le premier mode appartient à la classe  $[0 ; 0,05]$  avec une fréquence prédominante de 76,3 % celle des faibles valeurs, et le deuxième mode appartient à la classe  $[0,1 ; 0,15]$ , avec une fréquence prédominante de 14,4 %. Cela veut dire qu'il y a deux types de porosité : une porosité primaire et une porosité secondaire.

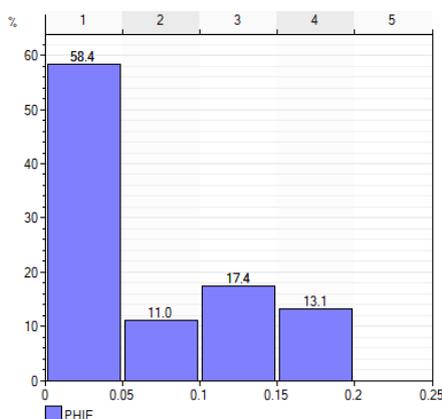


**Fig.III.5:** Histogramme de la porosité effective au niveau du puits RRO-2

#### 4.1.3. Au niveau du puits RRO-3 (Fig.III.6):

L'histogramme des classes de la porosité effective montre une distribution bimodale à caractère asymétrique, le premier mode appartient à la classe  $[0 ; 0,05]$  avec une fréquence prédominante de 58,4 % celle des faibles valeurs, et le deuxième mode appartient à la classe

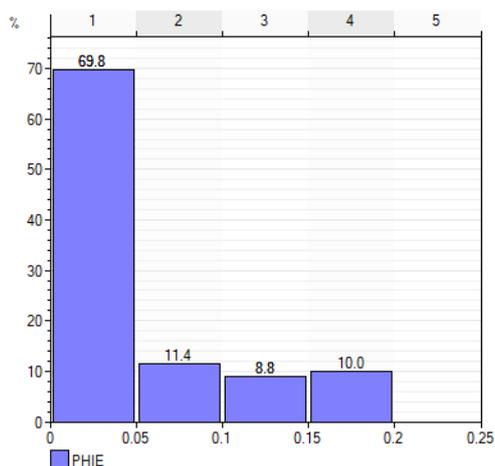
[0.1 ; 0.15], avec une fréquence prédominante de 17.4 %. Cela veut dire qu'il y a deux types de porosité : une porosité primaire et une porosité secondaire.



**Fig.III.6:** Histogramme de la porosité effective au niveau du puits RRO-3

#### 4.1.4. Au niveau du puits-4 (Fig.III.7):

L'histogramme des classes de la porosité effective montre une distribution bimodale à caractère asymétrique, le premier mode appartient à la classe [0 ; 0.05] avec une fréquence prédominante de 69.8 % celle des faibles valeurs, et le deuxième mode appartient à la classe [0.15 ; 0.2], avec une fréquence prédominante de 10 %. Cela veut dire qu'il y a deux types de porosité : une porosité primaire et une porosité secondaire.



**Fig.III.7:** Histogramme de la porosité effective au niveau du puits RRO-4

#### 4.1.5. Au niveau du puits RRO-5 (Fig.III.8):

L'histogramme des classes de la porosité effective montre une distribution bimodale à caractère asymétrique, le premier mode appartient à la classe [0 ; 0.05] avec une fréquence

prédominante de 69.9 % celle des faibles valeurs, et le deuxième mode appartient à la classe [0.1 ; 0.15], avec une fréquence prédominante de 17.2 %. Cela veut dire qu'il y a deux types de porosité : une porosité primaire et une porosité secondaire.

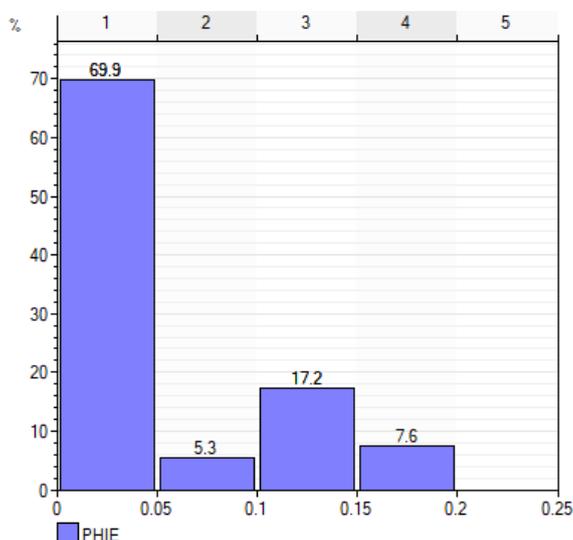


Fig.III.8: Histogramme de la porosité effective au niveau du puits RRO-5

#### 4.2. Evolution de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur

##### 4.2.1. Puits Rouni-1 : Carotte-1

###### ■ Porosité (Fig.III.9):

La porosité en fonction de la profondeur montre des valeurs moyennes à bonnes oscillant entre 11% et 20%, la répartition de la porosité est homogène dans tout le réservoir.

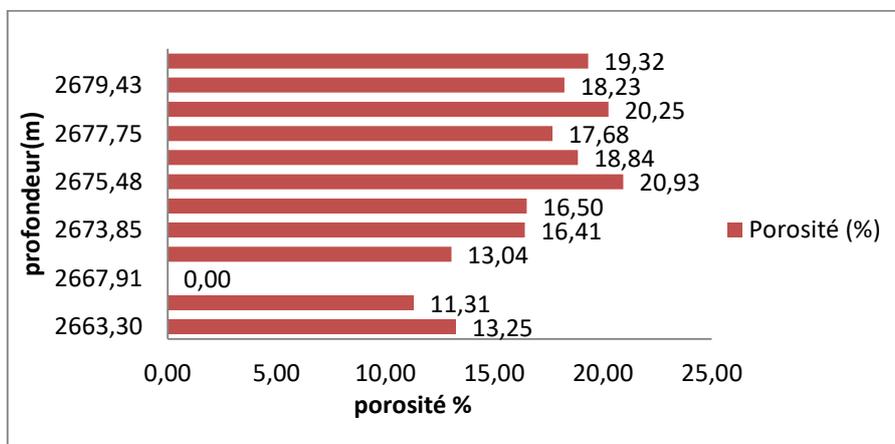


Fig.III.9: Evolution de la porosité en fonction de la profondeur de la carotte-1 de ROUNI-1

■ Perméabilité (Fig.III.10) :

La perméabilité en fonction de la profondeur montre des valeurs qui oscillent entre 0.716 et 156mD, tronquée par des valeurs qui peuvent atteindre les 340 mD. Alors que dans la partie sommitale elles sont faibles.

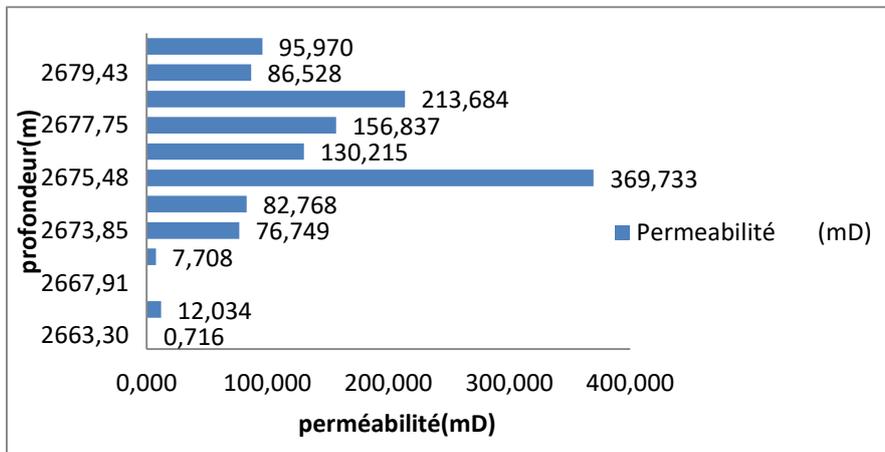


Fig.III.10: Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur de la carotte-1 de ROUNI-1

4.2.2. Puits Rouni-1 : Carotte-2

■ Porosité (Fig.III.11) :

La porosité en fonction de la profondeur montre des valeurs moyennes a bonnes oscillant entre 11% et 21%, la répartition de la porosité est homogène dans tout le réservoir.

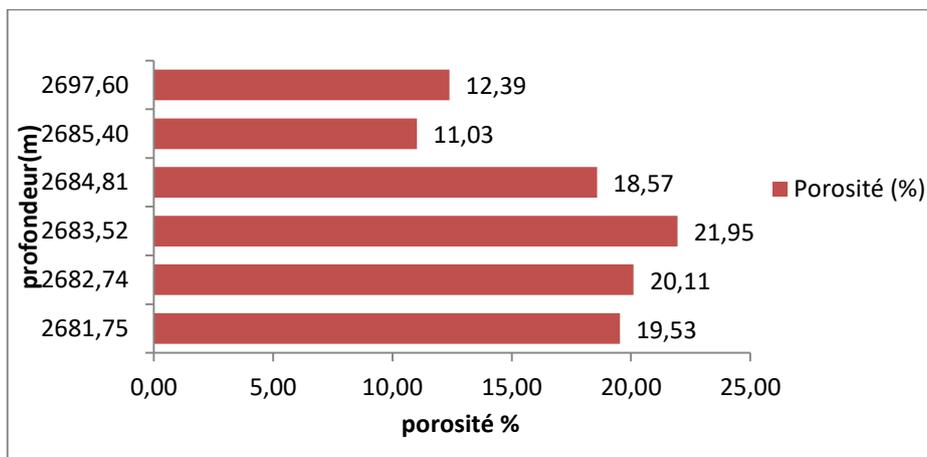
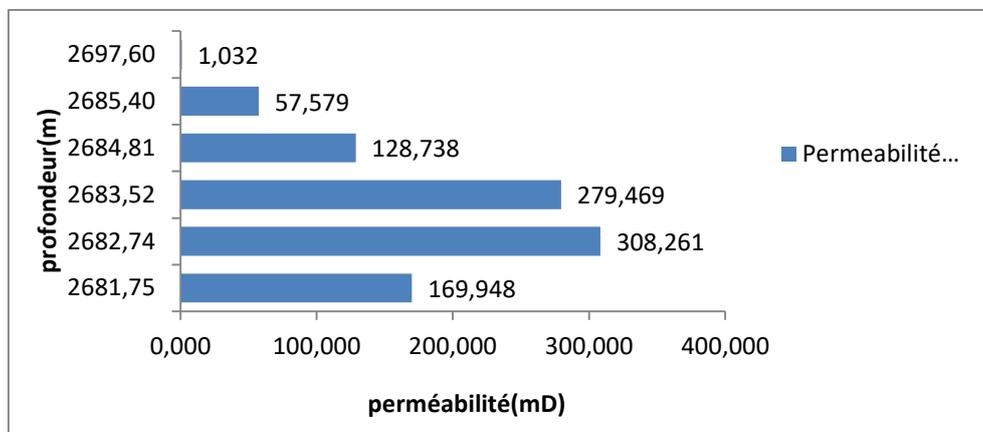


Fig.III.11: Evolution de la porosité en fonction de la profondeur de la carotte-2 de ROUNI-1

### ■ Perméabilité (Fig.III.12) :

La perméabilité en fonction de la profondeur montre des valeurs moyennes à bonnes, qui oscillent entre 1 et 308mD. La partie sommitale présente des grandes valeurs.

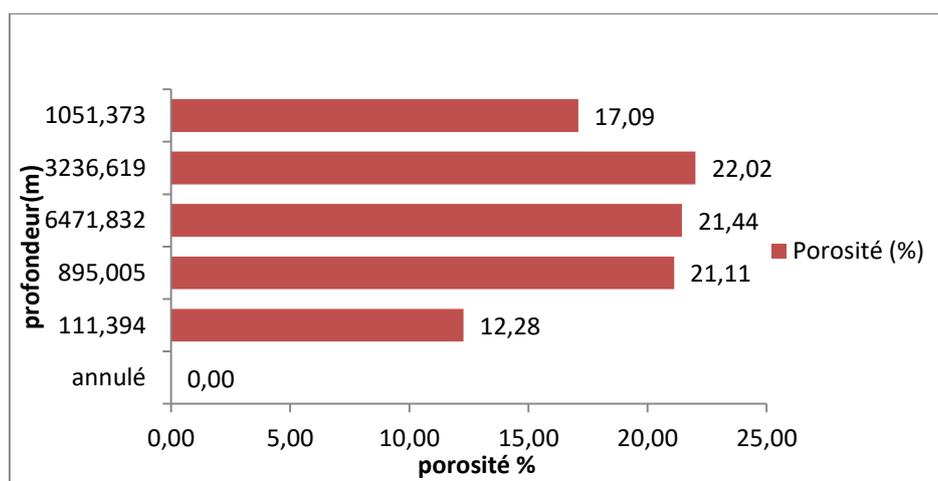


**Fig.III.12:** Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur de la carotte-2 de ROUNI-1

### 4.2.3. Puits Rouni-1 : Carotte-3

### ■ Porosité (Fig.III.13) :

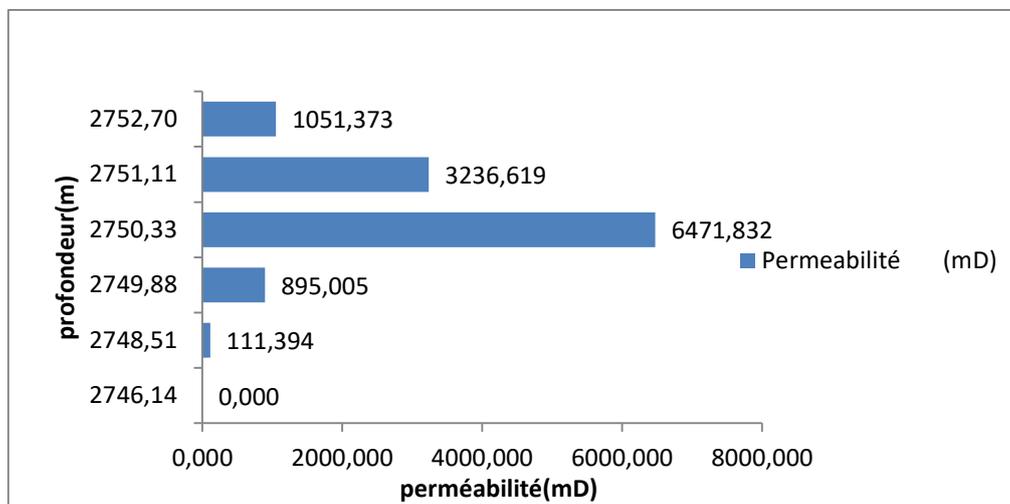
La porosité mesurée en fonction de la profondeur dans cette carotte, montre des valeurs bonnes oscillant entre 12% et 21%.



