

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DEL'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie des Hydrocarbures

THEME

**Etude pétrographique, diagenétique et pétrophysique
du réservoir TAGS- Cas du champ de Rhourd Nouss
(Bassin de Berkine)**

Présenté par

Berregui Saad/ Sekhri Idris

Soutenu publiquement le 18/06/2019

Devant le jury :

<i>Président :</i>	<i>Fellah Lahcene</i>	MCA Univ. Ouargla
<i>Promoteur :</i>	<i>Zatout Merzouk</i>	MCB Univ. Ouargla
<i>Examineur :</i>	<i>Laouini Hamza</i>	MAA Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

Remerciements

*Tout d'abord, nous voudrions remercier Dieu de nous avoir donné la force, le courage et la patience nécessaires pour compléter cette note. Nous voudrions remercier l'encadreur **Zatout Merzouk**, pour son intérêt et ses conseils, et lui donner des conseils et une fatigue pour le succès de ce travail. De plus, grâce à tout le personnel du département de géologie des professeurs et du personnel, nous avons pu remplir Notre curiosité scientifique au cours de l'étude Nous remercions les parents de nous aider Nous remercions tout le personnel du département de géologie de SONATRACH EP dans le domaine des Rhourds Nous, que nous avons trouvé accueillant et félicité dans toutes nos demandes, dirigé par le chef du département de géologie, **Hamoui Badredine** Merci beaucoup à tous mes amis qui nous ont encouragés et à tous ceux qui ont grandement contribué à cette note.*

Dédicaces

 *Ma mère qui a œuvré pour ma réussite,
grâce à son amour et son soutien*

 *Mon père qui peut être fier et trouver
ici le résultat de longues années de
Sacrifices et de privations pour m'aider à
avancer dans la vie*

 *à notre encadreur **zatout Marzouk***

 *et à toute la famille Éducation*

 *Mes frères et toute ma famille.*

 *Tous mes Amis*

الملخص:

تمت هذه الدراسة في منطقة غرد النص المركزية على مستوى حقل TAGS من اجل المساهمة في تحديث وتحسين خطة تطوير الحفر الأفقي للخزان. يتم تنفيذ هذه الخطة لاسترداد الحد الأقصى لكمية المحروقات. تمت معالجة وتحليل البيانات البتروجرافية، والحيوية و البتروفيزيائية لخزان TAGS بالاضافة الى تحليلها وتفسيرها. النتائج التي تم الحصول عليها مهمة للغاية. يسترشد بالتكتونية التخليقية التي تعبر عنها فوالق النمو التي لوحظت في المنطقة، وخاصة في الجزء الشمالي الشرقي من الحقل. أن من وجهة نظر البتروجرافي وجود وجهتين، الأولى مميزة للوسط المرن في جديلة بينما الثانية من النوع اودية متعرجة. هاتان الوجهتان نظيفتان وذات طاقة عالية. وقد تم تأكيد ذلك من خلال التحليل البتروفيزيائي الذي ينتج عنه خصائص الخزان جيدة جداً وجيدة النوعية. أكدت الدراسة الحيوية التي أجريت على هذه النتائج من خلال مراقبة ميكروفسياس والتي سمحت بتحديد التسلسل الحيوي الذي يتميز بضغط ضعيف، وغياب ظواهر نخر الخثار وإشارة إلى بعض ظواهر التولد البيئي مثل انحلال الفلسبار. علاوة على ذلك، يبدو أن متوسط النفاذية الأولية للقالب قد تحسن في المنطقة المجاورة للحوادث حيث تصبح قيماً جيدة جد

كلمات المفتاح:

اودية في الجديل، بيتروجرافي، التسلسل الحيوي، بيتروفيزيائي، غرد النص، TAGS

RESUME

La présente étude est une contribution à l'actualisation et l'optimisation du plan de développement par forages horizontaux du réservoir TAGS dans le champ de Rhourde Nouss Centrale. Ce plan a été réalisé pour la récupération de quantités maximales d'hydrocarbures. Les données pétrographiques, diagenétiques et pétrophysiques du réservoir TAGS ont été traitées, analysées et interprétées. Les résultats obtenus sont pour la plupart très prometteurs.

En effet, la variation de l'épaisseur du TAGS semble être guidée par la tectonique synsédimentaire traduite par les failles de croissance observées dans la région, notamment dans la partie nord-est du champ. De point de vue pétrographique, le TAGS présente deux facies, la première est caractéristique du milieu fluvial en tresse alors que le second est fluvial méandrique. Ces deux facies sont tous les deux propre et de forte énergie. Ceci a été confirmé par l'analyse pétrophysique dont le résultat est la très bonne à bonne qualité des propriétés réservoirs. L'étude diagenétique a confirmé ces résultats par l'observation du microfaciès et a permis de déterminer la séquence diagenétique caractérisée par une faible compaction, l'absence des phénomènes de poronécrose et le signalement de certains phénomènes de porogénèse tel que la dissolution des feldspaths. Par ailleurs, la

perméabilité matricielle initiale moyenne à bonne semble être améliorée au voisinage des accidents où elle devient à valeurs très bonnes.

Mots-Clés :

Fluviatile en tresse, pétrographie, séquence diagenétique, pétrophysique, Rhoured Nous, TAGS.

ABSTRACT:

This study is a contribution to the updating and optimization of the horizontal drilling development plan for the TAGS reservoir in the Rhourd Nous Central field. This plan was carried out for the recovery of maximum quantities of hydrocarbons. The petrographic, diagenetic and petrophysical data of the TAGS reservoir have been processed, analyzed and interpreted. The results obtained are for the most part very promising.

Indeed, the variation of the TAGS thickness seems to be guided by the synsedimentary tectonics expressed by the growth faults observed in the region, particularly in the northeastern part of the field. From a petrographic point of view, the TAGS has two facies, the first is characteristic of the fluvial medium in braid while the second is of fluviatile meandering. These two facies are both clean and of high energy. This has been confirmed by petrophysical analysis which results in very good to good quality reservoir properties. The diagenetic study confirmed these results by the observation of the microfacies and made it possible to determine the diagenetic sequence characterized by a weak compaction, the absence of poronecrosis phenomena and the signaling of certain phenomena of porogenesis such as the dissolution of the feldspars. Moreover, the average initial permeability to good seems to be improved in the vicinity of accidents where it becomes very good values.

Key -words:

fluviatile in braid, petrography, diagenetic sequence, petrophysical, Rhourd Nous, TAGS.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	2
CHAPITRE I: GENERALITES SUR LE CHAMP DE RHOUD NOUSS (RNS)	
I.1- Introduction.....	4
I.2- Situation géographique	4
I.3 - Situation géologique	5
I.4- Historique de production	6
I.5- Aspect structural	7
I.5.1- A l'échelle du champ	7
I.5.2- A l'échelle des structures.....	8
I.6- Aperçu lithostratigraphie de la région	10
I.6.1-Le Paléozoïque :	10
I.6.2- Le mésozoïque	11
I.6.3- Le Cénozoïque	13
I.6.4- Les réservoirs.....	15
1)Quartzites de Hamra	15
2)Silurien A1	15
3)Silurien A2	15
4)Silurien B1.....	15
5)Silurien B2.....	15
6)Trias Argilo-Gréseux Inferieur.....	16

7)Trias Intermédiaire I.....	16
8)Trias intermédiaire II.....	16
9)Trias Argilo-Gréseux Supérieur	16
I.6.5– Les contacts entres fluides dans leTAGS.....	17
I.6.5.1- Contact Gaz/Huile :	17
I.6.5.2- contact Huile/Eau :	18
I.6.6- Les caractéristiques du réservoir	18
CHAPITRE II: MATERIEL ET METHODES	
II.1- Matériel	20
II.2- Méthodes	20
II.2.1- Description des données utilisées.....	20
II.2.2- Logiciels utilisés.....	20
II.2.3- Méthodes de mesure des paramètres pétrophysiques.....	21
II.3-Parametres Pétrophysiques et leur mode d’analyse.....	22
II.3.1-Porosité (Φ) :	22
a) Définition :	22
b) Mode de mesure.....	22
c) Appareillage de mesure :	23
II.3.2- Perméabilité (K)	25
a) Définition	25
b) Mode et appareillage de mesure	25
II.3.3-Les lames minces :	26
a) Définition	26
b) Mode et appareillage de traitement.....	27
CHAPITRE III- CARACTERISATION GEOMETRIQUE ET PETROGRAPHIQUE DU RESERVOIR TAGS	
III.1- Introduction.....	29

III.2- Extension latérale et verticale (géométrie) du réservoir du TAGS	29
III.3- Description lithologique du réservoir TAGS	32
1)Carotte : N°01	33
2) carotte : N°02	34
III.4- Etude pétrographique et diagénitiques du TAGS	35
III.4.1- les constituants	35
III.4.1.1- Le quartz :	35
III.4.1.2- Les débris de roches :	35
III.4.1.3- Les micas :	36
III.4.1.4- Les minéraux lourds :	36
III.4.1.5- Les feldspaths :	36
III.4.2- Les ciments	36
III.4.2.1- La silice :.....	36
III.4.2.2- L'argile :.....	36
III.4.2.3- Les carbonates :	37
III.4.2.4- L'anhydrite :.....	37
III.4.2.5- La pyrite :.....	37
III.5- Description des lames minces et les phénomènes diagenétiques.....	37
III.5.1- Lame N°01	37
III.5.1- Lame N°02	38
III.5.1- Lame N°03	38
III.6- La séquence diagenétique des grès du TAGS	39
III.6.1-Phase de cimentation carbonatée précoce, dolomitique, liée à des phénomènes synsédimentaires.	39
III.6.2- Nourrissage des grains de quartz.	39
III.6.3-Cimentation dolomitique.....	39
III.6.4-Cimentation anhydritique :.....	40

CHAPITRE IV : ETUDE PETROPHYSIQUE DU RESERVOIR TAGS

IV.1- Introduction.....	44
IV.2- Notion fondamentales	44
IV.2.1- Notion de réservoir :	44
IV.2.1- Notion de matrice.....	44
IV.2.1- Notion de Fluides.....	44
IV.2.2 Notion de porosité (Φ)	45
1-Porosité totale (Φ_t) :.....	45
2-Porosité efficace (Φ_e) :	45
IV.2.3 Notion de perméabilité (K)	45
IV.3- Données utilisées	45
IV.4- Etude de la variation de la porosité.....	47
IV.5 - Etude de la variation verticale de la perméabilité.....	48
IV.6 – Relation entre la porosité et la perméabilité	48
IV.7- Etude de la variation latérale la porosité et la perméabilité :.....	50
IV.7.1- Etude de la variation latérale la porosité :.....	51
IV.7.2- Etude de la variation latérale la perméabilité :	52
IV.8-Discussion des paramètres pétrophysique.....	53
CONCLUSION GENERALE.....	55

LISTE DES ABREVIATIONS

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le champ de Rhourd Nouss, situé à 230 km au Sud-Est de Hassi Messaoud est une structure anticlinale de direction Nord Est - Sud Ouest avec une surface de 196 km² et une fermeture structurale d'environ 800m. Localement, quatre structures anticlinales sont identifiées. Il s'agit de Rhourde Nouss central, Rhourd Nouss Sud Est, Rhourde Nouss Sud Ouest et Rhourde Nouss Nord Est. De nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues par Sonatrach dans ce champ, notamment aux niveaux de l'Ordovicien, du Silurien et du Trias. Les hydrocarbures produits sont le gaz à condensat, l'huile et le gaz.

L'objet de la présente étude est le Trias Argilo-Gréseux supérieur (TAGS) qui est le réservoir principal du champ. Les réserves initiales du gaz cap sont estimées à 297 milliards de M³ alors que celles de l'huile sont de l'ordre de 112 millions de M³. Au 31/12/1995, l'anneau d'huile exploité depuis 1966 a produit uniquement 3.2 millions de M³. Il en reste donc 109 millions à récupérer. Pour ce faire et pour pallier la l'insuffisance des 12 puits verticaux forés pour l'exploitation de cet anneau d'huile, il est nécessaire d'établir un plan de développement par des forages horizontaux. Notre étude est une contribution allant dans le sens de cette projection. Elle a été approchée par des études de réservoir très détaillées et exhaustives, à savoir des études de caractérisation de la géométrie du réservoir aussi bien spatialement que verticalement, des études pétrographiques et diagenétiques poussées basées sur les carottes et les lames minces, et enfin une caractérisation pétrophysique soutenue du réservoir. La répartition spatiale est verticale du réservoir a été réalisée par les écorchés à la base et au toit du réservoir, ainsi que la carte en isopaques du TAGS. La pétrographie et la diagenèse a été réexaminée à la lumière de nouvelles interprétations des carottes et des lames minces publiées dans l'étude de BEICIP datant de 1990. La caractérisation pétrophysique a été faite sur la base des mesures pétrophysiques de carottes ainsi que les enregistrements diagraphiques. La présente étude est structurée en quatre chapitres qui sont : Chapitre I : Présentation de la région d'étude qui est le résultat d'une synthèse bibliographique. Chapitre II : Matériel et méthodes utilisée. Chapitre III : Etude pétrographique et diagenétique en tenant compte de la sédimentologie connue de la région. Chapitre IV : Etude pétrophysique détaillée du réservoir avec des data sets statistiquement significatifs.

Chapitre I : Généralités sur le champ de Rhourde Nouss

I.1- Introduction

Ce chapitre présente des généralités sur champ de RNS qui sont la situation géographique et le cadre géologique, suivis de la lithostratigraphie de la région, le contexte structural actuel ainsi que l'historique de production du gisement.

I.2- Situation géographique

La région Rhourd Nous se situe dans la wilaya d'Ilizi à 230 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud, sur la bordure Sud du bassin triasique, il est limité par :

Les parallèles 29°16' et 30°

Les méridiens 06°24' et 07°

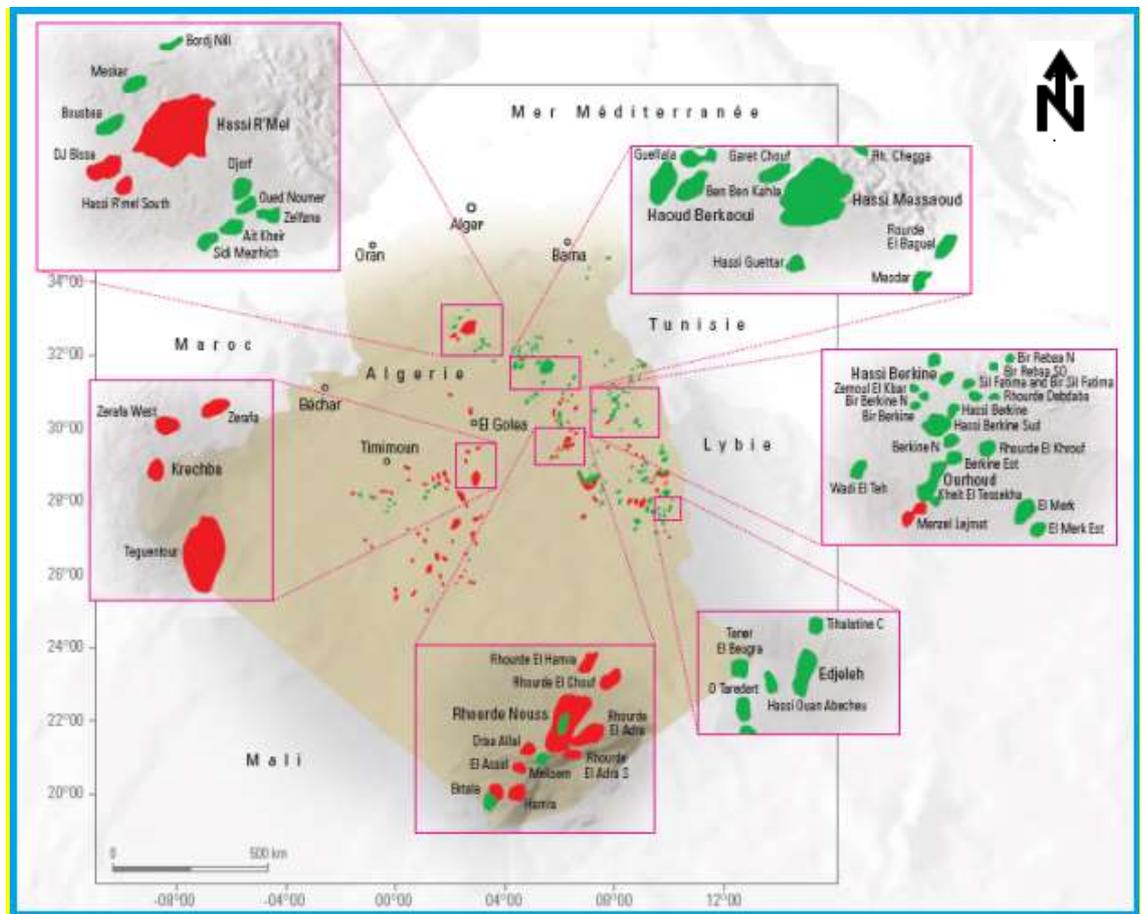


Fig.1 : Situation géographique du champ de Rhourde Nous [6]

I.3 - Situation géologique

La structure de Rhourde Nouss se présente comme un anticlinal de direction NE-SO avec une surface de 196 Km² et une fermeture structurale d'environ 800 m. Elle est située entre deux éléments structuraux majeurs de la plateforme saharienne :

- à l'Ouest : le Môle d'Amguid-El-biod, vaste unité structurale subméridienne s'étendant d'Amguid au Sud à Rhourde Nouss au Nord.
- A l'Est : la Haut de Maouar d'âge anti-Mésozoïque, érodé jusqu'à l'Ordovicien et d'orientation NNO-SSE.

