

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2015

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

Présenté par

AMIRA MOHAMMED TAHAR

Filière: Hydrocarbures et Chimie

Option : Géologie Pétrolière

Thème

**CARACTERISATION PETROPHYSIQUE DU RESERVOIR DES
QUARTZITES DE HAMRA DE LA STRUCTURE DE RHOURE
NOUSS CENTRE**

Devant le jury :

BELHADI Ahmed

Maître de conférences

UMBB

Encadreur

Année Universitaire : 2015/2016

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

Département : Gisements Miniers et Pétroliers

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

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

MASTER

Thème

**CARACTERISATION PETROPHYSIQUE DU RESERVOIR DES
QUARTZITES DE HAMRA DE LA STRUCTURE DE RHOURDE NOUSS
CENTRE**

**Présenté par :
AMIRA MOHAMMED TAHAR**

**Avis favorable de l'encadreur :
BELHADI Ahmed**

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 **Mr. Belhadi** pour nous avoir dirigé tout au long de ce travail,*

Je remercie aussi les membres de jury qui m'ont fait l'honneur d'accepter le jugement de mon travail.

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

*Ainsi qu'aux personnels de la société **SH/DP-RNS** qui nous a beaucoup aidé à réaliser ce travail dans les meilleures conditions, Nous tenons à remercier en particulier **Mr. Cherif**, **Mr : Difallah**, et les travailleurs devisions **EP**.*

Enfin je remercie mes parents et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail, Trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et Respect.

Merci à tous

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
Chapitre I : GENERALITES	
I.1 Contexte géographique, géologique et géodynamique de la région de Rhourde Nouss.....	2
I.1.1. Situation géographique (Fig.1).....	2
I.1. 2. Contexte géologique (Fig. 2).....	2
I.1.3. Contexte géodynamique	2
I.2 Historique de l’exploration dans la région.....	8
I.3 Stratigraphie	9
I. 3. 1. Le socle.....	9
I. 3. 2. Le Paléozoïque.....	9
I.3.3. Mésozoïque.....	11
I.3.4. Cénozoïque	14
I.4 Les réservoirs.....	16
I.4.1. Quartzites de Hamra.....	16
I.4.2. Silurien A1.....	16
I.4.3. Silurien A2.....	16
I.4.4. Silurien B1.....	16
I.4. 5.Silurien B2.....	17
I.4.6.Trias Argilo-Gréseux Inferieur.....	17
I.4.7.Trias Intermédiaire I.....	17
I.4.8.Trias Intermédiaire II.....	17
I.4.9.Trias Argilo-Gréseux Supérieur.....	17
I.5 Aspect pétrolier	19
I.6 Plan de position des puits des Quartzites de Hamra dans la structure de Rhourde Nouss central.....	20
CHAPITRE II : APERCU STRUCTURAL	
II.1 Evolution structurale.....	22
II.2 Cadre structural du champ de Rhourde Nouss.....	22
II.2.1.Rhourde Nouss central (RNC).....	24
II.2.2.Rhourde Nouss Sud-Ouest (RNSW).....	24
II.2.3.Rhourde Nouss Sud Est (RNSE).....	24

SOMMAIRE

II.2.4.Rhourde El Adra (RA).....	24
II.3 La structure de RhourdeNous centre	26
II.4 Carte de l'importance des zones de faille.....	28
II.5 Carte en isobathe au toit du réservoir.....	29

CHAPITRE III : PARAMETRES PETROPHYSIQUES

III.1 Analyse statistique des données pétrophysiques.....	31
III.1.1-La Porosité	31
III.1.2-La perméabilité.....	32
III.1.3-La saturation.....	33
III.1.4 - Méthodologie.....	34
III.1.5- Interprétation des histogrammes et des courbes decorrélation porosité-perméabilité	34
III.2 Interprétation des cartes du réservoir des Quartzite de Hamra.....	39
III.2.1. Carte en isopaque totale.....	39
III.2.2.Carte en isoperméabilité.....	41
III.2.3. Carte en isoporosité.....	41

CHAPITRE IV : DIAGRAPHIES

IV.1 Les diagraphies.....	45
IV.2 Type de diagraphie.....	46
IV.2.1. Diagraphie nucléaire.....	46
IV.2.2 Diagraphie sonique.....	49
IV.2.3 Diagraphie électrique.....	50
IV.2.4. Diagraphie d'échantillonnage.....	51
IV.3 Interprétation de diagraphies	51
IV.3.1 Puits RN111 :	52
IV.3.2. Puits RN112 :	52
IV.3.3. Puits RN113 :	55
IV.3.4. Puits RN116 :	55
IV.3.5.Puits RN110.....	58
Conclusion générale.....	61

SOMMAIRE

Introduction générale

Introduction générale

La région de Rhourde Nouss est considérée comme l'un des champs les plus importants du Sahara Algérien, en raison de ses réserves assez prometteuses en hydrocarbures. Elle est située à 280 km au Sud-Est du champ de Hassi Messaoud, Le premier forage a été réalisé en 1961. Elle a la particularité d'avoir plusieurs accumulations situées dans des réservoirs à savoir : le Trias, le Silurien et l'Ordovicien. Actuellement le champ est en cours de développement. Le gaz à condensat est le fluide le plus important ; il fait de cette zone la deuxième région gazière d'Algérie. L'huile est représentée principalement sous forme d'anneaux, avec des épaisseurs variant de quelques mètres à quelques dizaines de mètres.