**Fig.III.13:** Evolution de la porosité en fonction de la profondeur de la carotte-3 de ROUNI-1

### ■ Perméabilité (Fig.III.14) :

Ce graphe montre des valeurs de bonne perméabilité tronqué par des valeurs très importantes atteignant les 6470mD, en particulier la partie basale qui présente de grandes valeurs.

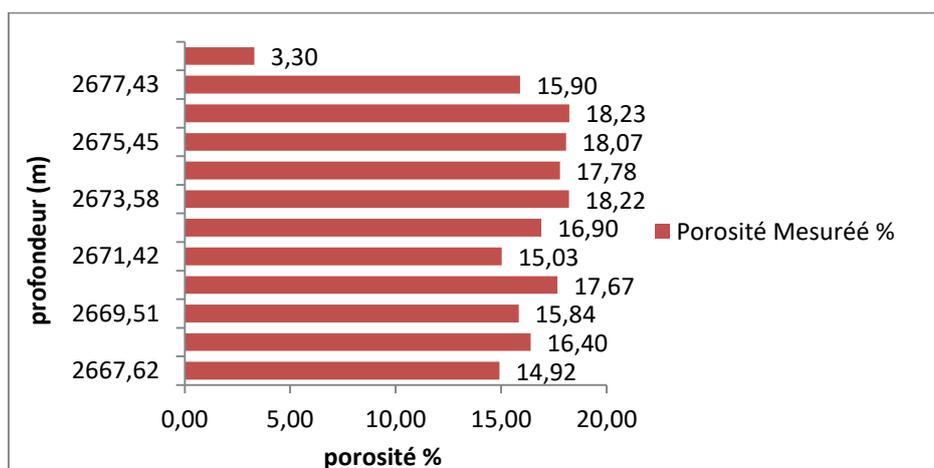


**Fig.III.14:** Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur de la carotte-3 de ROUNI-1

#### 4.2.4. Puits Rouni-2 : Carotte-1

### ■ Porosité (Fig.III.15) :

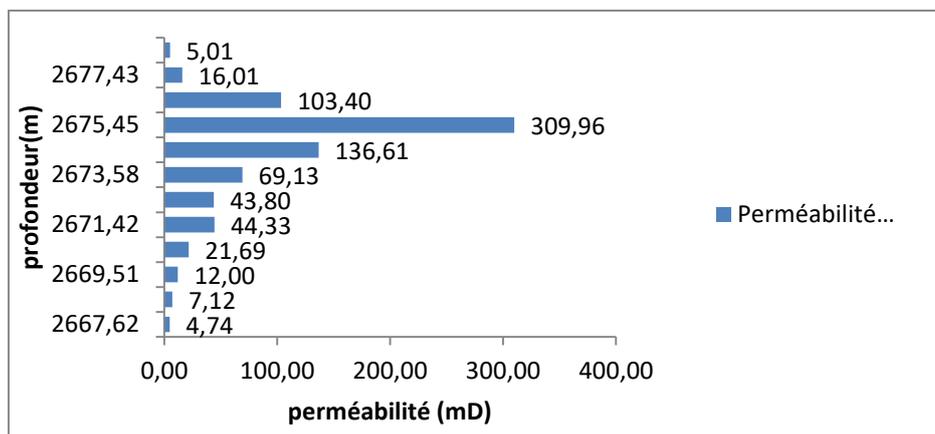
La porosité mesurée en fonction de la profondeur dans cette carotte, montre des valeurs faibles à bonnes oscillant entre 3% et 18%.



**Fig.III.15:** Evolution de la porosité en fonction de la profondeur de la carotte-1 de ROUNI-2

### ■ Perméabilité (Fig.III.16) :

La perméabilité en fonction de la profondeur montre des valeurs qui oscillent entre 4 et 136mD, tronquée par des valeurs qui peuvent atteindre les 310 mD. Alors que dans les parties basales et sommitales du réservoir elles sont faibles.

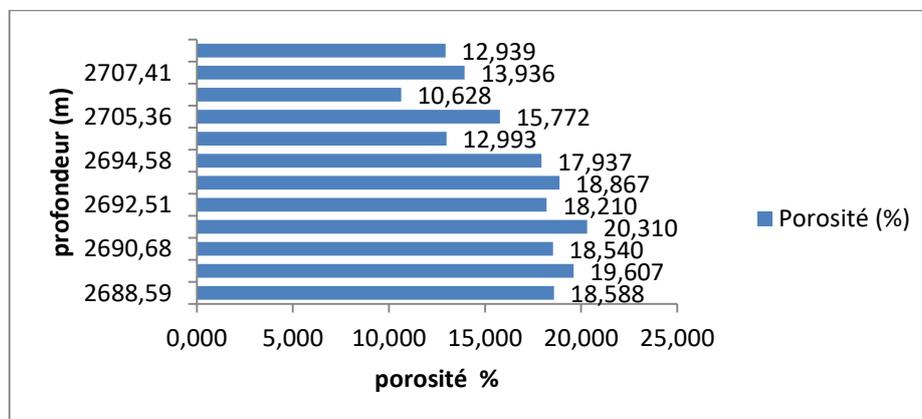


**Fig.III.16:** Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur de la carotte-1 de ROUNI-2

#### 4.2.5. Puits Rouni-3 : Carotte-1

### ■ Porosité (Fig.III.17) :

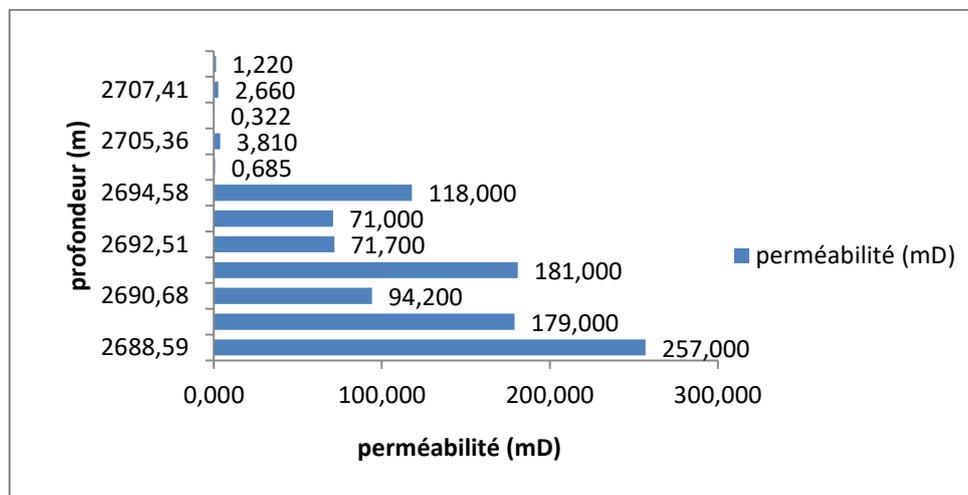
La porosité mesurée en fonction de la profondeur dans cette carotte, montre des valeurs moyennes à bonnes oscillant entre 10% et 20%.



**Fig.III.17:** Evolution de la porosité en fonction de la profondeur de la carotte-1 de ROUNI-3

### ■ Perméabilité (Fig.III.18) :

La perméabilité en fonction de la profondeur montre des valeurs moyennes à bonnes, qui oscillent entre 1 et 257mD. La partie basale présente des grandes valeurs.

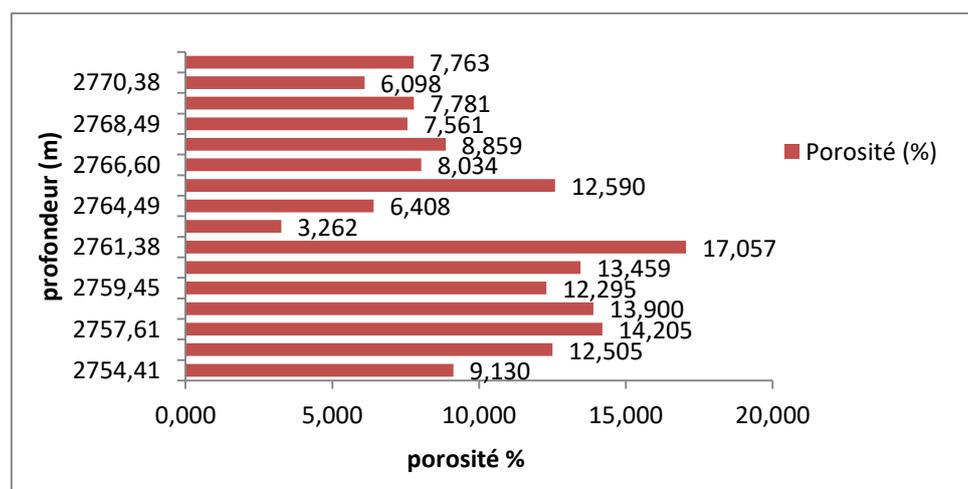


**Fig.III.18:** Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur de la carotte-1 de ROUNI-3

### 4.2.6. Puits Rouni-3 : Carotte-2

### ■ Porosité (Fig.III.19) :

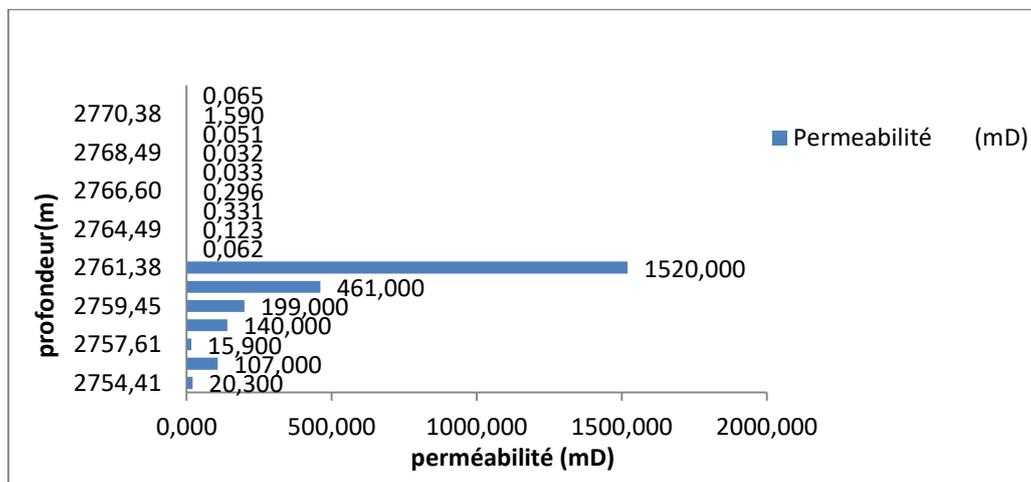
La porosité mesurée en fonction de la profondeur dans cette carotte, montre des valeurs faibles à moyennes oscillant entre 3% et 17%.



**Fig.III.19:** Evolution de la porosité en fonction de la profondeur de la carotte-2 de ROUNI-3

### ■ Perméabilité (Fig.III.18) :

Ce graphe montre des valeurs de bonne perméabilité tronqué par des valeurs très importantes atteignant les 1520mD. En particulier la partie basale qui présente des grandes valeurs.

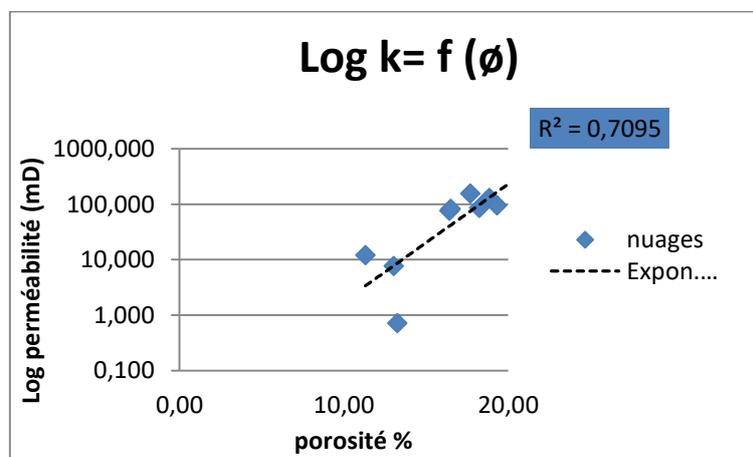


**Fig.III.18:** Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur de la carotte-2 de ROUNI-3

### 4.3. Interprétation de la courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité

#### 4.3.1. Corrélation entre la perméabilité et la porosité de la Carotte-1 de ROUNI 1 :

La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité montre une porosité plus importantes ( $\phi \geq 8\%$ ), avec un bon coefficient de corrélation  $R^2 = 0,7095$  ce qui montre une certaine homogénéité du réservoir (Fig.III.19).



**Fig.III.19:** corrélation entre la perméabilité et la porosité de la Carotte-1 de ROUNI 1

#### 4.3.2. Corrélation entre la perméabilité et la porosité de la carotte-2 de ROUNI 1 :

La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité montre une porosité moins importantes ( $\phi \leq 8\%$ ), et une perméabilité plus importante avec un coefficient de corrélation moyen  $R^2 = 0,6072$ , ce qui montre une certaine hétérogénéité du réservoir (Fig.III.20).

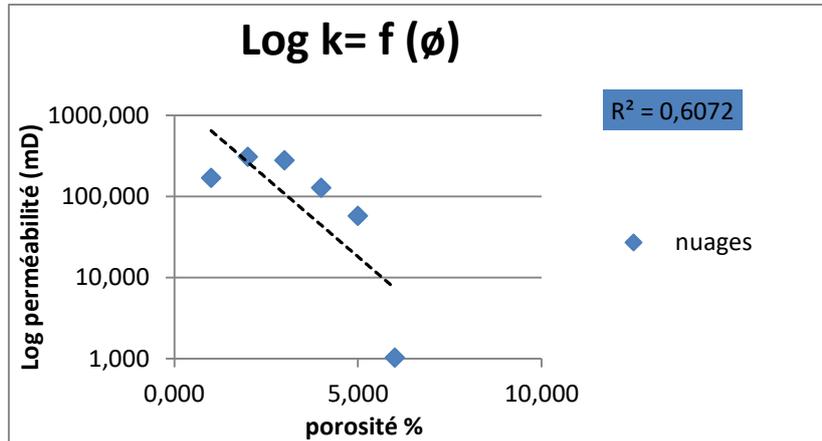


Fig.III.20: Corrélation entre la perméabilité et la porosité de la carotte-2 de ROUNI 1

#### 4.3.3. Corrélation entre la perméabilité et la porosité de la carotte-3 de ROUNI 1:

La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité montre une porosité plus importantes ( $\phi \geq 8\%$ ), avec un bon coefficient de corrélation  $R^2 = 0,7894$  ce qui montre une bonne homogénéité du réservoir (Fig.III.21).