Le complexe de Rhourde Nouss est composé de multiples structures anticlinales identifiées comme Rhourde Nouss central, Rhourde Nouss Nord-Est, Rhourde Nouss Sud-Est et Rhourde Nouss Sud-Ouest, où se superposent plusieurs réservoirs mésozoïques et paléozoïques [1]

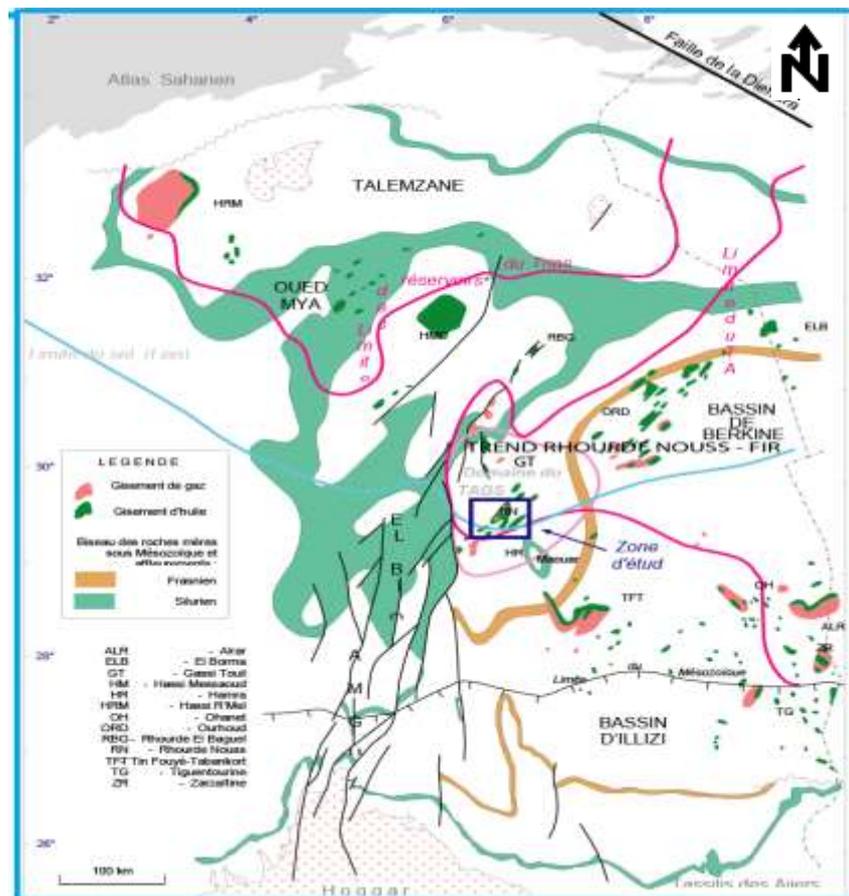


Fig 2 : Situation géologique de Rhourde Nouss [1]

I.4- Historique de production

L'anneau d'huile dans le réservoir TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) de gisement Rhourde Nouss a été découvert par le puits RN4, réalisé en avril 1963, implanté sur le flanc de la structure et ayant débité 120m³/j.

Le puits RNSE-1, foré en 1972 sur la structure de Rhourde Nouss Sud-Est a mis en évidence du gaz à condensat et d'huile le TAGS.

Sur la structure Sud-Ouest, le puits RNSW-1, 1974 a mis en évidence également du gaz à condensat et de l'huile dans le TAGS.

Delà plusieurs campagnes sismiques 2D ont été effectuées dans la région :

- en 1961 par CFPA
- en 1971 par CRG
- en 1982 par ENAGEO
- en 1994 par Western Atlas

Une campagne sismique 3D a été effectuée en 1995 sur les structures de Rhourde Nouss central et Rhourde Adra.

De nombreuses études ont été effectuées dans la région dont celles du BEICIP (1980 et 1990).

Le principal réservoir de la région de Rhourde Nouss est le TAGS. Il se caractérise par un important gaz cap avec à sa base un anneau d'huile d'une trentaine de mètres d'épaisseur en moyenne où les réservoirs initiaux d'huile ont été estimés à 112M d'après l'étude de SSI 1985.

Cet anneau d'huile a été exploité depuis 1966 et a produit un peu plus de 3.2 M m³ au 31/12/1995. 16 puits verticaux au total ont été forés pour exploiter l'anneau d'huile. A cause de sa faible épaisseur et fort soutirage de fluides, les puits amorcent un fort GOR du essentiellement à un conning du gaz cap. Des venues d'eau de gisement ont également été enregistrées sur quelques puits d'où la nécessité de forer un plusieurs puits horizontaux qui permettraient le développement de l'anneau d'huile de Rhourde Nouss dans de bonnes conditions ainsi que l'optimisation de la récupération de l'huile en place. [1]

I.5- Aspect structural

I.5.1- A l'échelle du champ

Le champ de Rhourd Nouss se présente comme une zone très structurée par des plis anticlinaux le long d'un couloir relativement étroit de direction NE-SO (Fig.3 tous les structures). Ces structures, nombreuses, s'organisent le long de plusieurs failles très importantes qui ont joué en normale, inverse et en décrochement, et dont le rejet est très variable, pouvant atteindre plusieurs centaines de mètres, d'où la complexité structurale observée au niveau des accumulations.

La structuration actuelle de Rhourd Nouss, serait donc le résultat des effets des nombreuses contraintes tectoniques qui se sont succédé au cours des différents temps géologiques.

L'importance des mouvements au crétacé traduit une grande mobilité de la zone. Les accidents ont rejoué à diverses époques d'où le polyphasage des structures. Deux orientations structurales prédominent :

Une direction subméridienne correspondant à la direction de la faille de Ramade à l'Ouest. Les structures qui y sont associées sont des plis de vaste dimension et d'assez forte amplitude.

Une direction Nord-Est/Sud-Ouest où les accidents présentent souvent des caractéristiques de décrochement. Les structures qui y sont associées sont des plis faibles dimensions que ci-dessus mais peuvent être très accusées. [1]

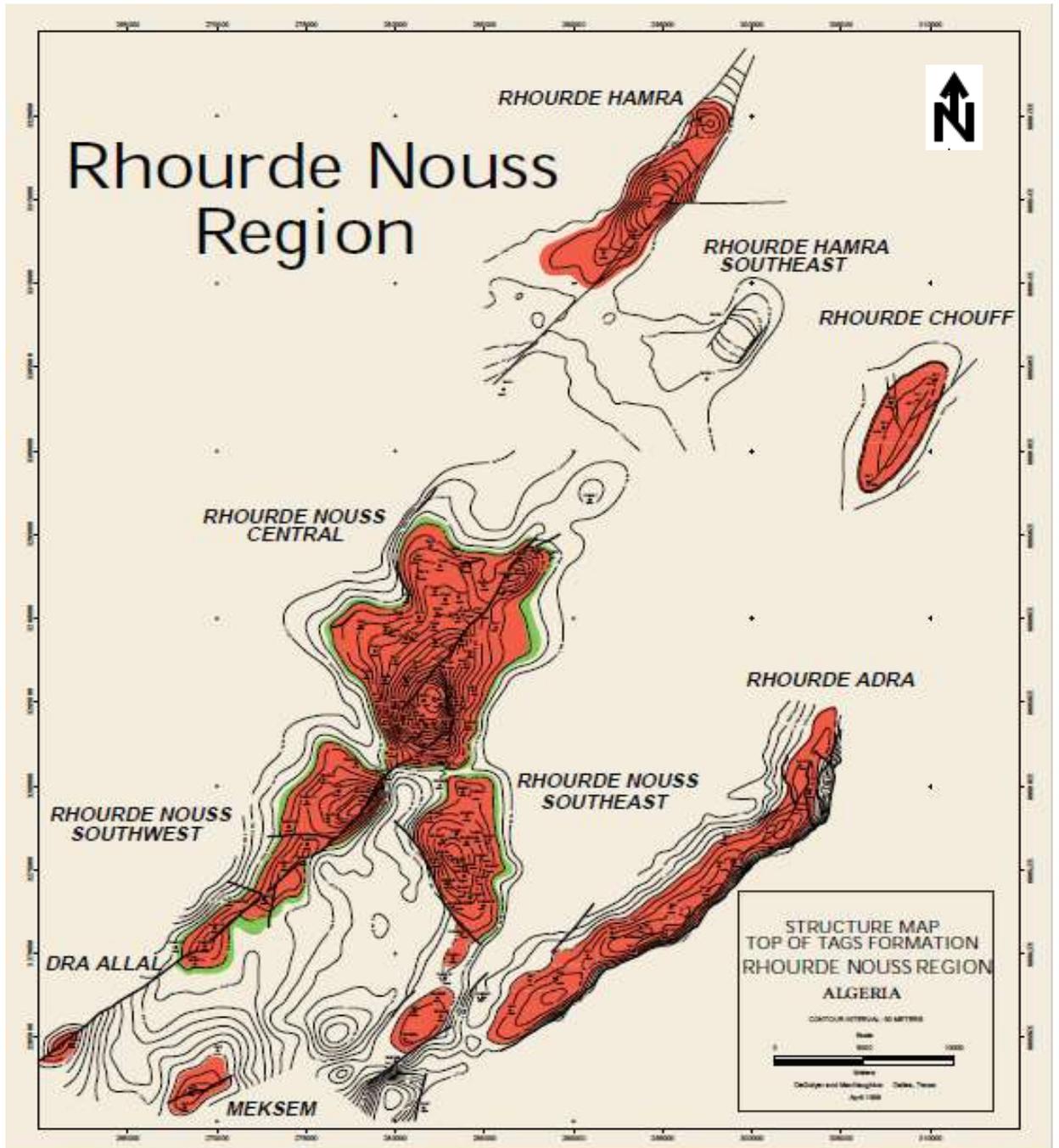


Fig.3 : La région de Rhourde Nous [5]

I.5.2- A l'échelle des structures

Le champ de Rhourd Nous est un important complexe structural formé par les structures de Rhourd Nous Central, Rhourd Nous Sud-Est, Rhourd Nous Sud-Ouest et Rhourd Nous Nord-Est rattaché à Rhourd Nous Central (Fig.3 tous les structures).

Rhourd Nous Sud-Ouest est un bloc soulevé d'orientation SSO-NNE comptant plusieurs culminations dont la plus important est situé au Nord.

Rhourde Nouss Sud-Est est une structure constituée de deux culminations distinctes. Celle située au Nord est un vaste anticlinal symétrique d'orientation subméridienne et celle du Sud est un pli étroit orienté NE-SO.

Rhourde Nouss Central et culmination Nord-Est : la structure centrale de Rhourde Nouss est un anticlinal complexe (15*10 Kms) de direction subméridienne affecté par une importante faille inverse de direction NE-SO partageant ainsi la structure en deux compartiments (Fig.4 RNS centrale) :

- Le compartiment Ouest comprend la partie centrale très faillée et qui correspond à la zone la plus haute. Le pendage y est d'environ 11° au toit du TAGS.
- Le compartiment Est est le compartiment affaissé par rapport à l'Ouest et auquel est rattachée la culmination Nord-Est. L'angle de pendage du compartiment Est est plus ou moins constant et est égal à 12° . [1]

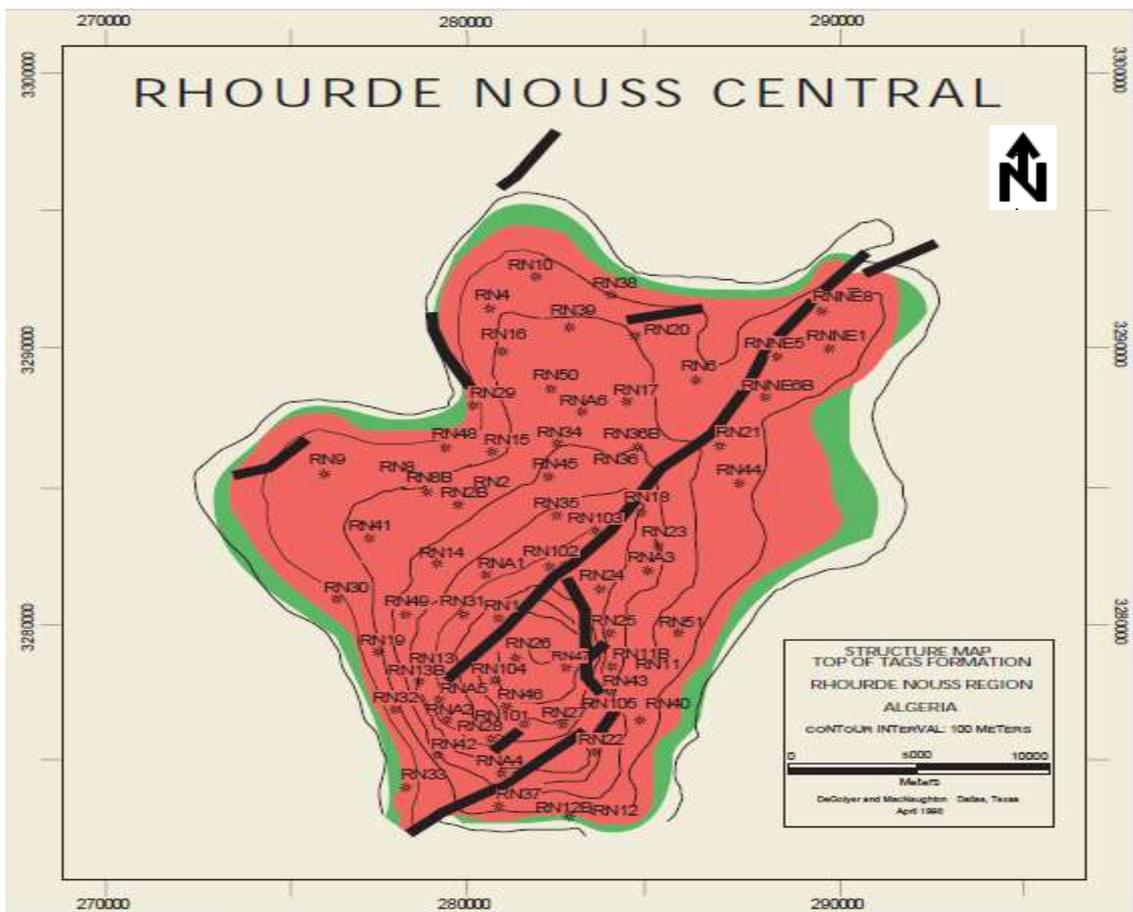


Fig.4 : Bloc de Rhourde Nouss Central [5]

I.6- Aperçu lithostratigraphie de la région

I.6.1-Le Paléozoïque

Les séries paléozoïques vont du Cambrien au Silurien. Leur épaisseur est d'environ 2500 m.

- **Le Cambrien** : Son épaisseur varie de 200 à 250m. Il correspond aux grès de Hassi-Messaoud et est essentiellement formé de quartzites très fines à grossières avec de fines laminations d'argile noire micacée et silteuse.
- **L'Ordovicien** : son épaisseur varie de 800 à 1100 m. Il débute par une épaisse séquence argilo-gréseuse comprenant les formations suivantes.
 - **Zone des Alternances** : C'est une alternance de grès fins quartzitiques et d'argile noire silteuse, d'une épaisseur allant de 100 à 150 m.
 - **Les argiles d'El Gassi** : Epaisées de 70 à 130 m, ce sont des argiles noires silteuses micacées.
 - **Les grès d'El Atchane** : C'est une alternance d'argile silteuses et de grès fins sur une épaisseur variant de 60 à 80m
 - **Les Quartzites de Hamra** : C'est une importante formation constituée de quartzites et de grès quartzitiques translucides à grès clair fins à moyen avec quelques laminations d'argile noire. Son épaisseur varie de 200 à 250m.
 - **Les grès d'Ouargla** : Cette formation dont l'épaisseur varie de 70 à 120m. débute par des quartzitiques grès-beige, très fins, légèrement argileux surmontés par des argiles silteuses.
 - **Les argiles d'Azzel** : épaisées de 60 à 70m. ce sont des argiles noires à grossiers silteuses et micacées avec des traces de pyrite, admettant quelques intercalations de grès moyens.
 - **Les grès d'Oued Saret** : C'est une alternance de grès gris clair quartzitiques et d'argiles noires silteuses micacées sur une épaisseur variant de 20 à 80m.
 - **La Dalle de M'Kratta** : est la dernière formation de l'Ordovicien formée de grès quartzitiques mal classés de couleur gris foncé dont l'épaisseur régionale varie de 4 à 25m.
- **Le Silurien** : est formé d'une épaisse série argileuse à sa base, surmontée par ensemble argilo-Gréseux. Cet ensemble constitue une excellente roche mère elle a contribué à la mise en place d'une partie des hydrocarbures de la région

-**Le Silurien argileux** : épais de 140 à 240m, il constitue la roche mère de la région et est constitué d'argiles gris noir micacée légèrement silteuse.

