

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2016

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER 2

Présenté par

EL ALIA Abd el malek

SADLI Abdelkrim

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

Caractérisation pétrophysique de l'Ordovicien Terminal (Dalle de M'kratta), dans la structure de Rhourde-Adra, région Rhourde-Nouss

Devant le jury :

Mr Zellouf.k

MCB

Président

Mme Yesbaa.S

MAB

Examineur

Mme Benayad Soumya

MCB

Rapporteur

Année Universitaire : 2015/2016



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département : Gisements Miniers et Pétroliers
Filière : Hydrocarbures
Option :Géologie Pétrolière

Mémoire de Fin d'Etudes En vue de
l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

Caractérisation pétrophysique de l'Ordovicien Terminal
(Dalle de M'kratta), dans la structure de Rhourde-Adra,
région Rhourde-Nouss

Présenté par :
EL ALIA Abd el malek
SADLI Abdelkrim

Avis favorable de l'encadreur :
Benayad Soumya

Avis favorable du Président du jury
Nom Prénom

Signature

Cachet et signature

REMERCIEMENTS

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

Nous adressons nos vifs remerciements à notre professeur consultante Mme : BENAYAD.S pour nous avoir dirigé tout au long de ce travail.

Ainsi qu'aux personnels de la société Direction Régionale Rhourde-Nouss / DP, qui nous a beaucoup aidé à réaliser ce travail dans les meilleures conditions.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants du département gisements pour leurs aides et orientations durant notre formation.

Nos derniers remerciements et ce ne sont pas des moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Merci à tous

Dédicace

Je dédie ce travail à tous ceux qui m'ont orienté durant toute ma vie et qui ont su me montrer le droit chemin, à ceux qui m'ont apporté amour, encouragement et compréhension, pour mener à bien mes études.

Mes parents : source de mon courage et mon inspiration.

Mes frères, ma sœur et toute ma famille.

Tous mes amis et tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.

El Alia Abd El Malek



Dédicace

Tant de fois avais-je pensé à vous offrir quelques choses en signe de reconnaissance pour tout ce que vous avez consenti rien que pour me voir réussir, cette fois c'est l'occasion :

A toi Père et à toi Mère chéri que je dédie ce travail.

Mes frères, ma sœur et toute ma famille.

Tous mes amis et tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.

Sadli Abdelkrim



SOMMAIRE

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I : Généralités

I- Généralités sur le bassin d'étude (bassin de Berkine).....	2
I.1- Situation géographique et géologique de bassin de Berkine	2
I.1.1. Situation géographique	2
I.1.2. Situation géologique	3
I.2. Historique de l'Exploration dans de le bassin de Berkine	4
I.3. Aperçu géologique	6
I.3.1. Stratigraphie.....	6
I.4. Aspect structurale	10
I.5. Système pétrolier du bassin de Berkine.....	12
I.5.1. Roche Mère.....	12
I.5.2. Roche Réservoir	12
I.5.3. Roche couverture.....	12
II. Généralités sur la zone d'étude	14
II.1. Situation géographique et géologique	14
II.1.1. Situation géographique.....	14
II.1.2. Situation géologique.....	14
II.2. Histoire de la découverte.....	15
II.3. Stratigraphie de la région	17
II.3.1. Paléozoïque	17
II.3.2. Mésozoïque.....	18

II.3.3. Cénozoïque.....	18
II.4. Cadre structural de la région	20
II.4.1. Rhourde-Nouss Central (RN)	20
II.4.2. Rhourde-Nouss Sud -Ouest (RNSO)	20
II.4.3. Rhourde-Nouss Sud-Est (RNSE)	20
II.4.4. Rhourde Adra (RA) : (région d'étude)	20
II.5. Aspect pétrolier	22
II.5.1. Roche Mère	22
II.5.2. Roche Réservoir	22
II.5.3. Roche Couverture.....	22
II.5.4. Pièges	22
II.6. Les différents niveaux constituant le réservoir à travers les puits de la région d'étude	23
II.7. Application de l'analyse séquentielle dans la zone d'étude.....	24

Chapitre II : Caractérisation pétrophysique du réservoir

I-Introduction	26
II-Méthodologie	26
III. Corrélation entre les différents niveaux constituant le réservoir à travers les puits de la région de Rhourde-Adra.....	29
IV-Interprétation des différentes cartes en iso-valeurs	31
IV.1. La carte en isobathes au toit de l'Ordovicien Terminal (Dalle de M'Kratta) .	31
IV.2. La carte en isopaques	33
IV.3. La carte en iso-épaisseur utile	34
IV.4. Carte en iso-porosité.....	35
IV.5. La carte en iso-perméabilité.....	36

V. Conclusion	37
---------------------	----

Chapitre III : Analyse statistique des paramètres pétrophysiques

I. Introduction	38
II. Rappel théorique	38
II.1. La porosité.....	38
II.2. La perméabilité.....	39
III. Analyse statistique de la porosité et de la perméabilité	40
III.1. Puits RA101	40
III.2. Puits RA103	42
III.3. Puits RA104	44
III.4. Puits RA105	46
III.5. Puits RA106	48
III.6. Puits RAS101.....	50
III.7. Puits RAZ107.....	52
III.8. Réservoir Ordovicien Terminal	54
IV. Représentation de la porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur	56
IV.1. Puits RA101	56
IV.2. Puits RA105.....	58
V. Conclusion	60

Chapitre IV : Conclusion générale

Conclusion générale	61
---------------------------	----

LISTE DES FIGURES

Figure.1 : Carte de situation du bassin de Berkine (SONATRACH / 2003)	2
Figure.2 : Carte de situation géologique du bassin de Berkine (SONATRACH 2003)	3
Figure.3 : : Colonne stratigraphique type du bassin de Berkine (d'après YAHY et <i>al.</i> , 2001, modifiée)	9
Figure.4 : Les éléments tectoniques du bassin de Berkine (Rapport SONATRACH. 2000.....	11
Figure.5 : Système pétrolier du bassin de BERKINE(WEC.2007)	13
Figure.6 : Situation géographique de la région de Rhourde Nouss (WEC. 2007, modifiée)	14
Figure.7 : géologie de la région de Rhourde Nouss (Beicip/SONATRACH, 2002)	15
Figure.8 : Colonne stratigraphique type de la région de Rhourde Nouss (Beicip/SONATRACH, 2002. Modifié)	19
Figure.9 : Structures de la région de Rhourde Nouss (SONATRACH, 1991)	21
Figure.10 Découpage séquentiel du réservoir Ordovicien du puits RAC1, (BEICIP, 2001 modifié)	25
Figure.11 : Carte de positionnement des puits utilisés dans notre étude	28
Figure.12 : Corrélacion diagraphique NE-SW passant par les puits : RA102, RA103, RA106, RA104, RAZ107, RA101 et RAS101	30
Figure.13 : Cartes en Isobathes au toit du réservoir Ordovicien Terminal (Dalle de M'Kratta)	32
Figure.14 : Carte en Isopaques du réservoir Ordovicien Terminal.....	33
Figure.15 : Carte en Iso-Epaisseur utile du réservoir Ordovicien Terminal.....	34
Figure.16 : Carte en Iso-porosité du réservoir Ordovicien Terminal.....	35

Figure.17 : Carte en Iso-Perméabilité du réservoir Ordovicien Terminal	36
Figure.18 : Histogramme de la porosité pour le puits (RA101)	40
Figure.19 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RA101)	41
Figure.20 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RA101)	41
Figure.21 : Histogramme de la porosité pour le puits (RA103)	42
Figure.22 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RA103)	43
Figure.23 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RA103)	43
Figure.24 : Histogramme de la porosité pour le puits (RA104)	44
Figure.25 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RA104)	45
Figure.26 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RA104)	45
Figure.27 : Histogramme de la porosité pour le puits (RA105)	46
Figure.28 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RA105)	47
Figure.29 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RA105)	47
Figure.30 : Histogramme de la porosité pour le puits (RA106)	48
Figure.31 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RA106)	49
Figure.32 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RA106)	49
Figure.33 : Histogramme de la porosité pour le puits (RAS101)	50
Figure.34 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RAS101)	51
Figure.35 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RAS101)	51

Figure.36 : Histogramme de la porosité pour le puits (RAZ107)	52
Figure.37 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RAZ107)	53
Figure.38 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RAZ107)	53
Figure.39 : Histogramme de la porosité pour le réservoir Ordovicien Terminal	54
Figure.40 : Histogramme de la perméabilité pour le réservoir Ordovicien Terminal...	55
Figure.41 : Corrélation de la perméabilité en fonction de la porosité du réservoir Ordovicien Terminal.....	55
Figure.42 : Evolution verticale de la porosité du puits (RA101)	56
Figure.43 : Evolution verticale de la perméabilité du puits (RA101)	57
Figure.44 : Evolution verticale de la porosité du puits (RA105)	58
Figure.45 : Evolution verticale de la perméabilité du puits (RA105)	59

Liste des tableaux

Tableau.1 : Les différents niveaux constituant le réservoir Ordovicien Terminal (Dalle de M'kratta) dans la région de Rhourde-Adra	23
Tableau.2 : Tableau montrant les moyennes de la porosité et de la perméabilité des puits utilisés dans notre région d'étude	26
Tableau.3 : Tableau montrant les épaisseurs totales et utiles dans notre région d'étude	27
Tableau.4 : Tableau montrant les coordonnées (X, Y) et les profondeurs des puits dans notre région d'étude.....	27



INTRODUCTION



Introduction générale

Rhoude-Nouss, localisée dans le bassin de Berkine au Nord-Ouest de Ain Amenas à 280 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud sur la bordure Sud du bassin Triasique.

Rhourde-Adra est une structure qui forme avec trois autres structures (Rhourde-Nouss Central, Rhourde-Nouss Sud -Ouest et Rhourde-Nouss Sud-Est) la région de Rhourde-Nouss.

Le réservoir principal dans cette région est le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), tandis que le réservoir secondaire est représenté dans la région de Rhourde-Adra par l'Ordovicien Terminal (la Dalle de M'Kratta) qui est faiblement perspectif pour la recherche d'hydrocarbures, ce qui nous laisse face à une exploration pour une future exploitation de cette dalle.

L'exploration devient de plus en plus difficile avec l'insuffisance des grands gisements aux besoins économiques actuels, des problèmes sont donc rencontrés lors de l'exploration tel que : la faible épaisseur et sa variation rapide, variation de faciès et l'hétérogénéité des paramètres pétrophysiques du réservoir Ordovicien Terminal (Dalle de M'Kratta).

Dans ce contexte, et dans le cadre de la collaboration entre l'université de Boumerdes-F.H.C- et la division de Production DP-SONATRACH-Rhoude-Nouss ; on nous a proposé un sujet ayant pour thème : « Caractérisation pétrophysique de l'Ordovicien Terminal (Dalle de M'kratta), dans la structure de Rhourde-Adra, région Rhoude-Nouss ».

Nous avons orienté notre étude selon la méthodologie suivante :

- L'acquisition des données.
- Le traitement des données.
- La caractérisation pétrophysique du réservoir.
- L'étude et l'analyse des paramètres pétrophysiques.



CHAPITRE I

Généralités



I. Généralité sur le bassin d'étude (bassin de Berkine)

I.1. Situation géographique et géologique du bassin du Berkine

I.1.1. Situation géographique

Le bassin de Berkine est situé dans l'Erg oriental du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss. Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale (**Figure.1**).

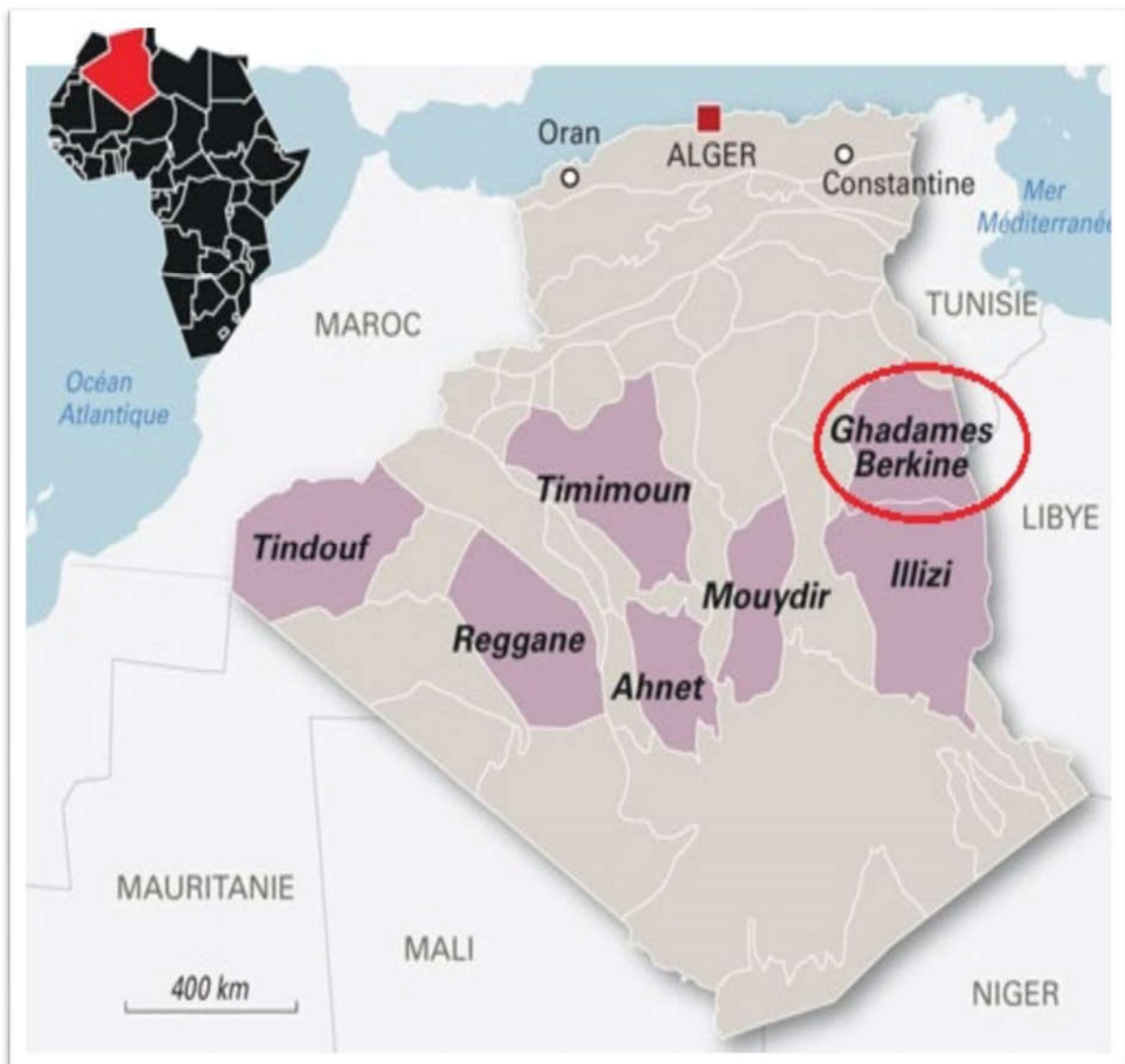


Figure. 1 : Situation géographique du bassin de Berkine

I.1.2. Situation géologique

De point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type Intra-cratonique, il se situe dans la partie Nord Est de la plateforme saharienne (**Figure.2**). Sa superficie globale est de 102395 km². Il est limité :

- Au Nord par, la bordure Sud de la voûte de D'Ahar.
- A l'Est par, le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NO-SE.
- Au Sud par, le môle d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- A l'Ouest par, le môle d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud.

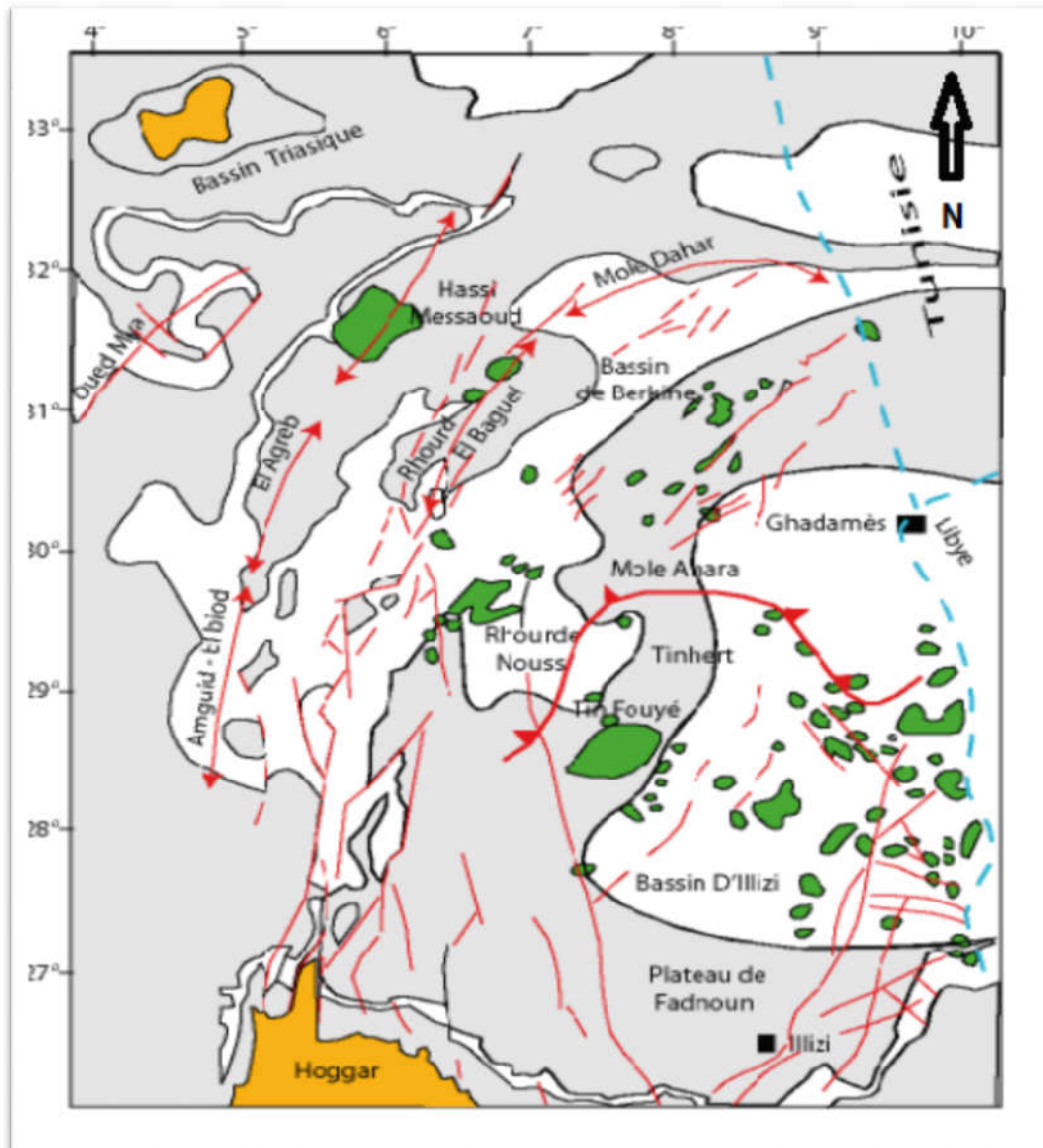


Figure. 2 : Situation géologique du bassin de Berkine (Rapport SONATRACH. 2000).

I.2. Historique de l'Exploration dans de le bassin de Berkine

Par son importance économique, la plateforme saharienne a fait l'objet de nombreux travaux géologiques de la part des sociétés pétrolières. Après la nationalisation de 1971, SONATRACH devient le principal opérateur dans ce domaine.

Le début des années 1990 est marqué par une présence massive des sociétés pétrolières étrangères, pour accélérer la recherche pétrolière dans le bassin de Berkine.

Les premières découvertes dans le Trias remontent à 1958 dans le gisement de Hamra où le Trias Argilo gréseux Supérieur (TAGS) a débité du gaz à condensât. De l'huile et du gaz à condensât ont été découverts dans les gisements de Gassi Touil et Rhourde Nouss, respectivement en 1961 et 1964. Toutes ces découvertes sont situées dans la province Sud-Est triasique qui est une entité géologique comprenant le Bassin de Berkine.

Les premières découvertes d'huile dans le bassin Berkine, proprement dit ont été réalisées à partir de 1967 dans la région d'El Borma. Elles ont été suivies par celles de Wadi El Teh, en 1976, et Rhourde Er- Rouni, en 1987. Durant les années 80, l'association de la SONATRACH avec la compagnie française CFP-TOTAL réalise aussi des travaux couronnés par les découvertes dans les anciens Blocs Sif-Fatima et Berkine.

Un grand essor a été donné à l'exploration dans le bassin de BERKINE avec l'arrivée des compagnies étrangères (en association avec SONATRACH).

- Bir Rebâa Nord (BRN) en 1990 par l'association SONATRACH/AGIP.
- Hassi Berkine (HBN) et Hassi Berkine Sud en 1994 par l'association SONATRACH/ANADARKO.

Cette découverte d'huile dans le TAGI a montré un intérêt particulier du trend Sud-Ouest /Nord-est reliant Rhourde Nouss à El Borma – Rhourde El Khrouf en 1992 par l'association SONATRACH / CIEPSA sur le flanc Nord du môle d'Ahara.

- Berkine Est – Ourhoud (BKE – ORD) en 1993 par l'association. SONATRACH / ANADARKO et l'association SONATRACH / CIEPSA.
- El Merk (EMK) et El Merk Est (EMKE) par l'association SONATRACH / ANADARKO.

Chapitre I : Généralités

11/2011 : Une découverte par l'association Sonatrach/E.ON Ruhrgas E&P Algerien GmbH de pétrole et de gaz dans le périmètre Rhourd Yacoub (bloc 406a) situé dans le bassin de Berkine.

Cette découverte a été effectuée suite au forage du puits YAN-1 (Yacoub Nord1),

La découverte a été faite dans deux réservoirs qui, à l'issue des tests de formation ont donné lieux aux productions suivantes :

- Trias carbonaté : débit d'huile de 9.65 m³/h et de 5604 m³/h de gaz avec une pression en tête de 1577 psi.
- Trias argileux Gréseux Supérieur : débit d'huile de 6.7 m³/h et de 895.7 m³/h de gaz avec une pression en tête de 457 psi

04/12/2012 : Le groupe Sonatrach a annoncé une découverte d'huile dans le bassin de Berkine, en association avec ses partenaires PTTEP (Thaïlande) et CNOOC (Chine).

La découverte a été réalisée suite à un forage d'exploration Mouia Aissa-1(MAS-1) dans le périmètre de Hassi Bir Rkaiz.

Le puits d'exploration MAS-1, qui a atteint la profondeur de 3.844 mètres dans le Grés d'El Atchane, a produit 34.73 m³/h d'huile à partir du réservoir Trias Argileux Gréseux Inférieur (TAGI) avec une pression en tête de 2.789 psi.

07/2012 : Une découverte d'hydrocarbures a été réalisée par l'association Sonatrach-E.ON Ruhrgas dans le bassin de Berkine, à quelque 250 kilomètres au sud-est de Hassi Messaoud.

08/10/2014 : La compagnie nationale d'hydrocarbures Sonatrach et son partenaire le géant pétrolier russe Gazprom EP International B.V ont annoncé la mise à jour d'un important forage à Rhourde Sayah Nord-1 (RSHN-1) dans le périmètre El Assel situé dans le Bassin de Berkine.

Ce forage, qui a atteint une profondeur finale de 4.120 m dans l'Ordovicien, a donné lieu à une découverte d'hydrocarbures avec des débits de 8,5 m³/h d'huile, et 7.930 m³/h de gaz, avec une pression en tête de 1.949 psi.