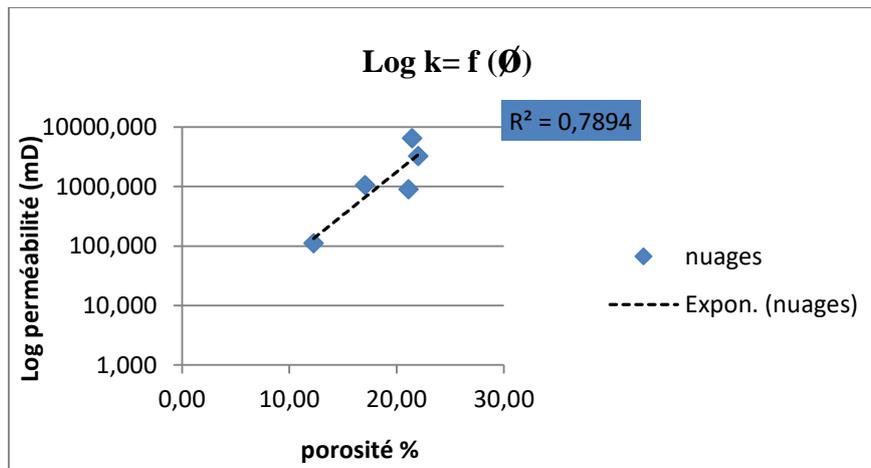


Fig.III.21: Corrélation entre la perméabilité et la porosité de la carotte-3 de ROUNI 1

#### 4.3.4. Corrélation entre la perméabilité et la porosité de la carotte-1 de ROUNI 2 :

La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité montre un coefficient de corrélation faible  $R^2 = 0,3458$ , on remarque que pour des valeurs importantes de porosités on a des valeurs moins importantes de perméabilité, ce qui montre une certaine hétérogénéité du réservoir (Fig.III.22).

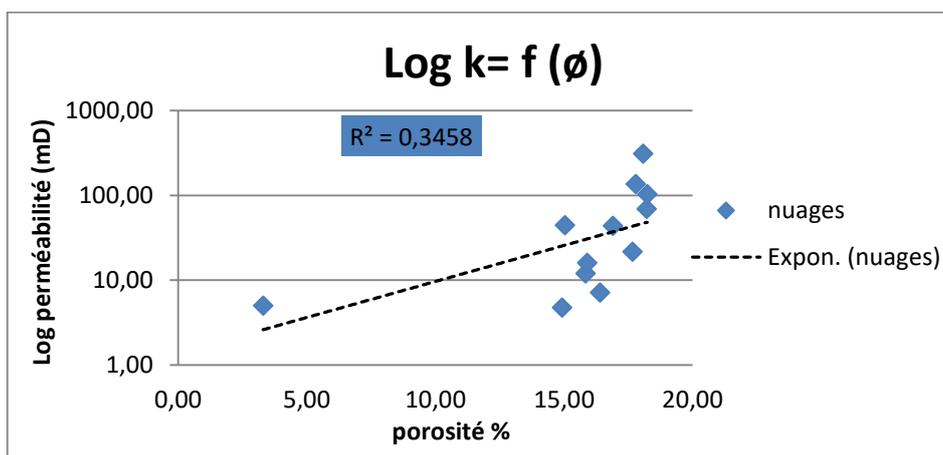


Fig.III.22: Corrélation entre la perméabilité et la porosité de la carotte-1 de ROUNI 2

#### 4.3.5. Corrélation entre la perméabilité et la porosité de la carotte-1 de ROUNI 3 :

La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité montre une très bonne homogénéité du réservoir et une porosité plus importantes ( $\phi \geq 8\%$ ), avec un très bon coefficient de corrélation  $R^2 = 0,943$  (Fig.III.23).

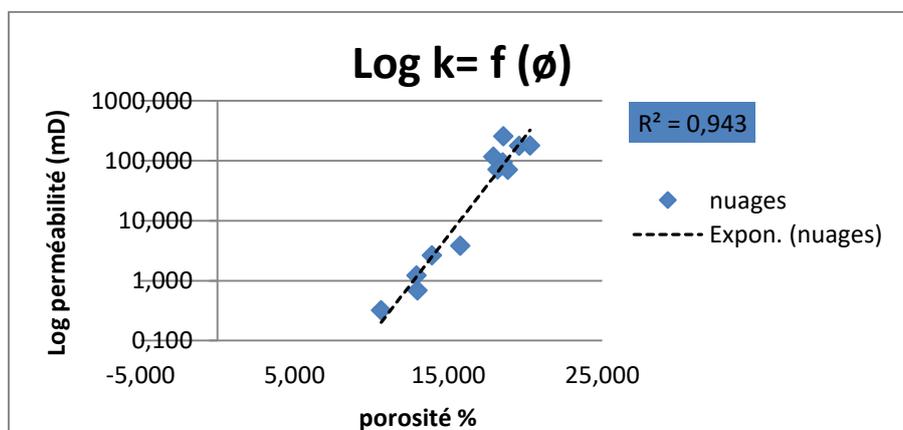
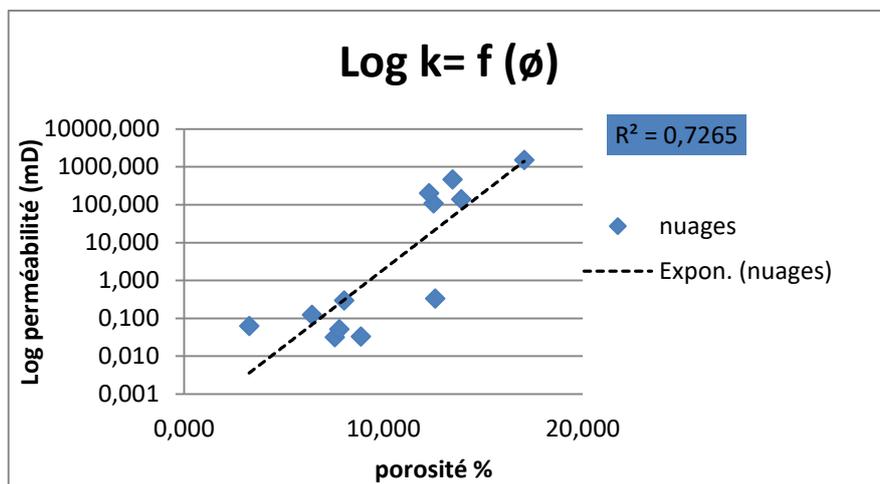


Fig.III.23: Corrélation entre la perméabilité et la porosité de la carotte-1 de ROUNI 3

#### 4.3.6. Corrélation entre la perméabilité et la porosité de la carotte-2 de ROUNI 3 :

La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité montre une porosité plus importantes ( $\phi \geq 8\%$ ), avec un bon coefficient de corrélation  $R^2 = 0,7265$  ce qui montre une certaine homogénéité du réservoir (Fig.III.24).



**Fig.III.24:** Corrélation entre la perméabilité et la porosité de la carotte-2 de ROUNI 3

#### 4.4. Interprétation des cartes en iso valeur

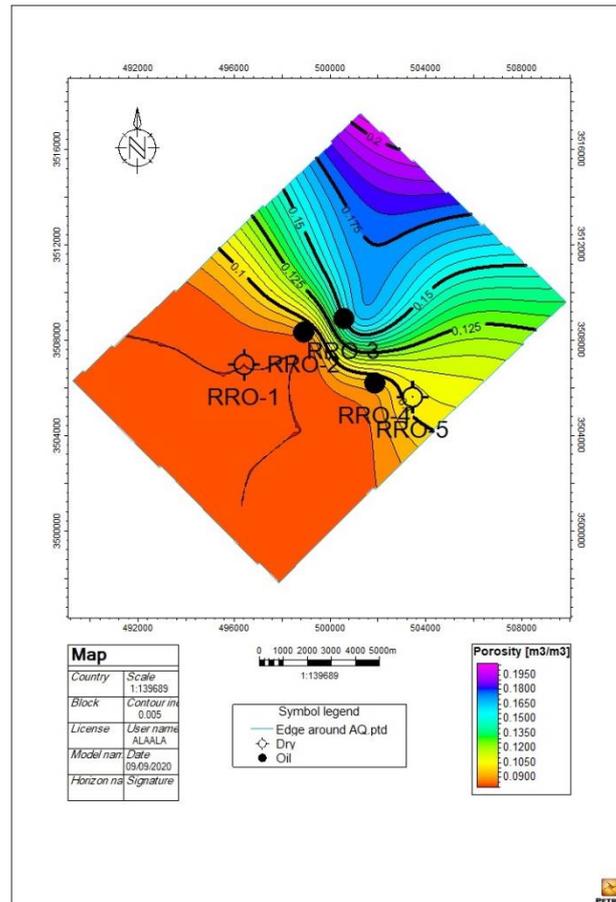
##### 4.4.1. Interprétation des cartes en iso Porosité effective

##### 4.4.1.1. Interprétation de la carte en iso porosité effective du TAGI A (Fig.III.25):

La carte en iso porosité effective du **TAGI A** montré un changement des valeurs de 8 à 15% avec une direction NNE-SSW et parfois N-S.

La valeur maximale de la porosité effective est enregistrée au niveau du puits RRO-3 atteignant les 15%, et la valeur minimale atteint les 8% autour du puits RRO-1.

D'après la carte en iso volume d'argile du **TAGI A**, on peut expliquer cette diminution de la porosité effective au Sud-Ouest et au Sud de la carte, par l'augmentation du volume de l'argile. L'augmentation de la porosité effective au Nord et au Nord-Est de la carte s'explique par un Taux argileux faible.



**Fig.III.25:** la carte en iso porosité effective du TAGI A

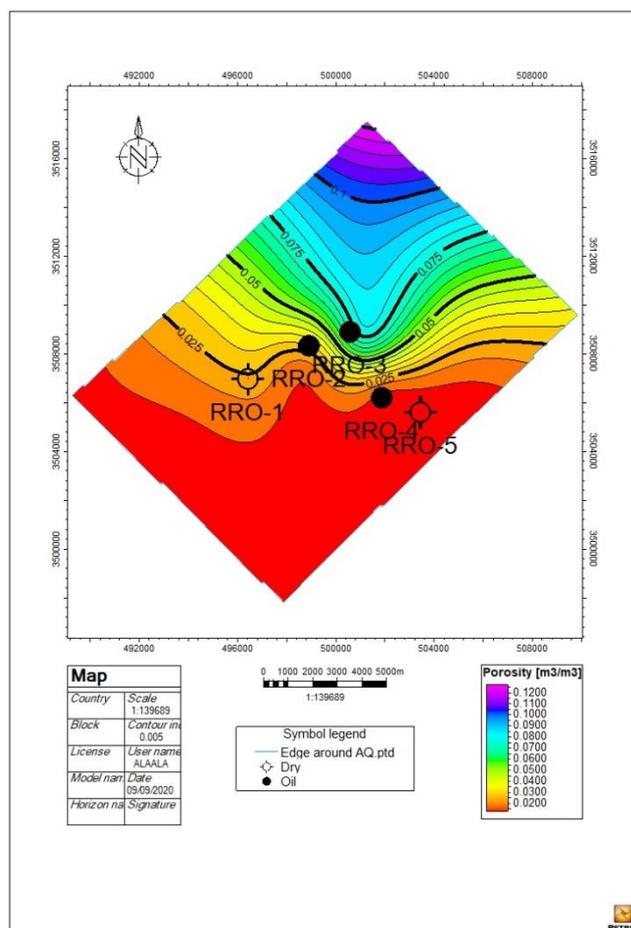
#### 4.4.1.2. Interprétation de la carte en iso porosité effective du TAGI B (Fig.III.26):

La carte en iso porosité effective du **TAGI B** montre une tendance de direction N-S, avec des valeurs qui varient entre 1.5 et 7%.

La valeur maximale de porosité effective est enregistrée au niveau du puits RRO-3 (7%), par contre la valeur minimale atteint les 1.5% autour du puits RRO-4 et RRO-5.

D'après la carte en iso volume d'argile du **TAGI B**, on peut expliquer la diminution de la porosité effective au Sud de la carte par l'augmentation de volume de l'argile.

L'augmentation de la porosité au Nord de la carte s'explique par un Taux argileux faible.



**Fig.III.26:** la carte en iso porosité effective du TAGI B

#### 4.4.1.3. Interprétation de la carte en iso porosité effective du TAGI C (Fig.III.27):

La carte en iso porosité effective du **TAGI C** montre une tendance de direction NW-SE avec des valeurs qui varient entre 1.5 et 10.75%.

La valeur maximale de la porosité effective atteint les 10.75% au niveau du puits RRO-4, par contre la valeur minimale de 1.5 % est enregistrée autour du puits RRO-1 et RRO-2.

La carte en iso volume d'argile du **TAGI C**, montre que la diminution de la porosité effective au Nord-Ouest de la carte est causée par l'augmentation du volume de l'argile.

L'augmentation de la porosité effective au Sud Est de la carte s'explique par un Taux argileux faible.

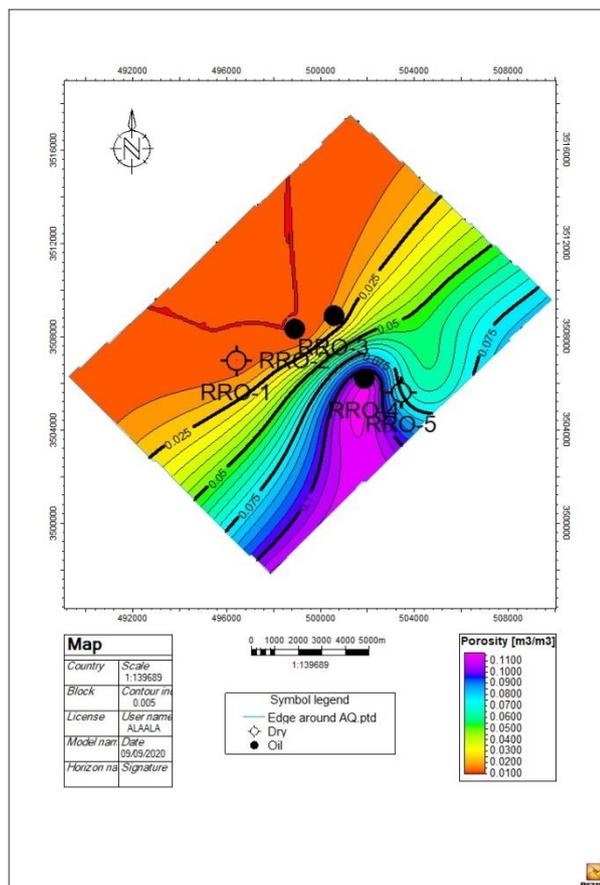


Fig.III.27: la carte en iso porosité effective du TAGI C

#### 4.4.1.4. Interprétation de la carte en iso porosité effective du TAGI D (Fig.III.28):

La carte en iso porosité effective du **TAGI D**, montre que la partie centrale de la carte reflète les valeurs les plus basses autour des puits RRO-2 et RRO-4 avec des valeurs de 5%, et les valeurs les plus importantes sont localisées à l'Ouest de la carte avec des valeurs qui atteignent les 8% au niveau du puits RRO-1.