-**Le Silurien argilo-Gréseux** : Il est subdivisé de bas en haut en 6 unités :

-**Unité M1** : c'est une intercalation d'argile gris foncé et de grès fin sur une épaisseur de 10 à 60m.

-**Unité M2** : son épaisseur varie de 30 à 120m. Elle est constituée d'argile semblable à celle de l'unité M1 où s'intercalent rarement de fines passées de grès clair fin à moyen.

-**Unité A1** : son épaisseur varie de 10 à 25m. Elle est constituée de grès clair, fin à moyen et d'argile gris foncé, silteuse et micacée, riche en faune (Graptolites, Lamellibranches, Brachiopodes...).

-**Unité A2** : son épaisseur varie de 5 à 120m. Elle est constituée d'argile gris foncé à noire, silto-sableuse, de grès gris clair à gris foncé fins à moyens, avec des traces de Lamellibranches et de Brachiopodes.

-**Unité B1** : son épaisseur peut aller jusqu'à 150m. Elle est constituée d'argile gris foncé silto-sableuse où s'intercalent quelques bancs Gréseux. Présence de Lamellibranches, Gastéropodes et divers débris organiques. Cette unité est parfois partiellement érodée.

-**Unité B2** : son épaisseur va de 0 à 200m. Dernier terme du Silurien, elle n'est présente que sur les 2/3 de la région et est constituée d'alternances de grès gris clair à brunâtre, fin à moyen, glauconieux et d'argile gris foncé indurée et micacée. A noter des traces de débris organiques et de Lamellibranches. La rapide variabilité de son épaisseur est due à l'érosion hercynienne.

I.6.2- Le mésozoïque

Les terrains mésozoïques sont transgressives et discordantes sur les terrains paléozoïques.

- **La Trias**

Il est subdivisé en cinq unités de bas en haut : **TAGI, Tint I, TAM,**

Tint II et enfin le **TAGS**.

-TAGI : (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) épais de 0 à 70m, c'est le premier terme

du mésozoïque, il débute par des conglomérats à sa base surmontée par une alternance de grès fins à moyens et d'argile silteuse résultants d'un système fluvatile anastomosé.

-Tint I : (Trias Intermédiaire I) épais de 0 à 70m, c'est et une alternance d'argile gris verdâtre, silteuse et de grès fins à moyens gris à gris beige à extension latérale limitée déposés en système fluvatile méandrique.

-TAM : (Trias Argileux Moyen) épais de 20 à 40m, c'est essentiellement une argile rouge violacée, sableuse, indurée avec quelques passées de grès gris clair à brun, moyen à fin.

-Tint II : (Trias Intermédiaire II) épais de 50 à 80m, c'est une alternance d'argile rouge silteuse à sableuse et de grès gris brun à beige fin grossier.

-TAGS : (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) dont l'épaisseur varie de 150 à 200m représente le dernier terme de Trias. C'est un ensemble argilo-Gréseux avec prédominance de grès moyens à grossiers que présentent de bonnes porosités ainsi que de bonnes perméabilités. Il est à noter une bonne continuité latérale de ce dépôt.

- **Le Jurassique**

Il est composé du Lias, Dogger et du Malm est largement développé dans la région.

-Lias : est subdivisé en trois ensembles lithologiques distincts qui sont :

Lias Argileux épais de 40 à 60m et essentiellement formé d'argile rouge tender. Il représente la couverture de réservoir TAGS.

Lias Salifère épais de 100 à 500m et constitué de sel translucide et quelques rares passées d'argile.

Lias Argilo-Dolomitique épais de 60 à 100m, il présente deux bancs repères- l'horizon B dolomitique et argileux et l'horizon H anhydrique qui constitue notamment un excellent repéré sismique.

-Dogger et Malm : L'épaisseur de l'ensemble varie de 300 à 500m, il est essentiellement Gréseux avec intercalation d'argile.

- **Le Crétacé**

est présent avec tous ses étages allant du Néocomien au Sénonien.

I.6.3 – Le Cénozoïque

les séries cénozoïques ne sont représentées que le Miopliocène dont l'épaisseur est d'environ 300m.

L'épaisse série de recouvrement supra-Trias, d'environ 2000m n'a montré aucune accumulation d'hydrocarbures. Elle joue cependant un rôle important dans l'enfouissement des séries sous-jacentes d'intérêt pétrolier.

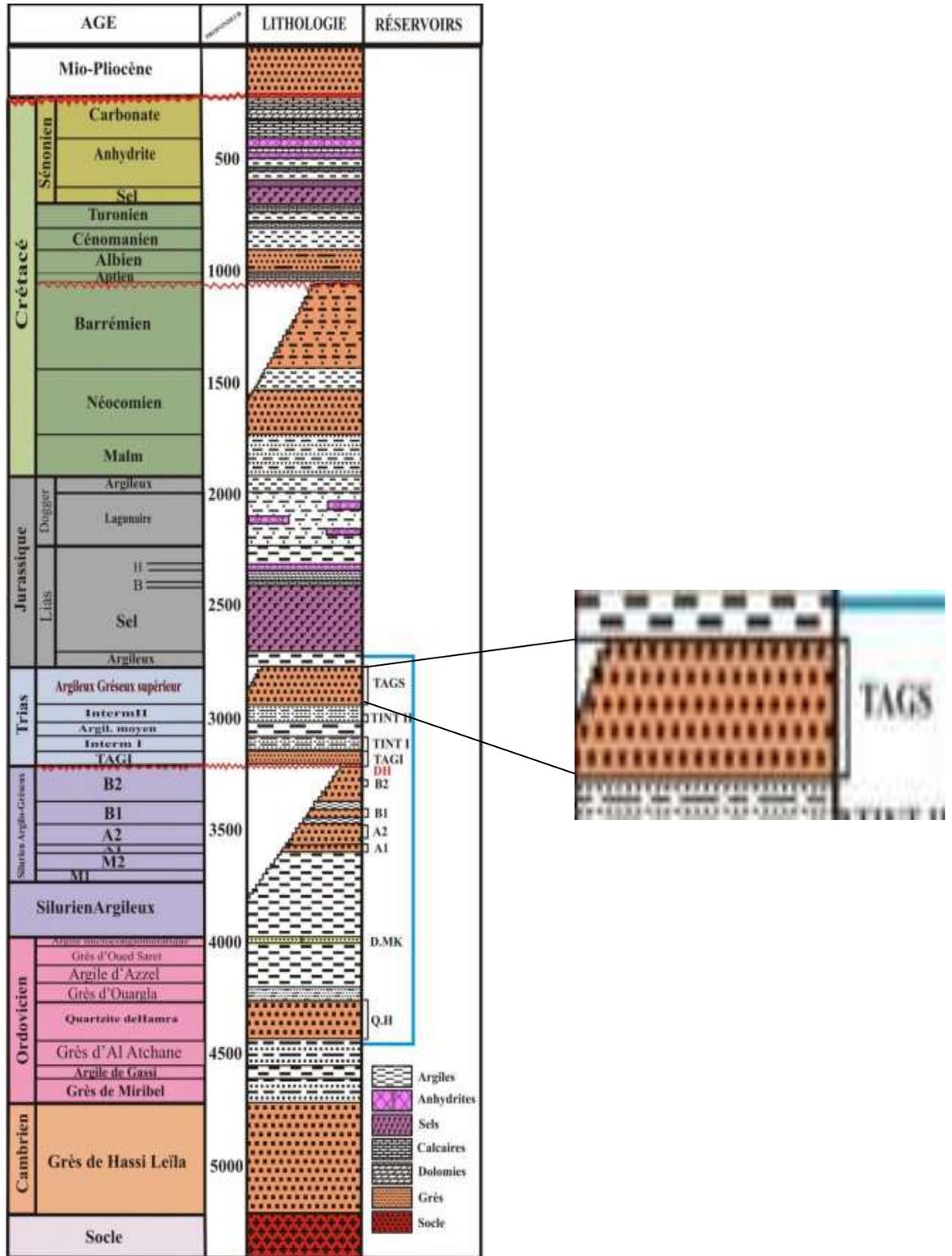


Fig. 5 : Colonne lithostratigraphique type du bassin de Berkine [6]

I.6.4– Les réservoirs

1) Quartzites de Hamra

Ce réservoir contient du gaz à condensat. Il est constitué de quartzites et de grès quartzitiques moyens à grossiers intercalés de quelques petits niveaux d'argile finement gréseuse vers la base. Il est épais d'environ 250m ; sa porosité moyenne varie de 2.7% à 4.1% et sa perméabilité est en générale inférieure à 0.1md. Il ne produit que lorsqu'il est fissuré.

2) Silurien A1

C'est un réservoir formé de grès fins à moyens, bien consolidés, déposés sous forme de barres sableuses de plateforme marine intercalées de fins passées d'argile gris noir indurées, silteuses et micacées. Son épaisseur totale avoisine les 20m et son épaisseur utile oscille entre 5 et 18m. La porosité moyenne varie de 6.1% à 17.7% et la perméabilité mesurée sur carottes est d'environ 2.4md. Il renferme de l'huile à RN Sud Est.

3) Silurien A2

Son faciès est indiqué à celui du Silurien A1. Son épaisseur utile avoisine les 50m au niveau de RN Central pour atteindre environ 15m AN Sud Est et il est absent par érosion sur RN Sud-Ouest. La porosité moyenne est de 12.3% à 15.5% à RN Central et de 7.8% à 15.4% à RN Sud Est. De même, la perméabilité peut atteindre 200md à RN Central tandis qu'elle ne dépasse guère. 12md à RN Sud Est . Ce réservoir est à huile et à gaz à condensat au niveau de RN Central et RN Sud Est.

4) Silurien B1

Le réservoir de cette formation est constitué par une succession de grès quartzitique fins à moyens déposés dans un système de barres de plateforme marine et d'argiles gris noir indurées, silteuse et micacées. L'érosion hercynienne a plus ou moins tronqué cette formation dont l'épaisseur varie 0 à 145m à RN Central et qui est totalement érodée sur RN Sud Est et RN Sud-Ouest. La porosité moyenne de ce réservoir est généralement inférieure à 7%. Il est à huile et à gaz à condensat dans RN Central.

5) Silurien B2

Totalement érodé sur RN SE, RNSO et sur les 2/3 de la structure de RN Central, ce réservoir à gaz est constitué de grès fins à moyens déposés dans un système de barres marines épaisses de 5 à 10m. L'épaisseur utile cumulée de ces grès est d'une trentaine de mètres mais peut se réduire à 0m par suite de l'érosion hercynienne. La porosité moyenne est d'environ 12.5%.

6) Trias Argilo-Gréseux Inferieur

C'est un réservoir à gaz riche en condensat. Il est constitué de grès fins à très fins à ciment argileux et d'argile silteuse. Ces grès se présentent sous la forme de corps chenalisés lenticulaires résultats d'un système fluvatile anastomosé. Ils reposent sur la discordance hercynienne et leur continuité semble mieux assurée que pour le Tint i. Leur épaisseur utile varie entre 10 et 35m, la porosité moyenne entre 8.4% et 13.7%, la perméabilité est rarement supérieure à 10 md.

7) Trias Intermédiaire I

Ce réservoir est constitué par des grès chenalisés dus à un système fluvatile méandriforme où les chenaux ont une épaisseur plurimétrique et présentent une extension latérale limitée (<1km). La hauteur utile cumulée des grès varie de 10 à 30m, la porosité moyenne de 8.4% à 14.1% et la perméabilité dépasse rarement 10md. C'est un réservoir à huile et à gaz à RN Central et huile à RN Sud Est.

8) Trias intermédiaire II

Epais de plus de 60m à RN Central et d'environ 45m à RNSE, il est essentiellement constitué d'argile rouge parfois vert, silteuse et sableuse et de grès fins à moyens plus ou moins argileux. Ces grès chenalisés sont présents tantôt à la base de la formation, tantôt dans la moitié supérieure où ils sont en communication verticale avec ceux du TAGS. C'est un réservoir à huile et à gaz.

9) Trias Argilo-Gréseux Supérieur

Le TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) représente le dernier terme du Trias dont il est le principal réservoir.

Sa hauteur totale varie de 100 à 200m dont plus de la moitié serait utile. C'est un réservoir à gaz avec à sa base un anneau d'huile épais d'une trentaine de mètres.

L'environnement de dépôt du TAGS correspond à un réseau de chenaux fluviaux en tresses pour la partie inférieure du réservoir, passant vers le haut de la formation à un réseau à tendance méandrique. Les sédiments du Trias se sont déposés en milieu continental, sur une topographie régionalement peu accusée traduisant ainsi de faibles variations locales d'épaisseur des premiers termes de la série.

Les dépôts de base montrent localement des conglomérats d'origine proche, puis ils passent à des grès épais et grossiers déposés dans un environnement fluvial à réseau en tresse. Il est à noter dans un contexte général que ces dépôts ont tendance à s'affiner et à se charger en ciment en remontant dans la série, ce qui traduit l'évolution du dépôt vers du méandrique. L'extension du TAGS dessine un immense cône alluvial qui se développe du Sud vers le Nord sur environ 150 à 200 Kms.

Les faciès typiques du TAGS sont représentés par des grès propres moyens à grossiers à stratifications obliques.

De ce fait, leurs caractéristiques pétrophysiques moyennes sont très bonnes ; de nombreuses valeurs de porosité entre 15 et 20% sont observées, ainsi que la présence de bonnes perméabilités ; en fait, l'étude pétrophysique du TAGS montre l'existence d'une porosité primaire particulièrement élevée (granulométrie grossière et faible argilosité). D'autre part, il est à noter la présence de bonnes perméabilités.

A ces bonnes caractéristiques pétrophysiques s'ajoute la grande continuité du TAGS qui font de lui le meilleur réservoir. [1]

I.6.5– Les contacts entre fluides dans le TAGS

I.6.5.1-Contact Gaz/Huile

Les essais de production, teste de formation et diagraphies différées ont fait apparaître trois contacts distincts pour les structures de Rhourde Nouss Central, Rhourde Nouss Sud-Ouest Rhourde Nouss Sud-Est, Rhourde Nouss Nord-Est.

Le compartiment Ouest de RN Central et la structure de RN Sud-Ouest ont un contact commun à -2445m niveau marin Le compartiment Est de RN Central et la structure de RN Sud-Est ont un contact à -2465m n.m toutefois le lobe Sud de cette

dernière a un contact à -2472m n.m. Les culminations Nord et Sud de RN Sud-Est sont séparées par un ensellement.

I.6.5.2- contact Huile/Eau :

Les essais de production, test de formation et diagraphies différées indiquent un contact commun à -2476m n.m pour la structure de RN Central RN Sud Est, RN Sud-Ouest et RN Nord Est.

I.6.6- Les caractéristiques du réservoir TAGS

Les essais de production des tests de formation en open-hole indiquent des pressions et températures initiales différentes pour RN Central, RN SE, RN SO et RN NE.

Les conditions initiales du réservoir pour les structures de RN Central et RN SO sont de l'ordre de 300.4kg/cm² et de 100°C à -2445m n.m.

Les conditions initiales du réservoir pour les structures de RN SE - portion Nord sont de l'ordre de 301.6kg/cm² et de 101.6°C à -2466m n.m – portion Sud sont de l'ordre de 302.1kg/cm² et 101.16°C. [1]

Chapitre II : Matériel et méthodes

II.1- Matériel

L'objet de cette étude est le réservoir TAGS dans le champ de Rhourde Nous. Les données des tops de formations, celles des porosités, des perméabilités et les lames minces. Ces données sont obtenues à partir des mesures directes sur carottes.

II.2- Méthodes

II.2.1- Description des données utilisées

L'étude statistique a été faite sur les données des échantillons de carottes. Au totale 221 échantillons, représentent 8 sondages qui ont été réalisés par plusieurs campagnes de forages de puits 1979 jusqu'à 1991. Les échantillons de carotte ont été analysés sur la porosité (\emptyset), la perméabilité (K)

II.2.2- Logiciels utilisés

Le traitement de données statistique manuellement est difficile ou pratiquement impossible dans certains cas, vu le nombre de données. Ceci exige l'utilisation de l'outil informatique pour toutes les étapes de l'étude statistique et géostatistique depuis l'élaboration des fichiers jusqu'à la cartographie et la visualisation des résultats. Plusieurs logiciels ont été utilisés pour cette étude :

➤ **Logiciel "Excel"**

Ce logiciel qui est un tableur a été utilisé essentiellement pour la saisie et la gestion des fichiers des données. Les fichiers de données des paramètres pétrophysiques de tout le réservoir de TAGS. En générale, il a été utilisé pour certains calculs et aussi pour qu'ils soient bien adaptés à tout traitement statistique.

➤ **Logiciel "Statistica. 6 " version demo**

Ce logiciel a été utilisé pour le traitement statistique monovarié, bivarié (calcul des matrices de corrélation, calcul des facteurs de charges, valeur propres).

➤ **Logiciel "Surfer 11 " version demo**

C'est un logiciel de multiple utilisation, il a été utilisé pour des cartes d'isovaleurs, la visualisation des résultats de krigeage et de cartographie automatique des paramètres pétrophysiques de chaque drain du réservoir TAGS.