I.3. Aperçu géologique

I.3.1. Stratigraphie

La colonne litho-stratigraphique traversée par les sondages du permis de Rhourde Rouba est comme suit (**Figure.3**) :

a. Le socle : le socle composé de roches Précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations Paléozoïques.

b. Le Paléozoïque :

b.1. Le Cambrien : Ces dépôts reposent sur un socle précambrien, représenté par des grès et des quartzites à passées conglomératiques, avec une épaisseur moyenne de 300m, il est subdivisé de bas en haut par :

- La zone R3 : grès grossiers à conglomératiques à la base, mal classés, feldspathiques et argileux.
- La zone R2 : grès moyens à grossiers, mal classés très argileux à passées d'argile.
- La zone Ra : formée de grès grossiers à fins, aniso-métriques, quartzitiques avec passées d'argile.
- La zone Ri : formée de grès isométriques, bien classés, glauconieux avec une présence abondante de tigillites.
- La zone des alternances : elle est constituée d'une alternance d'argile grise silteuse et de grès quartzitiques blancs, fins à très fins.

b.2. L'Ordovicien : Il est composé de bas en par les unités litho-stratigraphiques suivantes :

Les argiles d'El Gassi, les grès d'El Atchane, les quartzites de Hamra, les grès d'Ouargla, les argiles d'Azzel, les grès d'Oued Saret, les argiles micro conglomératiques, les grès de Ramade.

b.3. Le Silurien : La période géologique correspondant à ce système est caractérisée par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin ; son épaisseur moyenne de 600m, Ce sont essentiellement des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grès argileux. Les argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne.

b.4. Le Dévonien : Le Dévonien est formé des étages géologiques suivants : le Gédinnien F6-3, le Siégénien F6-2, le Siégénien F6-1, l'Emsien, l'Eifélien, le Givétien, le Frasnien, le Famennien et le Strunien F2.

b.5. Le Carbonifère : Composé de bas en haut par : le Tournaisien F1B, le Tournaisien F1A, le Viséen (Lower RKF), le Viséen (Main RKF), le Namurien et le Westphalien.

c. Le Mésozoïque :

c.1. Le Trias :

- **Le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI) :** il est constitué de grès, gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier sub-arrondi à sub-anguleux, siliceux à silicoargileux, localement pyriteux, friable à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse avec des traces pyrite.
- **Le Trias carbonaté :** il est constitué d'argile verte à gris verdâtre et brun rouge, tendre à indurée, silteuse localement dolomitique avec passées de dolomie blanc beige, tendre et de grès gris blanc à gris vert, très fin à fin, silico-argileux moyennement dur.
- **Le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS) :** il est constitué de grès, gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée et silteuse.
- **Le Trias argileux :** il est constitué d'argile brun rouge et brunâtre, rarement gris vert, tendre à indurée silteuse avec traces d'anhydrite blanche et tendre.

c.2. Le Jurassique : Le Jurassique est représenté de bas en haut par : le Lias– S3, le Lias– S1+S2, le Lias Horizon B (HB), le Lias salifère, le Lias anhydritique, le Dogger lagunaire, le Dogger argileux et le Malm.

c.3. Le Crétacé : Composé de bas en haut par : le Néocomien, le Barrémien, l'Aptien, l'Albien, le Cénomaniens, le Turonien, le Sénonien salifère, le Sénonien anhydritique et le Sénonien carbonaté.

d. Le Cénozoïque :

d.1. Le Mio-Pliocène : il est constitué de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier sub-arrondi à arrondi avec intercalations d'argile brun rouge sableuse, et présence de banc de calcaire argileux.

d.2. Le Quaternaire : Ce sont des sables représentant des placages dunaires.

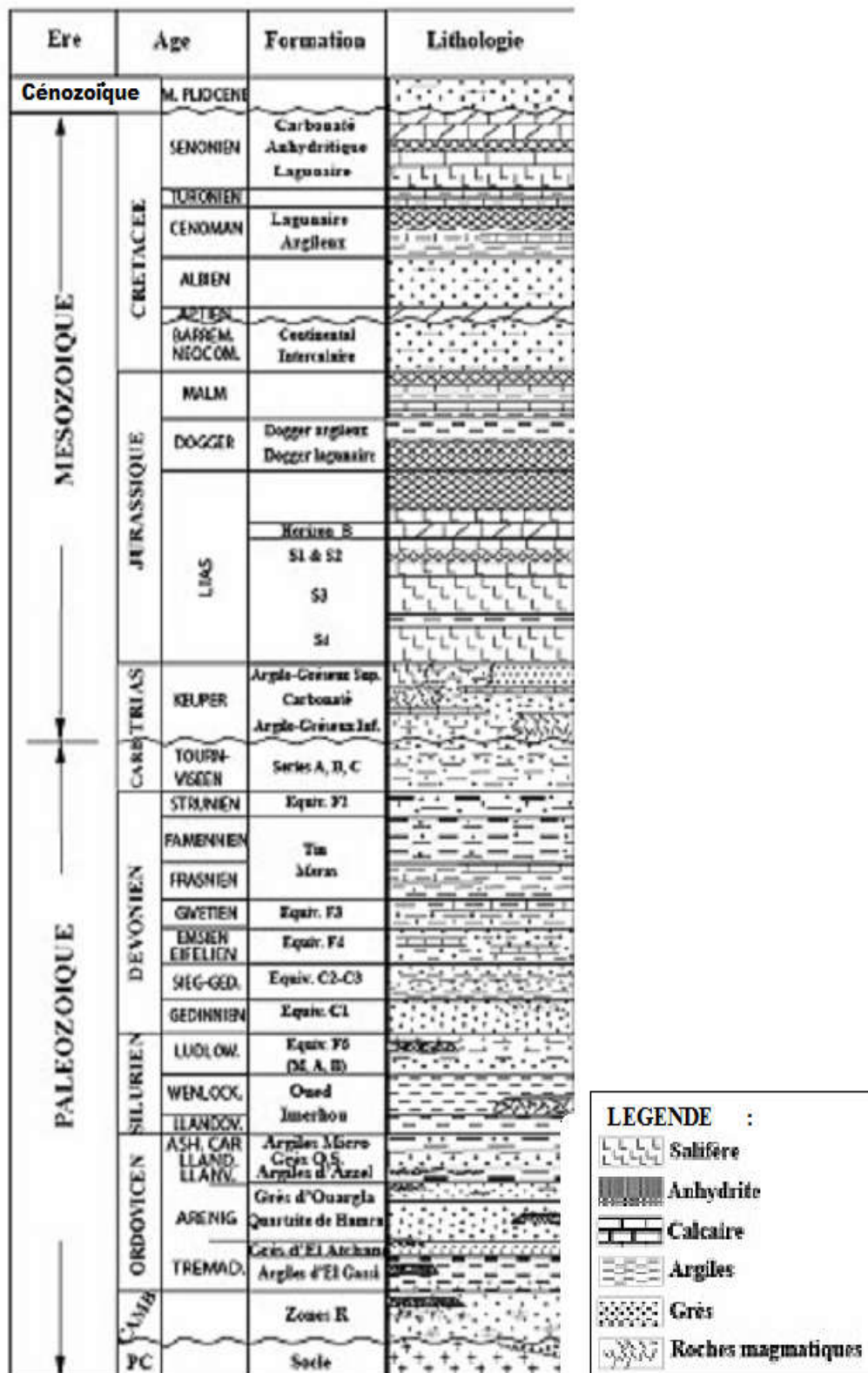


Figure. 3 : Colonne stratigraphique type du bassin de Berkine (d'après YAHY et al., 2001, modifiée).

I.4. Aspect structurale

Le bassin de Berkine est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

- **Domaine Ouest** : c'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude.
- **Domaine centre** : c'est un domaine, où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques.

Les failles qui résultent de la tectonique cassante, ayant affectée les deux domaines sont multidirectionnelles (**Figure.4**). Les études structurales ont montré que les accidents NE-SO seraient dues principalement aux mouvements distensifs à la fin Trias / début Jurassique. Les failles régionales ont défini des trends structuraux majeurs sur lesquels viennent se greffer les pièges et gisements d'huile et de gaz dans le bassin. Les principales orientations observées sont :

- **Direction subméridienne** : les failles subméridiennes se caractérisent par de forts rejets, pouvant atteindre 2000m comme dans le cas de la faille de Ramade et 500m et plus dans la région de Rhourde Nouss, avec des structures de grandes amplitudes (la structure de Rhourde Nouss atteint 900m de fermeture structurale).
- **Direction Nord Est - Sud-Ouest** : les failles NE-SO sont caractérisées par une composante de décrochement importante avec ramification dans la partie supérieure, les structures associées sont des blocs basculés ou des structures 'en fleur', cette direction interfère avec la direction subméridienne.

Sur la majorité des rejeux tectoniques à caractère inverse (faille inverse) s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le TAGI et le TAGS.

En plus il y'a d'autres orientations secondaires de failles qui existent localement :

- **Direction Nord70** : elle se ressent dans la région de Rhourde Nouss, au niveau de la structure de Taouil et dans la région de Menzel Lejmet.
- **Direction sub-équatoriale** : au sud Est d'Ahara et à l'ouest sur le trend Tartrat.
- **Direction Nord150** : au Nord Est du bassin au niveau des trends de Keskesa, Bir Rebaa Zemlet el-Arbi et Bir Berkine Nord-Rhourde en Naga.

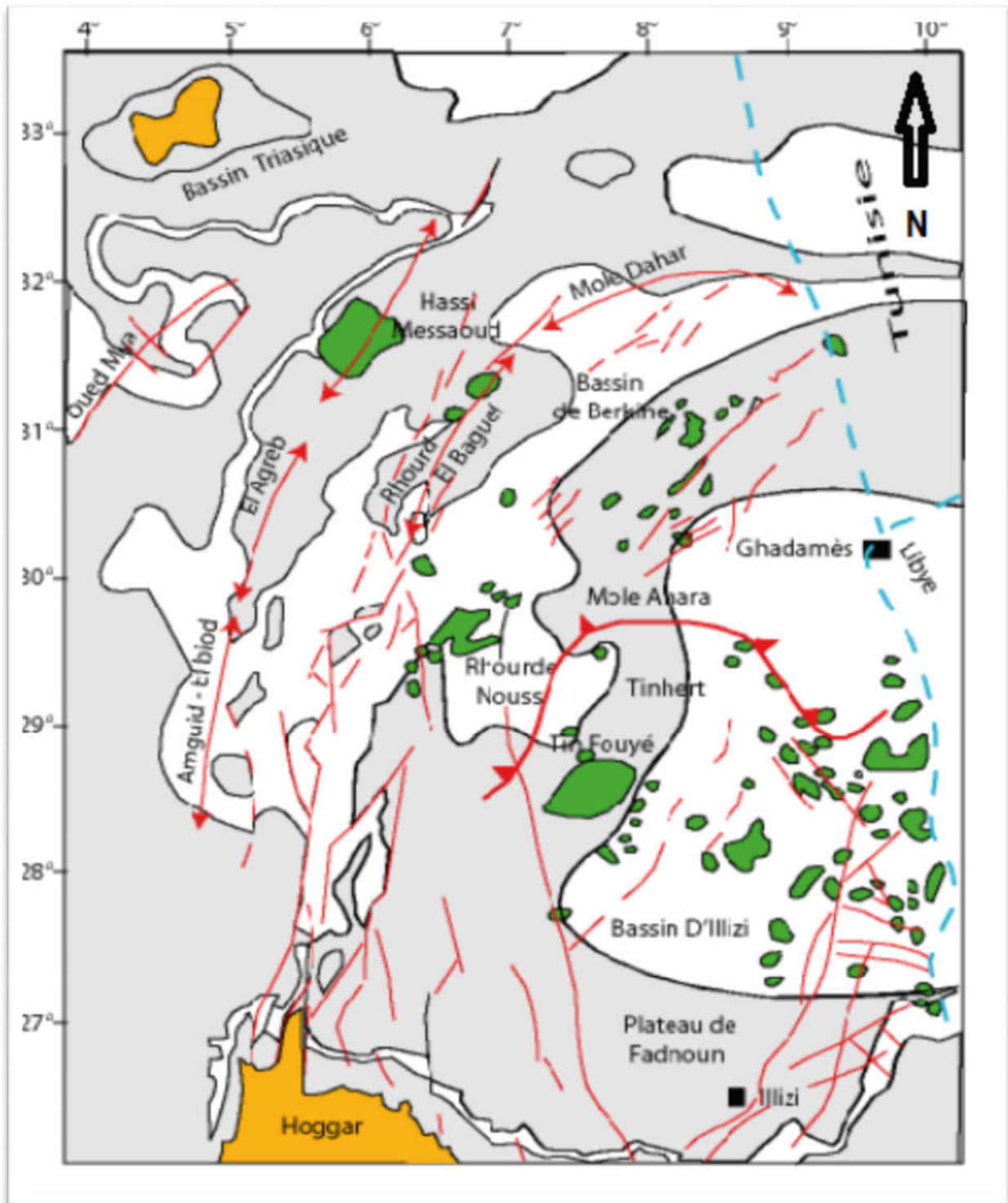


Figure.4 : Les éléments tectoniques du bassin de Berkine
(Rapport SONATRACH. 2000).

I.5. Système pétrolier du bassin de Berkine

I.5.1. Roche Mère

Dans le bassin de BERKINE il existe deux principaux niveaux de roche mère : Silurien argileux et Dévonien supérieur (**Figure.5**).

Il existe d'autres niveaux de roche mère : l'Ordovicien supérieur et le Carbonifère.

I.5.2. Roche Réservoir

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias (Trias Argilo Gréseux Supérieur, Trias carbonaté-Trias intermédiaire et Trias Argilo-Gréseux Inférieur), du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien.

I.5.3. Roche couverture

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté- Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté.

La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi.

Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

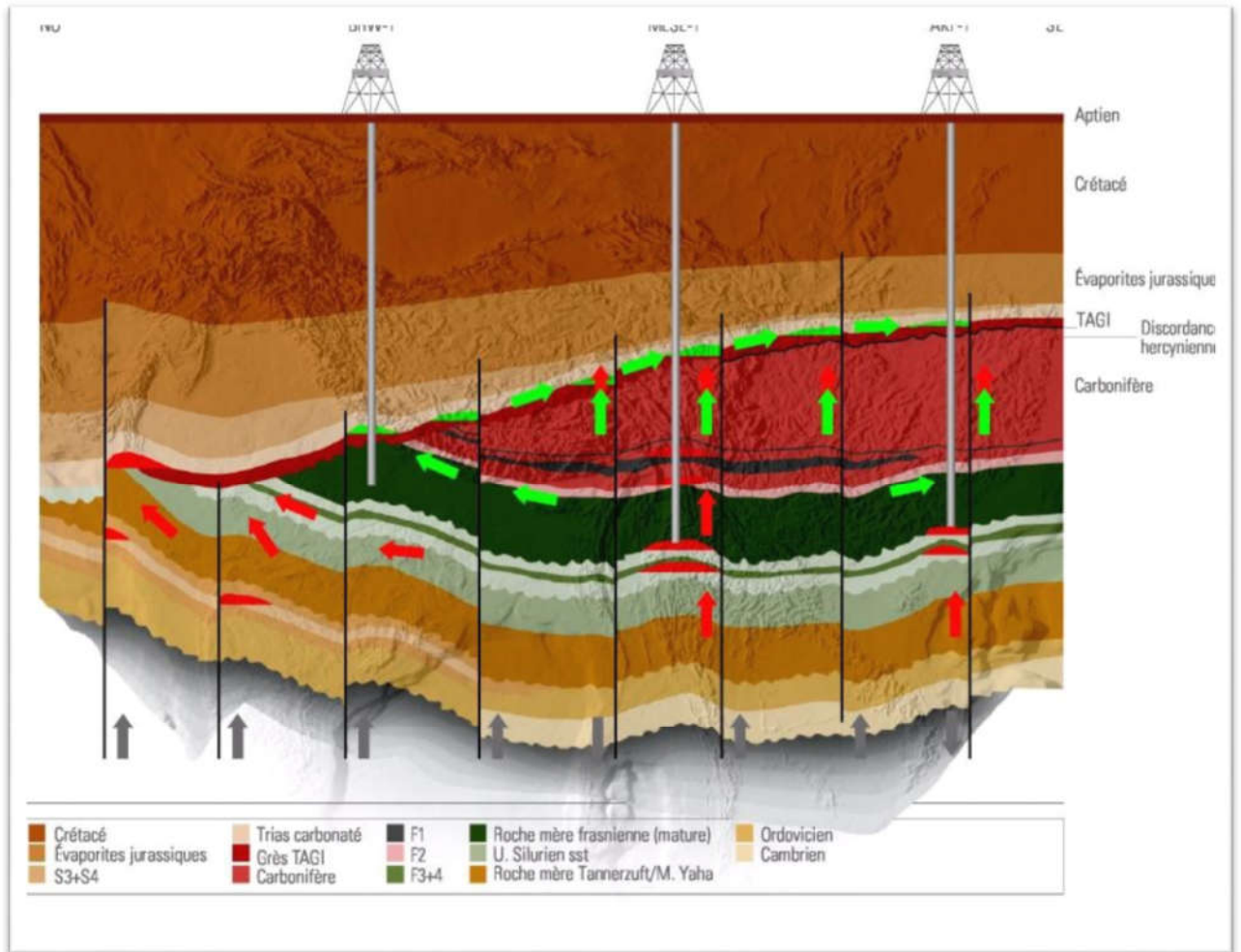




Figure.5 : Système pétrolier du bassin de BERKINE(WEC.2007)

Légende :

- Gaz : 
- Huile : 

La direction de migration des hydrocarbures  

II. Généralités sur la zone d'étude

II.1. Situation géographique et géologique

II.1.1. Situation géographique

Le champ de Rhourde Nouss fait partie de la wilaya d'ILLIZI, c'est l'une des principales zones productives d'hydrocarbures du Sahara Algérien. Il se trouve à 280 km au Sud-Est de Hassi Messaoud, à 80 Km au sud de la région de Gassi Touil aussi et à 350 km au Nord-Ouest d'Ain Amenas. Il s'étend sur une superficie de 10.000 Km², et se positionne entre les parallèles 29°16' et 30° et les méridiens 06°24' et 07° (**Figure.6**).



Figure.6 : Situation géographique de la région de Rhourde Nouss

II.1.2. Situation géologique

La région de Rhourde Nouss est située sur la bordure Sud du bassin triasique (**Figure.7**). Elle est limitée :

- A l'Ouest, par le môle d'Amguid-El Biod au niveau de la faille de Ramade. Ce môle présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600km allant d'Amguid au Sud à Rhourde El Baguel au nord.
- Au Nord-Est, par le bassin de Ghadamès vers lequel s'annoient les axes SO-NE des structures de Rhourde Hamra et de Rhourde Chouff.
- Au Sud-Est par la partie occidentale du môle d'Ahara.

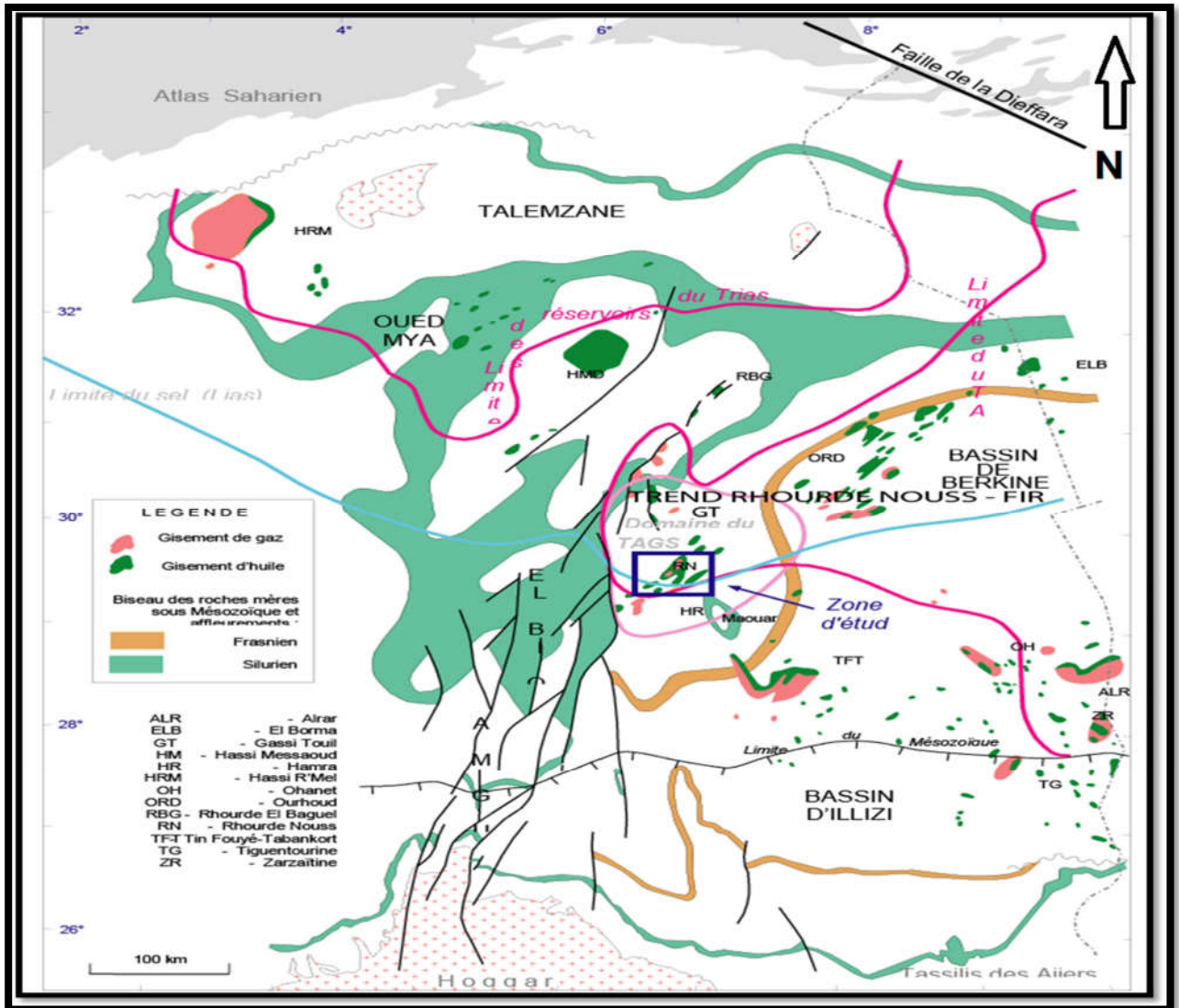


Figure.7 : géologie de la région de Rhourde Nous (Beicip/SONATRACH, 2002)

II.2. Histoire de la découverte

Les travaux de recherches sur cette région ont débuté en 1956 par la compagnie « El Paso France Afrique » avec l'implantation de HR1 qui a été foré sur la structure de Hamra. Au cours de ce forage, un seul test fût effectué et ce dans le Barrémo-Aptien.

La poursuite des travaux sur cette même structure a permis en 1958 de forer HR2. Ce dernier a donné du gaz dans les réservoirs du Trias Gréseux et de l'Ordovicien. Dès lors, les travaux ont été poursuivis vers l'Ouest avec la mise en évidence en 1959 de la structure de Ramade Nord qui a fourni des résultats négatifs.

Par la suite, les recherches ont été orientées vers le Nord - Est, où Le gisement de Rhourde Nous a été découvert en 1962 par le premier forage RN-01. Ce puits a mis

Chapitre I : Généralités

en évidence une accumulation de gaz à condensât dans le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS), à 2500 m de profondeur, avec un débit de 480000 m³/J. C'est finalement RN04, foré une année plus tard, qui a permis de découvrir l'existence d'un anneau d'huile dans le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) avec un débit de 120 m³/J. RN-02 et RN-03 s'étant révélés complètement gazifères dans le même niveau, RN-101 foré en 1964 a mis en évidence des accumulations de gaz à condensât dans les réservoirs Ordoviciens (Quartzites de Hamra).