La carte en iso volume d'argile du **TAGI D**, montre que la diminution de la porosité effective au centre de la carte est causée par l'augmentation du volume de l'argile. L'augmentation de la porosité effective à l'Ouest de la carte s'explique par un Taux argileux faible.

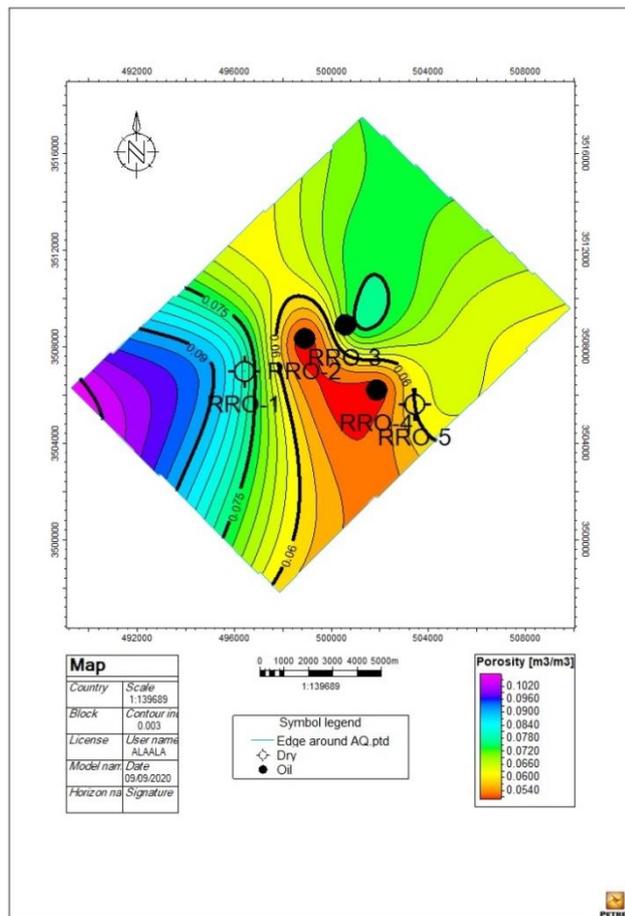
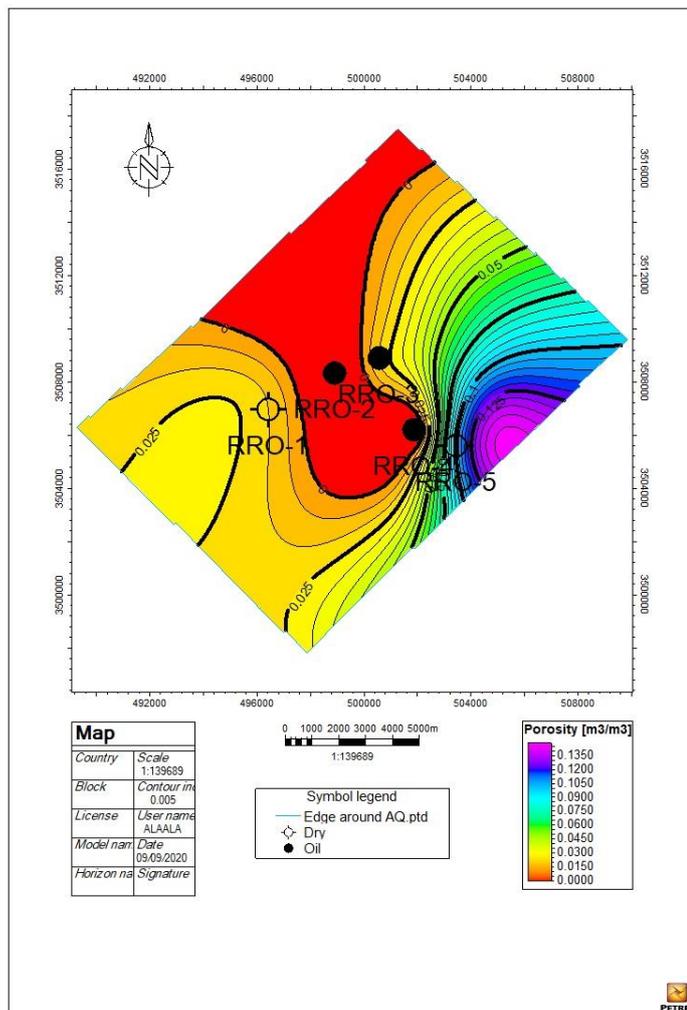


Fig.III.28: la carte en iso porosité effective du TAGI D

#### 4.4.1.5. Interprétation de la carte en iso porosité effective du TAGI DH (Fig.III.29):

La carte en iso porosité effective du **TAGI DH**, montre que presque toute la carte reflète des valeurs nulles à presque nulles autour des puits RRO-1, RRO-2, RRO-3 et RRO-4, sauf la partie Est de la carte qui se distingue par des valeurs atteignant les 10% au niveau du puits RRO-5.

La carte en iso volume d'argile du **TAGI DH**, montre que presque toute la carte à un taux argileux plus important.



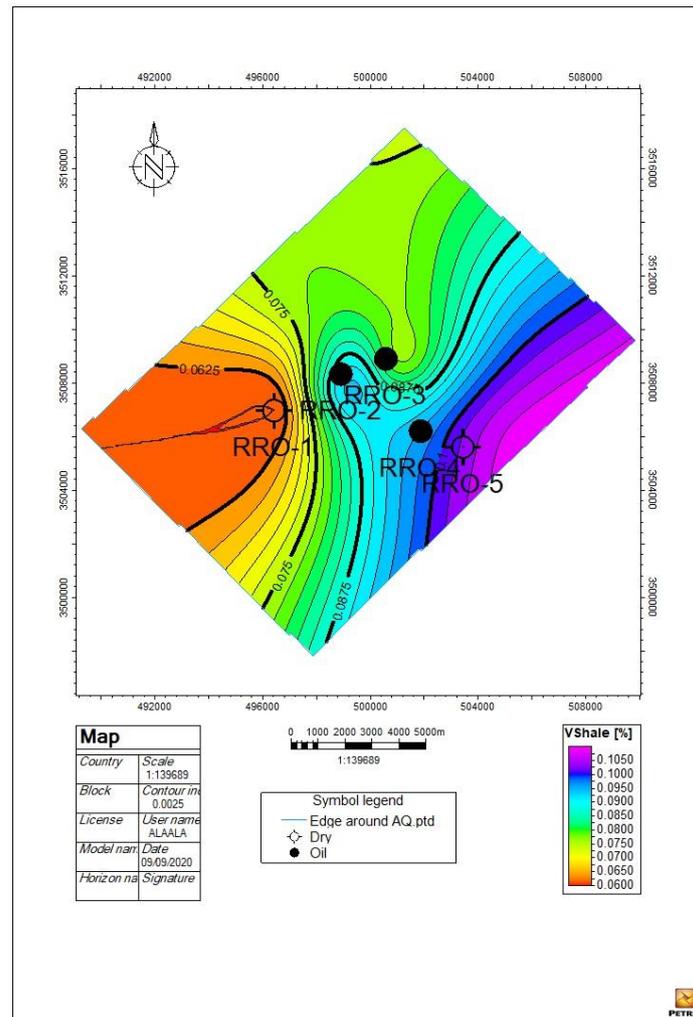
**Fig.III.29:** la carte en iso porosité effective du TAGI DH

#### 4.4.2. Interprétation des cartes en iso volumes d'argile

##### 4.4.2.1. La carte en iso volume d'Argile du TAGI A (Fig.III.30):

D'après la carte en iso volume d'argile du **TAGI A** on remarque que le taux d'argile est élevé vers l'Est et diminue vers l'Ouest de la carte, où la valeur minimale atteint 6.5 % au niveau du puits RRO-1, par contre vers l'Est elle augmente et atteint sa valeur maximale de 10.25 % autour du puits RRO-5.

On remarque un changement de volume d'argile selon la direction E-W avec une variation de 6.5 à 10.25%.

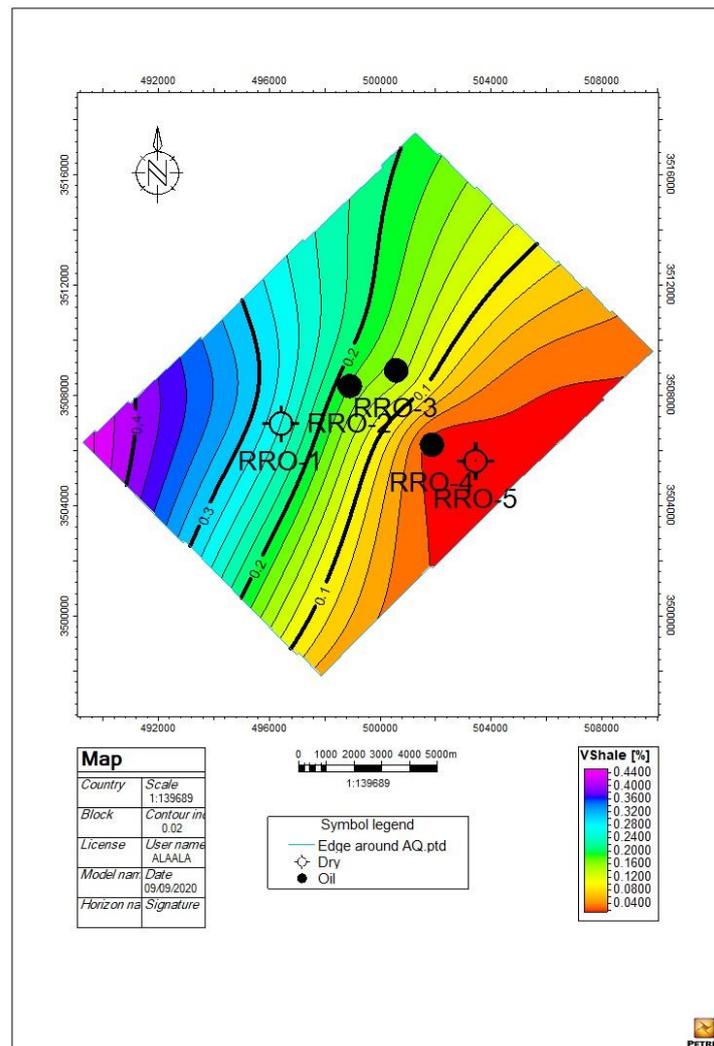


**Fig.III.30:** la carte en iso volume d'Argile du TAGI A

#### 4.4.2.2. La carte en iso volume d'Argile du TAGI B :

D'après la carte en iso volume d'argile du **TAGI B** on remarque que le taux d'argile est élevé vers l'Ouest par contre vers l'Est il diminue, avec un changement de volume d'argile selon la direction E-W et une variation entre 2 et 26%.

La valeur minimale atteint les 2 % au niveau du puits RRO-4 et RRO-5, tout en augmentant vers l'Ouest, pour atteindre sa valeur maximale de 26 % autour du puits RRO-1.

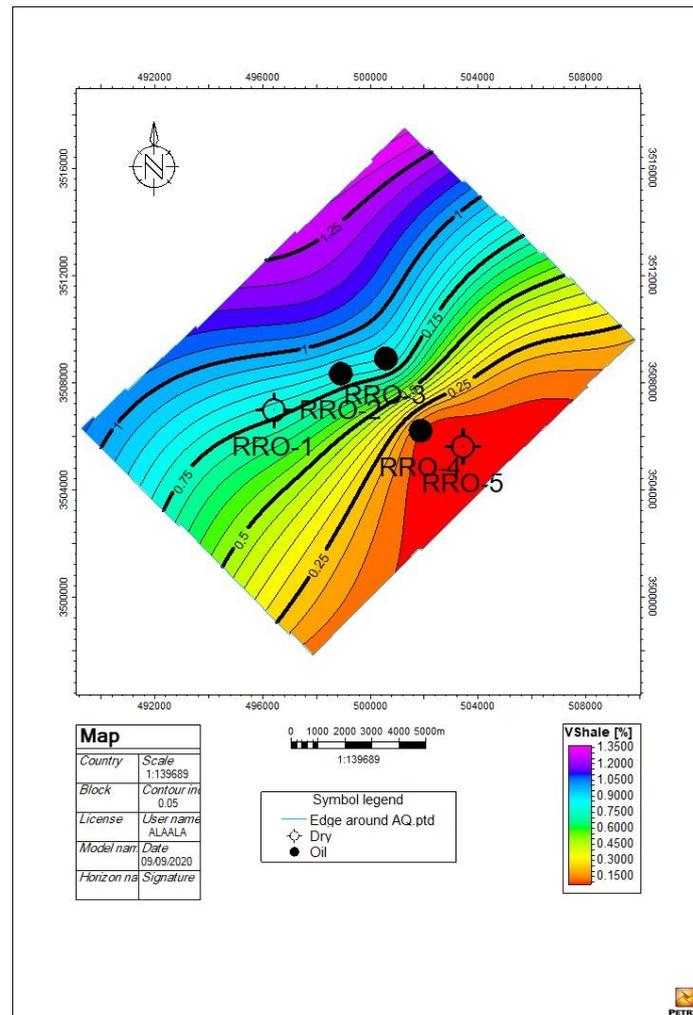


**Fig.III.31:** la carte en iso volume d'Argile du TAGI B

#### 4.4.2.3. La carte en iso volume d'Argile du TAGI C (Fig.III.32):

D'après la carte en iso volume d'argile du **TAGI C** on remarque que le taux d'argile est élevé dans la partie Nord-Ouest de la carte, par contre dans la partie Sud Est il diminue, avec un changement de volume d'argile selon la direction NW-SE avec une variation de 7.5 et 83%.

La valeur minimale est de 7.5 % au niveau du puits RRO-5, et elle augmente vers le NW pour atteindre sa valeur maximale de 83 % autour du puits RRO-3.