II.2.3- Méthodes de mesure des paramètres pétrophysiques

➤ Préparation des carottes

La préparation des carottes a pour but de préserver des caractéristiques pétrophysiques des carottes, de manière que les mesures effectuées aux laboratoires puissent donner une appréciation proche des conditions de subsurface, d'où a été extraite la carotte. Pour s'en faire, il conviendrait de rigoureusement choisir les paramètres de forage et de boue à utiliser lors du prélèvement de la carotte (In Sonatrach, 2005). La plupart de ces changements de caractéristiques résultent des mauvaises pratiques liées à la manipulation des carottes, à leur préservation, à leur transport, à leur échantillonnage et à la préparation des échantillons [2].

A l'arrivée de carotte au laboratoire, elle subit une série d'opérations qui permettront d'obtenir une performance sur la variété des analyses qu'elle aurait à subir. Ces opérations doivent inclure :

- ✓ Vérification et conformité.
- ✓ Ouverture des caisses.
- ✓ Mesure du Gamma-Ray spectral si demandée.
- ✓ Ouverture des tubes et prélèvement des différents échantillons.
- ✓ -Nettoyage de la carotte.
- ✓ Opération de slabbing si demandée.
- ✓ Opération de photographie.
- ✓ Opération de prélèvement des plugs.
- ✓ Analyses pétrophysiques des plugs.
- ✓ Stockage dans la carothèque.

➤ Préparation des plugs

- Nettoyage préliminaire

Une fois que tous les tubes ont été vidés, il faudrait essayer à l'aide d'un chiffon la carotte afin de mettre en évidence le type de faciès et de pouvoir ainsi sélectionner les échantillons destinés à être paraffinés ou bien à subir un prélèvement pour la mesure des saturations. Ensuite, prendre un grand soin dans l'assemblage des

morceaux, afin de reconstituer la carotte et de pouvoir relever les cotes exactes de chaque échantillon.

- Prélèvement des échantillons

Le prélèvement d'un échantillon doit se faire avec une grande précaution et une méthode standardisée afin de pouvoir s'y retrouver par la suite. L'insertion d'un taquet en bois de même dimension que l'échantillon doit occuper le vide temporaire sur la table de lavage et doit comporter un numéro (pour l'échantillon destiné à la mesure des saturations) et les côtes du Top et Bottom (pour les échantillons destinés à la préservation).

-Pour les mesures conventionnelles ; les plages sont coupées à l'horizontal chaque 25 cm et 1 plug par mètre à la verticale. C'est un prélèvement systématique dans les parties gréseuses sous la forme d'un cylindre parfait de 1'' de diamètre et 1,5'' de longueur. Les plugs sont séchés dans une étuve à 60°C pendant 4 heures. L'établissement d'une fiche d'analyse comportant à l'entête les renseignements du sondage. Les plugs destinés aux mesures de saturations, sont coupés sous les dimensions de 1,5'' de diamètre et 1,5'' de longueur avec du gasoil ou pétrole. [2]

II.3-Parametres Péetrophysiques et leur mode d'analyse

II.3.1-Porosité (Φ) :

a) Définition :

Une roche sédimentaire est constituée de particules solides agglomérées ou cimentées entre lesquelles existent des espaces, appelés "pores" ou parfois "vides".

b) Mode de mesure

1. A partir les carottes (méthode directe)

La porosité (Φ) correspond au volume total occupé par les vides de la roche (V_p) divisé par le volume total de la roche (V_t). Elle s'exprime, le plus souvent en pourcentage La porosité est calculée par la formule suivante :

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

Où :

- V_t : volume total (ou apparent) de l'échantillon [m³].
- V_p : volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides[m³].
- V_s : volume réel des grains [m³].
- Φ : porosité [%].

c) Appareillage de mesure :

- Mesure du volume solide : Dans notre laboratoire, l'ultra proximètre (Fig.6) permet de mesurer le volume solide de la roche. Cet équipement est conçu sur la base de la loi suivant :

$$P1 * V1 / T1 = P2 * V2 / T2$$



Fig 6: Mesure du volume solide [2]

- Mesure du volume total : Le volume total (V_t) est déterminé grâce à une pompe volumétrique à mercure par le principe d'Archimède. Fig.7



Fig.7 : Pompe de mercure et Micromeritics Autopore III [2]

- Mesure de la densité des grains : La balance électronique permet de peser le poids de l'échantillon, celui-ci est répertorié dans le programme de Winpore où le grain densité est calculé automatiquement sous la formule : Poids/volume solide = densité des grains (g/cm³). [2]

2. A partir diagraphiques (méthode indirecte)

Ce sont les méthodes diagraphiques comme :

la diagraphie sonore : (BHC/ LSS/ SDT/ DT) : Elle donne la porosité sonore (Φ_s),

en utilisant la formule : $\Phi_s = [\Delta t \log - \Delta t \text{ mat}] / [\Delta t f - \Delta t \text{ mat}]$

A noter/ $\Delta t \log$: Temps de transition de la formation lu sur le log de densité ($\mu\text{s/m}$)

;

$\Delta t \text{ mat}$: Temps de transition de la matrice, ex. $\Delta t \text{ calcaire} = 156 \mu\text{s/m}$ ($\mu\text{s/m}$) ; $\Delta t f$

: Temps de transition du fluide, ex. $\Delta t \text{ huile} = 755 \mu\text{s/m}$ ($\mu\text{s/m}$).

la diagraphie de neutron : (NPHI, CNL) : La porosité neutronique (Φ_N) est directement lue en pourcentage sur le log d'enregistrement.

la diagraphie de densité : (RHOB, FDC) : mesure la porosité de densité (Φ_{den}), en utilisant la formule : $\Phi_{\text{den}} = [\rho_{\text{ma}} - \rho_b] / [\rho_{\text{ma}} - \rho_f]$

A noter ρ_{ma} : Densité de la matrice, ex. grès = 2.65 g/cm³. (g/cm³),

ρ_b : Densité de la formation, lue sur le log de densité (g/cm³), ρ_f : Densité du fluide, ex. huile = ~0.85 g/cm³

NB : $\Phi_t = [(\Phi_{\text{den}} + \Phi_N) / 2] + \Phi_s$

II.3.2- Perméabilité (K)

a) Définition

La perméabilité est le paramètre clé pour la production. La perméabilité caractérise l'aptitude qu'à une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores. La perméabilité (K) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (L), à la chute de pression (ΔP) nécessaire à son passage. La loi de Darcy [2]

$$\frac{Q}{S} = \frac{K \Delta P}{\mu L}$$

Où

Q : Débit au travers de l'échantillon .cm³/s

S : Aire de la section.cm²

K : perméabilité. Darcy

μ : Viscosité de l'eau. centipoises

ΔP : différence de pression. Atm

L : Longueur de l'échantillon. cm

b) Mode et appareillage de mesure

- Perméamètre conventionnel : C'est un modèle très ancien, il fonctionne manuellement sous pression de confinement de 200 Psi, et une pression de mesure de l'ordre de 80 Psi (Fig.8). La perméabilité absolue (au Perméamètre conventionnel) est mesurée et calculée sous une équation qui dérive de la loi de Darcy et qui est :

$$K_a = (L \cdot HW \cdot C \cdot Q) / A \cdot 200$$

Où :

- K_a : Perméabilité absolue.

- C : Constante mercure (60).

- Q : Débit (orifice de 0.030, 0.150, 0.50, 10.000, 20.492).

- L : Longueur de l'échantillon.

- HW : Hauteur de l'eau lue directement sur le manomètre à l'eau.

- A : Surface de la section traversée par le gaz cm².



Fig 8 :Perméamètre conventionnel [2]

Perméamètre conventionnel informatisé (Fig. 9) : Il est récent, il est conçu pour mesurer la perméabilité sous une pression de confinement de 400 Psi. Sur cet appareil l'intervention humaine est réduite ; par conséquent, les mesures sont plus proches à la réalité. Le logiciel utilisé pour cet appareillage est basé sur la loi de Darcy [2]



Fig 9 : Ultra Perméamètre [2]

II.3.3-Les lames minces

a) Définition :

Une lame mince de roche est une préparation spécifique effectuée par un lithopréparateur. Ces préparations consistent à amincir un échantillon de roche, préalablement collé sur une plaque de verre, à une épaisseur de 30 micromètres (davantage pour les lames destinées à la micropaléontologie).

b) Mode et appareillage de traitement :**Microscope optique en lumière naturelle et polarisée**

Le microscope polarisant, ou microscope polariseur (fig.10) analyseur est un microscope optique muni de deux filtres polarisants, appelés polariseur et analyseur. Il est utilisé en pétrographie pour l'observation et l'identification des minéraux dans

les roches. Le principe de fonctionnement repose sur l'utilisation d'un faisceau de lumière polarisée (par le polariseur). L'échantillon de roche à observer est préparé afin d'obtenir une lame mince, c'est-à-dire que la roche est coupée en un fin bloc collé sur une lame de

verre, l'ensemble étant aminci par polissage jusqu'à une épaisseur de 30 micromètres précisément.[6]



Figure 10 : Microscope optique lumière polarisée

**Chapitre III: Caractérisation
géométrique et pétrographique du
réservoir TAGS**

III.1- Introduction

La connaissance d'un gisement pétrolier commence par la détermination de géométrie, suivi de l'identification de sa lithologie et pétrographiques. Pour ce faire, des cartes en isobathes au toit et au mur du réservoir TAGS ont été réalisées, suivi de la carte en isopaches (isopaques) du même réservoir. La lithologie a été abordée avec la description des carottes prélevées alors que la pétrographie a été déterminée avec les lames minces décrites par les études antérieures des équipes de Sonatrach. Les résultats obtenus nous permettront de discuter les propriétés réservoir du TAGS du chapitre suivant.

Tab.1-présenté les variations d'épaisseurs et (toit, mur) de TAGS par 12 puits.[5]

Puit	x	Y	epaisseur	bottom	top
RN17	283499.93	3291250.07	307	2228	2535
RN 34	282348.91	3290318.82	301	2199	2500
RN 35	282280.29	3288558.77	292	2086	2378
RN 36b	283795.27	3290818.1	262	2250	2512
RN 45	282177.13	3289504.61	274	2173	2447
RN 39	282500.25	3293150.51	271	2275	2546
RN 37	281287.4	3281592.92	275	2332	2607
RN 40	284065.24	3283259.24	270	2366	2636
RN 27	282200.07	3283650.06	300	1758	2058
RN 30	278402.74	3286615.5	261	2401	2662
RN 44	285050	3288950	262	2373	2635
RN 13	280000	3284800	261	2042.5	2303.5

III.2- Extension latérale et verticale (géométrie) du réservoir du TAGS

La base de la région d'étude se présente comme une zone haute au centre entourée de zones particulièrement basses aux périphéries (Fig.11). En effet, les profondeurs de la zone centrale varient de 1750 m à un maximum de 2200m, alors que les périphéries dépassent les 2250 atteignant par endroits 2350m. La dénivelée est aux alentours de 700m.

La carte en isobathes au toit du TAGS (Fig.12) montre le même type, de surface avec la même distribution avec la différence de l'épaisseur du réservoir TAGS. Cela indique le calme tectonique pendant la sédimentation de ce réservoir qui se traduirait par une homogénéité des dépôts du TAGS. Comme pour le mur, le toit du

TAGS présente une dénivelée de 650m entre la zone haute du centre et les zones basses des alentours.

L'épaisseur du TAGS dans le secteur central du champ de Rhourde Nousse varie de 260m à 310m. Les plus grandes épaisseurs sont localisées au centre de la région d'étude (Fig.13) où elles dépassent les 280m. Vers les périphéries, elles diminuent jusqu'à 250m. A noter la présence d'une anomalie au nord-est de la région. Effectivement des courbes de grandes épaisseurs sont juxtaposées avec les faibles épaisseurs. Cette anomalie est expliquée par la présence d'une faille antérieure au TAGS qui est restée active durant la même période. Il s'agit d'une faille progressive.