Le gisement de Rhourde El Adra a été découvert en 1964 où les accumulations de gaz riches en condensât ont été mis en évidence dans les mêmes horizons (Trias et l'Ordovicien) par le puits RN-01.

RNSW-01 foré à la fin de 1972 a mis en évidence des accumulations de gaz avec l'anneau d'huile dans le TAGS, de l'huile dans le Trias Argilo-Gréseux Inférieur et dans le Silurien supérieur et en fin du gaz humide dans l'Ordovicien (Quartzite de Hamra).

RNSW-01 foré en 1974 a révélé du gaz à condensât avec un anneau d'huile dans le TAGS, néanmoins les réservoirs TAGI, les réservoirs sous-jacents se sont révélés tous aquifères.

La découverte des structures M'ksem (1975), El Assel (1977), Dra Allal (1978), Mouilah, et Rhourde Adra (1980).

En 1987 la mise en production du champ de Hamra a conduit à classer la région de Rhourde Nouss comme étant la deuxième région gazifère en Algérie après celle de Hassi R'mel.

En 1990 la mise en production du gaz à condensât du Trias Argilo Gréseux Supérieur.

En Juin 2000 le puits RNSW19 implanté sur la structure Rhourde Nouss Sud-Ouest a mis en évidence du gaz dans les Quartzites de Hamra. Actuellement, on produit du gaz à condensat et de l'huile.

II.3. Stratigraphie de la région

La série sédimentaire de la région de Rhourde Nouss est représentée par des terrains Paléozoïques, Mésozoïques et Cénozoïques (**Figure.8**).

II.3.1. Paléozoïque

Le premier horizon Paléozoïque, sous la discordance hercynienne est le Silurien Argilo-Gréseux, le Dévonien et le Carbonifère sont érodés. On note par ailleurs, la présence de tous les termes Ordoviciens.

a. Cambrien

b. Ordovicien

Subdivisé de bas en haut par :

- **Les argiles d'El-Gassi (42m) :** C'est un niveau d'argile gris-sombre, silteuse.
- **Les grès d'El-Atchane (45 m) :** C'est une intercalation de niveaux de grès siliceux, et d'argile silteuse.
- **Les quartzites de Hamra (140 m) :** C'est un ensemble de quartzite, dure, fissurés et de grès quartzitique compacts,
- **Les grès de Ouargla (90 m) :** Ce terme est représenté essentiellement par des grès siliceux, renfermant quelques passées d'argile silteuse.
- **Les argiles d'Azzel (78 m) :** C'est un niveau d'argile gris-noir à noir, silteuse.
- **L'équivalent argiles micro-conglomératiques (36 m) :** Formée souvent d'un banc de calcaire à sa base, et surmonté ensuite par des argiles.
- **La Dalle de M'kratta (réservoir étudié) (5 à 45m) :** Constituée de grès très fins à micro-conglomératique quartzitiques à rares passés d'argile silteuse indurée, la Dalle de M'Kratta est présente sur l'ensemble de la structure. Son épaisseur varie de 15m (RA4) à 44m (RAE1). La porosité moyenne varie de 0,06 à (RA101) où le réservoir est totalement compact à 7,23 à (RAZ107). La perméabilité matricielle est inférieure à 0,1 md.

c. Silurien

Subdivisé de bas en haut par : Le Silurien Argileux et le Silurien Argilo- Gréseux.

II.3.2. Mésozoïque

Il est représenté par le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

a. Trias

Il repose en discordance sur le Silurien argilo-gréseux, on distingue de la base au sommet : **Trias Argilo-Gréseux Inférieur, Trias Carbonaté, Trias Argilo-Gréseux Supérieur.**

b. Jurassique

Subdivisé de bas en haut par : le Lias, le Dogger et le Malm.

c. Crétacé

c.1. Crétacé Inférieur : Subdivisé de bas en haut : Néocomien, Barrémien, Aptien et l'Albien.

c.2. Crétacé Supérieur : Cénomaniens, Turonien et le Sénonien qui est subdivisé de bas en haut par :

- Le Sénonien Salifère
- Le Sénonien Anhydritique
- Le Sénonien Carbonaté

II.3.3. Cénozoïque

Il n'est représenté que par le **mio-pliocène.**

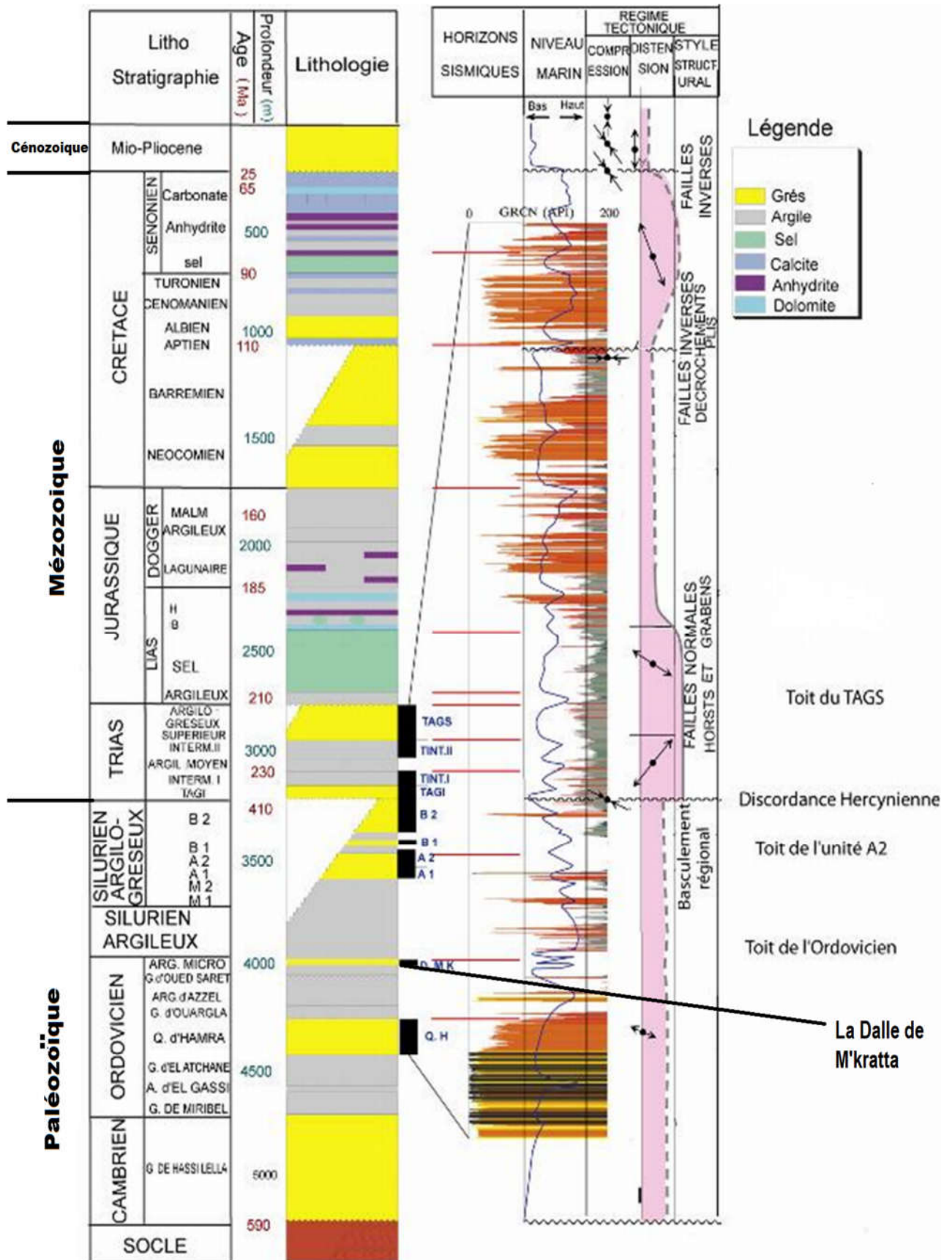


Figure.8 : Colonne stratigraphique type de la région de Rhourde Nouss (Beicip/SONATRACH, 2002. Modifié)

II.4. Cadre structural de la région

La région de Rhourde-Nouss est composée de quatre structures différentes à savoir **(Figure.9)** :

II.4.1. Rhourde-Nouss Central (RN) :

Cette structure est alignée Nord - Sud et s'étend sur environ de 16x8 km² avec une petite structure au nord-est de 4 x 2, 5 km. Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres dans lequel on a foré 64 puits.

II.4.2. Rhourde-Nouss Sud -Ouest (RNSO) :

Elle est de direction S-SW et N-NE sur une surface de 163,5 km. Le réservoir est à gaz avec un anneau d'huile d'une vingtaine de mètres, le nombre de puits forés dans le réservoir est de 17 puits.

II.4.3. Rhourde-Nouss Sud-Est (RNSE) :

Cette structure est alignée Nord-Sud sur une surface de 8,5 x 4 km². Le nombre de puits forés dans le réservoir est de 18 puits, dont 11 puits forés dans le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS), qui est producteur de gaz, avec un anneau d'huile d'une dizaine de mètres, et 7 puits forés dans le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), qui est producteur d'huile.

II.4.4. Rhourde Adra (RA) : (région d'étude)

La structure de Rhourde Adra qui est notre structure d'étude est définie par un anticlinal allongé sur une surface de 23 x 2.5 km² suivant un axe NE-SO, bordé sur son flanc Sud-Est par une faille inverse.

Elle a été forée entre 1963 et 1989 par 16 puits qui ont atteint notre réservoir d'étude qui est l'Ordovicien Terminal (Dalle de M'kratta).

La structure de Rhourde Adra a été mise en production en 1989 par l'ouverture des puits producteurs RA12 et RA13 puis RA8, RA2, RA16 et RA17 en 1990.

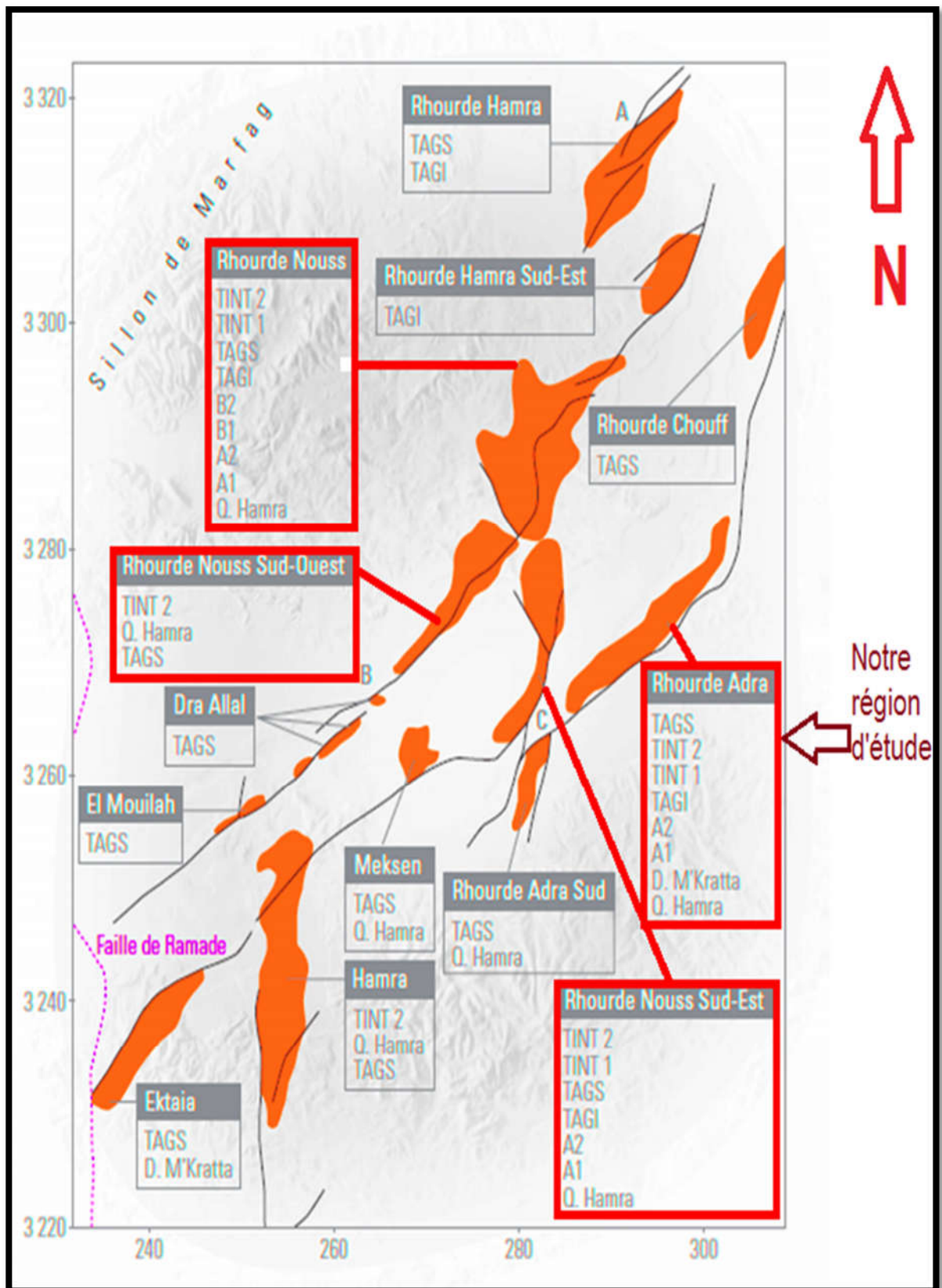


Figure.9 : Structures de la région de Rhourde Nouss (SONATRACH, 1991)

II.5. Aspect pétrolier

Notre réservoir est l'Ordovicien Terminal.

II.5.1. Roche Mère

La roche mère principale est Silurienne.

II.5.2. Roche Réservoir

Le réservoir principal dans notre région d'étude est l'Ordovicien Terminal défini par la Dalle de M'kratta. Le réservoir est constitué de grès très fins à micro-conglomératique quartzitiques à rares passés d'argile silteuse indurée.

II.5.3. Roche Couverture

La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi.

Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

II.5.4. Pièges

Les pièges sont structuraux et stratigraphiques (**Figure.5**).

II.6. Présentation de la Dalle de M'kratta

Les niveaux constituant l'unité réservoir sont des grès quartzitiques fins à moyens appartenant à la Dalle de M'kratta (**Tableau.1**). La Dalle de M'Kratta est présente sur l'ensemble de la structure de Rhourde-Adra. Son épaisseur varie de 15m (RA4) à 44m (RAE1).

Chrono-stratigraphie		Unités		Formations	Description
Ordovicien	Ashgillien	Unité IV	IV-3	Dalles de M'kartta	Grès quartzitique fin à moyen mal classés

Tableau.1 : Les différents niveaux constituant le réservoir Ordovicien Terminal (Dalle de M'kratta) dans la région de Rhourde-Adra

II.7. Application de l'analyse séquentielle dans la zone d'étude

Découpage séquentiel : Le découpage séquentiel a été effectué sur la base de l'analyse de variation verticale des caractères litho-sédimentologique, des faciès analysés sur les logs sédimentologique, de la réponse des diagraphies, notamment du GR (**Figure.10**).

- **Prisme de bas niveau marin (LST)** : qui comprend les cortèges de l'unité IV-1 inférieur, de l'Unité IV-2 inférieur et supérieur et toute l'unité IV-3. Ce prisme va initialiser la formation des vallées (érosion des canyons).
- **Stade final de la transgression et le début du prisme du haut niveau marin (HST)** : il caractérise par les cortèges de l'unité III-3 moyenne qui représente les dépôts de cône, ils correspondent au stade final de l'augmentation du niveau marin et le début du prisme de haut niveau.

Le résultat du découpage séquentiel montre la présence de la base au sommet deux (02) séquences sédimentaires relativement complètes décrites comme suit :

- Une séquence régressive de début du prisme de haut niveau marin (HST) composée par les dépôts d'empilement secondaire du complexe de chenaux, chenal distributeur majeur et flux de débris.
- Séquence transgressive (événement basal très court) à régressive majeure dominante par la progradation des sédiments marins peu profonds (littoral inférieur, littoral moyen à supérieur foreshore au backshore), elle est surmontée par une surface de transgression (ST) caractérisée par les grès transgressifs, cette séquence est surmontée par une surface de base (SB) au-dessous des argiles marine du silurien.

L'unité IV-3 est contenue dans la deuxième séquence, elle est résultat d'une faible régression, et ses dépôts sont des dépôts deltaïques.

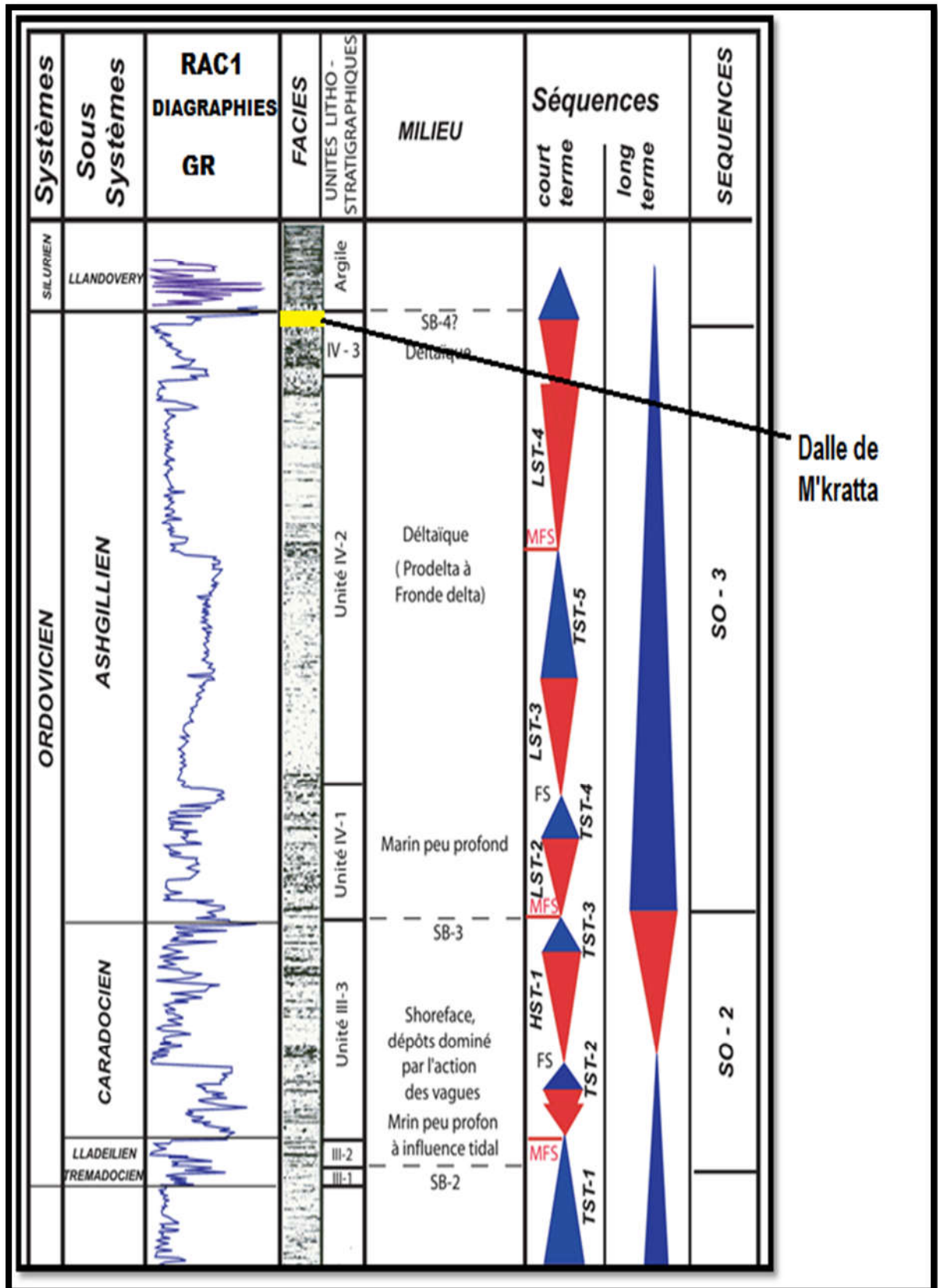


Figure.10 : Découpage séquentiel du réservoir Ordovicien du puits RAC1, (BEICIP, 2001 modifié)



CHAPITRE II

Caractérisation pétrophysique du
réservoir



I-Introduction

Toute caractérisation d'un réservoir nécessite une étude de la variation des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation...) et de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile...) dans le but de mieux comprendre le comportement du réservoir, pour la détermination de la production optimale des puits, la détermination des quantités de fluide et leur circulation à travers les pores, le développement d'un champ pétrolier et la sélection des puits dans les zones à intérêt pétrolier.

II-Méthodologie

Afin de caractériser la structure de réservoir Ordovicien Terminal (Dalle de M'kratta), nous avons utilisé les logiciels « Petrel et Surfer » après avoir introduits les données des tableaux des puits se trouvant dans notre région d'étude pour établir les cartes en iso-valeurs.

Pour cela sept (07) puits ont été utilisés pour le calcul de la valeur de la porosité moyenne et la perméabilité moyenne (**Tableau.2**).

Puits	Perméabilité moyenne (md)	Porosité moyenne (%)
RA101	0,000117539	0,062927949
RA103	0,005286407	7,125
RA104	0,001827142	3,2
RA105	0,000177557	1,93
RA106	0,000966145	3,87
RAS101	8,46E-07	3,82
RAZ107	0,242182589	7,23

Tableau.2. Tableau montrant les moyennes de la porosité et de la perméabilité des puits utilisés dans notre région d'étude.

La valeur moyenne de la porosité est calculée en utilisant une moyenne arithmétique. Tandis que la valeur moyenne de la perméabilité est calculée en utilisant une moyenne géométrique.

Chapitre II : Caractérisation pétrophysique du réservoir

Les valeurs de l'épaisseur totale et l'épaisseur utile sont déterminées à partir des logs des diagraphies sur lesquels sont montrés le toit et le mur de la Dalle de M'Kratta (**Tableau.3**).

Puits	Epaisseur totale (m)	Epaisseur utile (m)
RA102	20	8
RA103	17.5	10
RA106	19.5	5
RA104	17	10
RA105	8	4
RAZ107	8	5
RA101	8	4
RAS101	14	12

Tableau.3. Tableau montrant les épaisseurs totales et utiles dans notre région d'étude.

Les coordonnées (X, Y) et les profondeurs des puits utilisés dans notre région d'étude sont regroupées dans le **Tableau.4**.

Puits	N de puits	X	Y	Profondeur (m)
RA1	1	293500,004178	3271799,997887	3255
RAS1	2	281659,004079	3260797,000258	3503
RAC1	3	283244,995104	3263565,997112	3530
RA3	4	300914,503828	3277458,249534	3435
RA4	5	286226,033372	3266869,751816	3541
RA101	6	291115,160000	3269515,080000	3389
RA102	7	303027,810000	3280118,200000	3453
RA104	8	297290,030000	3273550,150000	3328
RA103	9	302200,040000	3278099,970000	3364
RA105	10	295610,170000	3271935,700000	3309
RA106	11	298749,880000	3275900,060000	3440,5
RAZ107	12	294109,002000	3270936,006000	3247
RAE1	13	309719,800000	3268084,000000	3754
RAS101	14	282200,070000	3261799,870000	3505
RAZ106	15	298749,880000	3275900,060000	3421

Tableau.4. Tableau montrant les coordonnées (X, Y) et les profondeurs des puits dans notre région d'étude.