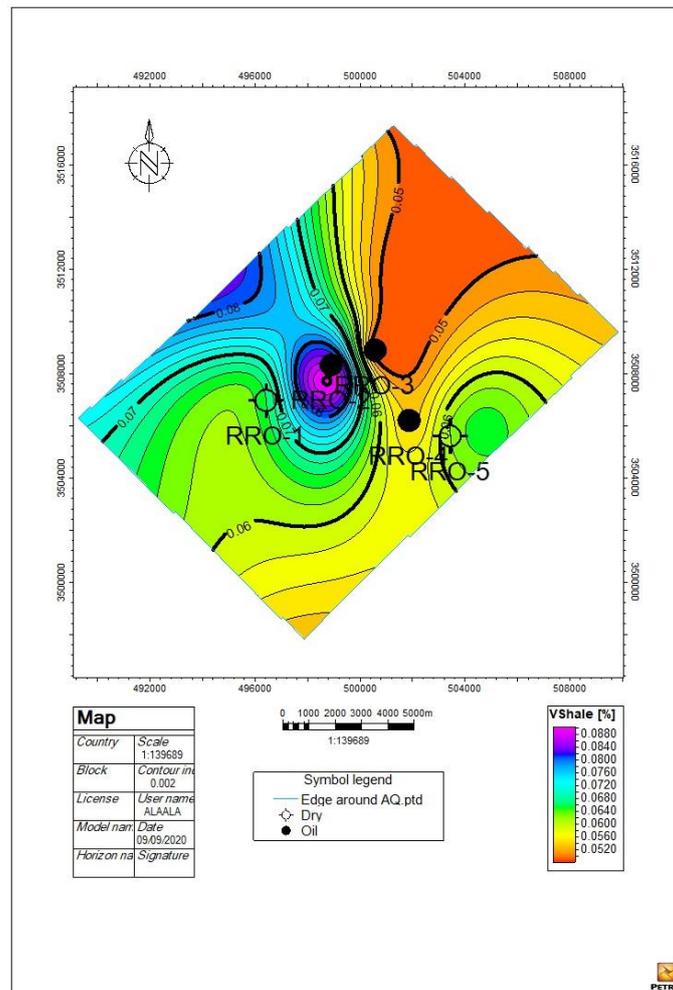


**Fig.III.32:** la carte en iso volume d'Argile du TAGI C

#### 4.4.2.4. La carte en iso volume d'Argile du TAGI D (Fig.III.33):

D'après la carte en iso volume d'argile du **TAGI D** on remarque que le taux d'argile est élevé au centre de la carte et diminue vers le NE et vers le Sud de la carte, avec un changement de volume d'argile selon la direction NE-W et parfois S-NW qui peut atteindre les 4.7 à 8.6%.

La valeur minimale est de 4.7 % au niveau du puits RRO-3, et elle augmente vers le centre de la carte et atteint sa valeur maximale de 8.6 % autour du puits RRO-2.

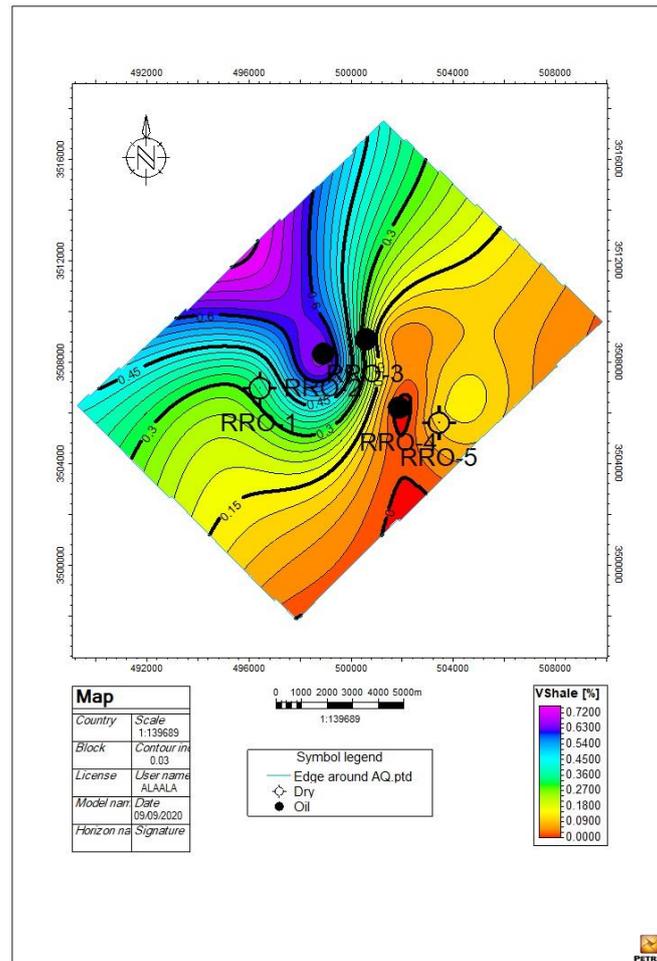


**Fig.III.33:** la carte en iso volume d'Argile du TAGI D

#### 4.4.2.5. La carte en iso volume d'Argile du TAGI DH (Fig.III.34):

D'après la carte en iso volume d'argile du **TAGI DH** on remarque que le taux d'argile est élevé du centre au NW de la carte et diminue vers l'Est et vers le Sud, avec un changement de volume d'argile selon la direction NW-SE avec une variation de 0 à 65%.

La valeur minimale atteint les 0 % au niveau du puits RRO-4, elle augmente vers le centre de la carte et atteint sa valeur maximale de 65 % autour du puits RRO-2.



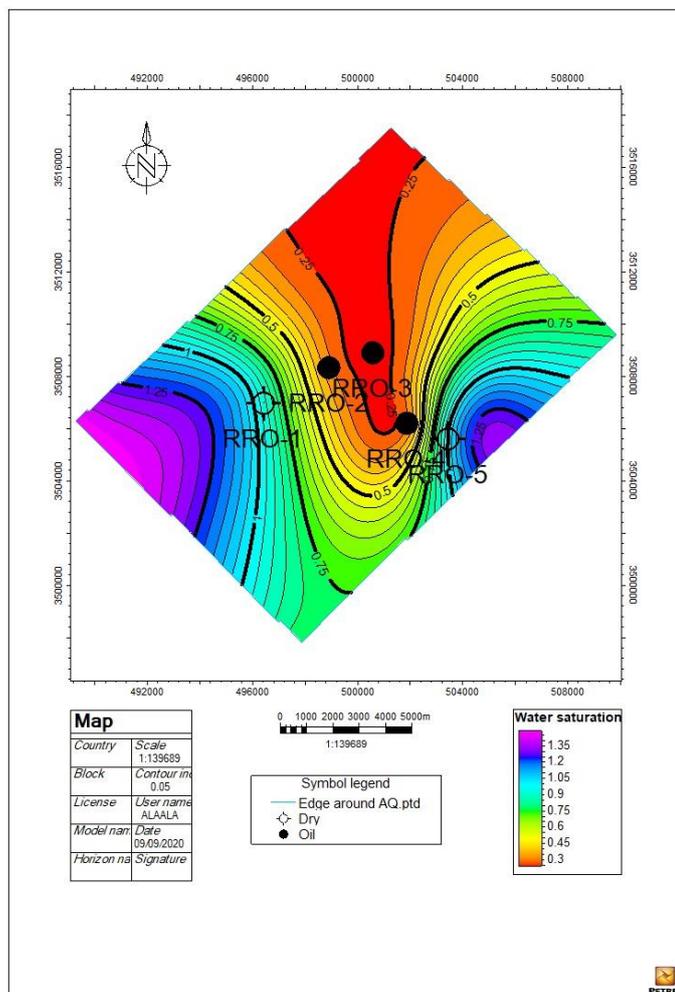
**Fig.III.34:** la carte en iso volume d'Argile du TAGI DH

#### 4.4.3. Interprétation des cartes en iso Saturation en Eau

##### 4.4.3.1. Interprétation de la carte en iso Saturation en Eau du TAGI A (Fig.III.35):

D'après la carte en iso Saturation en Eau du **TAGI A** on remarque que la saturation de ce réservoir est bonne, elle augmente vers l'Est et vers l'Ouest de la carte où la valeur maximale enregistrée est de 100% au niveau du puits RRO-5. Elle diminue vers le centre du gisement, est atteinte une valeur minimale de 24% au niveau du puits RRO-3.

Les zones qui ont une faible Saturation en Eau correspondent à des zones de faible teneur en Argile avec des valeurs de porosité relativement bonne.

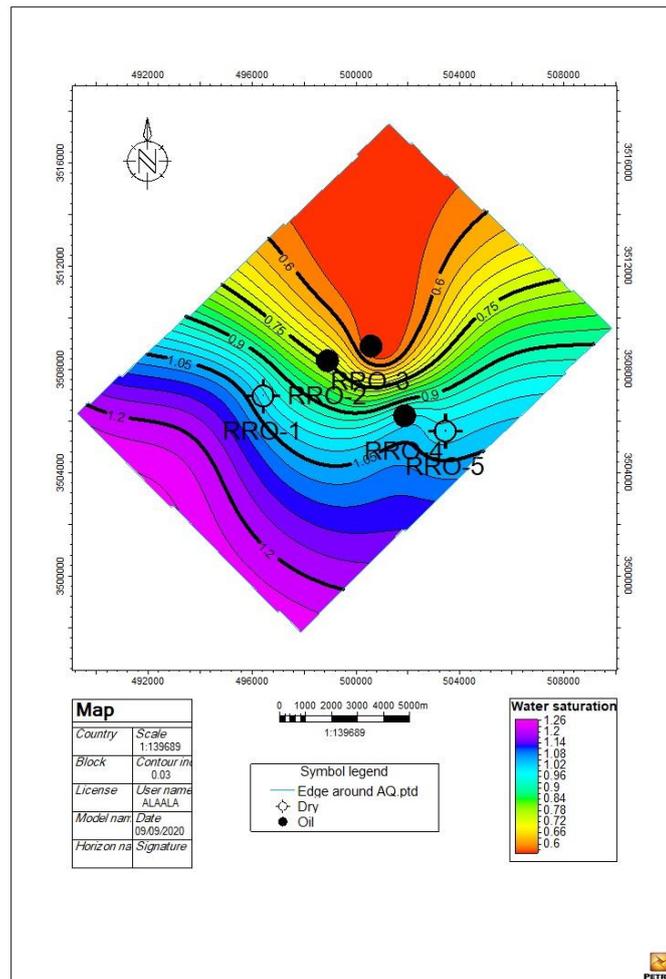


**Fig.III.35:** la carte en iso Saturation du TAGI A

#### 4.4.3.2. Interprétation de la carte en iso Saturation en Eau du TAGI B (Fig.III.36):

D'après la carte en iso Saturation en Eau du **TAGI B** on remarque que la saturation de ce réservoir est très bonne, elle augmente vers le Sud de la carte où la valeur maximale enregistrée est de 100% au niveau des puits RRO-1 et RRO-5. Elle diminue vers le Nord de la carte, est atteinte une valeur minimale de 54.5% au niveau du puits RRO-3.

Les zones qui ont une faible Saturation en Eau correspondent à des zones de faible teneur en Argile avec des valeurs de porosité relativement bonne.



**Fig.III.36:** la carte en iso Saturation du TAGI B

#### 4.4.3.3. Interprétation de la carte en iso Saturation en Eau du TAGI D :

D'après la carte en iso Saturation en Eau du **TAGI D** on remarque que ce réservoir est presque complètement saturé en Eau, où les puits RRO-2, RRO-3, RRO-4 et RRO-5 ont une saturation en Eau de 100%, sauf qu'au niveau des puits RRO-1 nous avons une valeur de 71.5%.

On remarque que presque toute la carte à une forte Saturation en Eau ce qui correspond à des zones de forte teneur en Argile avec des valeurs de porosité relativement faible.

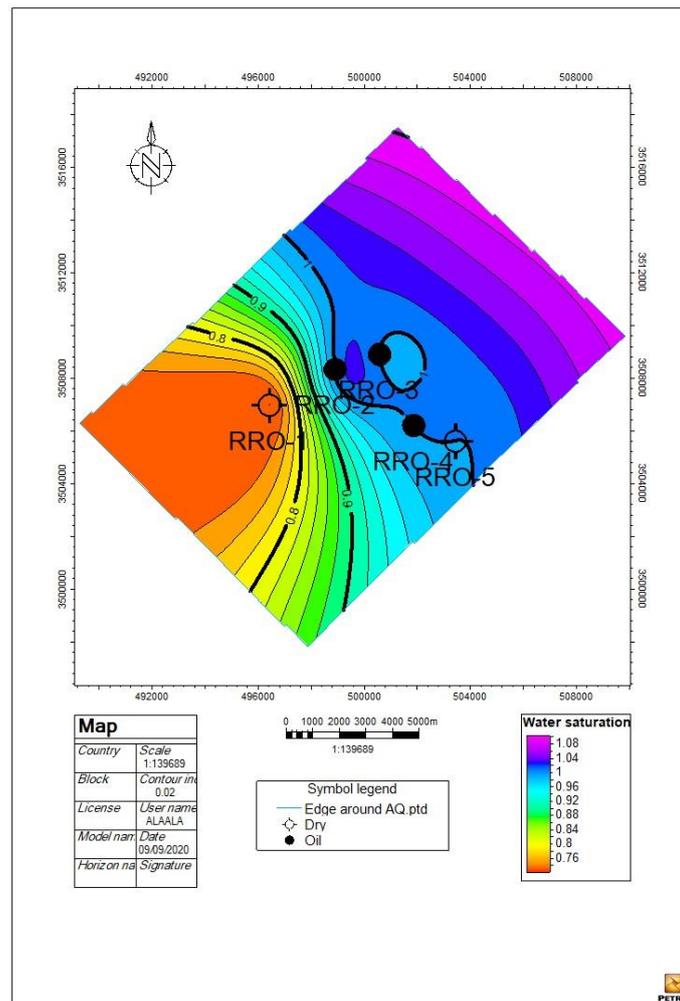


Fig.III.37: la carte en iso Saturation du TAGI D

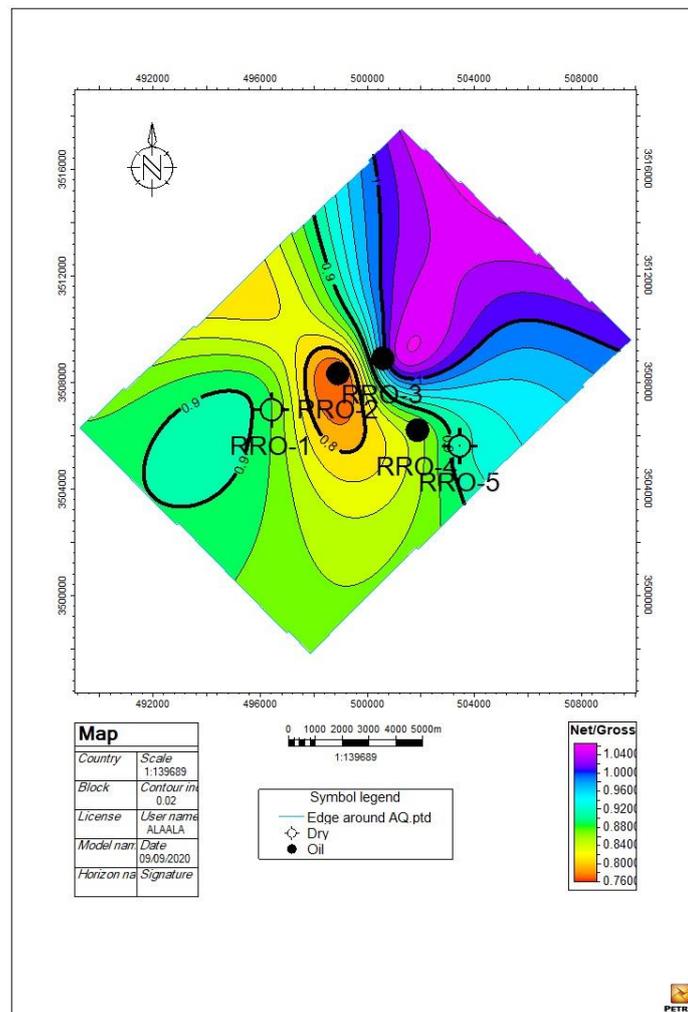
#### 4.4.4. Interprétation des cartes en iso Net to Gross

##### 4.4.4.1 Interprétation de la carte en iso Net/Gross du TAGI A (Fig.III.38):

D'après la carte en iso Net/Gross du **TAGI A** on remarque que les valeurs de Net/Gross augmentent du Centre vers le Nord-Est, avec des valeurs qui varient entre 76 et 98%.