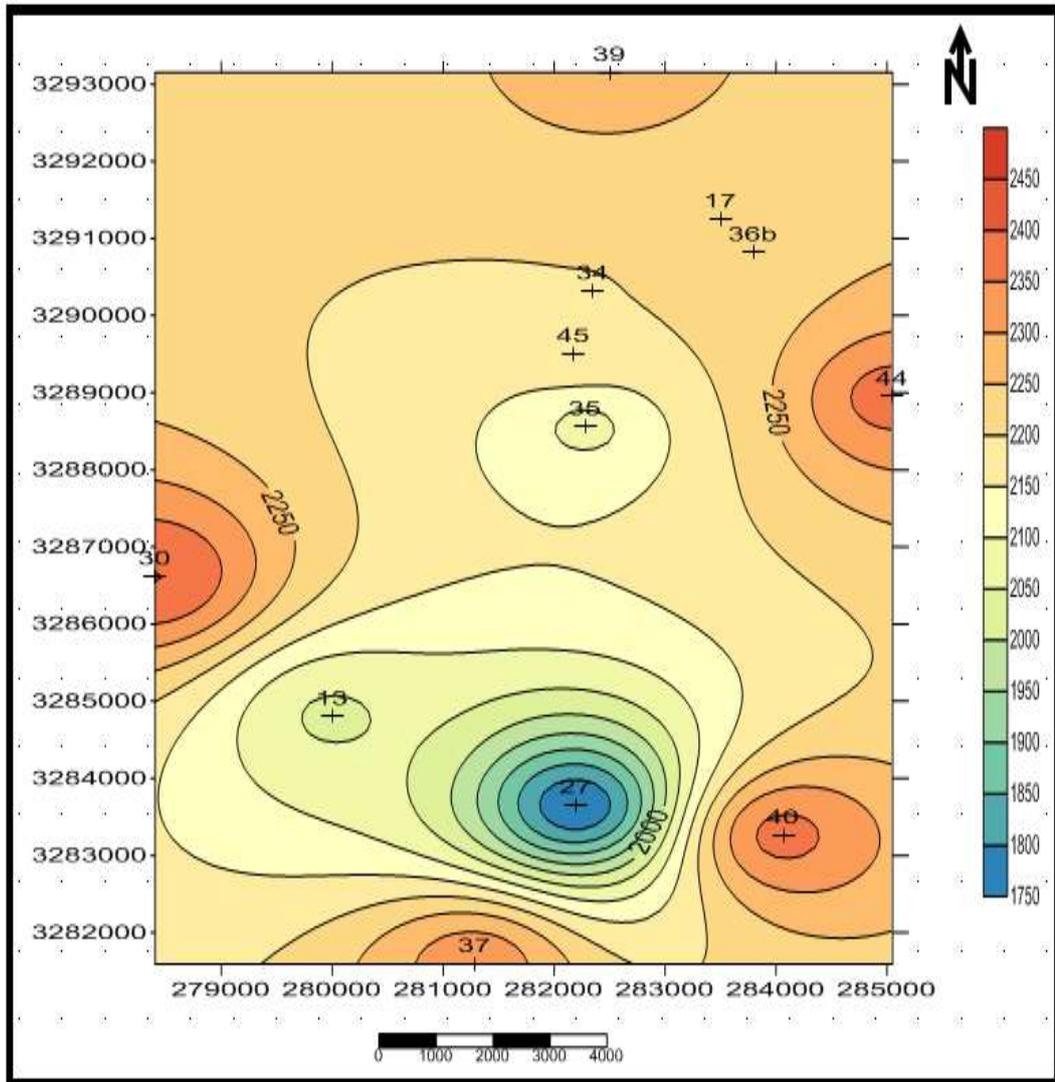


Fig 11 : Carte en isobathes au mur de TAGS

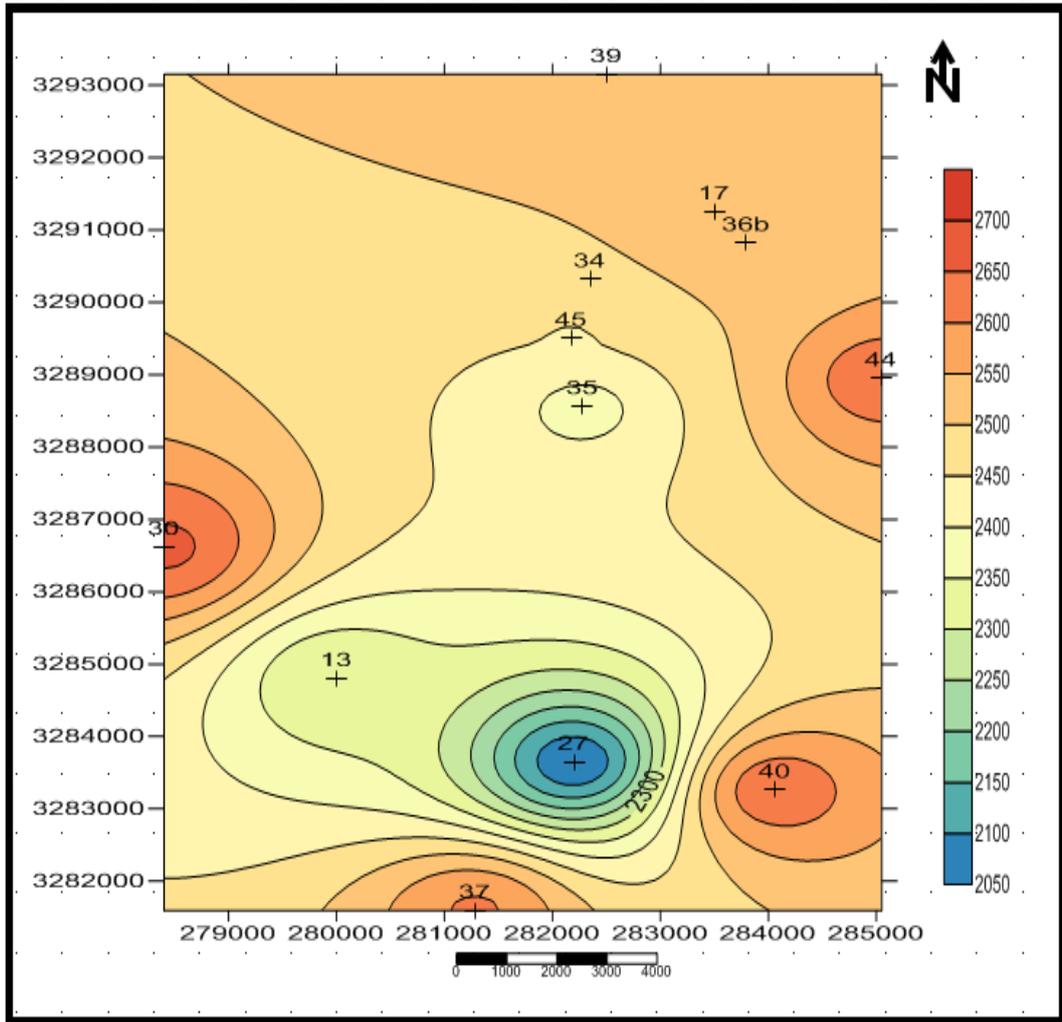


Fig 12 : Carte isobathe au toit de TAGS

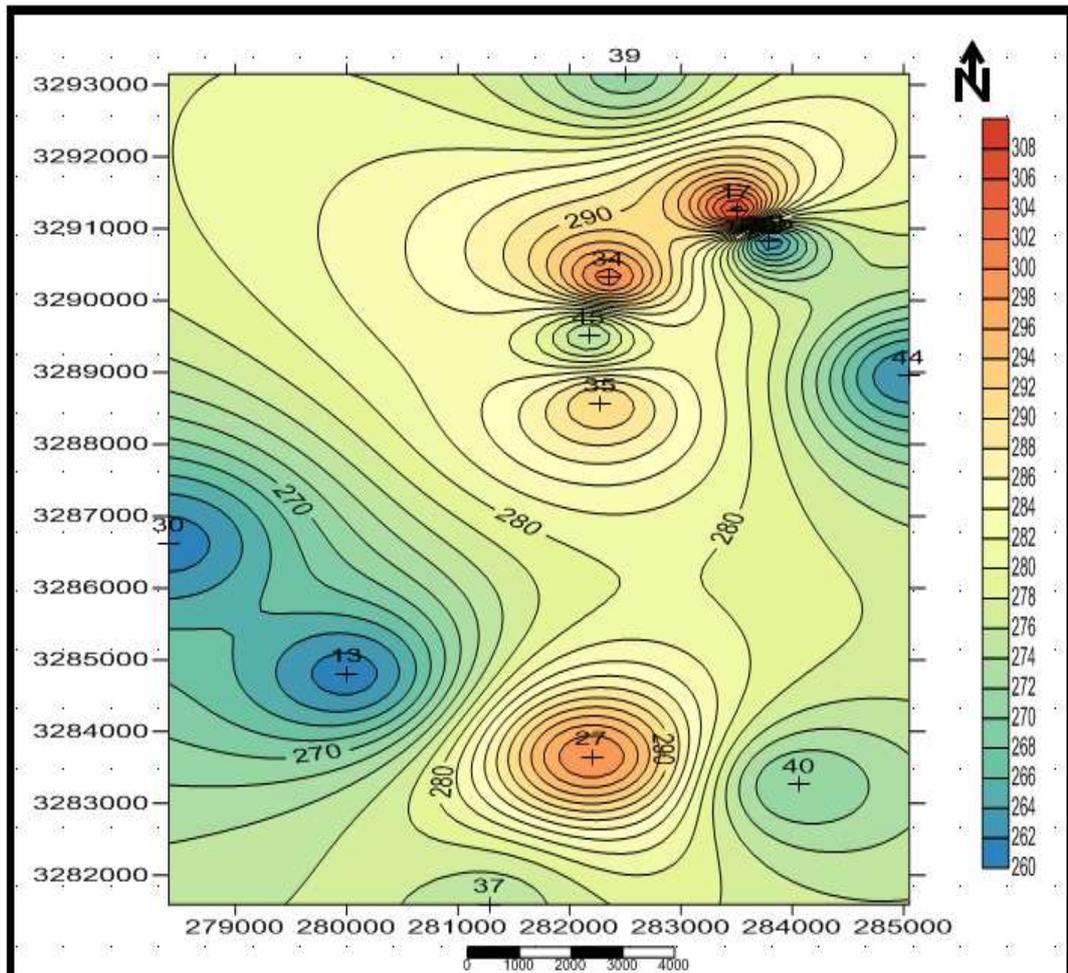


Fig 13 : Carte en isopaches TAGS

III.3- Description lithologique du réservoir TAGS

La description lithologique du TAGS a été faite sur la base de ces cartes prélevées. Sur les huit puits où le TAGS a été carotté, le puits RNS27 a été choisi en raison de la qualité de description observée des carottes prélevées. Dans la description macroscopique, nous avons insisté sur les caractères des faciès suivants :

- ✓ La couleur des sédiments,
- ✓ La nature des constituants lithologiques et leur granulométrie,
- ✓ Les discontinuités sédimentaires,
- ✓ Les figures et les structures sédimentaires quand elles sont observables.

III.3.1-Carotte : N°01

Niveaux de 2133 à 2135.25m.

Grès beige, moyen à grossier par endroit, grains subanguleux à subarrondis, mauvais granoclassement, ciment siliceux à silico-argileux. Friable à légèrement induré ; nombreuses inclusions de galet de silice et nodules d'argile vert à la base. Porosité visuelle bonne, fluorescence néant et stratification inobservables au sommet obliques en certains endroits, fractures fermées et subverticales à la base.

Niveaux de 2135.25 à 2136.95m.

Grès gris beige o blanc par endroits fin o très fin, grains subanguleux à subarrondis granoclassement assez bon, ciment silico-argileux et carbonaté parfois, friable et dur par endroits. Porosité visuelle bonne o faible stratification inobservable, oblique en certains endroits. Fluorescence néant, fractures verticales à subverticales, fermées

B : niveau bréchique à la base accidentée.

Niveaux de 2136.95 à 2137.50m.

Grès blanc, moyen à grossier, très mauvais granoclassement, ciment carbonaté avec injection de galets siliceux, dur. Porosité visuelle médiocre et fluorescence néant stratification inobservable, fractures verticales au sommet.

Niveaux de 2137.50 à 2138.05m.

Silts verts à gris noir, avec inclusions de dolomie beige à la base.

Niveaux de 2138.05 à 2138.80 m.

Grès beige à gris blanc, fin à grossier mauvais granoclassement, ciment silico-argileux, carbonaté par endroits dur. Porosité visuelle bonne à médiocre fluorescence néant, stratification obliques, et fractures fermées, subverticales.

Niveaux de 2138.80 à 2139.75 m.

Siltstones gris-noires à noires, avec nombreuses inclusions dolomitiques et de silts verts. Nombreuses fractures fermée obliques.

Niveaux de 2139.75 à 2141.60 m.

Argile brun rouge, vert au sommet silteux au sommet, avec de nombreuse injection dolomitiques, beiges cryptocristallines dure, quelques plans de friction. [7]

III.3.2-CAROTTE : N°02

Niveaux de 2205 à 2206.50m.

Grès beige à gris, fin à moyen rarement grossier, grains subanguleux à subarrondis, granoclassement médiocre, mal consolidés, ciment siliceux, à silico-bitumineux, très faible, porosité visuelle bonne

Et fluorescence néant, stratification inobservables, fractures fermée, vides, obliques plan de friction a la base.

Niveaux de 2207.15 à 2207.70m.

Argile grise à gris-vert indurée avec nombreuse plans de friction à surface lustrée.

Niveaux de 2207.70 à 2208m.

Grès beige à gris, moyen, grains mal consolidés, mauvaise granoclassement, ciment silico-bitumineux, argileux, friable. Porosité bonne fluorescence néant, stratification inobservables et fractures fermées, vides, subverticales.

D'après la description de ces deux carottes ; il en sort que les principaux faciès rencontrés sont :

1-Des grès grossiers à moyens, à passées microconglomératique, galets mous, stratification obliques et de couleur beige à blanchâtre. Leur contact basal est érosif et leur granulométrie diminue vers le sommet.

2-Des grès fins beiges ou bruns parfois argileux présentant des rides ou des laminations planes parallèles.

Ces deux faciès se développent sur de fortes épaisseurs et constituent les principaux faciès du réservoir. Ils peuvent être localement plus ou moins silicifiés ou à ciment carbonaté. Quelques niveaux dolomitiques sont localement signalés, soit sous forme de bancs continus. Soit sous forme de nodules d'origine synsédimentaire en relation avec des paléosols. Vers le sommet de ces grès s'observe localement une cimentation anhydritique parfois abondante.

III.4- Etude pétrographique et diagenétiques du TAGS

Cette étude repose sur celle faite par Beicip [7] sur la base de lames minces relaissées sur l'ensemble des réservoirs de la région (TAGI, TNT1, TNT2 TAGS). Il s'agit d'une réévaluation de l'analyse pétrographique détaillée portant sur trois lames minces du puits RNSW-1.

Cette étude nous a permis en premier lieu de décrire la pétrographie détaillée du réservoir avec une analyse quantitative et qualitative approfondie sur lames minces et au microscope optique dont le but est la détermination qualitative et quantitative des constituants majeurs, mineurs et la phase de liaison. Il s'agit :

- ✓ La détermination de la granulométrie par estimation du diamètre du grain le plus fréquent (Grain moyen=Gm) et par la mesure du grain le plus grossier (Grain Maximum=GM) ;
- ✓ L'appréciation de la forme des grains (très anguleux, anguleux, subanguleux, subarrondi, arrondi, bien arrondi);
- ✓ Les types de contact entre les grains (flottant, tangentiel ou droit, concavo-convexe, suturé, stylolithique) ;
- ✓ La caractérisation du réseau poreux (intergranulaire, intragranulaire, dissolution, primaire, secondaire);
- ✓ L'identification des phénomènes diagenétiques.

III.4.1- les constituants

III.4.1.1- Le quartz : Il est considéré comme le constituant majeur. Sa teneur varie de 65 à 75% parfois pouvant atteindre 80 %. La taille des grains varie fréquemment entre 0,05 et 0,31mm, alors que celle du grain maximum oscille entre 0,09mm et 1,4mm. Les grains sont subarrondis à subanguleux et rarement arrondis. Généralement, la morphoscopie arrondie correspond à des grains grossiers et mal classés, tandis que les quartz subarrondis à anguleux sont bien classés à granulométrie fine. Le contact entre les grains est parfois flottant, droit, concavo-convexe, et rarement suturé.

III.4.1.2- Les débris de roches : L'observation des lames minces, indique des pourcentages élevés de débris de roches. La valeur maximale peut atteindre 70 %. La présence de ces débris de roches serait probablement compatible avec une source d'apport proximale.

III.4.1.3- Les micas : Dans les sédiments étudiés, les micas présentent une fréquence très faible, de l'ordre de 1 %. Ils sont souvent associés aux faciès fins et peuvent présenter une altération en illite.

III.4.1.4- Les minéraux lourds : Les minéraux lourds sont représentés par le zircon et la tourmaline. Ils ont une grande résistance aux altérations et aux transformations durant les transports et sédimentation. Ils sont présents en traces dont leur proportion ne peut jamais atteindre 3 %.

III.4.1.5- Les feldspaths : Les feldspaths sont présents en traces, représentés essentiellement par les feldspaths potassiques. Cette faible présence serait due probablement à la maturité progressive du sédiment pendant le transport.

III.4.2- Les ciments

III.4.2.1- La silice : Elle se présente essentiellement sous forme de nourrissage autour des grains de quartz. Sa fréquence peut atteindre parfois 2 %. La silice secondaire, se matérialise par des auréoles d'impuretés aux contours des grains de quartz, donnant ainsi, au quartz sa forme hexagonale primitive.

III.4.2.2- L'argile : L'argile représente le ciment principal. On distingue deux types selon l'origine : argile détritique et authigène. Sa fréquence oscille entre 1% et 40% avec des pics atteignant 90%. Ces variations dépendent du processus de sédimentation ainsi que des transformations diagenétiques qu'a subi la roche.

Les analyses aux rayons X (DRX), complétées par les observations pétrographiques, nous ont permis de distinguer trois types d'argiles : **kaolinite, illite et chlorite**. La répartition de ces trois types d'argile est variable en fonction de la profondeur. Trois intervalles se distinguent. Au niveau des profondeurs limitées entre 2352 et 2388,40 m, la kaolinite représente l'élément le plus abondant des minéraux argileux, sa fréquence peut atteindre parfois 100 % du pourcentage total des argiles. Tandis que l'illite, se représente en trace et parfois sa teneur peut atteindre 50% de la fraction argileuse. Alors que le chlorite se trouve en trace et dans les meilleurs des cas elle peut atteindre 5% du volume total d'argile.

III.4.2.3- Les carbonates : Les carbonates sont représentés par les dolomies et la sidérite, il est à noter que le ciment carbonaté est poecilitique (petit cristaux). Leur proportion totale peut atteindre 23 %.

III.4.2.4- L'anhydrite : L'anhydrite se présente en trace dans l'espace intergranulaire, elle atteint une fréquence de 5 % exceptionnellement au niveau de la cote 2360m.

III.4.2.5- La pyrite : La pyrite est observable en proportion qui oscille entre 1% et 10%, parfois elle est en trace ou totalement absente. [4]

III.5- Description des lames minces et les phénomènes diagenétiques

III.5.1- Lame N°01

La lame mince représentée dans (Fig14) concerne la cote 2914.5m d'un puits foré dans le champ RNSE. Elle présente un facies de quartzites à grain grossier, supermature, bien classé. Les phases diagenétiques qu'elle montre est le très important nourrissage des grains de quartz (Be, Gf, DI). La Porosité est très bonne, primaire dominante et secondaire par dissolution des feldspaths (hors photo) $\varnothing=30$ % environ.

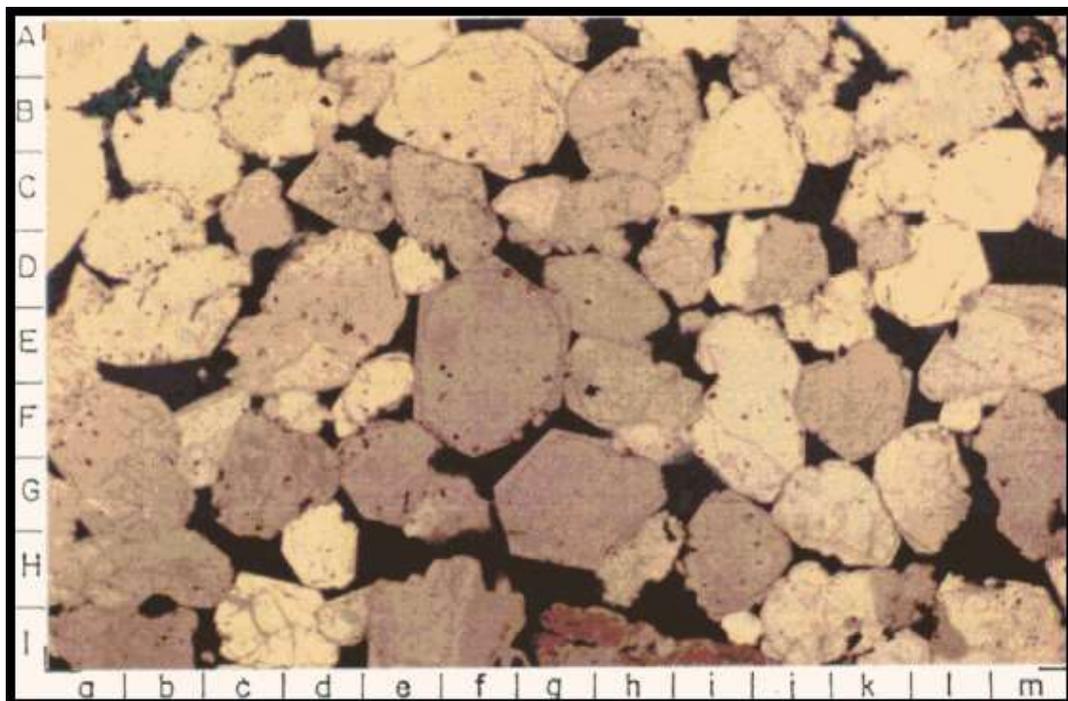


Fig14 : Lame mince présente (cote 2914.5m) : Facies et phases diagenétiques de (TAGS)RNSE [7]

III.5.1- Lame N°02

La lame mince représentée par (fig.15) de la cote 2547m d'un puits foré dans le champ RNSW. Elle présente un faciès litharenite (débris de roche) à grain très grossier, voire microconglomératique, très mal classé. Les phases diagenétiques qu'elle montre sont le nourrissage des grain de quartz (Eb) et la formation du ciment anhydritique (Ejk,Gm). La porosité est primaire et bonne.