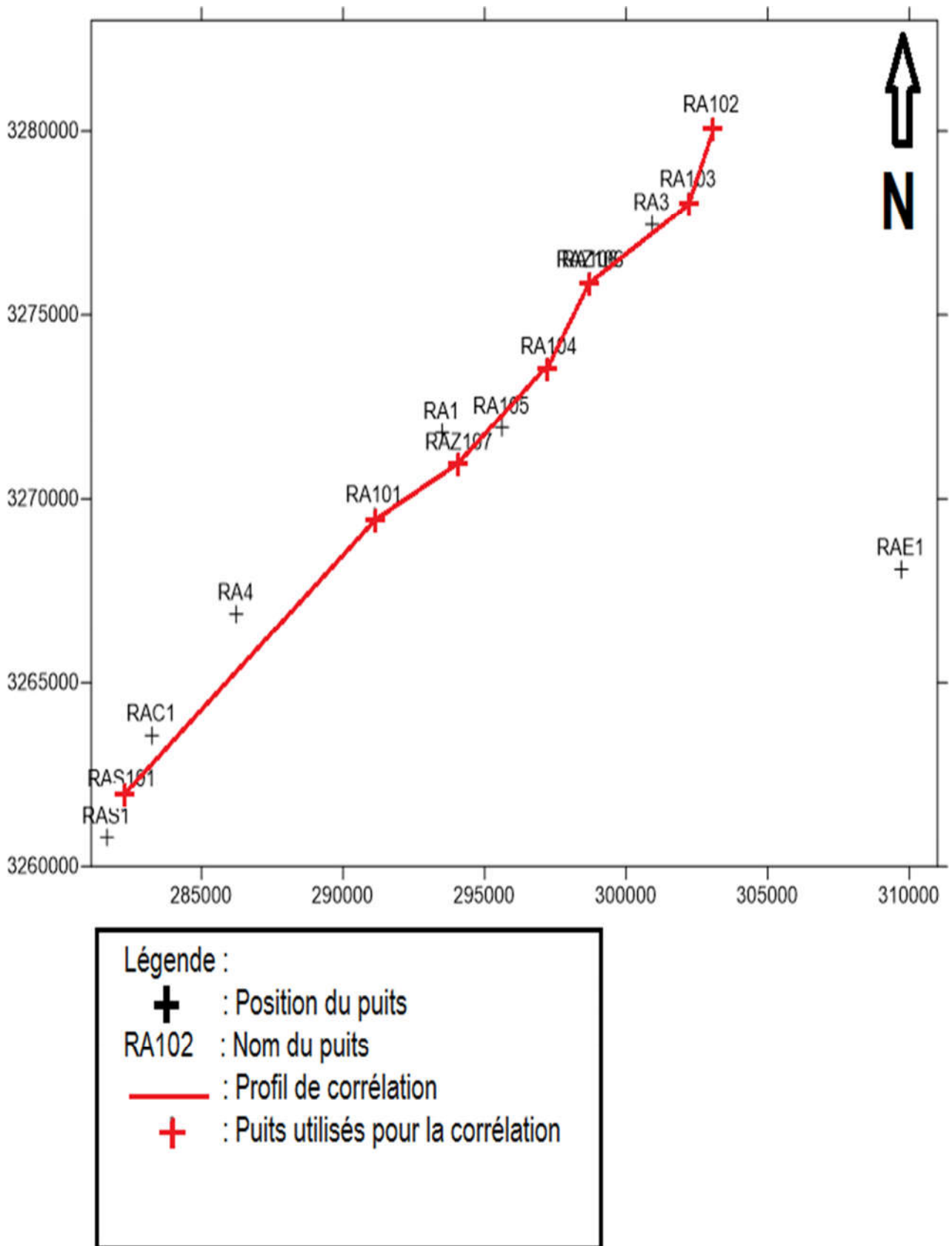


Figure.11 : Carte de positionnement des puits utilisés dans notre étude.

III. Corrélation entre les différents niveaux constituant le réservoir à travers les puits de la région de Rhourde-Adra

Le profil de corrélation de direction NE-SO passant par les puits RA102, RA103, RA106, RA104, RAZ107, RA101 et RAS101 (**Figure.11**) a été établi à travers toute la structure de Rhourde-Adra dans le but de définir les limites inférieures et supérieures de l'Ordovicien Terminal (Dalle de M'kratta) et suivre les variations latérales des épaisseurs et de faciès entre les différents puits de la zone d'étude.

Le profil de corrélation montre une structure en Horst et Graben (**Figure.12**).

Pour mieux comprendre notre variation d'épaisseur de la Dalle de M'Kratta on prend (07) sept puits, commençant par le puits **RA102** situé au Nord-Est de notre région. Au niveau de ce puits l'épaisseur est remarquable (**20 m**), en allant vers le Sud-Ouest l'épaisseur diminue progressivement au niveau de puits **RA103 (17 m)** jusqu'à une valeur minimale au niveau de puits **RA106 (5 m)**, après on marque une augmentation au niveau de puits **RA104 (16 m)**, à la suite au niveau de puits **RAZ107** l'épaisseur est de **5 m** et enfin l'épaisseur augmente progressivement jusqu'à **12 m** au niveau de puits **RAS101**.

Généralement l'épaisseur diminue progressivement de Nord-Est vers Sud-Ouest.

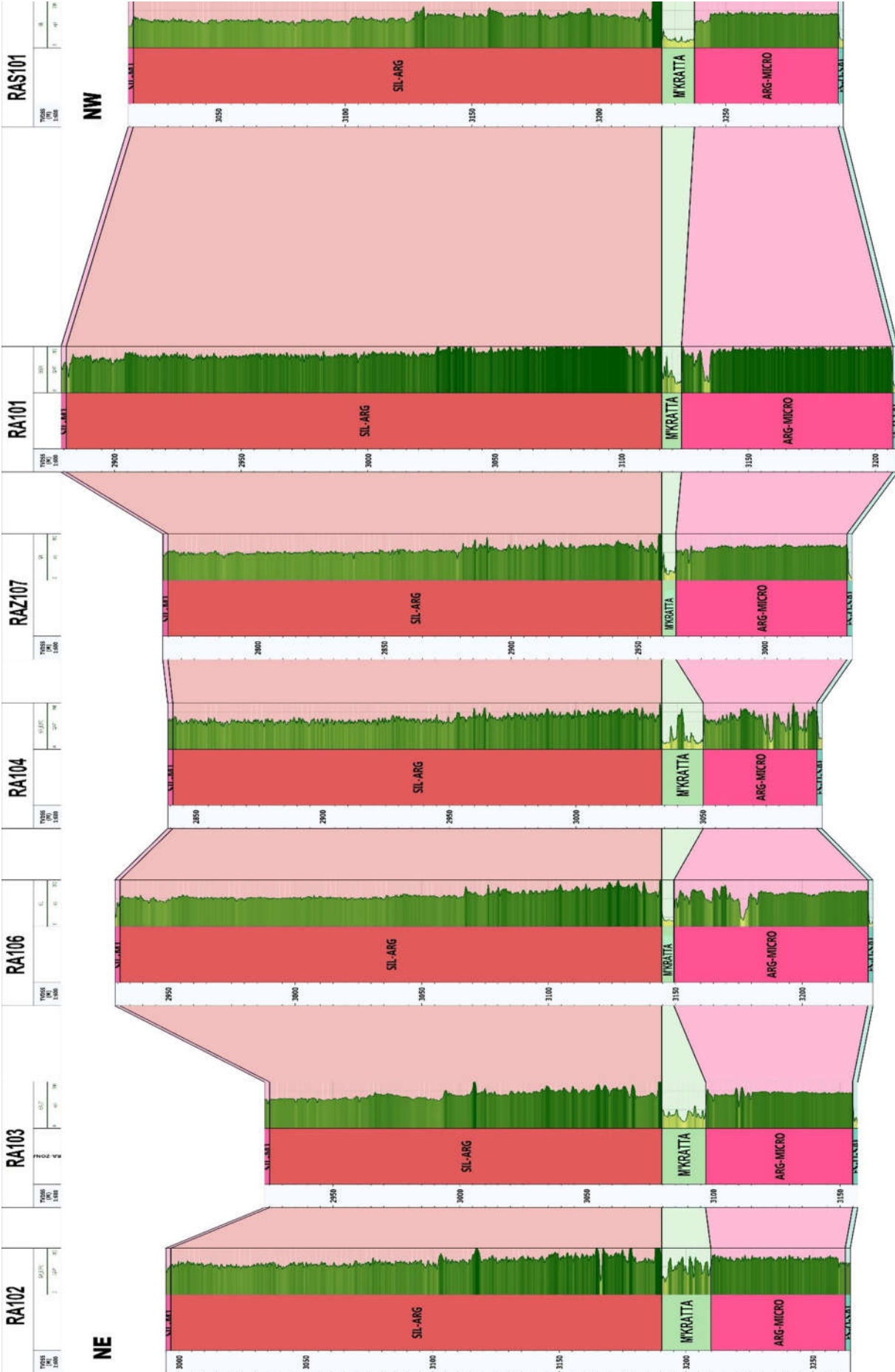


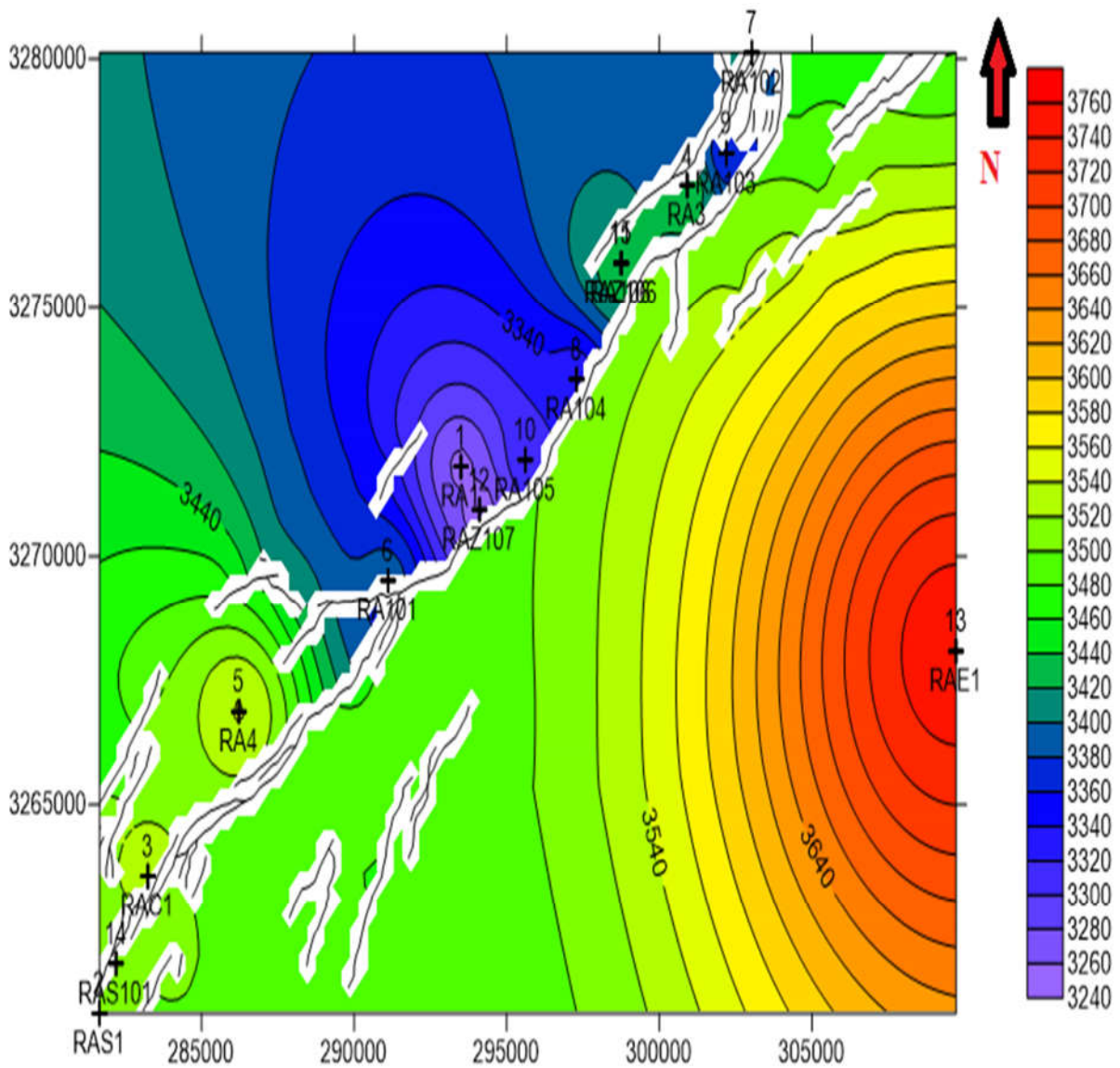
Figure.12 : Corrélation diagraphique NE-SW passant par les puits : RA102, RA103, RA106, RA104, RAZ107, RA101 et RAS101.

IV. Interprétation des différentes cartes en iso-valeurs

Afin de caractériser le réservoir Ordovicien Terminal (Dalle de M'Kratta), l'analyse des cartes des paramètres pétrophysiques et géologiques (porosité, perméabilité, épaisseur totale, épaisseur utile...) Est nécessaire pour mieux comprendre les caractéristiques de la roche ainsi que le fluide contenu.

IV.1. La carte en isobathes au toit de l'Ordovicien Terminal (Dalle de M'Kratta)

La carte en isobathe au toit de l'Ordovicien Terminal (Dalle de M'kratta) montre que la profondeur de la structure diminue en allant du puits **RAE1 (3754 m)** situé au sud-est vers la faille majeur orientée NE-SO où la profondeur minimal est observée au niveau de puits **RAZ107 (3247 m)** On remarque la présence d'un anticlinal contre faille traversé par la faille majeur d'orientation N-S traversé au sommet par les puits **RAZ107** et **RA1** et la présence d'un synclinal d'orientation N-S traversé par le puits **RAE1**. Cette variation des profondeurs est due à la structure en Horst et Graben de la région.



Légende :

— : Isoligne

RA104 : Nom du puits

Equidistance : 20 m

3255 : Profondeur en (m)

Figure.13 : Cartes en Isobathes au toit du réservoir Ordovicien Terminal (Dalle de M'Kratta)

IV.2. La carte en isopaques

L'épaisseur augmente du centre de la carte vers les périphéries, tel que le puits **RAE1** correspond au plus grande épaisseur **44m** tandis que les puits qui correspondent à la plus faible épaisseur sont **RAZ107**, **RA105** et **RA101** avec une épaisseur de **8m**, cependant l'épaisseur est nul au puits **RAS1**. La variation des épaisseurs est due à la structure en Horst et Graben de la région.

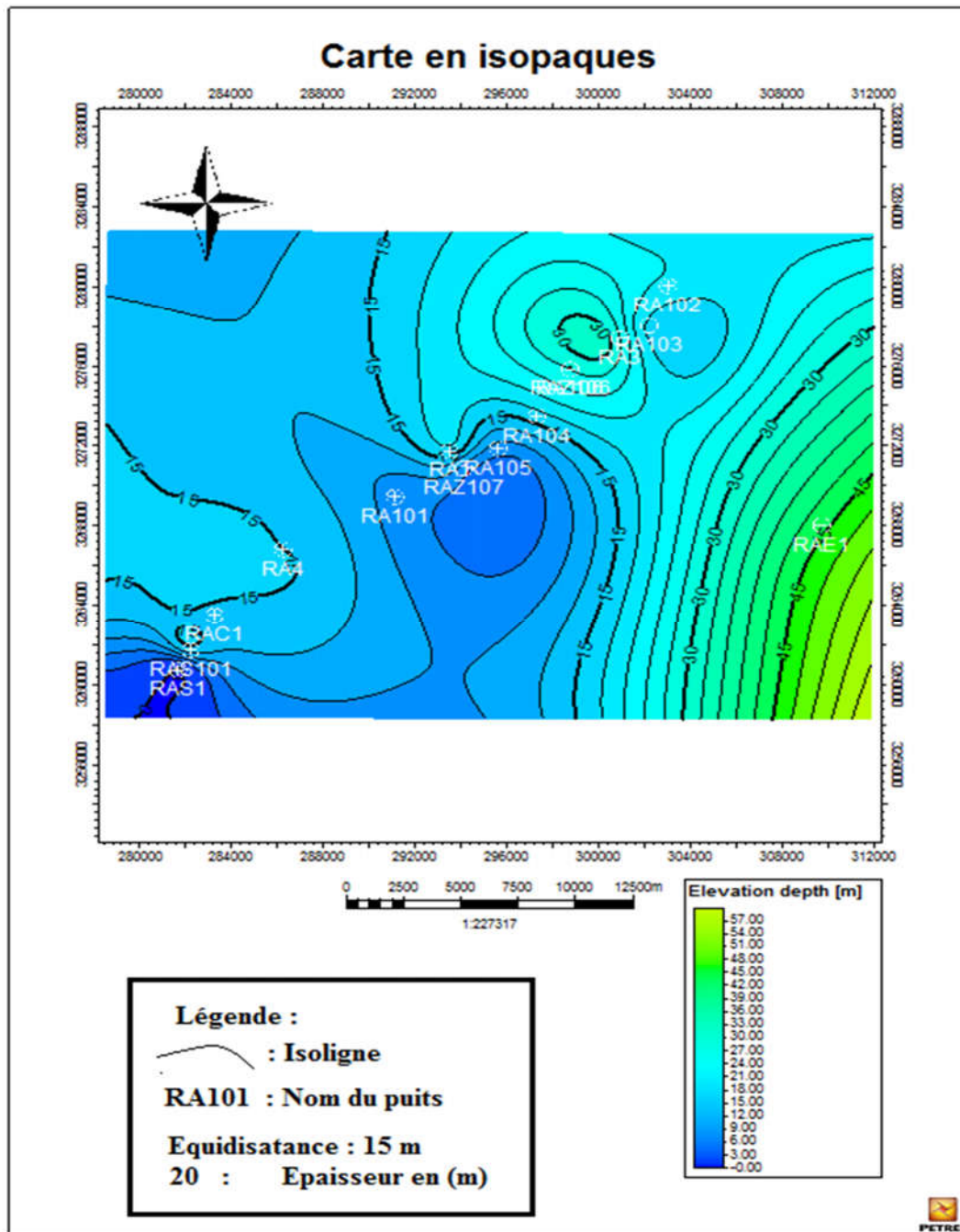


Figure.14 : Carte en Isopaques du réservoir Ordovicien Terminal

IV.3. La carte en iso-épaisseur utile

La carte en iso-épaisseur utile nous montre une zone qui se trouve au centre avec une épaisseur minimale de **(4 m)**, cette épaisseur utile est conditionnée par la structure de la région, l'épaisseur utile augmente en allant du centre vers le N-E et vers le S-O où elle atteint une valeur maximale **(12 m)** au niveau de puits **RAS101**. Cette variation des épaisseurs est due à la structure en Horst et Graben de la région.

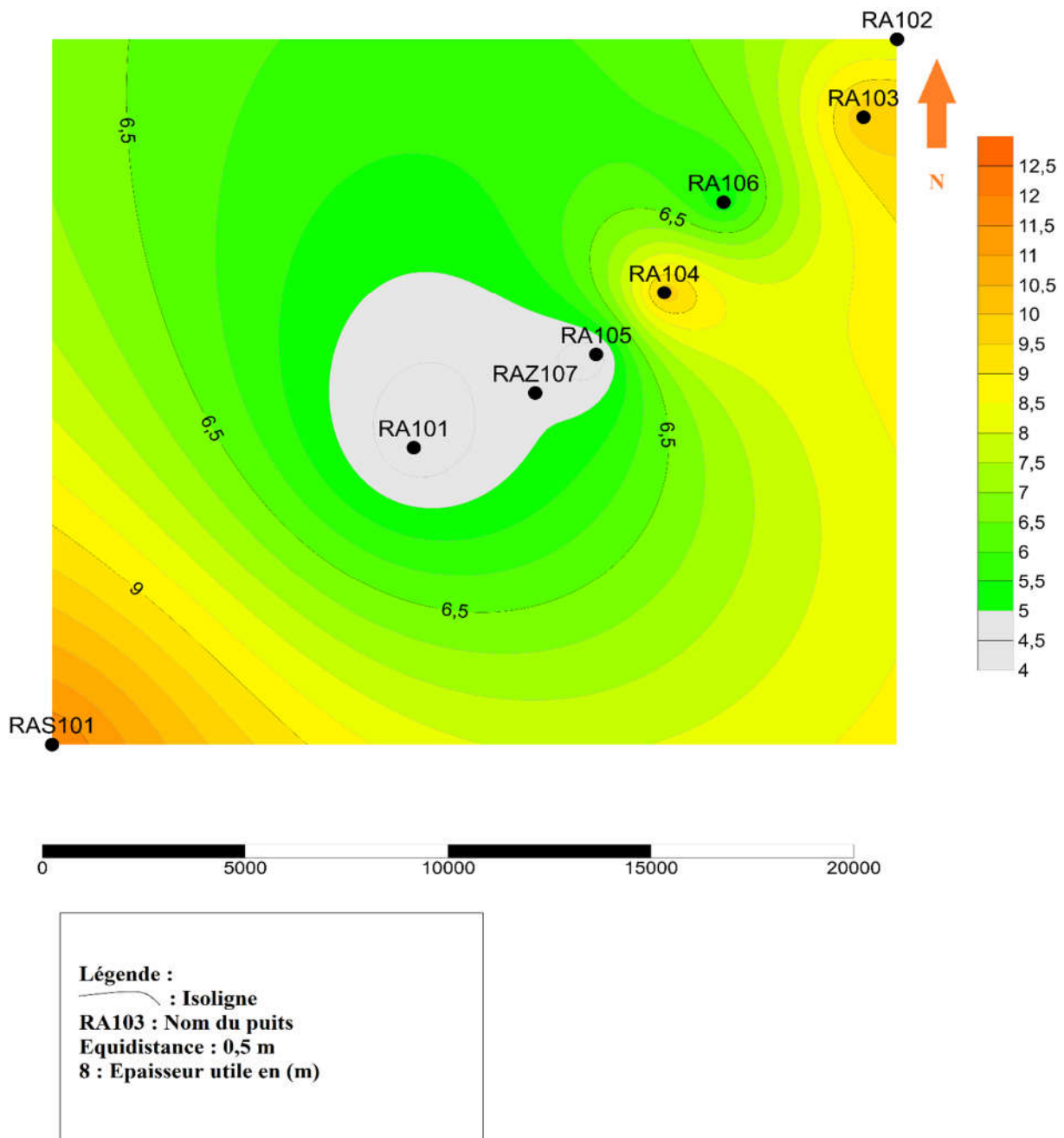


Figure.15 : Carte en Iso-Epaisseur utile du réservoir Ordovicien Terminal

IV.4. Carte en iso-porosité

La carte montre la présence de trois structures de direction NO-SE dans lesquelles la porosité augmente du centre vers les périphéries, la valeur maximale de la porosité correspond au puits **RAZ107 (7,23%)** et la valeur minimale se trouve au niveau de puits **RA101 (0,062%)**.

Les faibles valeurs de la porosité sont probablement dues aux différents évènements diagénétiques qui ont affecté notre réservoir.

Les valeurs élevées de la porosité résultent probablement des failles affectant notre région d'étude.