La valeur minimale de 76% est rencontrée au niveau du puits RRO-2, et la valeur maximale de 98% enregistrée au niveau du puits RRO-3.

Les résultats ont montrées que les zones situées au Nord et à l'Est sont les plus efficaces potentiellement.



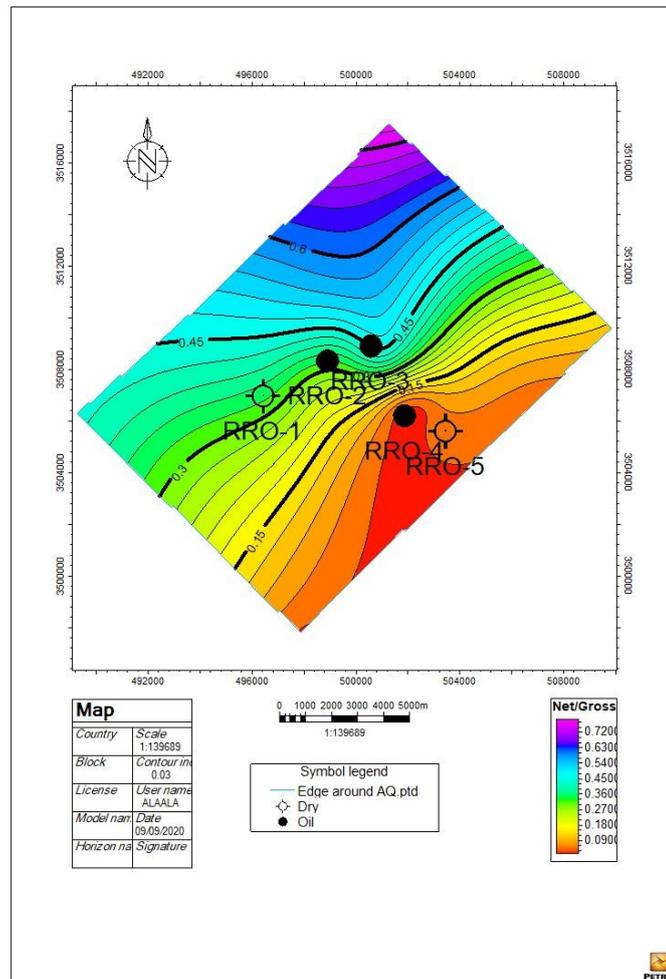
**Fig.III.38:** la carte en iso Net/Gross du TAGI A

#### 4.4.4.2. Interprétation de la carte en iso Net/Gross du TAGI B (Fig.III.39):

D'après la carte en iso Net/Gross du **TAGI B** on remarque que les valeurs de Net/Gross augmentent du Sud vers le Nord, avec des valeurs qui varient entre 1.4 et 45%.

La valeur minimale de 1.4% est rencontrée au niveau du puits RRO-4 et la valeur maximale de 45% est enregistrée au niveau du puits RRO-3.

Les résultats ont montrées que la zone au Nord est la plus efficace potentiellement.



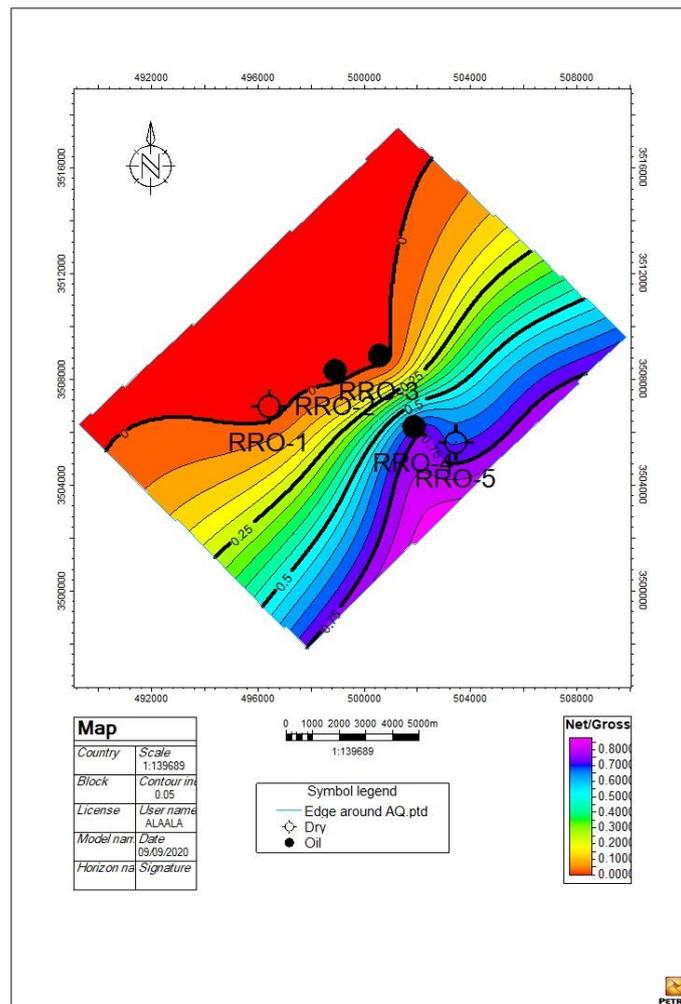
**Fig.III.39:** la carte en iso Net/Gross du TAGI B

#### 4.4.4.3. Interprétation de la carte en iso Net/Gross du TAGI C (Fig.III.40):

D'après la carte en iso Net/Gross du **TAGI C** on remarque un changement des valeurs de 0 à 69.5%, avec une tendance de direction NW-SE.

Les puits RRO-1, RRO-2 et RRO-3 se caractérisent par des valeurs nulles, la valeur maximale de 69.5% est enregistrée au niveau du puits RRO-5.

Les résultats ont montrées que les zones Sud-Est et Sud sont les plus efficaces potentiellement.



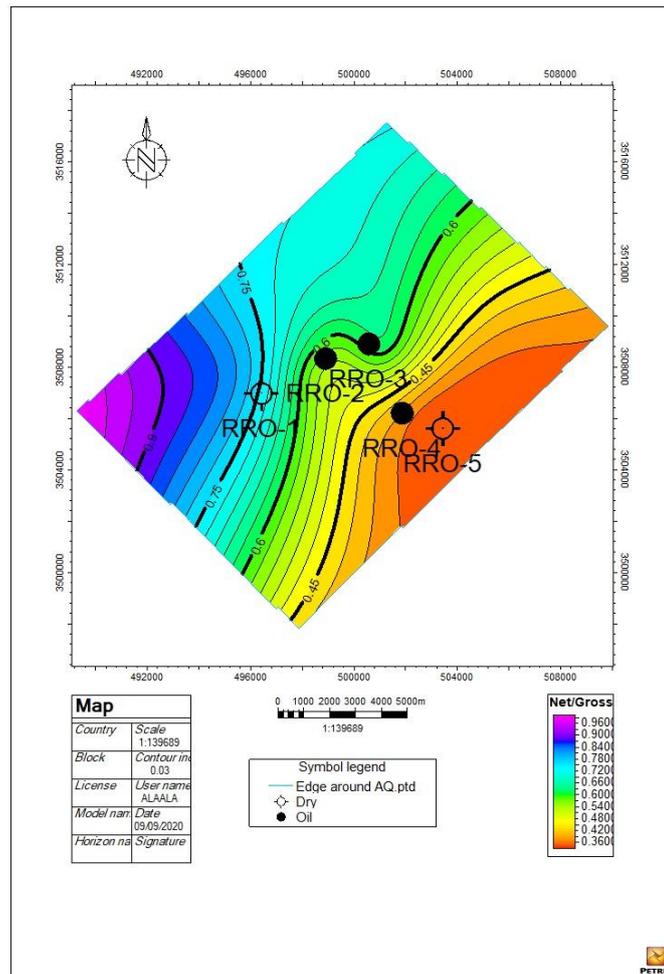
**Fig.III.40:** la carte en iso Net/Gross du TAGI C

#### 4.4.4.4. Interprétation de la carte en iso Net/Gross du TAGI D (Fig.III.41):

D'après la carte en iso Net/Gross du **TAGI D** on remarque que les valeurs augmentent de l'Est vers l'Ouest, elles varient de 33.3 à 74%.

La valeur minimale de 33.3% est rencontrée au niveau du puits RRO-5, par contre la valeur maximale de 74% est enregistrée au niveau du puits RRO-1.

Les résultats ont montrées que la zone Ouest est la plus efficace potentiellement.

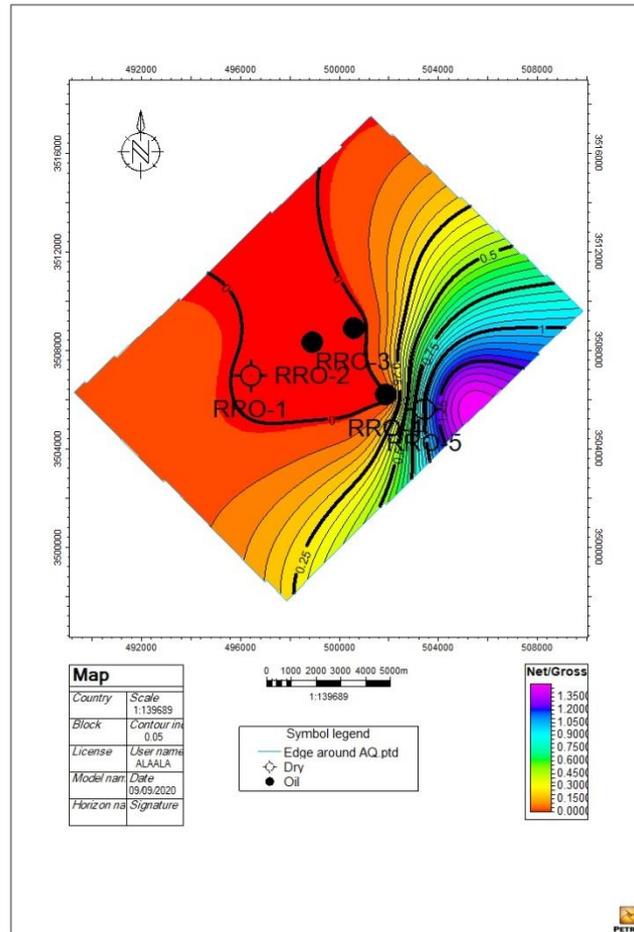


**Fig.III.41:** la carte en iso Net/Gross du TAGI D

#### 4.4.4.5. Interprétation de la carte en iso Net/Gross du TAGI DH (Fig.III.42):

La carte en iso Net/Gross de **TAGI DH**, montre que presque toute la zone d'étude se caractérise par des valeurs nulles autour des puits RRO-1, RRO-2, RRO-3 et RRO-4 sauf la partie Est qui se distingue par des valeurs de 100 % au niveau du puits RRO-5, cette augmentation prend la direction de NW-SE.

D'une façon générale les résultats montrent l'absence de zones avec intérêt potentiel.



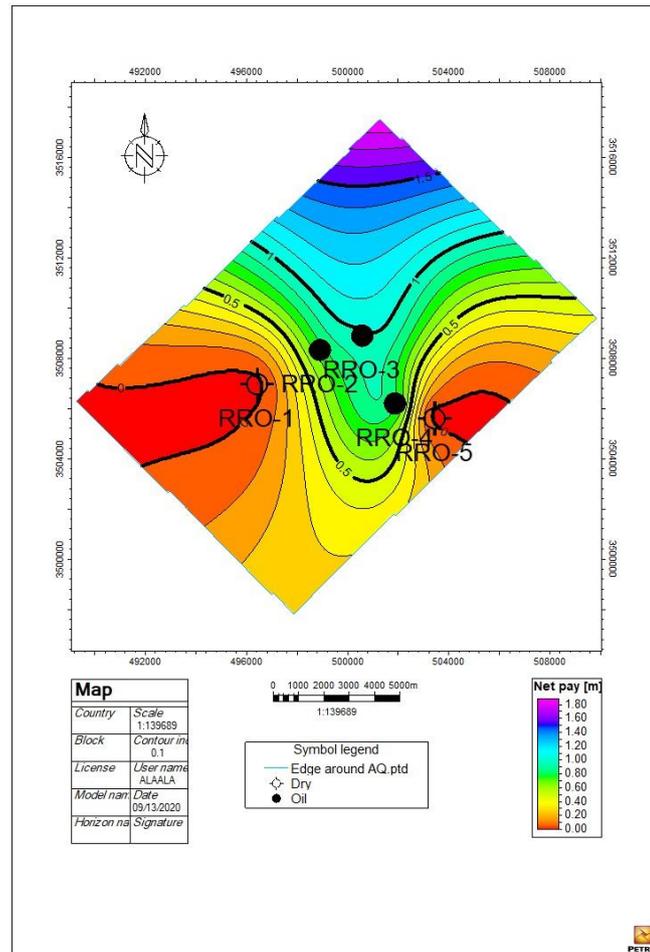
**Fig.III.42:** la carte en iso Net/Gross du TAGI DH

#### 4.4.5. Interprétation des cartes en iso Net/Pay

##### 4.4.5.1. Interprétation de la carte en iso Net/Pay du TAGI A (Fig.III.43):

D'après la carte en iso Net/Pay du **TAGI A**, on constate des valeurs qui augmentent vers le Nord de la zone d'étude, et montre que les épaisseurs imprégnées en huile varient de 0 à 98 m.