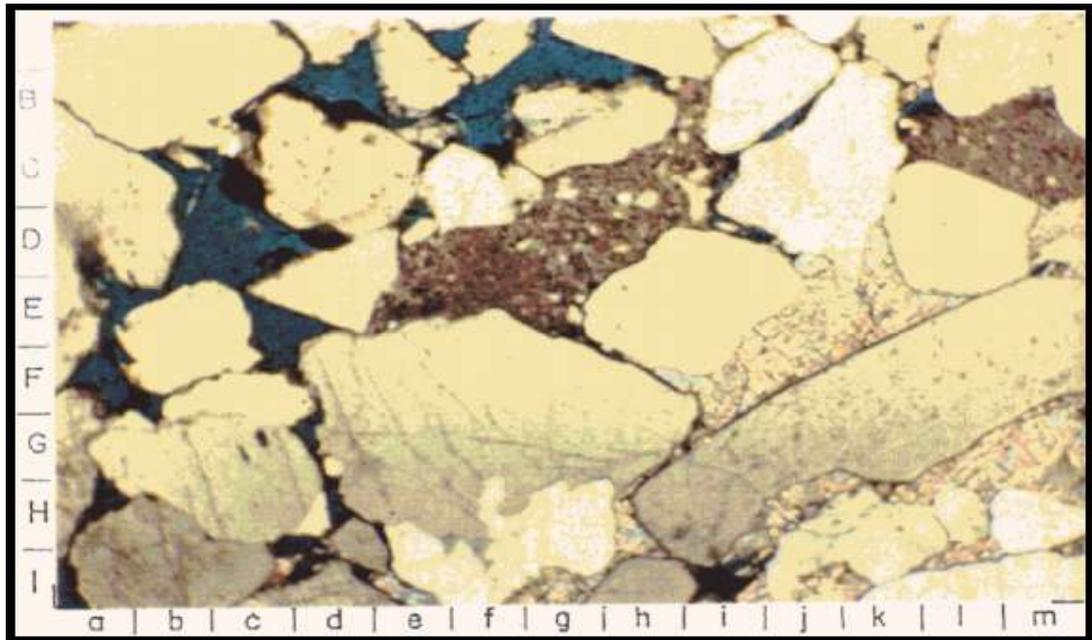


Fig15 : RNSW de TAGS (cote 2547m) [7]

III.5.1- Lame N°03

Cette lame représentée (fig.16) est la même lame précédent mais dessous la lumière polarisée permet de mettre en évidence Le quartz polycristallin (PGH, efg) et la nature peocilitique du ciment anhydritique (plage d' anhydrite formée par un seul cristal).



Fig 16 : RNSW de TAGS (cote 2547m) la lumière polarisée [7]

III.6- La séquence diagenétique des grès du TAGS

L'étude des lames minces des grès du TAGS a permis de mettre en évidence une succession de phases de cimentation dont les principales sont les suivantes :

III.6.1-Phase de cimentation carbonatée précoce, dolomitique, liée à des phénomènes syngénétiques.

Parmi les ciments dolomitiques recensés, certains peuvent être interprétés comme des ciments très précoces.

- Peu de contact entre les grains de quartz (apparence de grains flottants), ayant de plus, très peu d'excroissances de silice
- localement, microcristaux de dolomie en frange autour des grains, organisation typique des ciments précoces.

III.6.2-Nourrissage des grains de quartz.

Des excroissances de silice sont très fréquentes et constituent le ciment dominant.

III.6.3-Cimentation dolomitique

Un ciment dolomitique apparaît fréquemment, bien que le plus souvent en très faible quantité. Ce sont généralement de larges cristaux colmatant partiellement la porosité primaire.

Cette dolomie est un ciment tardif, postérieur aux excroissances siliceuses (présentant parfois des surfaces corrodées) mais antérieur au ciment anhydritique. Elle peut aussi cimenter les pores résiduels des faciès originellement dolomitiques.

III.6.4-Cimentation anhydritique

L'anhydrite se présente généralement en ciment accessoire tardif souvent en plages poecilitiques.

La précipitation d'anhydrite est toujours un phénomène tardif. Dans les faciès déjà fortement cimentés par les carbonates, l'anhydrite semble colmater la porosité primaire résiduelle.

Cette séquence diagenétique est observée dans la majorité des échantillons. Elle peut être parfois complétée par des ciments accessoires (excroissances de silice postérieure au ciment dolomitique. Ou par des phases de dissolution du ciment carbonaté ou anhydrique, peu importantes et sans incidence majeure sur l'évolution de la porosité. [7]

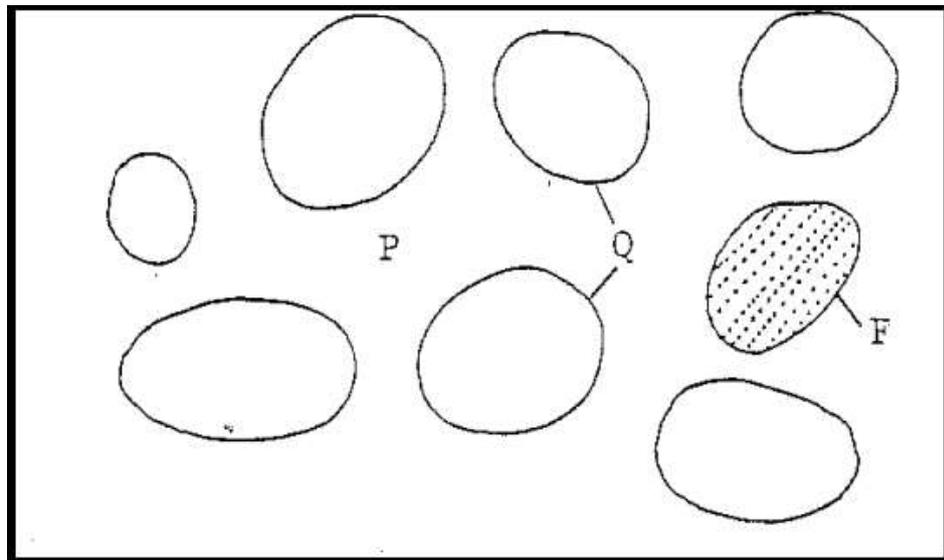


Fig 17 : schéma montrant les contacts flottants des grains, le quartz, le feldspath et la porosité. [7]

Sédimentation : d'un grès légèrement feldspathique propre, environnement de chenaux fluviaux

Q : grains de quartz, très arrondis

F : grains de feldspath

P : porosité primaire originelle.

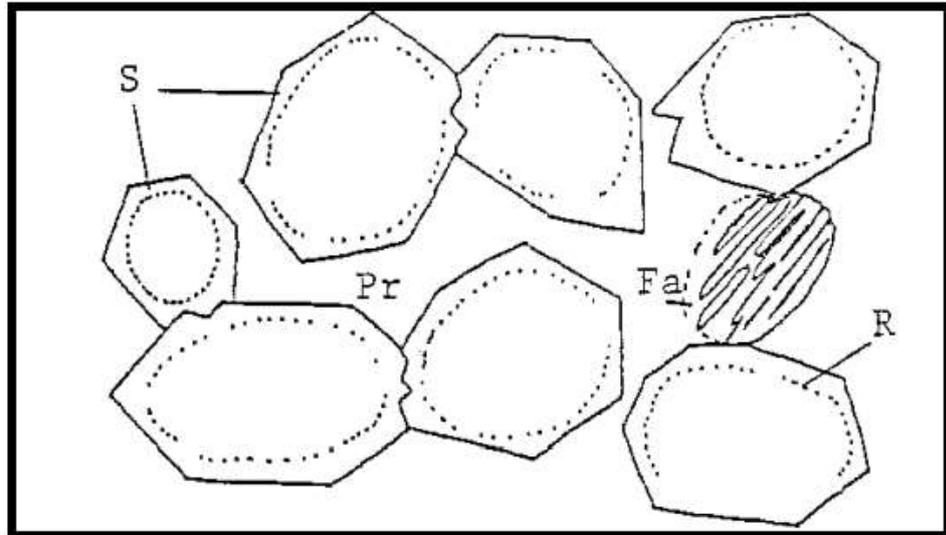


Fig18 : schéma montrant nourrissage des grains de quartz et feldspath partiellement dissous, la porosité .[7]

S : excroissance de silice

R : résidus d'insolubles

Fa : feldspath altéré, partiellement dissous

Pr : porosité primaire réduit.

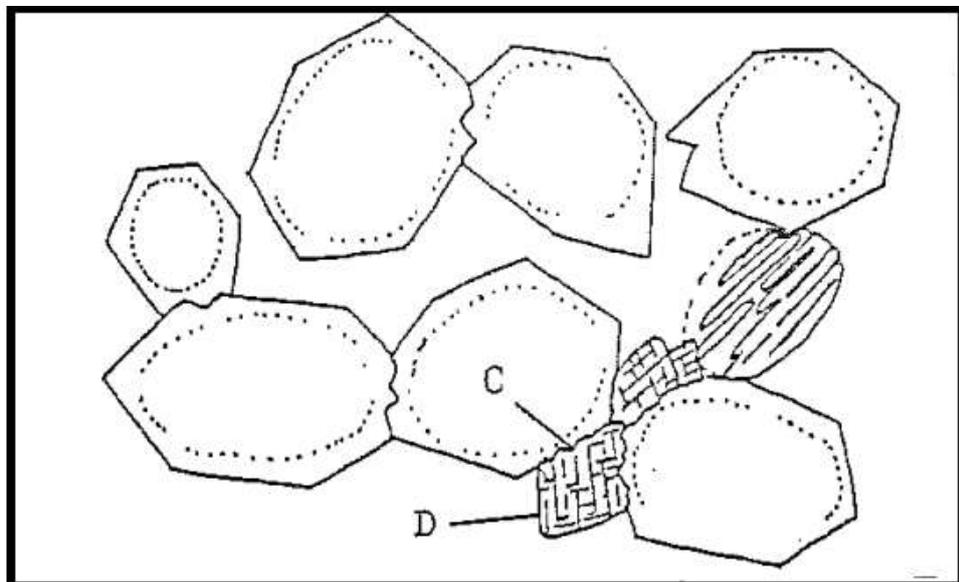


Fig19 : schéma montrant réaction de quartz en contact avec la dolomie. [7]

C : Cimentation dolomitique

D : cristaux subrhomboédriques de dolomie le plus souvent non ferreuse, ciment quelques grains de quartz

C : corrosion de quartz ou de son excroissance au contact de la dolomie

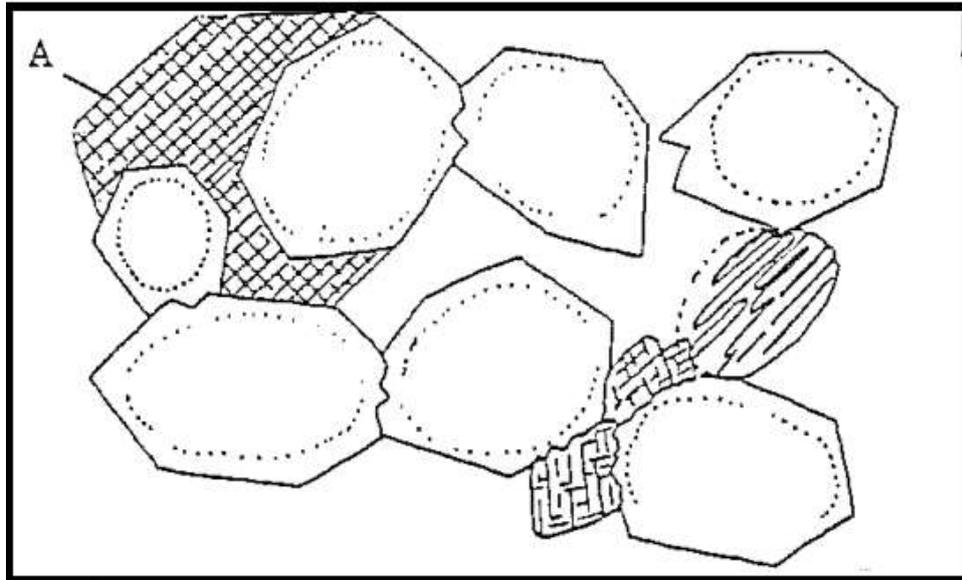


Fig 20 : schéma montrant ciment anhydritique de quelque graine de quartz. [7]

A : ciment poecilitique anhydritique de quelque graine de quartz

Les ciment dolomitique ou anhydritique peuvent localement obturer presque complètement la porosité.

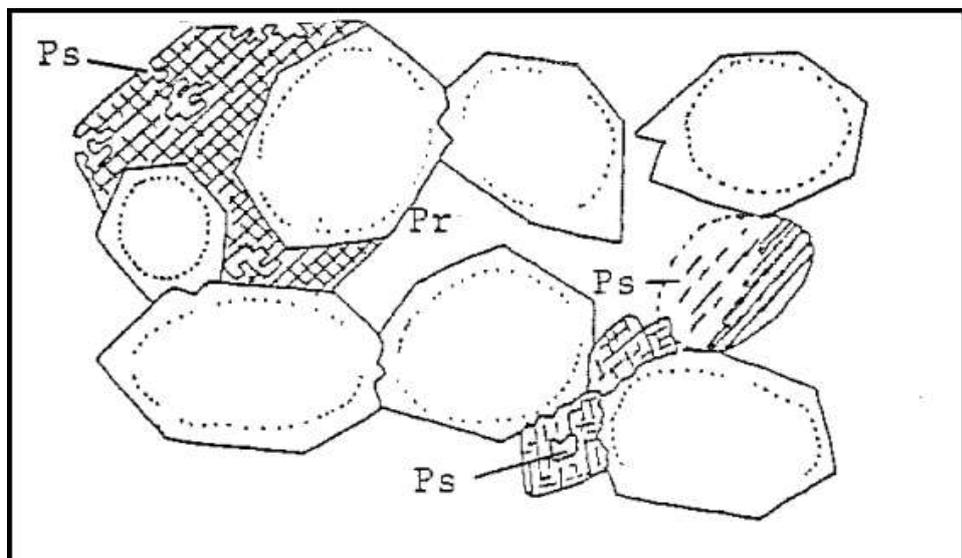


Fig.21 : schéma montrant porosité primaire réduite et création de porosité secondaire. [7]

Phase de dissolution tardives, création de porosité secondaire

Pr : porosité primaire réduite

Ps : porosité secondaire créée par dissolution des feldspath (pores élargis de grand taille) ou par dissolution ponctuelle des ciment carbonaté ou anhydritique (pores non connectés de petite taille) [7]

**Chapitre IV : Etude
pétrophysique du réservoir
TAGS**

IV.1- Introduction

Dans ce chapitre, les paramètres pétrophysiques (porosité et perméabilité) du réservoir TAGS ont été analysés aussi bien pour caractériser la variation verticale que spatiale. Pour ce faire, les données des 8 puits du Rhourd Nouss centrale ont été utilisées pour une analyse statistique et la réalisation des cartes en isovaleurs.

IV.2- Notion fondamentales

IV.2.1- Notion de 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 [3]

Géologiquement, les meilleures roches réservoirs sont :

- ✓ les roches détritiques : sable et grès ;
- ✓ les roches carbonatées : calcaires et dolomies

IV.2.1- Notion de matrice

Il s'agit de l'ensemble des éléments solides figurés (grains et liants) constituant la roche à l'exception des argiles. D'après SERRA (1979)[3], il existe trois types de matrice :

- Matrice simple : les éléments et le ciment reliant sont constitués du même minéral (calcite, quartz, etc.) ;
- Matrice complexe : les éléments ont une composition minéralogique variable ou le ciment est de nature différente (par exemple grès à ciment calcaire) ;
- Matrice propre : quand elle ne contient pas d'argile.

IV.2.1- Notion de fluides

Une formation poreuse implique l'existence des fluides. Leur pourcentage dans les roches dépend du pourcentage des espaces vides (pores, fissures, etc.). Les fluides peuvent être de nature différente (eau, gaz, huile ou bitume). [3]

IV.2.2 Notion de porosité (Φ)

La porosité (Φ) est la fraction du volume de la formation qui n'est pas occupée par les solides. Il s'agit d'une grandeur sans unité, représentée souvent en %. Dans l'interprétation de la diagraphie, deux définitions différentes de la porosité sont utilisées :

1-Porosité totale (Φ_t) : Il s'agit de la somme de la porosité primaire (Intergranulaire, inter-cristalline) et secondaire (dissolution, fissures, fractures).