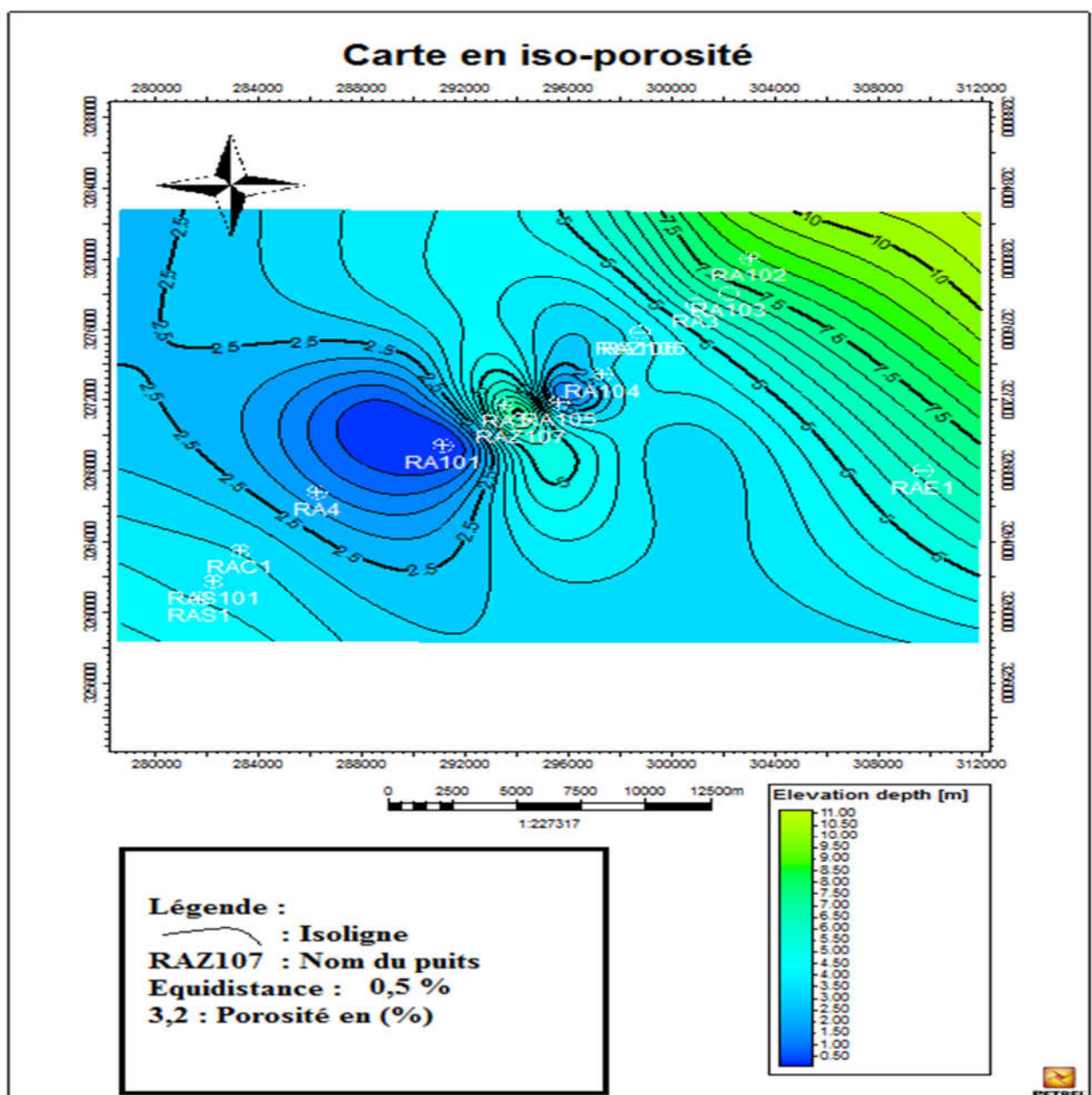


Figure.16 : Carte en Iso-porosité du réservoir Ordovicien Terminal

IV.5. La carte en iso-perméabilité

La perméabilité diminue du centre vers les périphéries de la carte, du **0,24 md** au niveau de puits **RAZ107** jusqu'à la plus faible valeur **8,46 E-07 md** au puits **RAS101**.

Les faibles valeurs de la perméabilité sont probablement dues aux différents événements diagénétiques qui ont affecté notre réservoir.

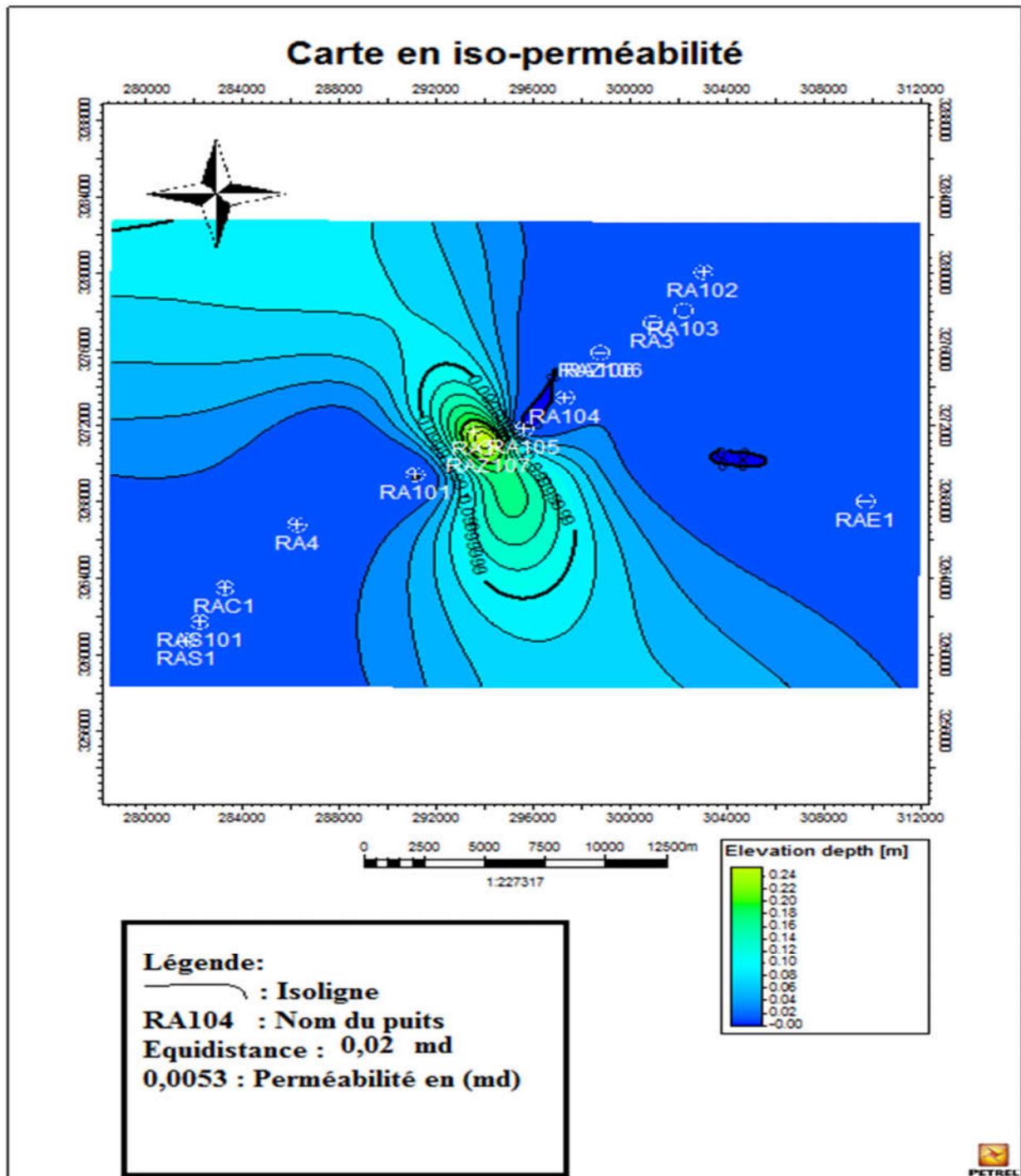


Figure.17 : Carte en Iso-Perméabilité du réservoir Ordovicien Terminal

V. Conclusion

L'analyse des cartes en iso- valeur révèle que :

- La carte en isobathes montre la présence d'un anticlinal bordé par une faille majeure d'orientation NE-SO. Le sommet de cet anticlinal est traversé par le puits **RAZ107**.
- La carte en isopaques montre la continuité que la Dalle de M'kratta dans toute la région d'étude avec une épaisseur variable, elle est épaisse dans la partie Nord à proximité de la faille majeure.
- La carte en iso-porosité montre des valeurs relativement faibles, en ce qui concerne la perméabilité les valeurs sont faibles indiquant un réservoir compacte.



CHAPITRE III

Analyse statistique des paramètres pétrophysiques



I. Introduction

Le but de ce travail consiste à l'analyse quantitative et qualitative des mesures pétro physiques de (7) sept puits qui ont traversé la Dalle de M'Kratta (Ordovicien Terminal) au niveau de Rhourd-Adra.

II. Rappel théorique

L'objectif d'une étude pétrophysiques est de mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétrophysiques (porosité, perméabilité) et de certains paramètres géologiques, en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés.

II.1. La porosité

La porosité est l'ensemble des volumes de petite taille pouvant être occupés par des fluides (gaz, eau, pétrole) à l'intérieur d'une roche. La porosité est définie comme étant le rapport du volume des vides (V_v) sur le volume total de l'échantillon de roche (V_t). Elle est exprimée en pourcentage (%) et calculée par la formule suivante :

$$\Phi = \frac{\text{Volume des vides}}{\text{Volume totale de l'échantillon}}$$

La porosité peut être primaire : Porosité des pores présents dans le sédiment à l'heure de la déposition, ou formé pendant la sédimentation. Ou secondaire : Une telle porosité résulte de la dissolution, recristallisation, ou de la fracturation.

➤ **Echelle quantitative de la porosité :**

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

II.2. La perméabilité

La perméabilité est l'aptitude d'une roche ou d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (liquide ou gaz), elle est exprimée en darcy ou bien milli darcy (md).

En ce qui concerne les terrains, on distingue généralement :

La perméabilité en petite qui est celle des terrains ne présentant comme vides que des pores en petites tailles, c'est particulièrement le cas des sables et des grès. (Perméabilité matricielle)

La perméabilité en grand qui est celle des terrains fissurés ou diaclases ou même creusés des cavités. (Perméabilité secondaire)

La loi de Darcy :

$$\frac{Q}{S} = (K \cdot P) / (L \cdot \mu)$$

La loi de darcy exprime l'écoulement d'un liquide par unité de surface ce dernier est proportionnelle à la différence de pression entre les deux extrémités où :

Q : débit en [cm³/s] ; S : section en [cm²] ; L : longueur en [cm] ;

P : différent de pression en [dyn / cm²] ; μ : viscosité en [cPo] ;

K : coefficient de perméabilité.

➤ **Echelle quantitative de la perméabilité :**

K < 1 mD	Très Faible.
De 1 à 10 mD	Faible.
De 10 à 50 mD	Médiocre.
De 50 à 200 mD	Moyenne.
De 200 à 500 mD	Bonne.
> 500 mD	Excellente.

III. Analyse statistique de la porosité et de la perméabilité

III.1. Puits RA101

-L'histogramme de distribution des classes de la porosité, présente une distribution bimodale : le premier mode correspond à la classe [0-5[avec une fréquence de **0,62** et le deuxième correspond à la classe [25-30[avec une fréquence de **0,04**.

La présence de deux modes reflète la présence de deux types de porosité : porosité primaire et porosité secondaire (liée à la fracturation).

- L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité, présente une distribution bimodale : le premier mode correspond à la classe [0-20[avec une fréquence de **0,928** et le deuxième correspond à la classe [60-80[avec une fréquence de **0,047**.

La distribution bimodale des classes de perméabilité s'explique par l'existence de deux types de perméabilité : perméabilité primaire (matricielle) et perméabilité secondaire (liée à la fracturation)

- La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité présente un coefficient de corrélation $R^2=0,4175$. Ce qui montre une faible corrélation entre la perméabilité et la porosité, cette corrélation reflète l'hétérogénéité au niveau du puits **RA101**.

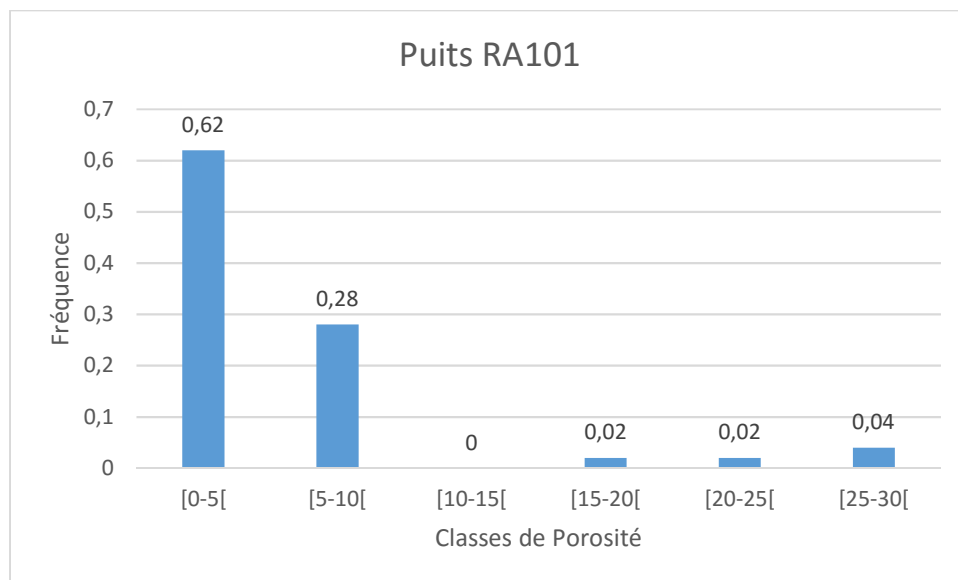


Figure.18 : Histogramme de la porosité pour le puits (RA101)

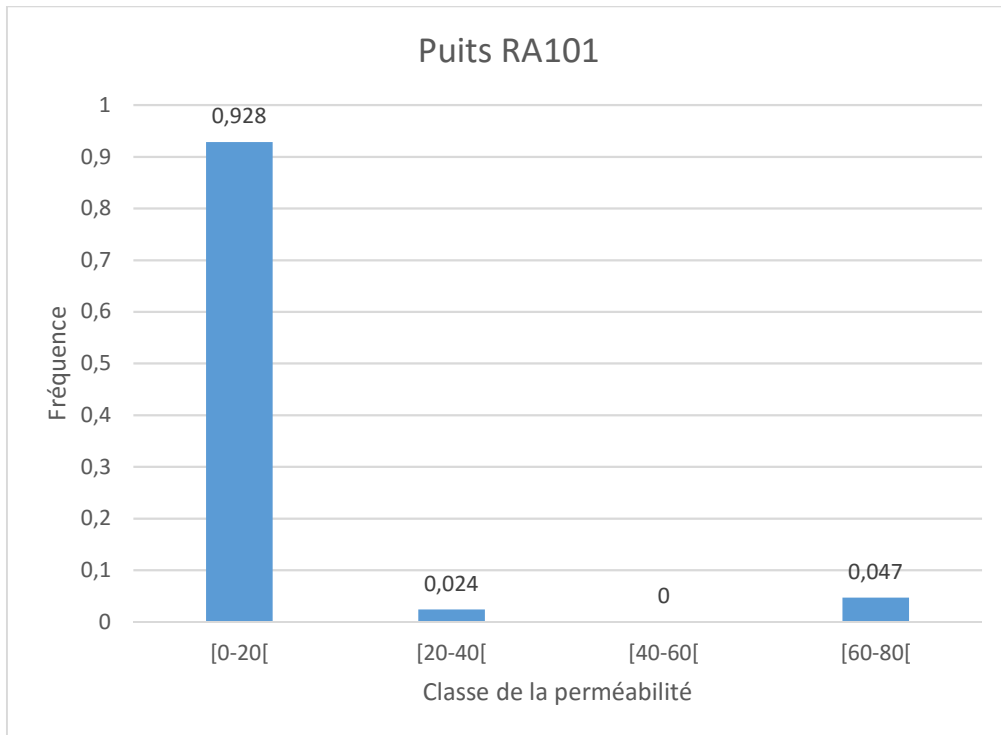


Figure.19 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RA101)

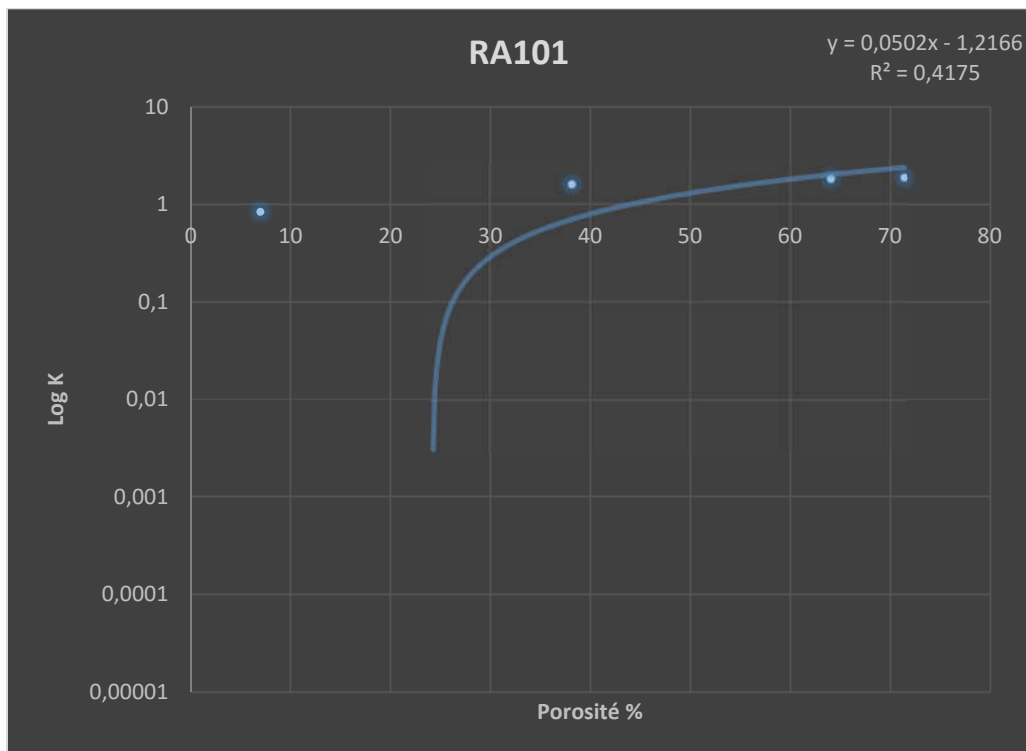


Figure.20 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RA101)

III.2. Puits RA103

-L'histogramme de distribution des classes de la porosité, présente une distribution polymodale : le premier mode correspond à la classe [6-12[avec une fréquence de **0,5**, le deuxième correspond à la classe [24-30[avec une fréquence de **0,018** et le dernier correspond à la classe [40-46[avec une fréquence de **0,009**.

La distribution polymodale des classes de porosité s'explique par l'existence de plusieurs types de porosité : porosité primaire (matricielle) et porosité secondaire (liée à la fissuration ou à la dissolution).

- L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité, présente une distribution bimodale : le premier mode correspond à la classe [0-40[avec une fréquence de **0,964** et le deuxième correspond à la classe [280-320[avec une fréquence de **0,009**.

La distribution bimodale des classes de perméabilité s'explique par l'existence de deux types de perméabilité : perméabilité primaire (matricielle) et perméabilité secondaire.

- La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité présente un coefficient de corrélation $R^2=0,4637$. Ce qui montre une mauvaise corrélation entre la perméabilité et la porosité, ce qui montre une hétérogénéité dans le puits **RA103**.

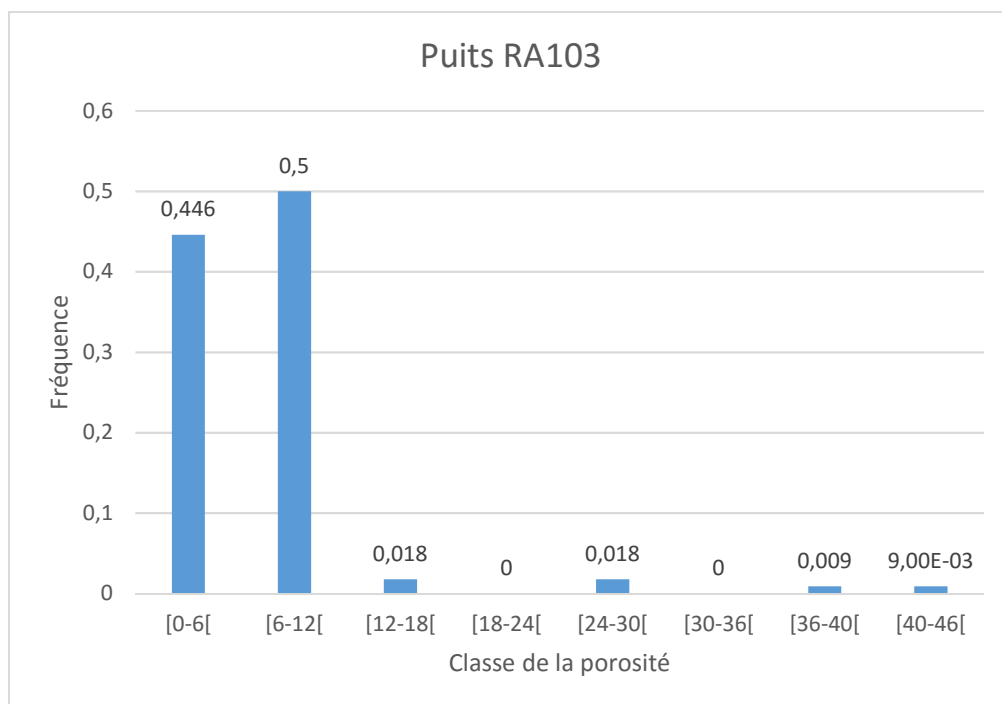


Figure.21 : Histogramme de la porosité pour le puits (RA103)

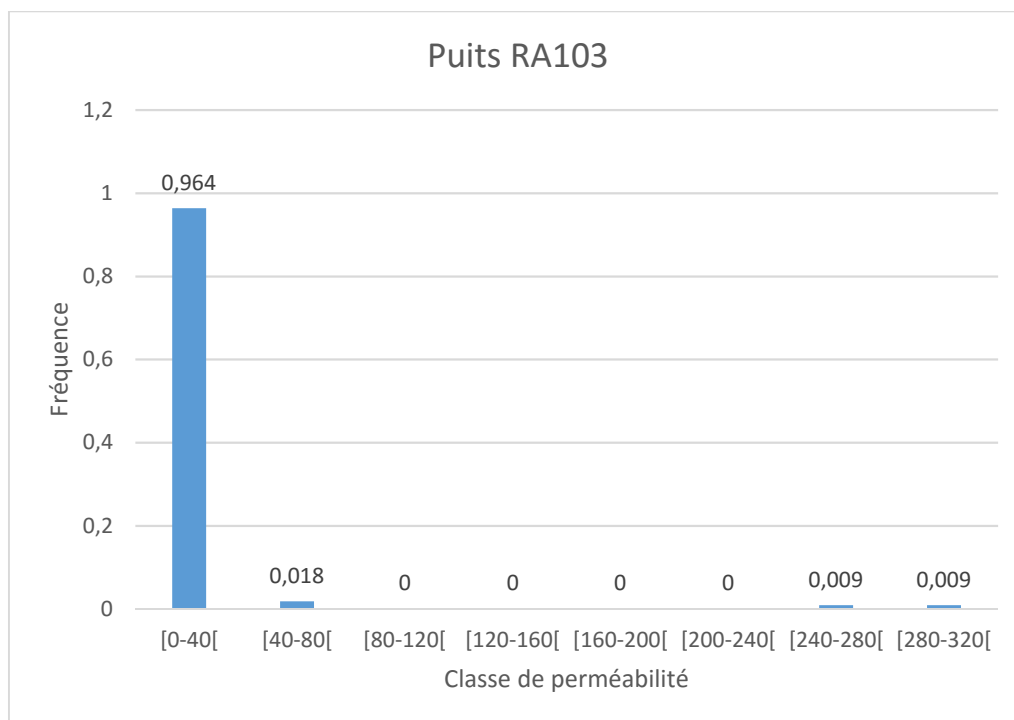


Figure.22 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RA103)

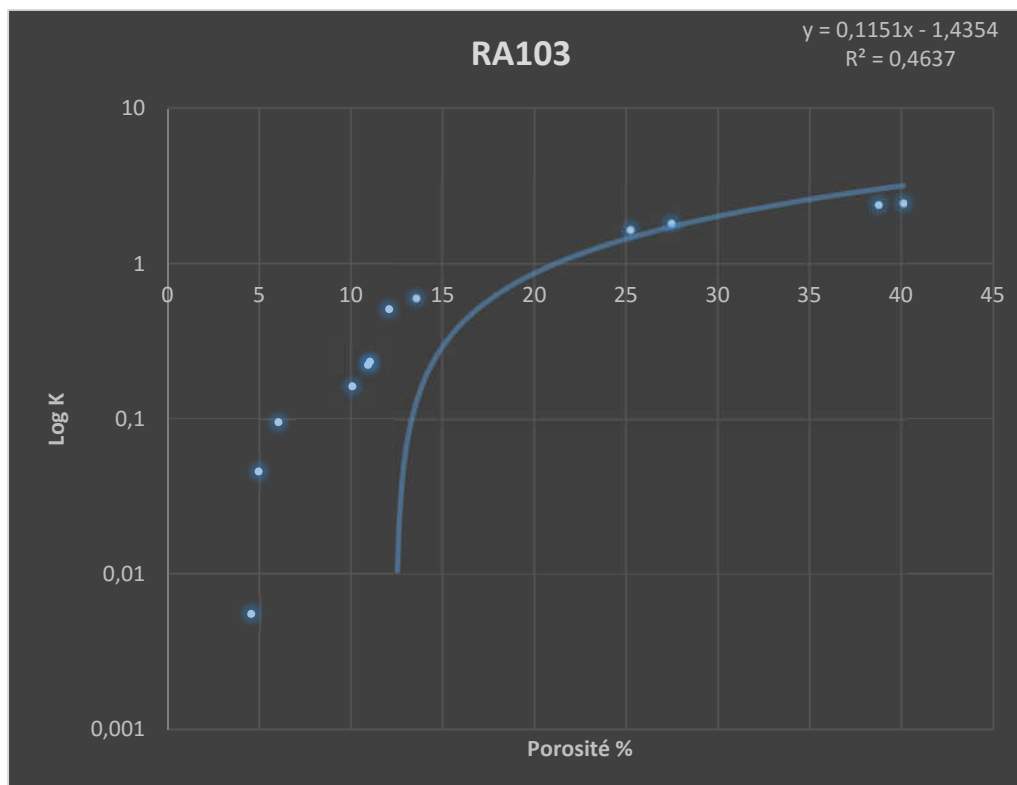


Figure.23 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RA103)

III.3. Puits RA104

- L'histogramme de distribution des classes de la porosité, présente une distribution bimodale : le premier mode correspond à la classe [2-3[avec une fréquence de **0,187** et le deuxième correspond à la classe [5-6[avec une fréquence de **0,21**.