La valeur minimale de 0m est rencontrée au niveau des puits RRO-1 et RRO-5, par contre la valeur maximale de 98m est enregistrée au niveau du puits RRO-3.

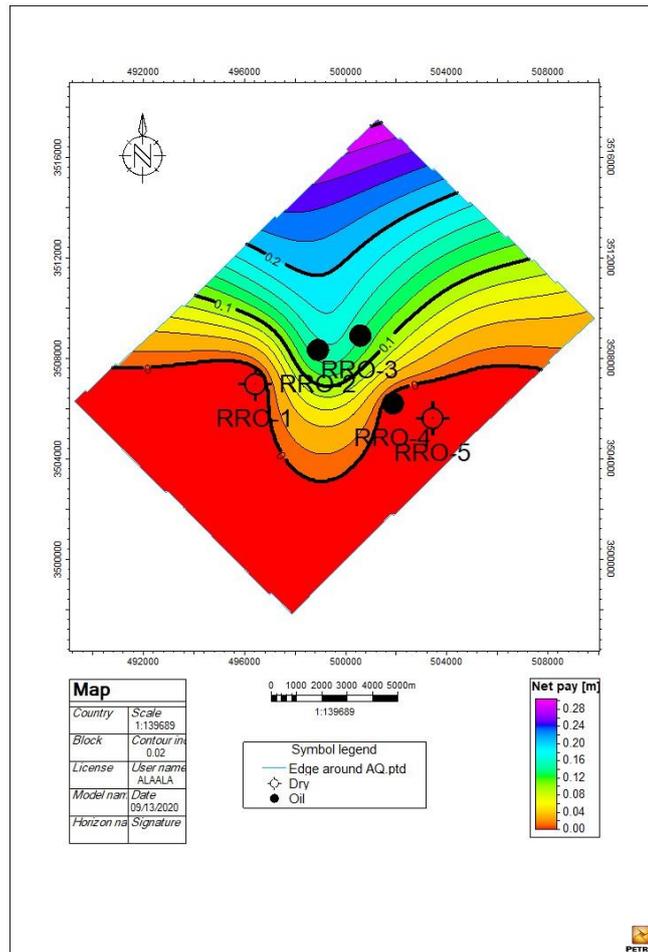


**Fig.III.43:** la carte en iso Net/Pay du TAGI A

#### 4.4.5.2. Interprétation de la carte en iso Net/Pay du TAGI B :

D'après la carte en iso Net/Pay du **TAGI B**, on remarque des valeurs qui augmentent vers le Nord de la carte, avec des valeurs qui varient de 0 à 15m.

La valeur minimale de 0m est rencontrée au niveau des puits RRO-1, RRO-4 et RRO-5, par contre La valeur maximale de 15m est enregistrée au niveau du puits RRO-2.

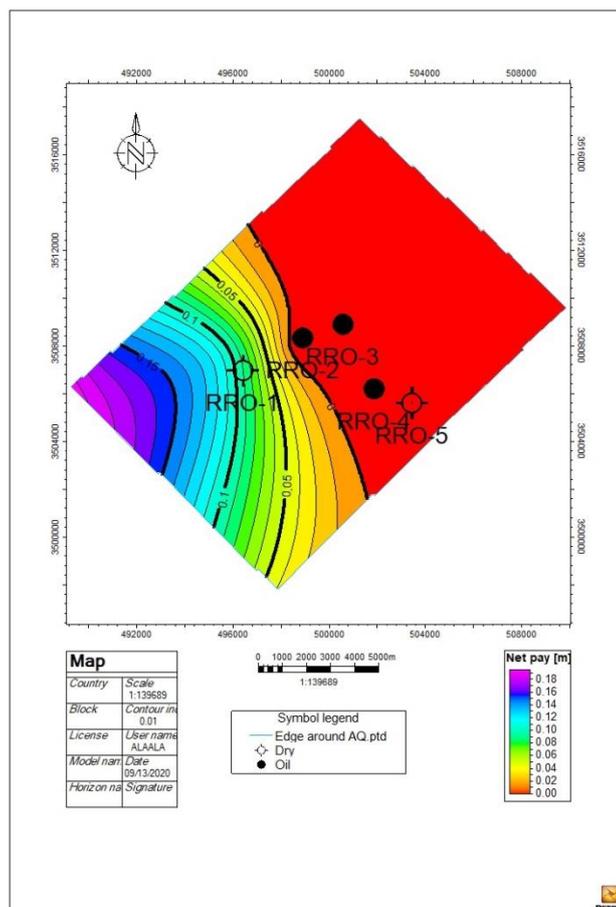


**Fig.III.44:** la carte en iso Net/Pay du TAGI B

#### 4.4.5.3. Interprétation de la carte en iso Net/Pay du TAGI D (Fig.III.45):

D'après la carte en iso Net/Pay du **TAGI D**, on remarque des valeurs augmentent vers l'Ouest de la carte, avec des valeurs qui varient entre 0 et 9m.

Presque toute la zone d'étude se caractérise par des valeurs nulles, autour des puits RRO-2, RRO-3, RRO-4 et RRO-5 sauf au niveau du puits RRO-1 où une valeur maximale de 9m est constatée.



**Fig.III.45:** la carte en iso Net/Pay du TAGI D

## 5. Conclusion

A partir de l'évolution verticale des paramètres pétrophysiques (porosité, volume d'argiles et saturation en eau) on constate que:

\* Les valeurs de la porosité sont de faibles à moyennes (pour le **TAGI A**, le **TAGI B** et le **TAGI D**), moyennes à bonnes surtout au **TAGI A** (elles atteignent le 15%), et dans les autres niveaux (**TAGI C** et **TAGI DH**) sont faibles à très faibles.

\* Les valeurs de Volume d'argile sont strictement contraire ou valeurs de la porosité, elles sont de faibles à très faibles surtout aux niveaux du **TAGI A**, **TAGI B** et **TAGI D** où elles varient entre 2 et 26%, et sont de bonnes à très bonnes aux niveaux du **TAGI C** et **TAGI DH** où elles atteignent les 83%.

\* Pour la Saturation en Eau on a des valeurs très basses rencontrées au niveau des puits **RRO-2, RRO-3** et **RRO-4**, par contre les valeurs qui atteignent les 100% sont rencontrées au niveau des puits **RRO-1** et **RRO-5**.

Alors on observe :

- Une alternance de grandes et faibles valeurs correspondant à des alternances des grès et d'argiles, en concluent ainsi que les Unités **TAGI A, TAGI B** et **TAGI D** présentent de bonnes conditions pour être des roches réservoirs.
- Les meilleurs puits qui se caractérisent par les meilleures propriétés pétrophysiques sont : **RRO-2, RRO-3** et **RRO-4**.
- Les cartes en iso Net to Gross et en iso Net to Pay montrent que les meilleures zones pouvant être potentiellement réservoir utiles et possible productifs sont localisées au Nord-Est, Nord et Nord-Ouest de la région d'étude où les valeurs les plus importantes sont présentes dans ces régions.

# Chapitre IV

## Développement et Estimation quantitative du Réservoir TAGI

## 1. Introduction

Afin de proposer des puits de développement dans la région d'étude et des puits de production, une Analyse est primordiale pour déterminer les zones à intérêt, pour cela on se base sur les différentes cartes des propriétés pétrophysiques ainsi que les cartes en isobathes et en iso pâques interprétées.

## 2. Analyse statistiques des données des cartes :

D'après l'analyse des différentes cartes nous pouvons déduire ce que suite :

- Selon les cartes des caractéristiques pétrophysiques (en iso-porosités, en iso-Volume d'argile et en iso-saturation en Eau) on a :

### \* Au niveau du TAGI A pour le puits :

**RRO-2** : une porosité :  $\emptyset = 9.2 \%$

Un volume d'argile:  $V_{sh} = 9\%$

Une saturation en Eau:  $S_w = 32\%$  ( $S_h = 68\%$ )

**RRO-3** : une porosité :  $\emptyset = 15 \%$

Un volume d'argile :  $V_{sh} = 8\%$

Une saturation en Eau :  $S_w = 24\%$  ( $S_h = 76\%$ )

**RRO-4** : une porosité :  $\emptyset = 9.6 \%$

Un volume d'argile :  $V_{sh} = 9.5\%$

Une saturation en Eau :  $S_w = 30\%$  ( $S_h = 70\%$ )

Elles présentent des qualités réservoirs plus au moins meilleures à travers ses valeurs.

### \* Au niveau du TAGI B pour le puits :

**RRO-2** : une porosité :  $\emptyset = 3 \%$

Un volume d'argile :  $V_{sh} = 18\%$

Une saturation en Eau :  $S_w = 73\%$  ( $S_h = 27\%$ )

**RRO-3** : une porosité :  $\emptyset = 7 \%$

Un volume d'argile :  $V_{sh} = 15\%$

Une saturation en Eau :  $S_w = 54.5\%$  ( $S_h = 45.5\%$ )

**RRO-4** : une porosité :  $\emptyset = 1.5\%$

Un volume d'argile :  $V_{sh} = 2\%$

Une saturation en Eau :  $S_w = 97\%$  ( $S_h = 3\%$ )

Elles présentent des qualités réservoirs plus au moins compactes à travers ses valeurs.

**\* Au niveau du TAGI C, TAGI D et TAGI DH :**

On remarque que la porosité ( $\emptyset$ ) varie de 0% à 10% (de très faible valeurs), et le volume d'argile ( $V_{sh}$ ) varie de 0% à 83% (il y'a de très bonnes valeurs à de très faibles valeurs), donc les valeurs de porosités et de volume d'argile s'améliorent par endroit. Mais par rapport à la saturation en Eau ( $S_w$ ) on remarque que tous les puits sont saturés à 90%.

Donc les meilleurs puits sont les puits **RRO-2, RRO-3 et RRO-4**.

Les autres puits **RRO-1 et RRO-5** ne présentent pas de bonnes qualités pour être de bons puits.

- Selon les cartes de Net/ Gross on remarque :

**\* Au niveau du TAGI A :**

Les zones Nord et les zones Est sont les plus importantes en terme de NTG avec des valeurs qui varient entre 76 et 98%.

**\* Au niveau du TAGI B :**

Les résultats ont montrés que la zone Nord est la plus importantes en terme de NTG avec des valeurs qui varient entre 1.4 et 45%.

**\* Au niveau du TAGI C :**

Les résultats ont montrées que les zones Sud-Est et Sud sont les plus importantes en terme de NTG avec des valeurs qui oscille entre 0 et 69.5%.

**\* Au niveau du TAGI D :**

Les résultats ont montrés que la zone Ouest est la plus importante en terme de NTG avec des valeurs qui varient entre 33.3 et 74%.

**\* Au niveau du TAGI DH :**

Les résultats ont montrées qu'il y'a pas de zone importante en terme de NTG.

A travers ces cartes on déduit que les zones qui ont un intérêt pétrolier sont les zones qui se localisent au Nord et à l'Ouest de notre région d'Etude.

- Selon les cartes de Net/ Pay on remarque :

**\* Au niveau du TAGI A :**

Les résultats montrent que les épaisseurs imprégnées en huile se localisent au Nord de la carte, avec des valeurs qui oscillent entre 0 et 98 m.

**\* Au niveau du TAGI B :**

Les résultats ont montré que les épaisseurs imprégnées en huile se localisent au Nord de la carte, avec des valeurs qui oscillent entre 0 et 15m.

**\* Au niveau du TAGI D :**

Les résultats montrent que les épaisseurs imprégnées en huile se localisent à l'Ouest de la carte, avec des valeurs qui oscillent entre 0 et 9m.

D'après cette analyse on déduit que les épaisseurs les plus importantes et qui sont imprégnées en huile se localisent au Nord et à l'Ouest de la région d'Etude.

Cette diminution d'épaisseur du Nord vers le Sud et de l'Ouest vers l'Est s'explique par l'érosion où par un taux de sédimentation moins par rapport au Nord, ceci explique que les puits **RRO-2**, **RRO-3** et **RRO-4** ont traversé le chenal et que les puits **RRO-1** et **RRO-5** sont implantés au niveau de la plaine d'inondation, qui sont structurellement plus bas. L'effet structural explique l'absence de l'huile dans le puits **RRO-5**, contrairement au puits **RRO-1** qui enregistre un faible potentiel à cause de la diminution de la colonne d'hydrocarbure.

- Selon la carte en isobathes au toit du TAGI on remarque :

La carte en isobathes au Toit du TAGI montre une structure positive (plus élevée) au centre, à l'Est et au Sud de la carte, et une structure négative (plus affaissée) du Nord vers l'Ouest de la carte, ce qui explique l'existence d'un potentiel dans les zones les plus hautes surtout autour des puits **RRO-2**, **RRO-3** et **RRO-4**.

- Selon les cartes en iso pâques on remarque :

**\* Au niveau du TAGI A :**

On n'a pas une grande variation des épaisseurs (6,5 m- 14 m).

Les valeurs les plus importantes se trouvent au tour des puits **RRO-5** et **RRO-1** (14m et 13m), tandis que les valeurs les plus faibles se trouvent au tour des puits **RRO-2** et **RRO-3** (6.5m et 7.3m).

**\* Au niveau du TAGI B :**

On a une grande variation des épaisseurs de 10 à 63m.

Les valeurs les plus importantes se trouvent au tour du puits **RRO-4** (63m), tandis que les valeurs les plus faibles se trouvent au tour du puits **RRO-1** (10m).

**\* Au niveau du TAGI C :**

On a une épaisseur plus au moins remarquable de 3 à 42m.

Les valeurs les plus importantes se trouvent au tour des puits **RRO-1** et **RRO-2**, elles varient de 42m à 44m successivement, tandis que les valeurs les plus faibles se trouvent au tour du puits **RRO-4** (3m d'épaisseur).

**\* Au niveau du TAGI D :**

On n'a pas une grande variation des épaisseurs (3 à 15m).

Les valeurs les plus importantes se trouvent au tour du puits **RRO-1** (15m), tandis que les valeurs les plus faibles se trouvent au tour du puits **RRO-5** (3m d'épaisseur).