2-Porosité efficace (Φ_e) : Elle exclut les pores non-connectés et l'eau liée aux argiles. Sa formule est la suivante :

$$\Phi_e = \Phi_t \times (1 - V_{sh})$$

A noter : V_{sh} (volume des argiles)

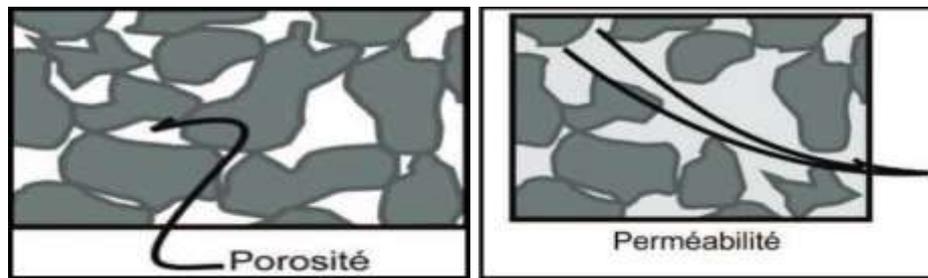


Fig 22 : Porosité et perméabilité d'un réservoir [3]

IV.2.3 Notion de perméabilité (K)

La perméabilité exprime l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (Gaz, huile ou eau) à travers ses espaces de vide. Son unité est le millidarcy (mD).

Il existe trois types de perméabilité :

- La perméabilité absolue ou intrinsèque (K)
- Perméabilité efficace (K_e)
- La perméabilité relative (K_r). [3]

IV.3- Données utilisées

Les données pétrophysiques de 8 puits producteurs ont été utilisées. Il s'agit de la porosité, la perméabilité et la saturation. Ce sont des mesures de carottes (directes) effectuées aux laboratoires spécialisés de Sonatrach. Quatre mesures par mètre pour les intervalles récupérés.

Tabl.2-Intervalle des carottes du puits producteur ont été utilisées [5]

Ordre	Puits	Carotte N°	Intervalle
1	Puits : RN17	1	2322.00m à 2340.00m
		2	2345.00 m à 2372.00 m
		3	2372.00 m à 2381.00 m
		4	2482.00 m à 2491.00 m
		5	2491.00 m à 2500.00 m
		6	2500.65 m à 2509.65 m
		7	2517.00 m à 2535.00 m
		8	2535.00 m à 2549.00 m
		9	2594.00 m à 2605.00 m
		10	2685.00 m à 2693.00 m
2	Puits : RN26	1	1911.00 m à 1920.00 m
		2	1977.00 m 1985.00 m
3	Puits: RN36bis	1	2514.00m à 2525.00 m
		2	2525.00 m à 2543.50 m
		3	2543.50 m à 2561.50 m
		4	2561.50 m à 2574.00 m
		5	2574.00 m à 2592.00 m
		6	2592.00 m à 2610.00 m
		7	2610.00 m à 2622.00 m
		8	2622.00 m à 2630.50 m
		9	2630.50 m à 2648.00 m
		10	2648.00 m à 2664.50 m
		11	2664.50 m à 2682.50 m
4	Puits : RN39	1	2667.50 m à 2685.50 m
		2	2685.50 m à 2691.00 m
		3	2692.00 m à 2701.00 m
		4	2705.00 m à 2720.50 m
		5	2720.70 m à 2721.70 m
5	Puits : RN20	1	2571.00 m à 2580.00 m
		2	2580.00 m à 2589.00 m
		3	2692.00 m à 2701.00 m
		4	2748.00 m à 2758.00 m
6	Puits : RN27	1	2134.00 m à 2147.00 m
		2	2205.00 m à 2209.00 m
7	Puits : RN40	1	2687.00 m à 2696.50 m
		2	2719.00 m à 2737.50 m
8	Puits : RN30	1	2757.00m à 2766.00m
		2	2768.00m à 2773.50m

IV.4- Etude de la variation verticale de la porosité

Les valeurs de la porosité présentent une distribution uni modale (Fig.23). 26.5% de porosité dans l'intervalle [12.4 15.64], 20% de porosité dans l'intervalle [9.212.4], 20.5% de porosité dans l'intervalle [15.64 18.85], 14% de porosité dans l'intervalle [6 9.2], La porosité inférieure à 6 estimée à 8.5% et supérieure à 22 estimée de pourcentage 10.5%.

Histogramme asymétriques

On remarque que la porosité dans ces puits est très élevée car elle présente une moyenne de 15%.

Et d'après l'interprétation des histogrammes de porosité par puits montrent que la porosité présente une distribution normale au tour de la moyenne avec prédominance de la classe entre [12 16%]. Ces valeurs reflètent un réservoir avec une bonne porosité ; constituée d'une seule population.

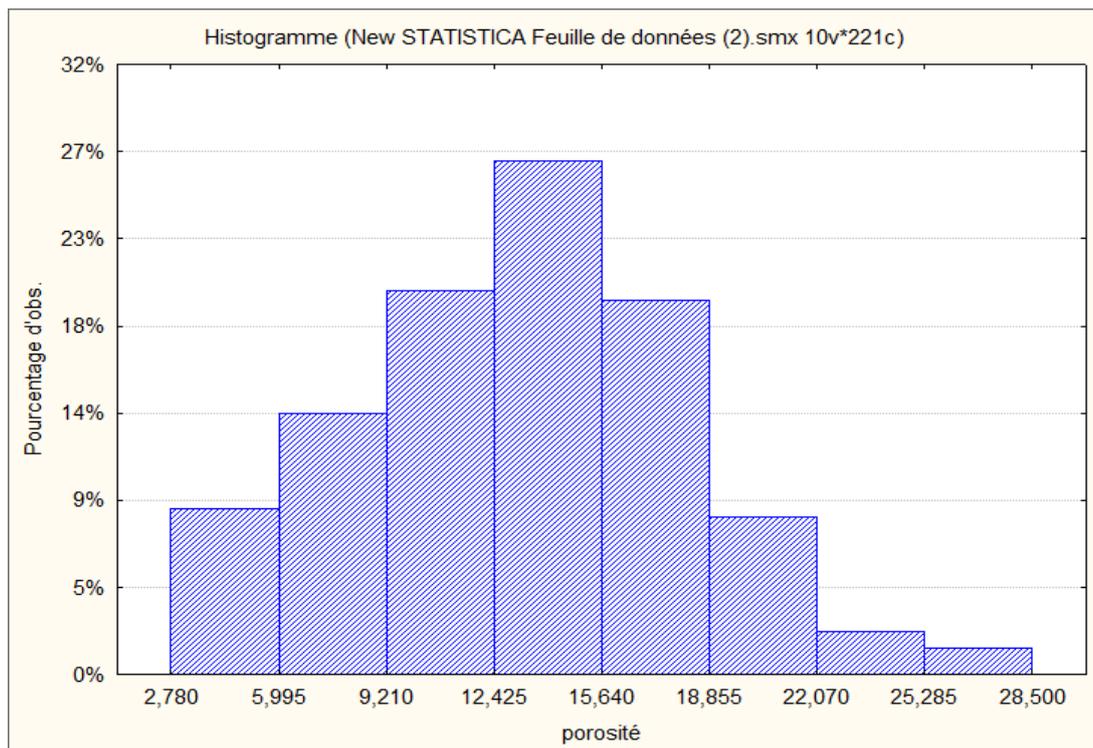


Fig. 23 : Histogramme de porosité de réservoir TAGS de RNS central

IV.5 - Etude de la variation verticale de la perméabilité

A travers l'histogramme suivant (fig 24) nous observons la classe acquise sont, 88.2% de perméabilité dans l'intervalle [0.08 412] et 11.8 % de perméabilité inférieur ou égale 412 mD.

On remarque que La perméabilité est très élevée et présente une moyenne. Dépassé (800 mD) dans ces puits, et d'après l'interprétation de histogramme la perméabilité montre une distribution log normale où prédomine la classe entre 0.08 et 400mD. Dans Ces données sont construites une perméabilité très élevée ainsi que les plus grandes valeurs de perméabilités sont dues à la fissuration et la fracturation

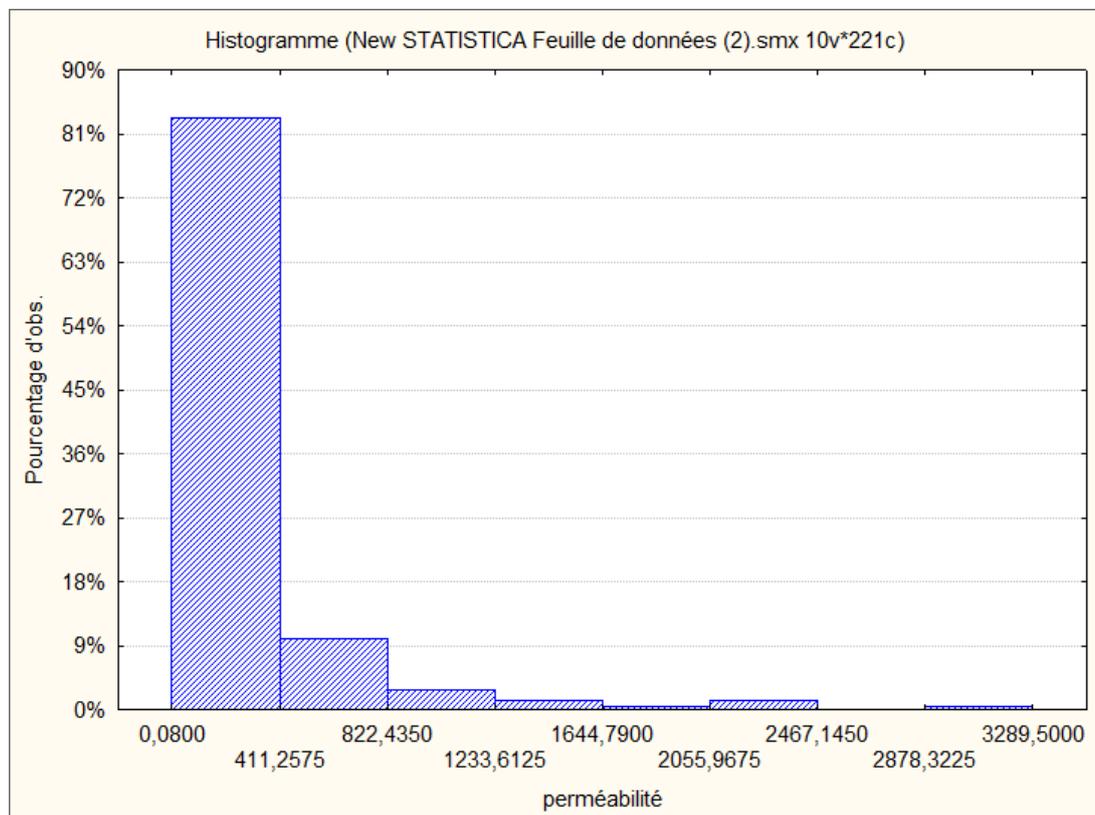


Fig 24 : Histogramme de perméabilité de réservoir TAGS de RNS central

IV.6 – Relation entre la porosité et la perméabilité

Cette figure (fig 25) présente une corrélation entre la porosité et la perméabilité le nuage de point de corrélation entre la porosité et la perméabilité de réservoir TAGS montre une aucune corrélation. Parce que le coefficient de corrélation faible

presque 0.307, indiquant l'hétérogénéité des éléments pétrophysiques dans cette région, ainsi qu'une distribution relativement proche.

On observe dans cette figure deux types de nuage de point : première nuage de couleur vert démontrable une accumulation de point à la base avec une augmentation de porosité et perméabilité constant presque 50 mD. Dans ce cas indiquant la porosité matricielle. Deuxième nuage NE-SW présenté une grande valeur de perméabilité indiquant une perméabilité fissurale.

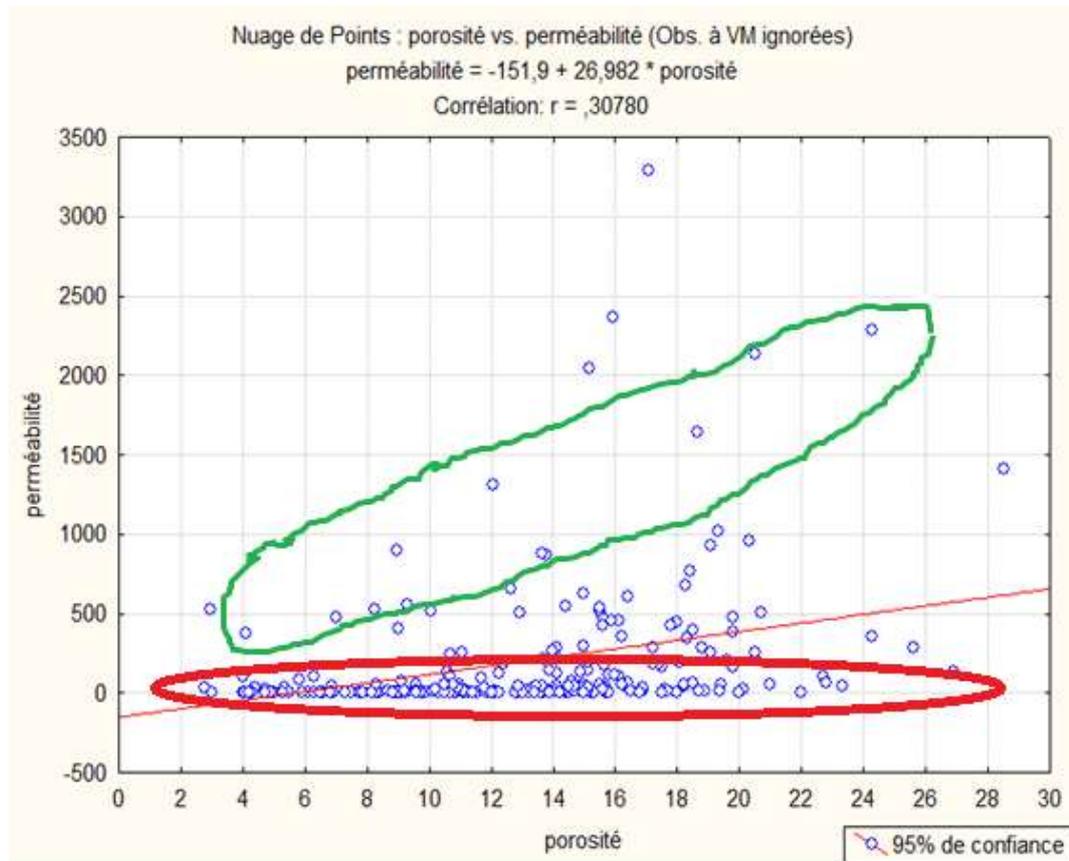


Fig 25 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité

Ce nuage de point représente la distribution des unités pétrophysiques. Après avoir enlevé les valeurs supérieures à 100 mD pour la perméabilité et leur porosité, nous avons obtenu ce dessin qui explique plus et confirme la non-compatibilité des unités pétrophysiques décrites dans la courbe précédente.

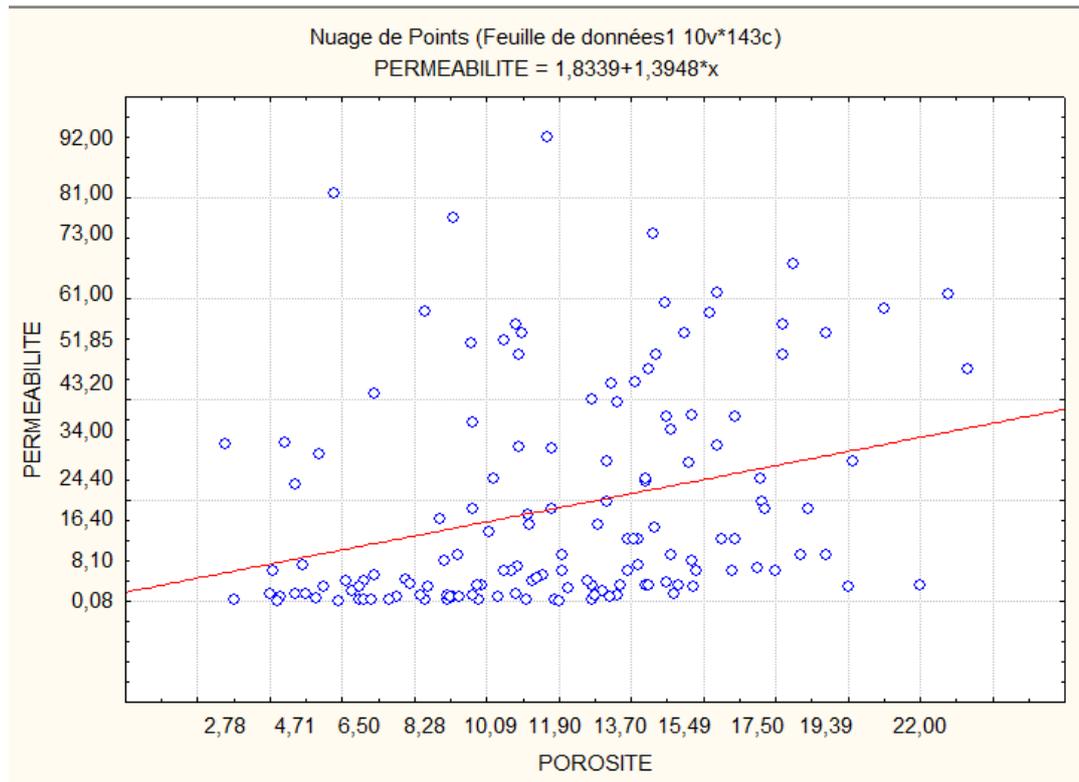


Fig 26 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité Moins que 100mD

IV.7- Etude de la variation latérale la porosité et la perméabilité :

Les valeurs moyennes de la porosité et la perméabilité du bloc considéré sont représentées ici dans le tableau suivant. Ces résultats obtenus seront par la suite interprétés à partir des cartes.