La distribution bimodale des classes de porosité s'explique par l'existence de deux types de porosité : porosité primaire et porosité secondaire (liée à la fracturation).

- L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité, présente une distribution bimodale : le premier mode correspond à la classe [0-0,05[avec une fréquence de **0,615** et le deuxième correspond à la classe [0,25-0,30[avec une fréquence de **0,044**.

La présence de deux classes modales de perméabilité s'explique par l'existence de deux types de perméabilité : perméabilité primaire (matricielle) et perméabilité secondaire.

- La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité présente un coefficient de corrélation $R^2=0,386$. Ce qui montre une mauvaise corrélation entre la perméabilité et la porosité, ce qui montre une hétérogénéité dans le puits **RA104**.

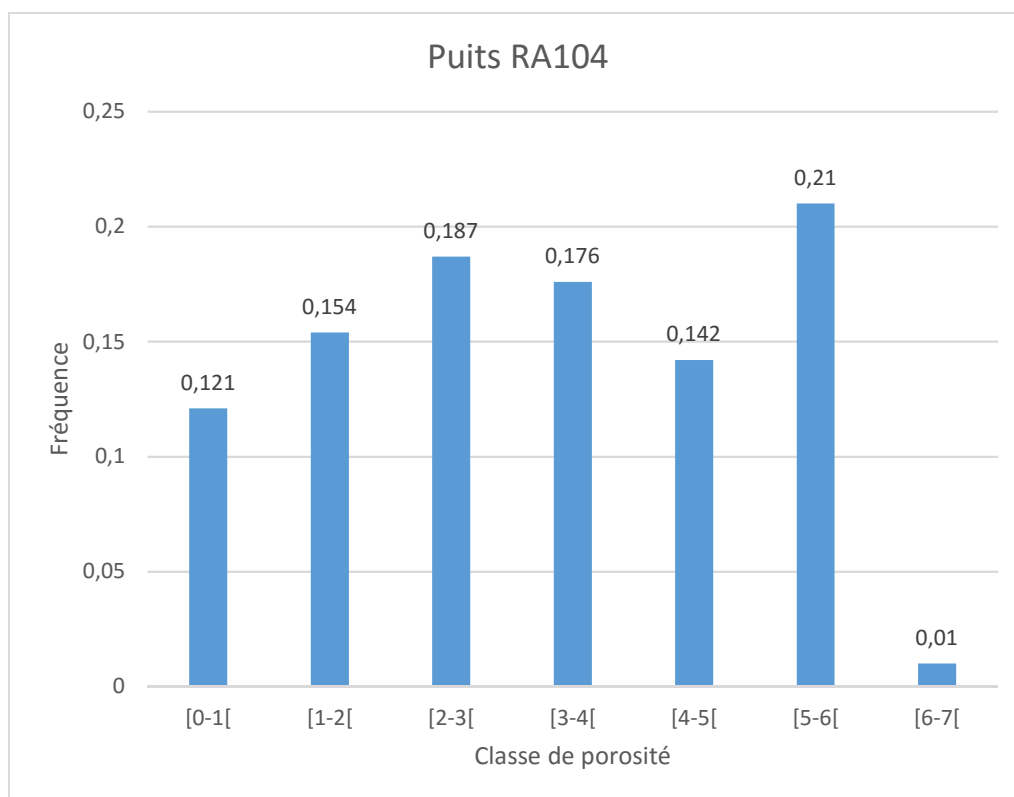


Figure.24 : Histogramme de la porosité pour le puits (RA104)

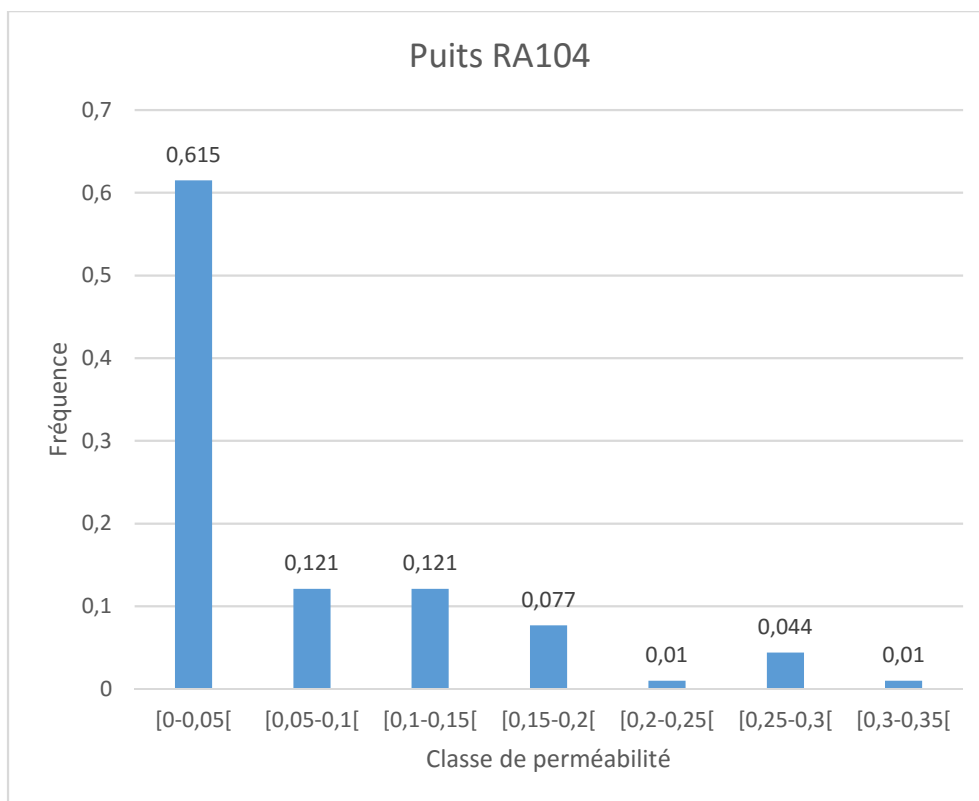


Figure.25 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RA104)

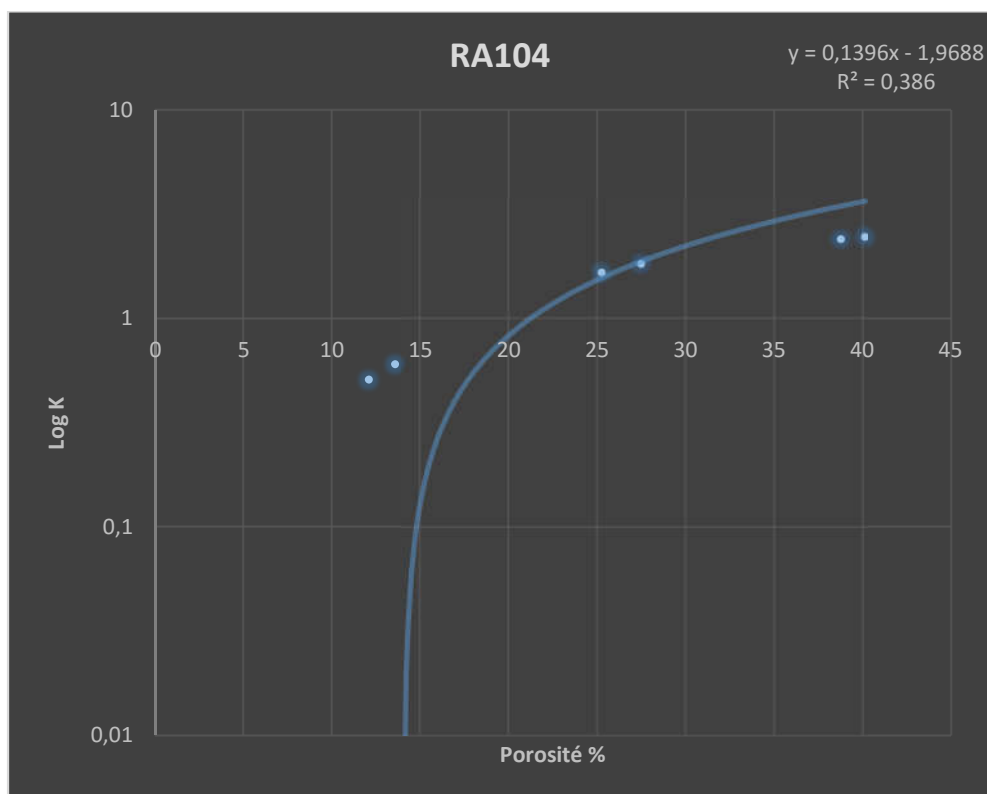


Figure.26 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RA104)

III.4. Puits RA105

-L'histogramme de distribution des classes de la porosité, présente une distribution polymodale : le premier mode correspond à la classe **[0-0,80[**avec une fréquence de **0,273**, le deuxième correspond à la classe **[1,6-2,4[**avec une fréquence de **0,242** et le dernier correspond à la classe **[3,2-4[**avec une fréquence de **0,152**.

La distribution polymodale des classes de porosité reflète l'existence de plusieurs types de porosité : porosité primaire et porosité secondaire (liée à la fracturation et à la dissolution).

- L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité, présente une distribution polymodale : le premier mode correspond à la classe **[0-0,2[**avec une fréquence de **0,94**, le deuxième correspond à la classe **[0,6-0,8[**avec une fréquence de **0,03** et le dernier correspond à la classe **[1-1,2[**avec une fréquence de **0,03**.

La distribution polymodale des classes de perméabilité s'explique par l'existence de plusieurs types de perméabilité : perméabilité primaire (matricielle) et perméabilité secondaire (liée à la fracturation et à la dissolution).

- La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité présente un coefficient de corrélation **$R^2=0,4788$** . Ce qui montre une mauvaise corrélation entre la perméabilité et la porosité, ce qui montre une hétérogénéité dans le puits **RA105**.

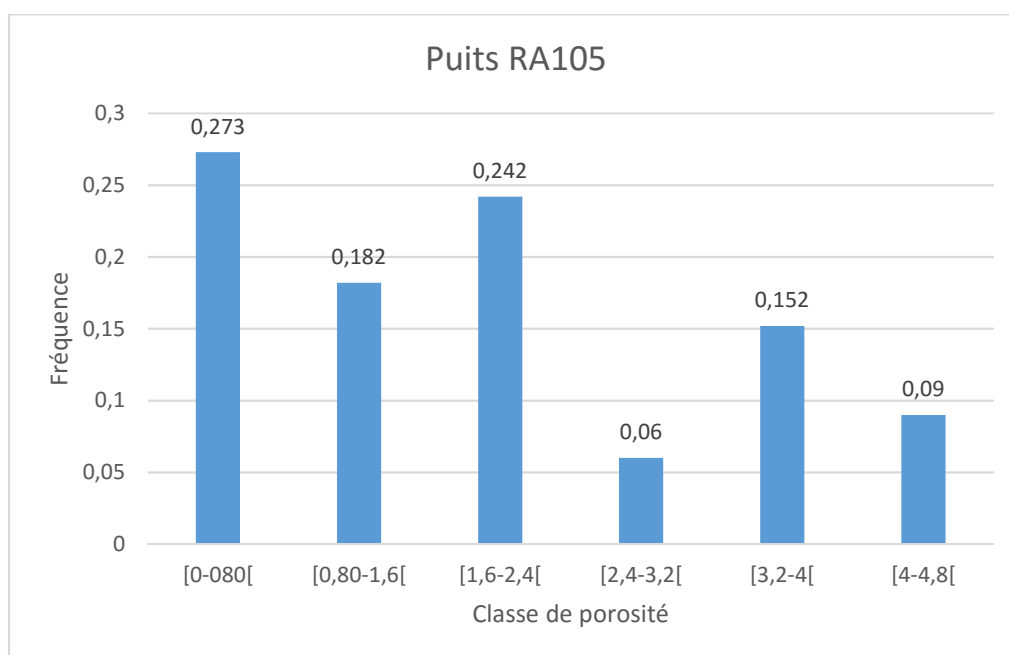


Figure.27 : Histogramme de la porosité pour le puits (RA105)

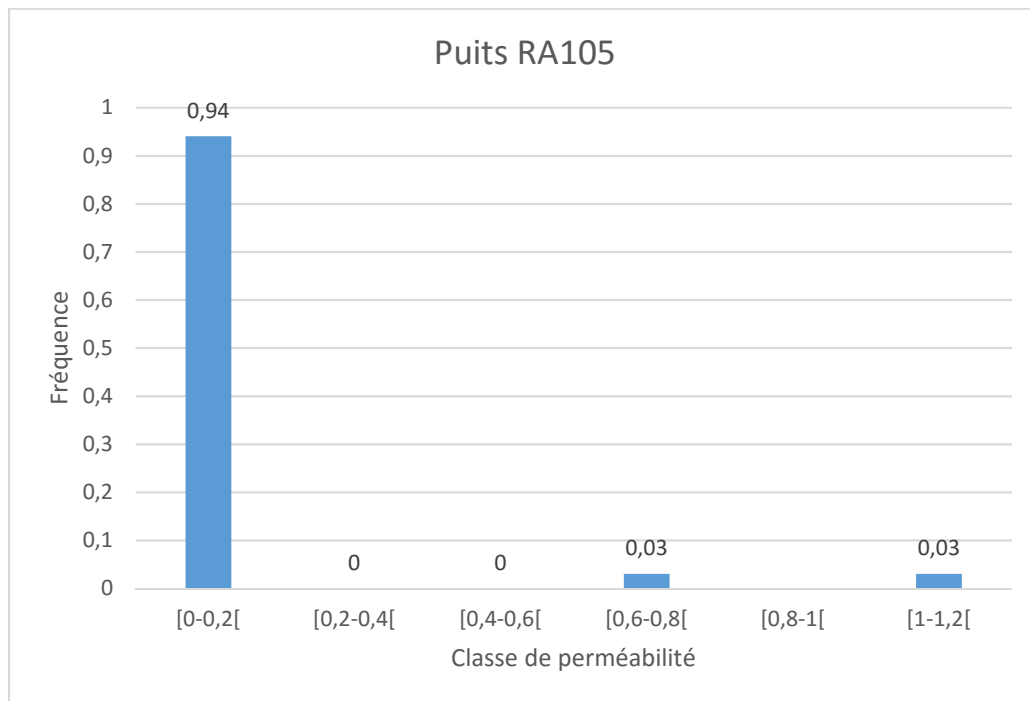


Figure.28 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RA105)

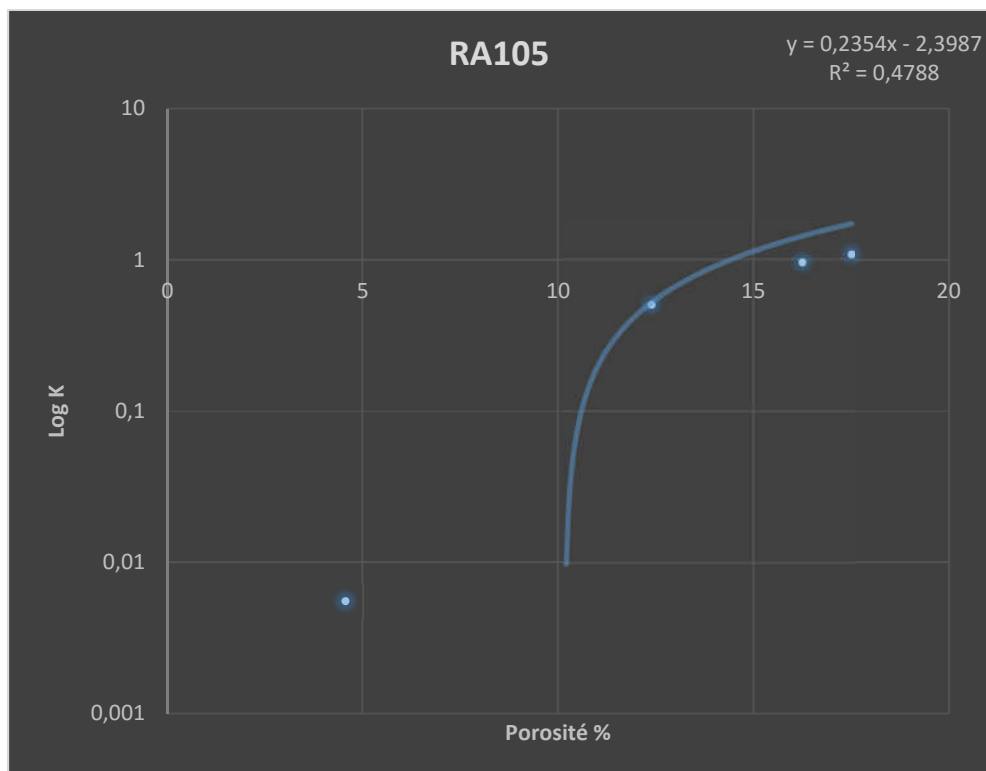


Figure.29 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RA105)

III.5. Puits RA106

- L'histogramme de distribution des classes de la porosité, présente une distribution bimodale : le premier mode correspond à la classe [0-3[avec une fréquence de **0,576** et le deuxième correspond à la classe [15-18[avec une fréquence de **0,06**.

La distribution bimodale des classes de porosité s'explique par l'existence de deux types de porosité : porosité primaire et porosité secondaire.

- L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité, présente une distribution bimodale : le premier mode correspond à la classe [0-2,1[avec une fréquence de **0,909** et le deuxième correspond à la classe [10,5-12,6[avec une fréquence de **0,03**.

La distribution bimodale des classes de perméabilité s'explique par l'existence de deux types de perméabilité : perméabilité primaire (matricielle) et perméabilité secondaire.

- La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité présente un coefficient de corrélation $R^2=0,359$. Ce qui montre une mauvaise corrélation entre la perméabilité et la porosité, ce qui montre une hétérogénéité dans le puits **RA106**.