**\* Au niveau du TAGI DH :**

On n'a pas une grande variation des épaisseurs (2 à 19m).

Les valeurs les plus importantes se trouvent au tour du puits **RRO-3** de 19m, tandis que les valeurs les plus faibles se trouvent au tour du puits **RRO-4** de 2m d'épaisseur.

Alors l'Unité du **TAGI A** et **TAGI B** présentent de bonnes épaisseurs reflètent la présence de réservoir, par contre dans les autres Unités sont soulignées l'absence de réservoir.

### 3. Conclusion

L'interaction entre les différentes caractéristiques de la roche réservoir permet d'identifier un schéma de développement basé sur les résultats de cette étude qui est comme suit :

Implantation des puits de développement dans les zones hautes avec des caractéristiques pétrophysiques assez bonnes afin de soutirer de l'huile est maintenir le plateau de production et honorer la stratégie de développement

Implantation des puits injecteur d'eau dans les flancs de la structures pour maintenir la pression des réservoirs afin de balayer de l'huile des zones périphériques vers les zones potentielles ; pour maintenir la vie du gisement

L'aspect économique est très important durant la proposition des puits.

# Chapitre V

## Calcul des Réserves

## 1. Introduction

L'Estimation des réserves de pétrole et de gaz naturel dans le monde est l'objet de discussions continues. Au cours de travaux d'exploration l'évaluation du volume d'hydrocarbures en place est nécessaire.

Le terme de réserve en place laisse en effet une possibilité de confusion avec le terme de « réserves » 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.

## 2. Classement des réserves et méthode de calcul

### 2.1. Type de réserves

Les réserves en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en 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 étant peu 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 suite à la découverte auront été analysés : interprétation fine des diagraphies, des mesures pétrophysiques, analyse PVT, interprétation géophysique et éventuellement géologique.

La première et/ ou la deuxième estimation vont permettre la prise en 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 pétrophysiques et des fluides et notamment la position des interfaces étant nettement améliorée.

Enfin, le développement du gisement commencé, 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 contenue tout au long de la vie du gisement sous forme de correction et l'estimation des accumulations ne sera vraiment précisée qu'à la fin de la phase de développement du champ.

Notre classement des réserves basé sur notre connaissance de réservoir, les différents informations récolte sois par le forage ou la sismique, aidé nous à développer notre stade de réserve.

Les types des réserves sont:

- **Réserves Prouvées:** Réserves découvertes qu'on est raisonnablement assuré de pouvoir produire dans les conditions économiques et techniques actuelles
- **Réserves Probables:** Réserves découvertes qui ont une probabilité raisonnable de production avec une technologie et une rentabilité voisines de celles qui existent actuellement.
- **Réserves Possibles:** Réserves non encore découvertes, mais dont on a lieu de supposer l'existence avec un degré raisonnable de probabilité.

## 2.2. La méthode de calcul

Il existe deux méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- **La méthode volumétriques :** (c'est la méthode que on va utiliser dans ce mémoire)
- **La méthode dynamiques :** (Bilan Matière et les modèles), ce dernière méthode n'est applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elle serve à contrôler les valeurs obtenues par la méthode volumétrique.

### 2.2.1. Principe des méthodes volumétriques

L'évaluation des accumulations est rendue délicate par la complexité du milieu poreux : incertitude sur la forme exacte du gisement et, en général, faible échantillonnage pour les données pétrophysiques (porosité, saturation) ; généralement, quelques forages pour des surfaces de dizaines de kilomètres carrés.

La difficulté réside donc dans la détermination des paramètres caractérisant le volume d'hydrocarbures en place plutôt que dans le calcul de ce volume, lequel se réduit aux opérations simples ci-après :

$$\text{OOIP} = S * H_u * \Phi(\text{moy}) * Sh(\text{moy}) * 1/B_o$$

Avec: OOIP: Original oil in place

S: La superficie du gisement (m<sup>2</sup>)

H<sub>u</sub> : l'Épaisseur utile (m)

Phi(moy) : Porosité moyenne de la roche (en fraction d'unité)

Sh(moy) : Saturation moyenne d'huile (en fraction d'unité)

B<sub>o</sub> : Facteur volumétrique de l'huile

Soit par exemple pour le gaz :

$$\text{OGIP} = F * H_u * \Phi * (1 - S_w) * 1/B_g$$

Avec: OGIP: Original gas in place

Bg: Facteur volumétrique de gaz

$S_w(\text{moy})$  : Saturation moyenne d'Eau(en fraction d'unité)

En pratique on indique les quantités en place N (huile) en  $10^6$  m<sup>3</sup> et G (gaz) en  $10^9$  m<sup>3</sup>, ces quantités étant exprimées en conditions standards. On ramène ces quantités en conditions « surface » de façon à pouvoir leur comparer aisément des productions cumulées d'hydrocarbures.

### 2.2.2. Calcul du volume de roche imprégnée VR :

Il existe deux méthodes pour calculer le volume de roche imprégnée VR :

#### 2.2.2.1. Calcul du volume de roche à partir des isobathes : (méthode par cubature ou surface-profondeur)

Les études géologiques et géophysiques fournissent des cartes isobathes, en général au toit et au mur de réservoir. Le planimétrage de ces deux cartes va permettre le calcul du volume de roche.

En effet, si l'on porte sur un diagramme profondeur-surface les surfaces planimétrées des isobathes du toit et du mur, ainsi que l'interface H/E par exemple, un deuxième planimétrage de l'aire sous-tendue entre les deux courbes va représenter le volume de roche imprégnée.

$Z_t$	$Z_m$	
$V_R = \int S(\text{toit}).dz - \int S(\text{mur}).dz$		
$Z_E$	$Z_E$	

#### 2.2.2.2. Méthode de calcul rapide :

Lorsque la structure est mal connue à l'époque du puits de découverte, il est parfois suffisant de faire une estimation rapide pour obtenir un ordre de grandeur. Dans ce cas, on n'utilisera pas la méthode par cubature et l'on se contentera d'assimiler la structure à une calotte sphérique ou à une forme trapézoïdale.

### 2.2.3. Calcul du volume des fluides à partir des isopaques :

Ce calcul s'effectue plus tardivement, lorsqu'un nombre minimal de puits a été foré. Le jeu de deux cartes isobathes au toit et au mur du réservoir nous fournit une carte isopaque de celui-ci. Connaissant les porosités pour chaque puits, nous dressons une carte des porosités. On combinant les deux cartes, on obtient une carte des « iso- $h\Phi$  ». Le planimétrage des surfaces S situées entre chaque courbe permet le calcul du volume poreux :

$$V_p = S \cdot h_u \cdot \Phi$$

Cette méthode est plus fine dans le cas où les variations latérales d'épaisseur et de porosité sont importantes.

Pour calculer G, il faudra aussi déterminer les valeurs moyennes de  $B_g$  et  $S_{wi}$  (ou de  $S_w$  dans les zones de transition). On va ainsi dresser des cartes « iso-gaz ». Ces cartes sont faites dès que le nombre de puits le permet (4, 5, 6 par exemple).

### 3. Estimation des volumes en place

#### 3.1. Méthodologie

Le calcul des volumes en place dans la région d'étude est basé sur la méthode volumétrique, le logiciel Pétrel et la méthode de Monte Carlo en utilisant le logiciel Crystal Ball.

##### • La définition de la méthode de Monte Carlo

La technique de Monte Carlo consiste à construire une fonction de densité de probabilité continue (PDF) pour chaque paramètre et, après la formule, pour générer un PDF pour les réserves. Les PDF d'entrée (triangulaires, normaux, etc.) sont combinés soit analytiquement (CAPEN, 1992) ou par échantillonnage aléatoire (simulation de Monte Carlo).

Par le théorème de la limite centrale, la distribution résultante (Réserves) approche log-normale, quel que soit le type de variables d'entrée. La zone et l'épaisseur du réservoir se voient généralement attribuer la distribution triangulaire, la porosité reçoit généralement une distribution log normale (CRONQUIST, 2001) suivant (ARPS & ROBERTS, 1958) et (KAUFMAN, 1963); dans un contexte géologique donné, une distribution log normale est un ajustement raisonnable à la fréquence distribution de la taille du champ et d'autres paramètres comme la porosité, la saturation en eau et l'épaisseur utile.

- Pour le calcul de Volume en place on fait les étapes comme suivantes :

- Calculer la superficie (surface S)
- Calculer l'Épaisseur Utile ( $H_u = H_t * NTG$ )
- Calculer la porosité moyenne de roche ( $\Phi(\text{moy})$ )
- Calculer le volume total de roche  $V_R$  (Bulk volume)
- Calculer la saturation moyenne de l'huile ( $S_{hmoy} = 1 - S_{wmoy}$ )
- Le volume d'huile en place = le volume d'huile/ $B_o$  ( $B_o$  : le facteur volumétrique)  
( $V_{\text{huile en place}} = V_{\text{huile}} / B_o$ )

On va utiliser un  $B_o$  de 1.45 dans le calcul.

#### 4. Résultats du calcul

On a calculé le volume de l'huile en place de chaque niveau réservoir dans le cas des réserves prouvées dite «P1» (90%), les réserves prouvées+ probables dite «P2» (50%) et les réserves prouvées+ probables +possibles dite «P3» (10%).

Niveaux Réservoir		Réserves en place ( $10^6 \text{ m}^3$ ) (OOIP)
TAGI A	10%	4.35
	50%	5.11
	90%	5.95
TAGI B	10%	0.12
	50%	0.17
	90%	0.23
TAGI D	10%	0.056
	50%	0.076
	90%	0.10
TAGI	10%	4.526
	50%	5.356
	90%	6.28

**Tableau.V.1** : les volumes calculés du réservoir TAGI basé sur la simulation Monte Carlo.

Les volumes d'huile en place de TAGI sont estimés à pour :

P1 : de  $6.28 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  d'huile pour une superficie de  $15.58 \text{ km}^2$ .

P2 : de  $5.356 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  d'huile pour une superficie de  $6.67 \text{ km}^2$ .

P3 : de  $4.526 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  d'huile pour une superficie de  $2.82 \text{ km}^2$ .

Il est à noter que notre réservoir, contient que de l'huile et les quantités de gaz sont très réduites.

#### 5. Conclusion

Le calcul de tous les paramètres nous a permis d'évaluer les réserves d'huile en place du réservoir TAGI au niveau des Cinq puits étudiés.

L'estimation des réserves en place de notre gisement relève de  $P1 = 6.28 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  d'huile,  $P2 = 5.356 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  d'huile et  $P3 = 4.526 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  d'huile, en conditions standards.

Ces résultats peuvent nous donner une approche 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, d'autres opérations de diagrapie...).

L'avantage de cette méthode est:

- Minimiser l'incertitude et marche d'erreur ainsi que l'améliore des résultats près à la nature.
- Fait comptant l'attribution les paramètres de calcul (épaisseur utile, porosité, saturation en hydrocarbures) à leurs répartition spatial.
- Elle permet de visualisé la distribution de volume d'hydrocarbures dans la région.

# Conclusion Générale et Recommandations

## Conclusion Générale

La caractérisation et la modélisation du réservoir TAGI dans la région de RHOURE ERROUNI nous a permis de faire les conclusions suivantes :

- Le milieu de dépôt du Trias Argileux Gréseux Inférieur est un milieu fluvatile.
- La corrélation réalisée montre la continuité du réservoir TAGI, ainsi que la répartition de ces éléments dans l'espace du gisement.
- L'analyse sédimentologique a permis de définir trois associations de faciès à partir du volume d'argile (Vsh), de Porosité et des carottes disponibles qui sont :
  - Faciès I : gréseux, correspond à un dépôt de chenal fluvatile.
  - Faciès II : Silt-argileux, correspond à un dépôt de levée.
  - Faciès III : argileux, correspond à un dépôt de plaine d'inondation.
- L'interprétation des cartes en iso-valeurs des paramètres pétrophysiques recueillir de diagraphie sont mis en évidence les zones favorables à l'exploitation tel que les parties Nord-Est, Nord et Nord-Ouest de la région de RHOURE ERROUNI.
- L'Estimation des réserves peut être utilisé pour déterminer les meilleurs drains qui contiennent des hydrocarbures pour implémenter des nouveaux puits dirigées et horizontaux.
- Les volumes en place du réservoir TAGI est estimés à pour:
  - P1=  $6.28 * 10^6 \text{ m}^3$  d'huile.
  - P2=  $5.356 * 10^6 \text{ m}^3$  d'huile.
  - P3=  $4.526 * 10^6 \text{ m}^3$  d'huile.

## Recommandations

- Une étude pétrographique poussée pour caractériser les réservoirs.
- Une modélisation dynamique est indispensable pour caractériser la circulation des fluides et assurer un développement durable.
- Faire des analyses spéciales laboratoire de carottes pour déterminer la pression capillaire et la perméabilité relative.
- Une implantation d'un puits du développement au voisinage des puits RRO-2, RRO-3 et RRO-4 pour extraire d'une manière optimale les réserves en place.

# BIBLIOGRAPHIE

- 1) **Chapellier .D (2009)** : Diagraphies Aquifères, université de Lausanne. Institut Français du pétrole.
- 2) **S. Galeazzi et al, 2010**: Marine and Petroleum Geology “Regional geology and petroleum systems of the Illizi–Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview”.
- 3) **Hervé Chamley, Jean-François deconinck** : Bases de Sédimentologie, 3ème édition 2011, Dunod.
- 4) **Jaques Beauchamp (2005)** : Sédimentologie ([www.upicardie.fr/beauchamp/cours-sed/sed-5.htm](http://www.upicardie.fr/beauchamp/cours-sed/sed-5.htm)).
- 5) **McKenna et Hedley, 2002** : The structural evolution of the Berkine-Ghadames Basin (Groupement Berkine Anadarko). Internal report – Anadarko petroleum corporation.. 60p.
- 6) **Ouafi Ameur-Zaimeche** : Modélisation et Reconstitution des facies non carottés à l’aide des méthodes statistiques multivariés du réservoir Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI).
- 7) **Serra-O, 2000** : Diagraphie différées, acquisition des données diagraphiques, Tom 3. Edition Technip.
- 8) **Sonatrach, Lemouari A, 2003**: Ecorche Géologique à la discordance hercynienne, (division exploration, direction Est, Département de BERKINE).
- 9) **Sonatrach et Shlumberger, 2007**: Well Evaluation Conference «WEC » Hilton Alger, Algeria.
- 10) **Turner et al, 2001**: Marine and Petroleum Geology “Sequence stratigraphy and Sedimentology of the late Triassic TAG-I” (Blocks 401/402, Berkine Basin, Algeria).