Tabl.3-Valeurs moyennes de paramètres pétrophysiques calculés de réservoir TAGS [5]

Puits	Moyenne porosité (%)	Moyenne perméabilité(mD)
RN17	7.4	13.2211423
RN20	12.8173912	21.2300084
RN26	9.87508256	4.37212891
RN27	17.7	38.0759368
RN36b	11.7275309	45.7715076
RN39	16.4	62.4507669
RN40	14.8076923	75.8872643
RN30	12.46	3.775342481

IV.7.1- Etude de la variation latérale la porosité :

Cette carte en isoporosité élaborée pour notre bloc montre que les valeurs de la porosité varient entre 7 et 18 % (fig.27). Ainsi, les valeurs de la porosité les plus élevées sont localisées au niveau des puits RN27=18% et RN39=17% et RN40=15.5%. Les valeurs moyennes sont situées au centre comme les puits RN30=12.5% et RN26=10.5% et le puits RN20=12%. Les valeurs les plus faibles sont situées au N-E des puits précédents (RN17 et RNbis 36=7). Dans l'ensemble, la répartition spatiale de cette porosité ne montre aucune polarité.

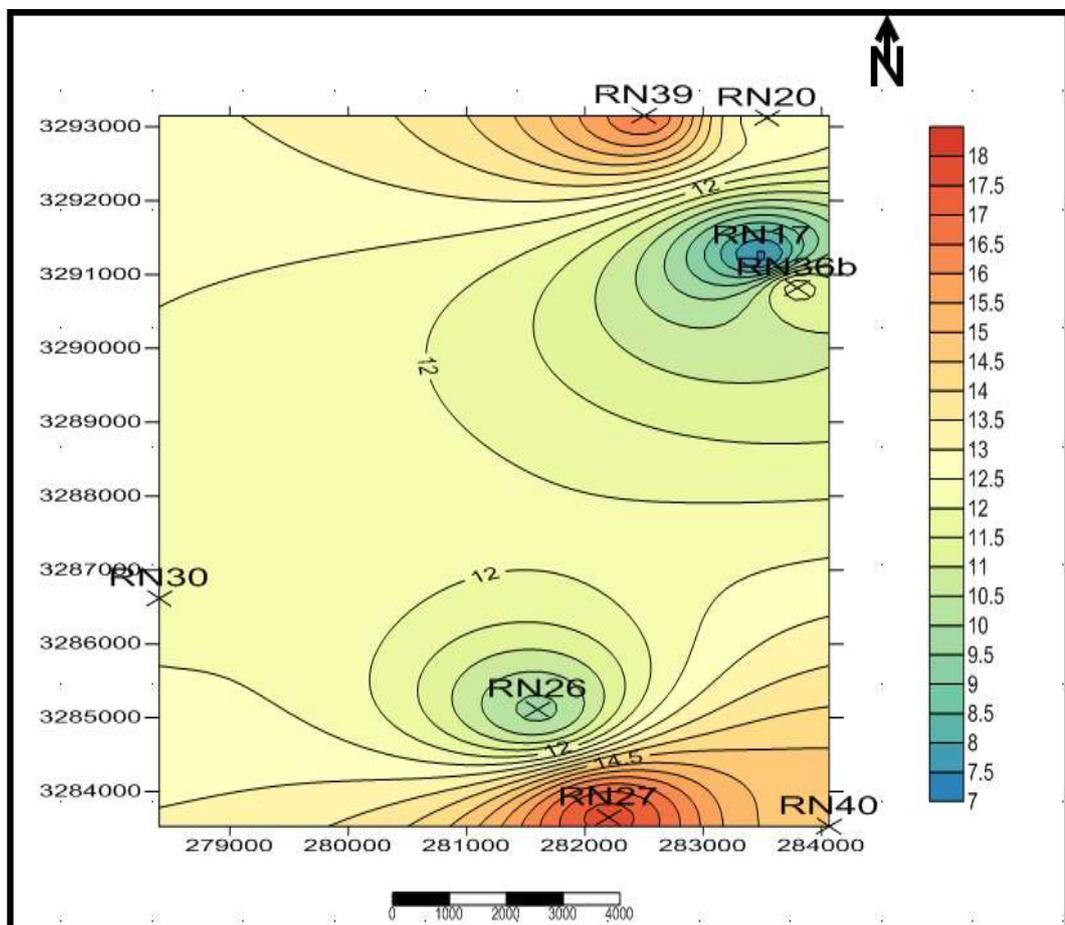


Fig. 27 : Carte isoporosité de TAGS de Rhourd Nouss Central

IV.7.2- Etude de la variation latérale la perméabilité :

Pour la carte en iso perméabilité, nous remarquons l'existence d'une faible relation entre la porosité et la perméabilité. Ainsi, la plus grande valeur de la perméabilité, est enregistrée dans les puits RN39 =70mD et RN40 =75mD qui a une porosité 17%

par la RN39 et RN40 =15.5%. (Fig.28) et les autres valeurs de la perméabilité montrent une diminuer selon polarité NE-SW.

La variabilité sur le niveau de puits les plus proches RN17et RN36b sur [5mD à 40mD] en raison de la présence des failles. Ce qui à son tour affecte la perméabilité accrue.

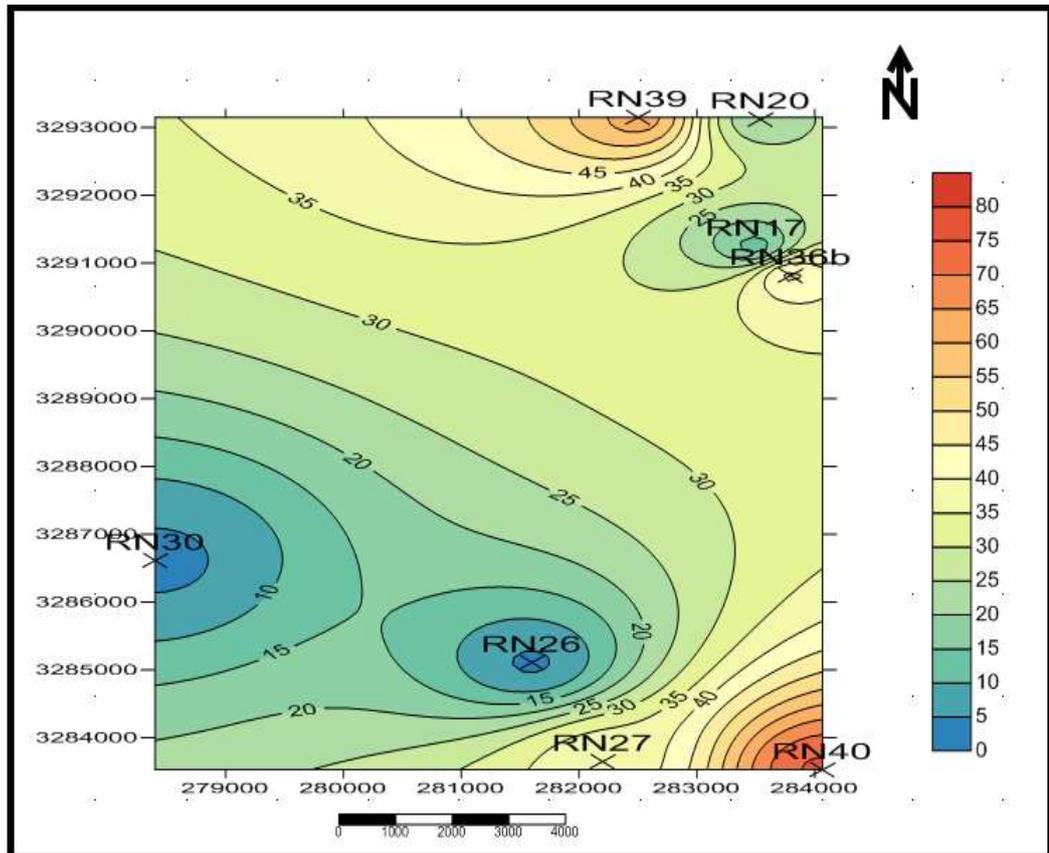


Fig. 28 : Carte isoperméabilité de de TAGS de Rhourd Nouss Central

IV.8-Discussion des paramètres pétrophysique

L'étude pétrographique et pétrophysique du réservoir TAGS a montré que les valeurs de porosité sont bonnes variant globalement de 12 à 16% atteignant 24 % par endroits. De même pour la perméabilité qui oscille entre 0.8 et 400 mD, mais qui atteint 3400 mD au niveau des puits aux voisinage des failles. Ces propriétés réservoirs sont caractéristiques d'un dépôt de forte énergie traduite par la granulométrie grossière des grains et le faible pourcentage de la matrice. La source d'apport est proche vu la forme subanguleuse à subarrondie. Ces dépôts sont de type fluviatile comme déjà indiqué par les études sédimentologiques (BEICIP).

D'un point de vue diagenétique, les facies du TAGS montre une diagenèse non prononcée, traduite par les contacts flottants et la faiblesse des autres contacts comme le contact concavo-convexe. Ce qui a permis la conservation de porosité primaire. Parfois, les phénomènes de dissolution des feldspaths ont amélioré la porosité des grès du TAGS. Il s'agit d'une porosité secondaire additionnelle.

Concernant la perméabilité, elle est a été améliorée par les fissures, résultat des phases tectoniques taconique et alpine, autrichienne. En effet, des valeurs dépassant le darcy ont été mesurées proches des failles.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Les différentes études du réservoir triasique TAGS de Rhourde Nous Central ont conclu aux résultats suivants :

L'interprétation des cartes en isopaques et en isobathes du réservoir TAGS de la région de Rhourde Nous centrale montre que les variations des épaisseurs sont guidées par la structuration tectonique souple en anticlinal orienté SE-NO avant d'évoluer en horst et grabens par tectonique cassante ultérieure. Les puits implantés dans les grabens seront les plus producteurs en matière d'hydrocarbures à la faveur de leur bonne position structurale par rapport au plan d'eau.

L'étude pétrographique du TAGS a mis en évidence l'existence de deux types de facies. Le premier facies est représenté par les grès de couleur beige à blanchâtre, grossiers à moyens, à passées microconglomératique et galets mous, à stratifications obliques. Les séquences de dépôts sont granodécroissantes et à contact basal érosionnel. Le deuxième facies est le facies de grès beige et bruns, fins, parfois argileux présentant des rides ou des laminations planes parallèles. Ces deux facies se développent sur de fortes épaisseurs et constituent les principaux facies du réservoir. Ils peuvent être localement plus ou moins silicifiés ou à ciment carbonaté. Quelques niveaux dolomitiques sont localement signalés, soit sous forme de bancs continus, soit sous forme de nodules d'origine synsédimentaire en relation avec des paléosols. Vers le sommet de ces grès s'observe localement une cimentation anhydritique parfois abondante.

L'observation et l'interprétation des lames minces ont montré que les contacts entre grains sont flottant à tangentiels traduisant la faible compaction qu'ils ont subi. Les grains sont fréquemment subanguleux à subarrondis. Les phénomènes de dissolution des feldspaths ont été signalés. La séquence diagenétique observée est la suivante : Cimentation précoce, carbonatée et dolomitique, liée à des phénomènes synsédimentaires des zones vadose et phréatique → Nourrissage des grains de quartz lié à la circulation des eaux riches en silice → Cimentation dolomitique tardive liée à la circulation des saumures profondes → Cimentation anhydritique tardive liée à la circulation des saumures profondes. Ce étude diagenétique a conclu à un microfacies faiblement diagenétisé à l'origine de la faible poronécrose des grès du réservoir. Au contraire la dissolution tardive a contribué à l'apparition des phénomènes de porogenèse clairement prononcés.

Les propriétés réservoir du TAGS de la région de Rhourde Nous centrale sont de très bonnes qualités. La porosité est excellente et atteint 24 % par endroits. De même pour la perméabilité qui oscille entre 0.8 à 400 mD et très élevée dans les puits proches des failles. Ces bonnes propriétés réservoirs sont caractéristiques d'un dépôt de forte énergie traduit par la granulométrie grossière des grains et la forme subanguleuse à subarrondie déjà mentionnés dans l'étude pétrographique. Ces sont des dépôts typiques du fluvial proximal c'est-à-dire en tresse. D'un autre côté, ces bonnes propriétés réservoirs sont expliquées par la faible compaction et diagenèse ultérieure qui a permis leur conservation. Par ailleurs, la perméabilité semble être contrôlée par les mouvements tectoniques car elle est très élevée aux voisinages des accidents. Ceci a été noté lors de leur étude en fonction des porosités. Deux types de perméabilités semblent coexister, la perméabilité matricielle moyenne à bonne et la perméabilité fissurale à valeurs très bonnes.

Listes des figures

Figure 1 :Situation géographique du champ de Rhourde Nouss.....	4
Figure 2 :Situation géologique de Rhourde Nouss.....	5
Figure.3 : La région de Rhourde Nouss	8
Figure.4 : Bloc de Rhourde Nouss Central.....	9
Figure. 5 : Colonne lithostratigraphique type du bassin de Berkine (d'après WEC, 2007).....	14
Figure 6 : Mesure du volume solide (In Sonatrach, 2005	23
Figure 7 : Pompe de mercure et Micromeritics Autopore III (In Sonatrach, 2005)	24
Figure 8 : Perméamètre conventionnel (In Sonatrach, 2010).....	26
Figure 9 :Ultra Perméamètre (In Sonatrach, 2010).	26
Figure 10 : Microscope optique lumière polarisée	27
Figure 11 :Carte en isobathes au mur de TAGS.....	30
Figure 12 :Carte isobathe au toit de TAGS	31
Figure 13 :Carte en isopaches TAGS	32
Figure 14 : lame mince présente (cote 2914.5m) Facies et Phases diagénétiques de (TAGS) RNSE.....	37
Figure 15 : RNSW de TAGS (cote 2547m)	38
Figure 16 : RNSW de TAGS (cote 2547m) la lumière polarisée.....	39
Figure 17 : schéma montrant les contacts flottant des grains, le quartz, le feldspath et la porosité.	40
Figure 18 :schéma montrant nourrissage des grains de quartz et feldspath partialement dissous, la porosité	41
Figure 19: schéma montrant réaction de quartz en contact avec la dolomie.....	41
Figure 20: schéma montrant ciment anhydritique de quelque graine de quartz....	42
Figure 21: schéma montrant porosité primaire réduite et création de porosité secondaire	42
Figure 22 :porosité et perméabilité d'un réservoir	45
Figure 23 :Histogramme de porosité de reservior TAGS de RNS central	47

Figure 24 :Histogramme de perméabilité de réservoir TAGS de RNS central	48
Figure 25 :Corrélation entre la porosité et la perméabilité.....	49
Figure 26 :Corrélation entre la porosité et la perméabilité Moins que100 mD.....	50
Figure 27 :Carte isoporosité de TAGS de Rhourd Nouss Central	51
Figure 28 :Carte isopermeabilite de de TAGS de Rhourd Nouss Central.....	52

Listes des tableaux :

Tableau1 :présenté les variations d'épaisseurs et (toit,mur) de TAGS par12puit..	29
Tableau 2 :Intervalle des carottes du puits producteur ont été utilisées	46
Tableau 3 :Valeurs moyennes de paramètres pétrophysiques calculés de réservoir TAGS.....	50

LISTE DES ABREVIATIONS

RNS : Rhourd Nouss

TAGS : Trias Argilo-Gréseux Supérieur

BEICIB : Bureau d'Etudes Industrielles et Coopération de l'Institut français du Pétrol

N.M : niveau marin

DP : Division Production

K : Perméabilité.

m : mètre.

md : milli Darcy.

N : Nord. **O** : Ouest. **E** : Est. **S** : Sud.

CFPS : Compagnie Française des Pétroles Algérie, TOTAL actuellement.

Vp : volume de pores.

RHOP : Densité.

NPHI : neutron porosité.

Δt_{ma} : temps de parcours de la matrice.

Δt_f : temps de parcours de la boue.

ρ_{ma} : densité de la matrice .

ρ_{fluide} : densité de fluide .

ρ_{log} : densité du log.

Références Bibliographiques

- [1] : Géologie de RNS : La situation géographique et historique de gisement et cadre géologique et les réservoirs et les contacts et la caractéristique du TAGS
Docum. Sonatrach.
- [2] : M. LEKHOUA Alla-eddine.2011/2012 : Méthodes de mesure des paramètres pétrophysiques, Paramètres Pétrophysiques et leur mode d'analyse
- [3] : Henka Bachir. 2016/2017 : Notions fondamentales sur les paramètres caractérisant un milieu poreux.
- [4] : Ameer. Z.O. année : Constituants pétrographiques du TAGS-*chapitre.1-caractérisation pétrographique et minéralogiques*, (inédit).
- [5] : Document division EP/Sonatrach (rapport inédit).
- [6] : Ahmed MOKADMI. 2017 : colonne lithostratigraphique.
- [7] : Bureau d'Etudes Industrielles et Coopération de l'Institut français du Pétrole (BEICIP). 1990 : Région de Rhourde Nouss – Calculs des Réserves.