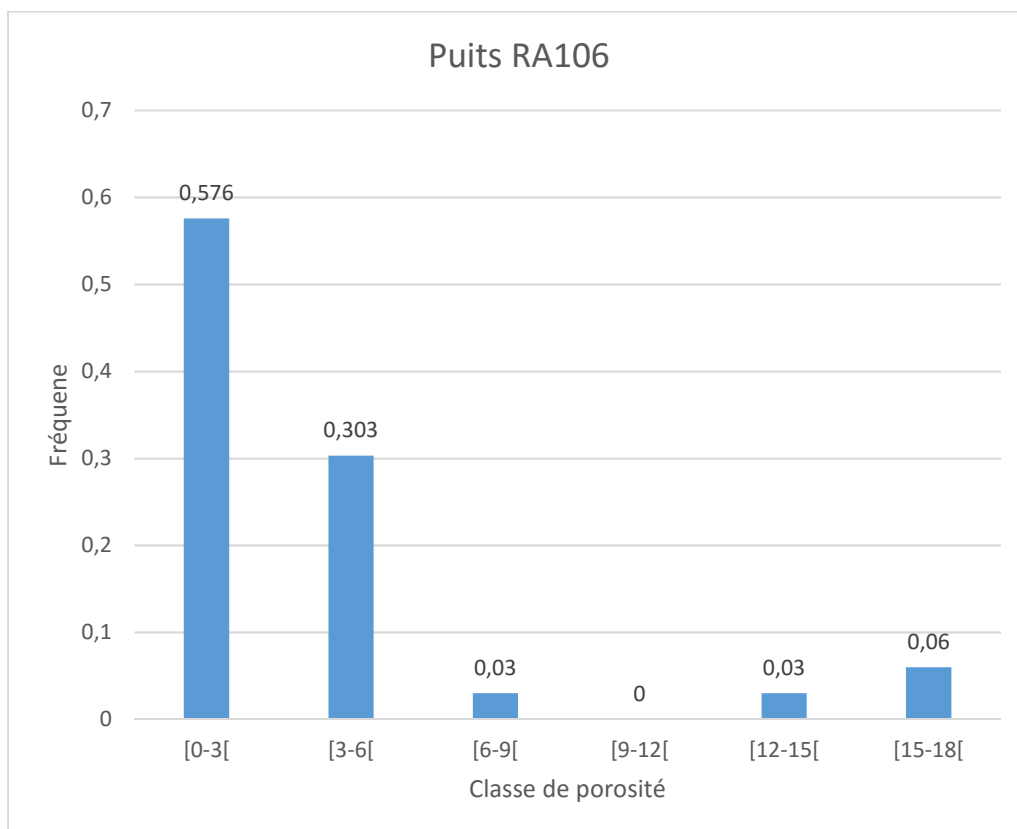


Figure.30 : Histogramme de la porosité pour le puits (RA106)

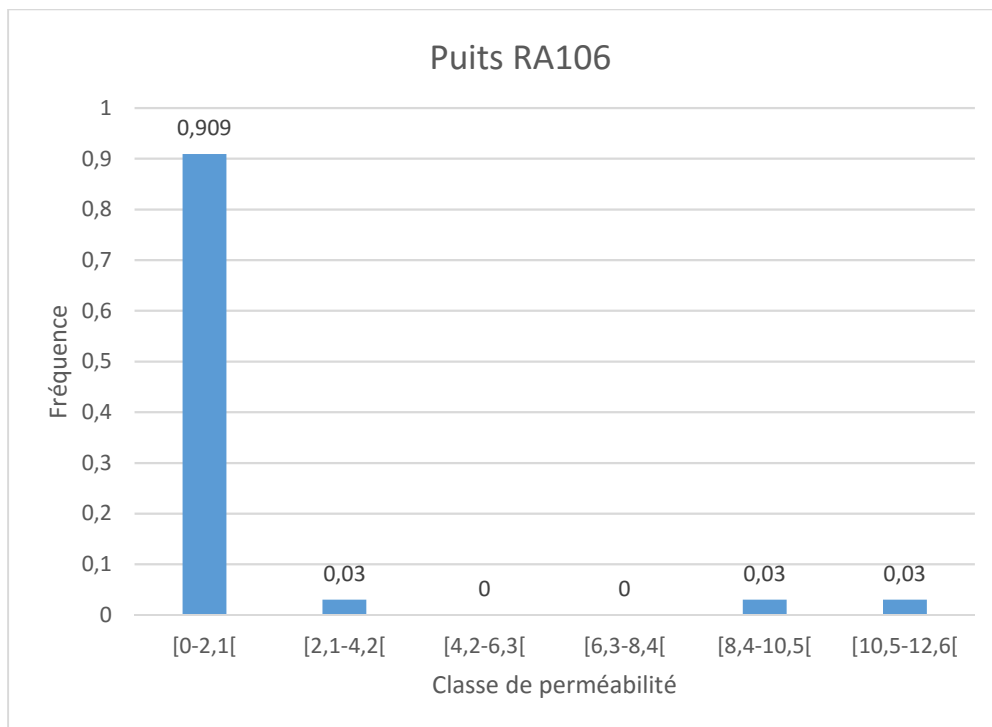


Figure.31 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RA106)

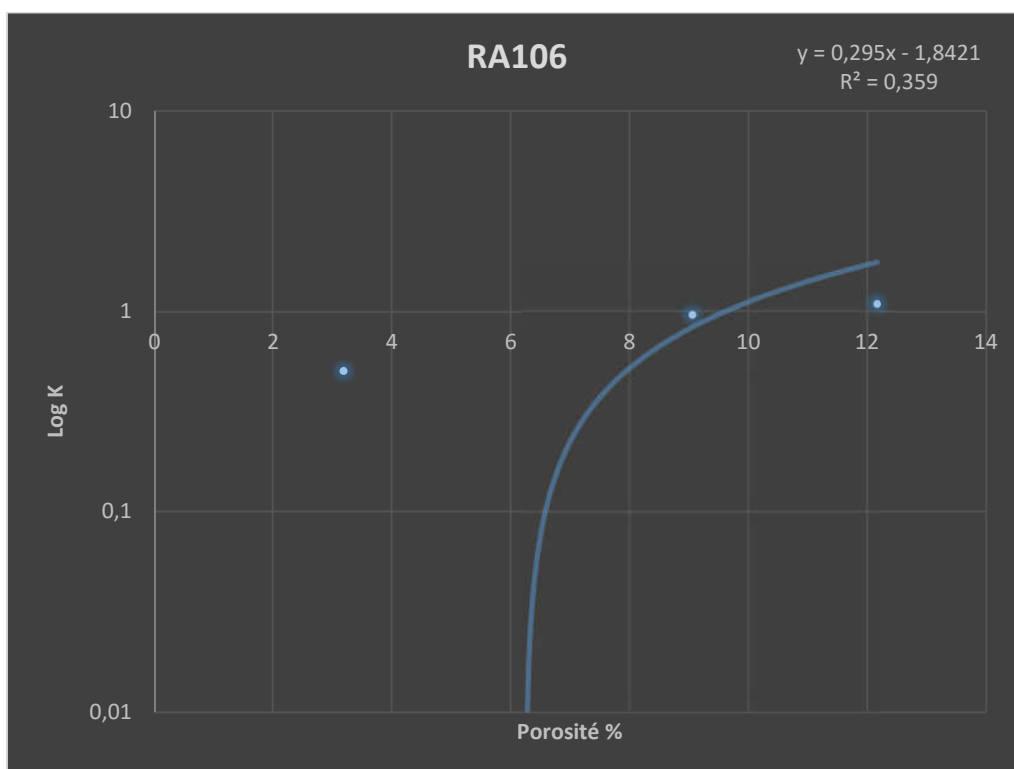


Figure.32 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RA106)

III.6. Puits RAS101

- L'histogramme de distribution des classes de la porosité, présente une distribution bimodale : le premier mode correspond à la classe [3-4[avec une fréquence de **0,318** et le deuxième correspond à la classe [5-6[avec une fréquence de **0,247**.

La distribution bimodale des classes de porosité s'explique par la présence de deux types de porosité : porosité primaire et porosité secondaire.

- L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité, présente une distribution unimodale : le mode correspond à la classe [0-0,025[avec une fréquence de **0,541**.

La présence d'une seule classe modale s'explique par la présence d'un seul type de perméabilité, perméabilité primaire.

- La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité présente un coefficient de corrélation $R^2=0,5349$. Ce qui montre une bonne relation entre la perméabilité et la porosité, ce qui reflète une homogénéité du réservoir dans le puits RAS 101.

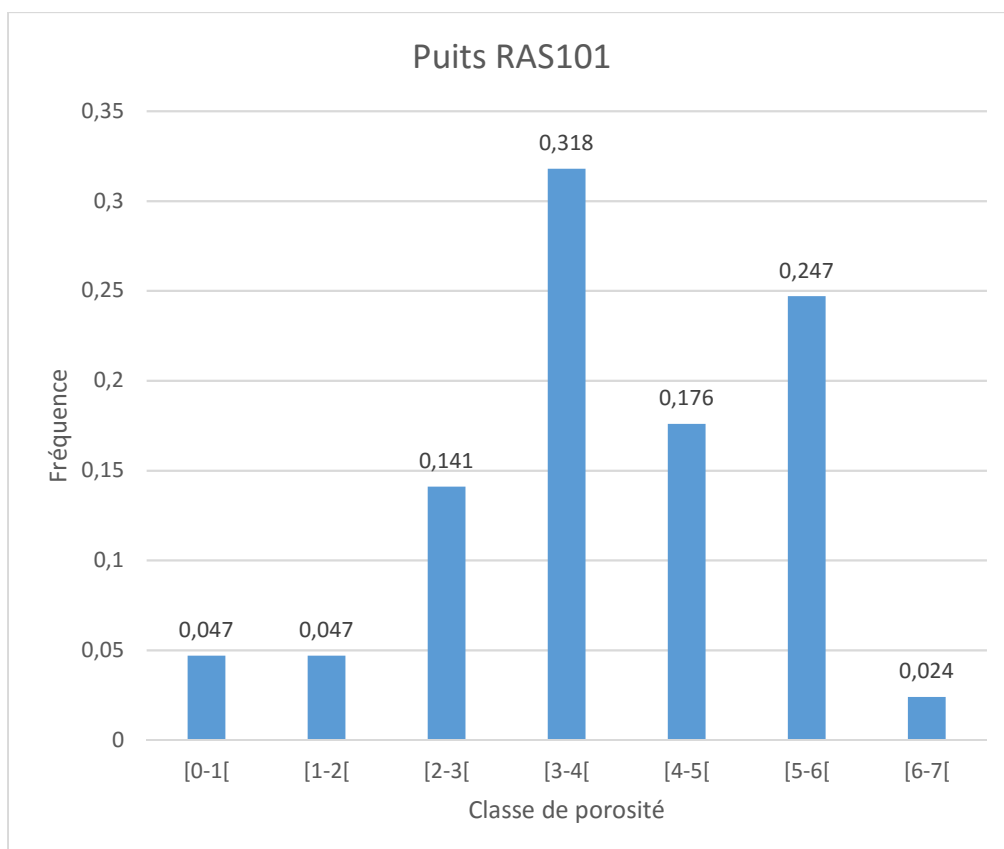


Figure.33 : Histogramme de la porosité pour le puits (RAS101)

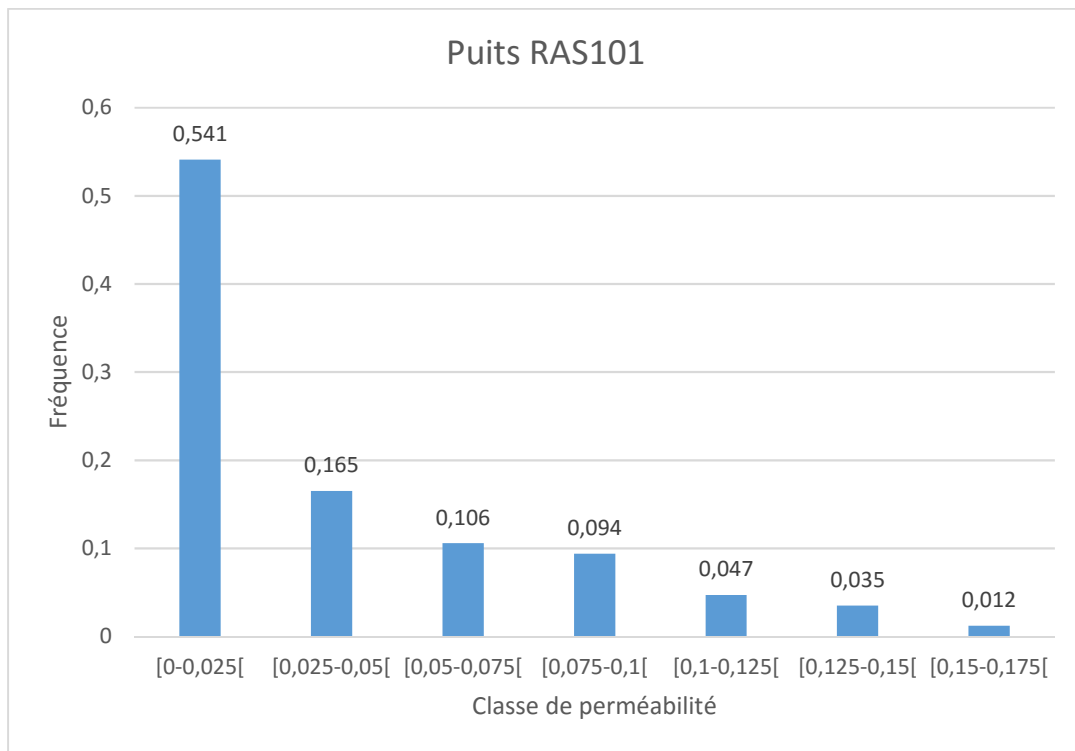


Figure.34 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RAS101)

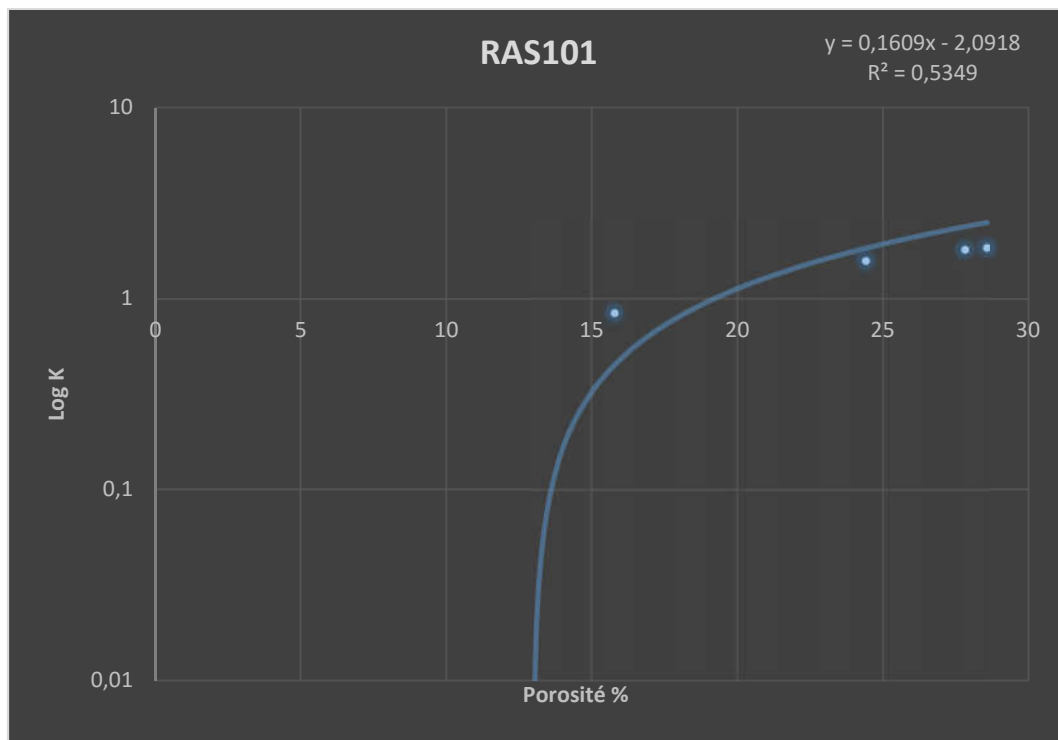


Figure.35 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RAS101)

III.7. Puits RAZ107

- L'histogramme de distribution des classes de la porosité, présente une distribution bimodale : le premier mode correspond à la classe [0-2,5[avec une fréquence de **0,094** et le deuxième correspond à la classe [5-7,5[avec une fréquence de **0,453**.

Cette distribution bimodale des classes de porosité s'explique par la présence de deux types de porosité : porosité primaire et porosité secondaire.

- L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité, présente une distribution polymodale : le premier mode correspond à la classe [0-3[avec une fréquence de **0,962**, le deuxième correspond à la classe [6-9[avec une fréquence de **0,019** et le dernier correspond à la classe [15-18[avec une fréquence de **0,019**.

Cette distribution polymodale des classes de perméabilité s'explique par la présence de trois types de perméabilité : perméabilité primaire (matricielle) perméabilité secondaire (liée à la fracturation et liée à la dissolution).

- La courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité présente un coefficient de corrélation $R^2=0,5072$. Ce qui montre une bonne relation entre la perméabilité et la porosité, ceci reflète une homogénéité du réservoir dans le puits **RAZ107**.

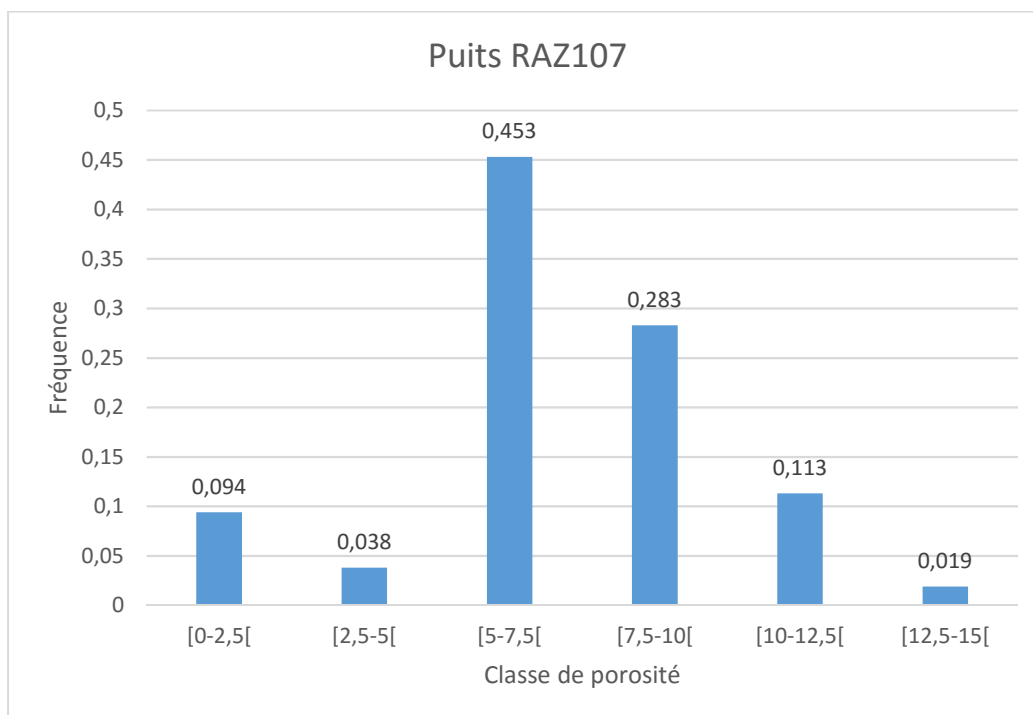


Figure.36 : Histogramme de la porosité pour le puits (RAZ107)

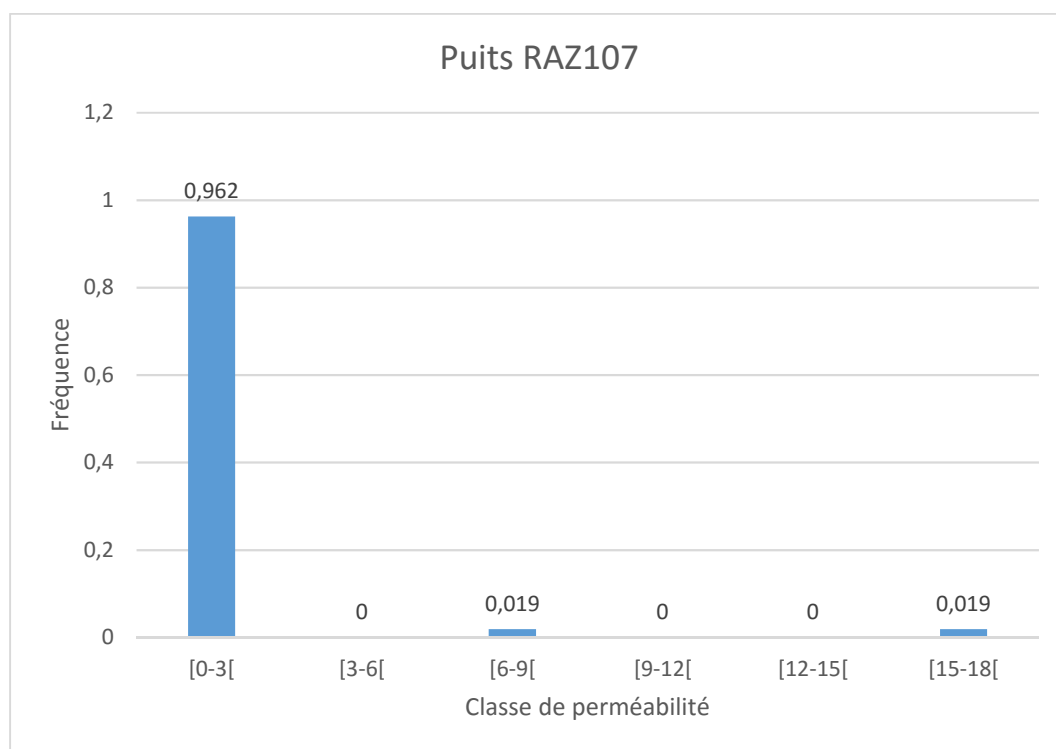


Figure.37 : Histogramme de la perméabilité pour le puits (RAZ107)

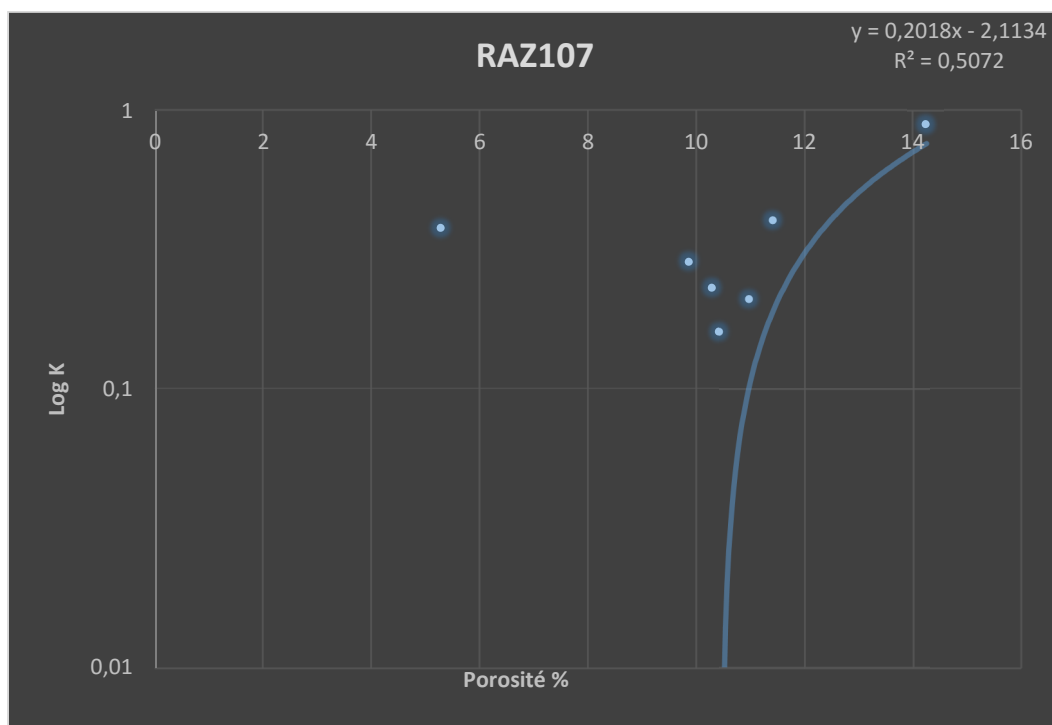


Figure.38 : Corrélation de la perméabilité en fonction de porosité du puits (RAZ107)

III.8. Réservoir Ordovicien Terminal

- L'histogramme des classes de porosité du réservoir présente une distribution à caractère bimodale, le premier mode correspond à la classe [1,9-3,8], avec une fréquence de **0,43** et le deuxième correspond à la classe [5,7-7,6], avec une fréquence de **0,28**. Cette distribution bimodale des classes de porosité s'explique par la présence de deux types de porosité : porosité primaire et porosité secondaire.
- L'histogramme des classes de la perméabilité présente une allure bimodale asymétrique, l'asymétrie est droite, les classes dominantes sont : [0-0,07], avec une fréquence de **0,86** et [0,21-0,28], avec une fréquence de **0,14**.

Il existe deux types de perméabilité :

- Perméabilité matricielle.
 - Perméabilité liée à la fissuration.
- La courbe de corrélation entre les valeurs de la porosité et de la perméabilité montre une mauvaise corrélation entre ces deux paramètres avec un coefficient de corrélation $R^2=0,3362$. On est donc face à un réservoir hétérogène.

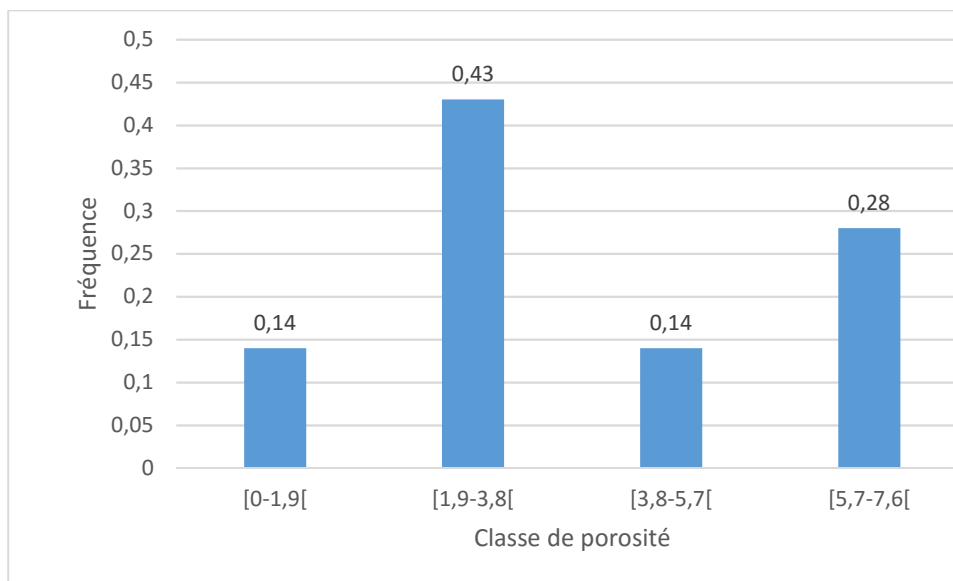


Figure.39 : Histogramme de la porosité pour le réservoir Ordovicien Terminal

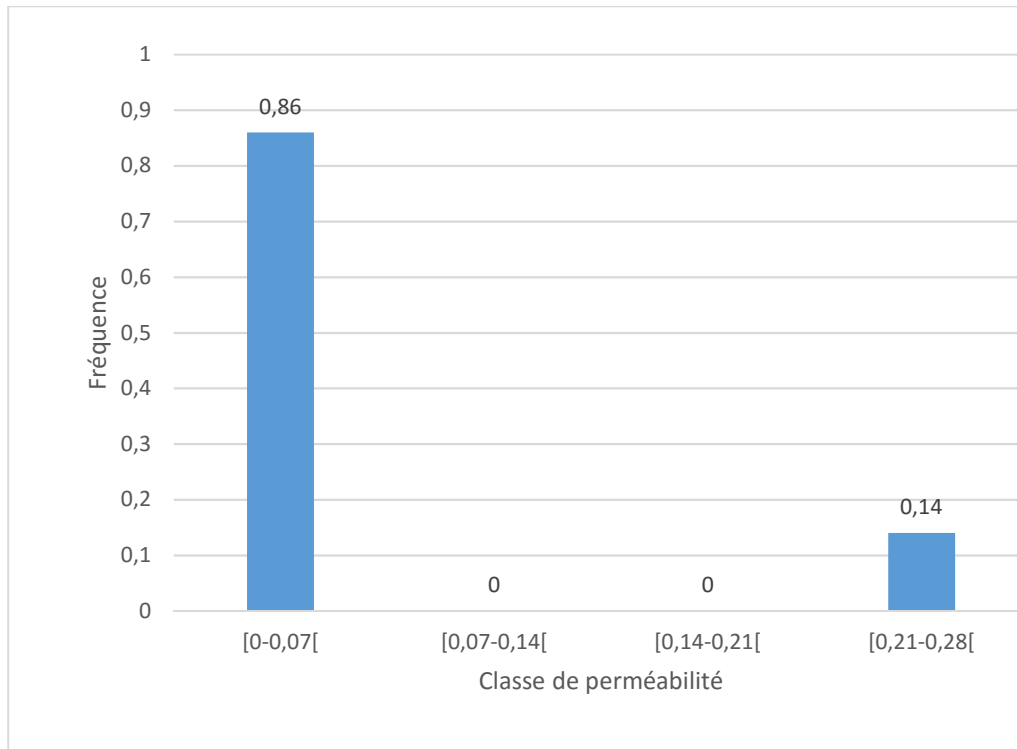


Figure.40 : Histogramme de la perméabilité pour le réservoir Ordovicien Terminal

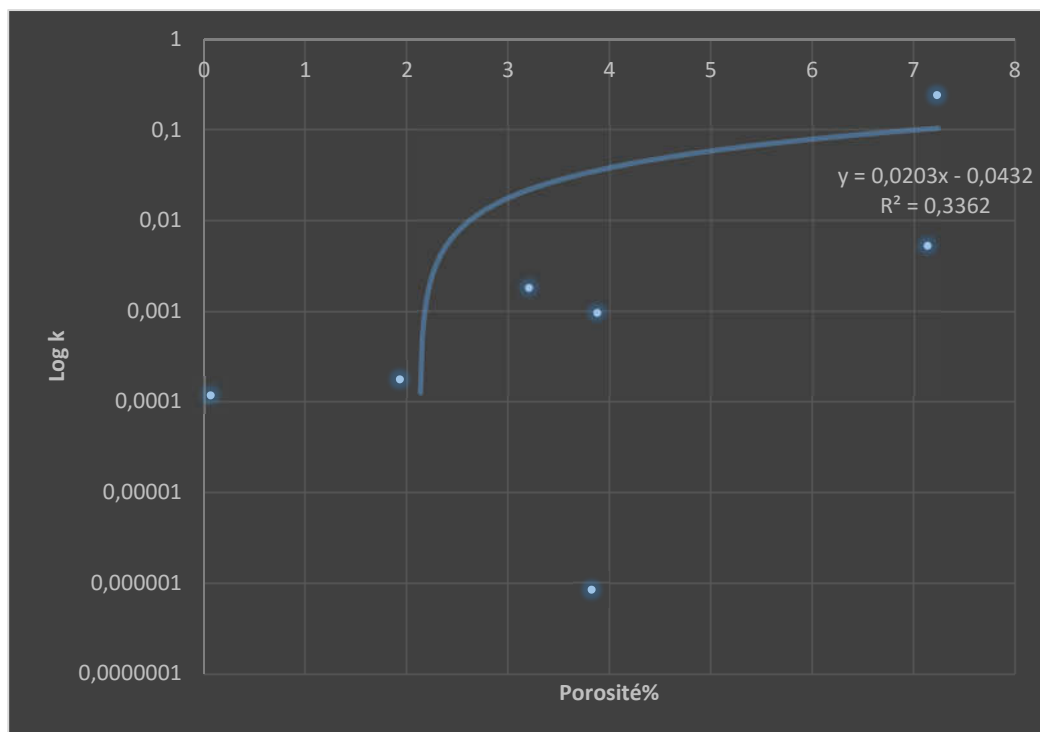


Figure.41 : Corrélation de la perméabilité en fonction de la porosité du réservoir Ordovicien Terminal

IV. Représentation de la porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur

IV.1. Puits RA101

Le profil d'évolution verticale de la porosité dans le puits **RA101** montre que la porosité moyenne est de **2.5%**, elle prend des valeurs qui atteignent **25%** au sommet du réservoir entre **3389,071 m** et **3389,681 m** de profondeur, cette anomalie correspond à une porosité secondaire. De **3390 m** à **3391 m** elle diminue de **5** à **1%**. De **3392 m** à **3395 m** la porosité reprend la valeur de **5%**. Donc l'effet de la fracturation est plus apparent au sommet du réservoir.

Le profil d'évolution verticale de la perméabilité dans le puits **RA101** montre que la perméabilité moyenne est inférieure à 1 md, elle prend des valeurs qui atteignent **60 md** au sommet du réservoir, ces valeurs sont dues au grand rôle que joue la fracturation dans l'amélioration de la perméabilité, au-delà de **3389 m** le réservoir se présente fortement compacte.

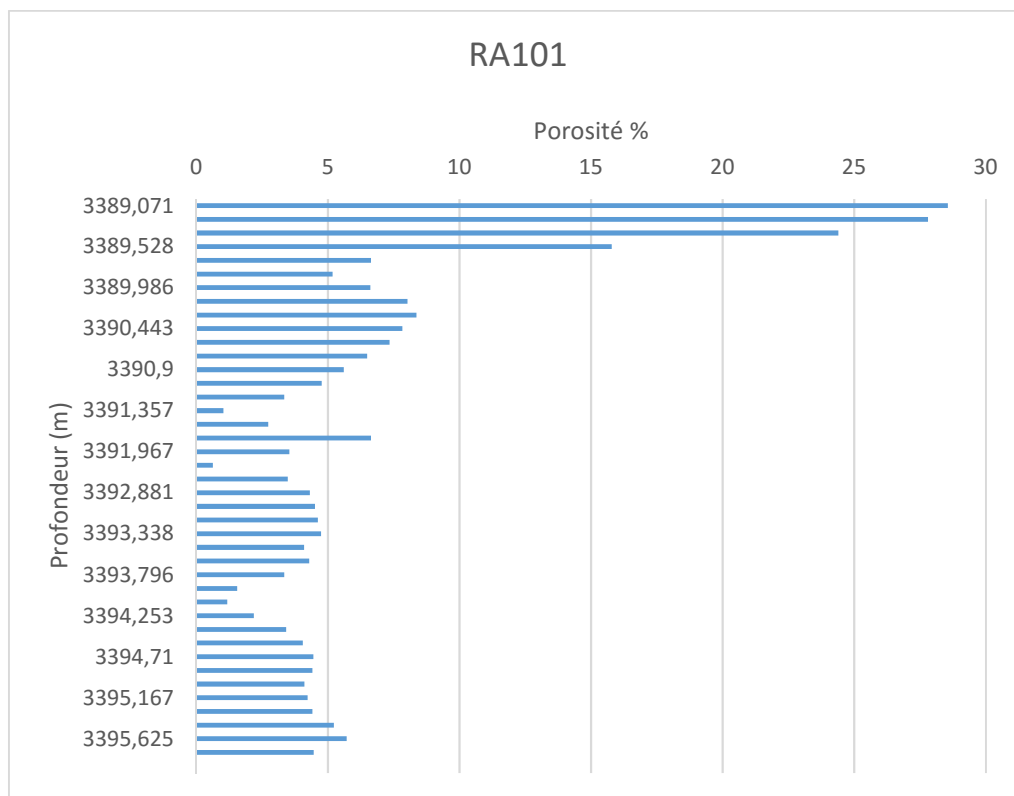


Figure.42 : Evolution verticale de la porosité du puits (RA101)

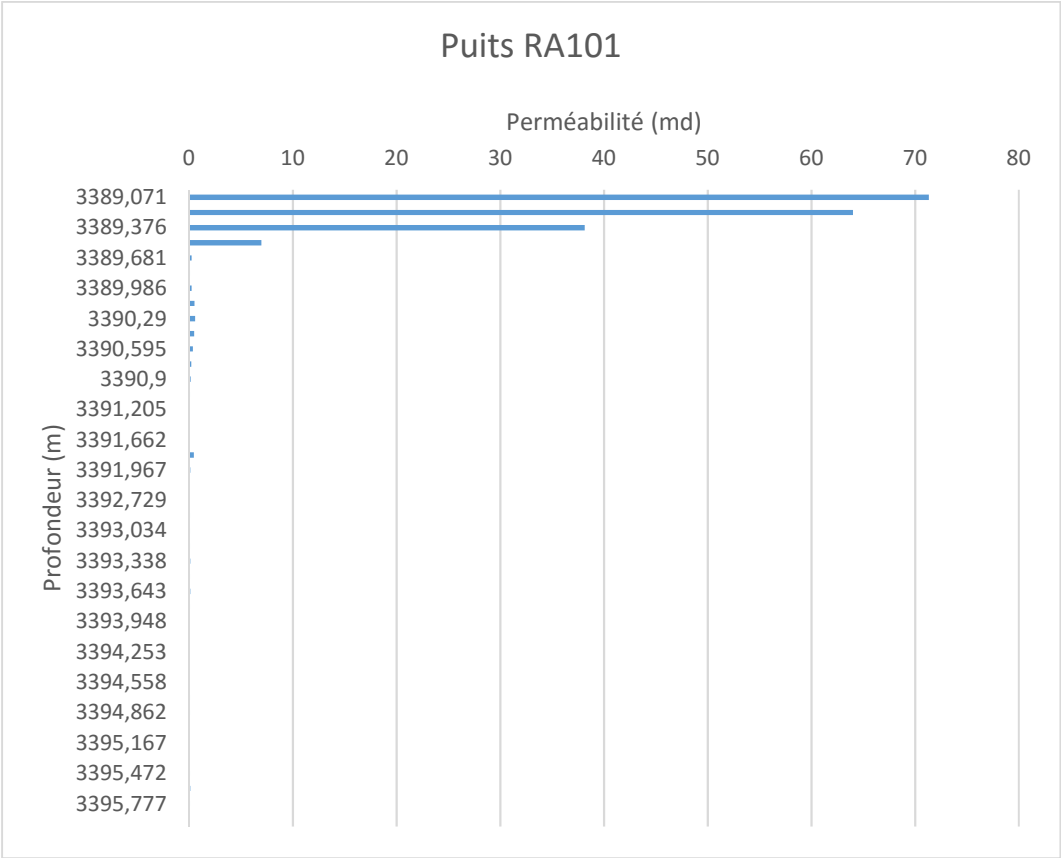


Figure.43 : Evolution verticale de la perméabilité du puits (RA101)

IV.2. Puits RA105

Le profil d'évolution verticale de la porosité dans le puits **RA105** montre que la porosité moyenne est de **1%**, elle prend des valeurs qui atteignent **4%**, ces faibles valeurs sont probablement dues à la compaction du réservoir.

Le profil d'évolution verticale de la perméabilité dans le puits **RA105** montre que la perméabilité moyenne est presque nulle. Cette perméabilité est une perméabilité secondaire due à la fracturation.

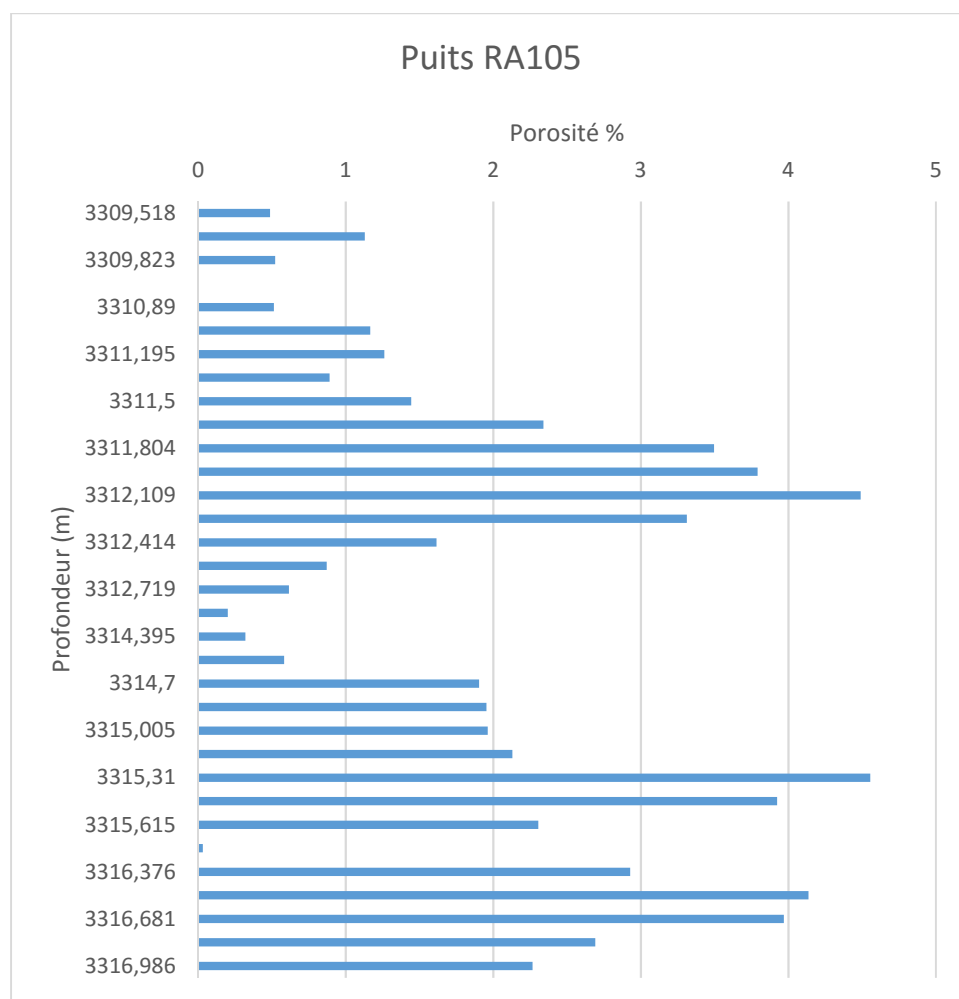


Figure.44 : Evolution verticale de la porosité du puits (RA105)

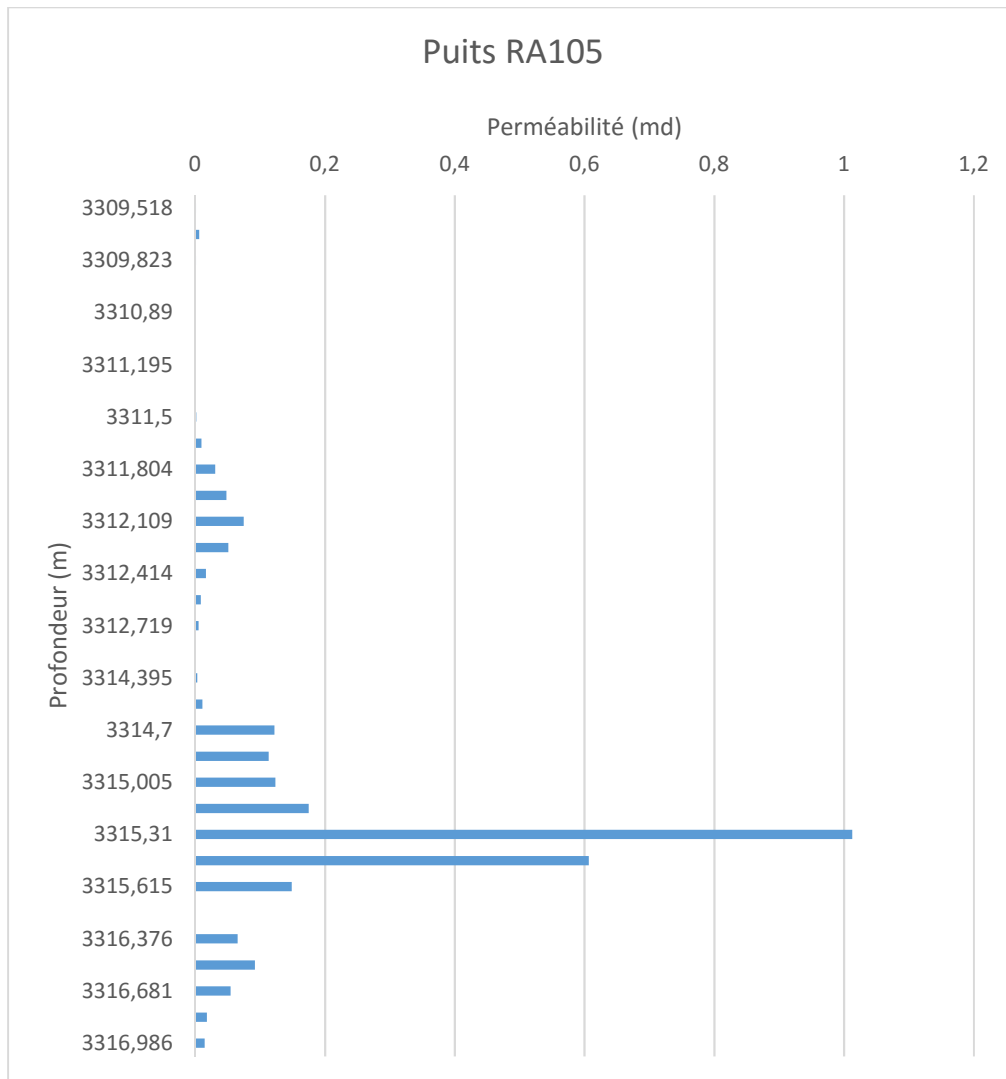


Figure.45 : Evolution verticale de la perméabilité du puits (RA105)

V. Conclusion

L'analyse des paramètres pétrophysiques au niveau de la zone de Rhourde-Adra :

- L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques montre la présence de plusieurs types de porosité et de perméabilité, cela est dû à un facteur secondaire ou à la fracturation vu la structure de la région.
- D'après les diagrammes de corrélation porosité-perméabilité on remarque que le coefficient de corrélation est faible, ce qui nous conduit à conclure que le réservoir de l'Ordovicien Terminal (Dalle de M'kratta) est hétérogène.
- L'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité à travers la profondeur montre que le réservoir Ordovicien Terminal présente une mauvaise qualité du réservoir.



CHAPITRE IV

Conclusion



Conclusion générale

La caractérisation pétrophysique de l'Ordovicien Terminal (dalle de M'kratta), structure de Rhourde-Adra région Rhoude-Nouss, nous a conduit à faire la conclusion suivante :

- La caractérisation du réservoir à l'aide des différentes cartes en iso-valeur établies à partir des données pétrophysiques nous a permis de :
 - Déterminer la structure de la région (la présence d'un anticlinal bordé par une faille majeure d'orientation NE-SO).
 - Montrer la continuité que la Dalle de M'kratta dans toute la région d'étude avec une épaisseur variable qui est contrôlée par la faille majeure d'orientation NE-SO.
 - Mieux voir la variation de la porosité et de la perméabilité qui indique probablement un réservoir compacte.
- L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques a montré :
 - La présence de plusieurs types de porosité et de perméabilité, cela est dû à un facteur secondaire ou à la fracturation vu la structure de la région.
 - Que le réservoir Ordovicien Terminal présente une mauvaise qualité du réservoir, une hétérogénéité du réservoir Ordovicien Terminal de la région de Rhoude-Adra.
 - Que le coefficient de corrélation est faible, ce qui nous conduit à conclure que le réservoir de l'Ordovicien Terminal (Dalle de M'kratta) est hétérogène.
- Ce travail nous a permis d'avoir une idée sur les caractéristiques du réservoir Ordovicien Terminal de la structure de Rhoude-Adra, région de Rhourde-Nouss qui demeure un champ un peu complexe (à cause de sa lithologie et sa compaction).

Références bibliographiques

- BEICIP Région de Rhourde-Nouss. Evaluation des réserves.
- Beicip/SONATRACH, 2002.
- BOUDJEMAA, A. (1987). Evolution structurale du bassin pétrolier du Sahara Nord oriental, *Th Doc. Es – Science, Univ– ORSAY (Paris)*.
- BOUMAAZA, M. (2014). Evaluation quantitative d'un reservoir: cas du reservoir TAGI-SIF Fatima Bassin de Berkine (Algérie orientale) *MFE Master, FHERSTU. Université d'Ourgla, Algérie*.
- COJAN, I. RENARD, M. (2006). Sédimentologie *.DUNOD 2ème édition*.
- GHENIM, A. (2012). Evaluation pétrophysique et essaie de modélisation: Exemple du reservoir triasique d'Ourhoud (Bassin de Berkine, Sahara Nord Orientale, Algérie) *MFE Master, FSNVSTU, Université Aboubaker Belkaid Tlemcen, Algérie*.
- HAMZA, Y. (2014). Technique de caractérisation et d'évaluation d'un reservoir (Puits SF-4 Bassin de Berkine, *MFE Master, FHERSTU. Université d'Ourgla, Algérie*.
- Rapport SONATRACH. 2000
- SCHLUMBERGER, (2007). Interprétation des diagraphies. Rapport.
- SONATRACH, 1991.
- SONATRACH, (2010). Géologie de l'Algérie. Rapport.
- WEC, (2007). SCHLUMBERGER. *AJ.TORRE & Association, Inc. Houston, TX, USA*.
- Xavier, D. (2004). Notion de stratigraphie et terminologie des couches, *Université de Bruxel (GEOL-F-204)*.
- YAHYI et al., 2001