Parmi les nombreux problèmes rencontrés dans ce champ, la complexité structurale des réservoirs qui induit des productions aléatoires. Le comportement complexe du gaz à condensat dans le réservoir rend son exploitation très compliquée.

Cette région est caractérisée par la présence de treize structures comportant jusqu'à une dizaine de réservoirs. Parmi ces structures on a la structure de Rhourde Nouss central, qui est le secteur de cette présente étude.

Les études plus locales conduisent à une évolution des découvertes et des prospects permettant d'orienter les travaux futures d'exploration.

La structure de Rhourde Nouss central présente l'intérêt maximal des Quartzites de Hamra, qui ont une potentialité en hydrocarbures très important.

L'étude des caractéristiques du réservoir des Quartzites de Hamra est réalisée par des méthodes géologiques et géophysiques ayant pour objectif une représentation des variations des paramètres pétrophysiques et leur évolution spatiale.

Dans la présente étude un essai de caractérisation des paramètres pétrophysiques de ce niveau géologique est proposé à la base d'un stage auprès des services géologiques de la SONATRACH qui ont proposé ce thème de travail.

A cet effet notre étude sera présentée sous Quatre chapitres principaux :

- 1- Généralités.
- 2- Aperçu structural.
- 3- Paramètres pétrophysiques.
- 4- Diagraphie.

Et enfin une conclusion générale.

Chapitre I: Généralites

I. Généralités

I.1. Contexte géographique, géologique et géodynamique de la région de Rhourde Nouss :

I.1.1. Situation géographique (Fig.1) :

Le champ de Rhourde Nouss se situe à quelque 850 Km au Sud Est d'Alger, l'une des principales zones productives d'hydrocarbures du Sahara Algérien, il se trouve à 280 km environ au Sud-Est de Hassi Messaoud et à 350 km au Nord-Ouest d'Ain - Amenas. Il s'étend sur une superficie de l'ordre de 10000 Km².

➤ Les limites géographiques :

La région de Rhourde Nouss est située dans la wilaya d'Illizi à quelques 280 Km au Sud-Est de Hassi-Messaoud, et se positionne entre :

- 29°16' et 30° parallèles.
- 06°24' et 07° méridien.

Elle est limitée au Nord par la région de Gassi-Touil, au Sud par les régions de Hamra et de Tin- Fouyé Tabenkourt(TFT).

I.1. 2. Contexte géologique (Fig. 2)

Le permis d'étude est situé sur la bordure Sud du Bassin Triasique. Il est limité par les bassins pétroliers de Berkine qui s'étend largement vers le Nord Est, et d'Illizi qui se développe vers le Sud Est, dont il est séparé de ce dernier par un môle très érodé au Paléozoïque : le haut de Maouar, d'orientation NNO-SSE. Vers l'Ouest un sillon fortement subsident au paléomésozoïque, dit le sillon d'El Marfag, l'isole du môle d'Amguid El Biod, zone positive d'orientation subméridienne- très érodée à l'hercynien.

I.1.3. Contexte géodynamique :

La région de Rhourde Nouss fait partie de la province triasique qui correspond à un bassin intraplaque de type plate forme épicontinentale (Perrodon, 1985).l'évolution géodynamique et l'architecture de la région sont en étroite relation avec celle du môle d'Amguid El Biod.

La région correspond à la partie Sud de La dorsale complexe d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud, dont les zones horst et graben sont traversés par de nombreux accidents subméridiens qui se caractérisent par de forts rejets pouvant atteindre 2000m par la grande faille de Ramade au Sud-Ouest (Fig. 3), ainsi que par des failles normales moins étendues de direction orthogonale et transversale par rapport à la direction principale des structures (M .Aliev, 1971).

En effet, le môle d'El Biod et son prolongement Nord fait partie de la plate forme Saharienne qui se caractérise par des effets de plusieurs phases tectoniques.

La région de Rhourde Nouss à été étudiée à maintes reprises, et il est généralement admis que ce secteur à subi d'intenses déformations et en particulier une forte compression au Crétacé (Phase Autrichienne) d'orientation proche de l'Est-Ouest et ayant réactivé les failles préexistantes de direction Nord-Sud et Nord-Est/Sud-Ouest.

➤ **Les phases tectoniques (Fig.4) :**

Les principales phases compressives et leurs directions de contraintes observer dans la région (Boudjemaa, A. 1987) sont les suivant :

- ❖ phase Hercynienne : Nord 120°
- ❖ phase Autrichienne : Nord 90°
- ❖ phase Eocène supérieur : Nord 160°
- ❖ phase Plotoligocène : Nord 60°

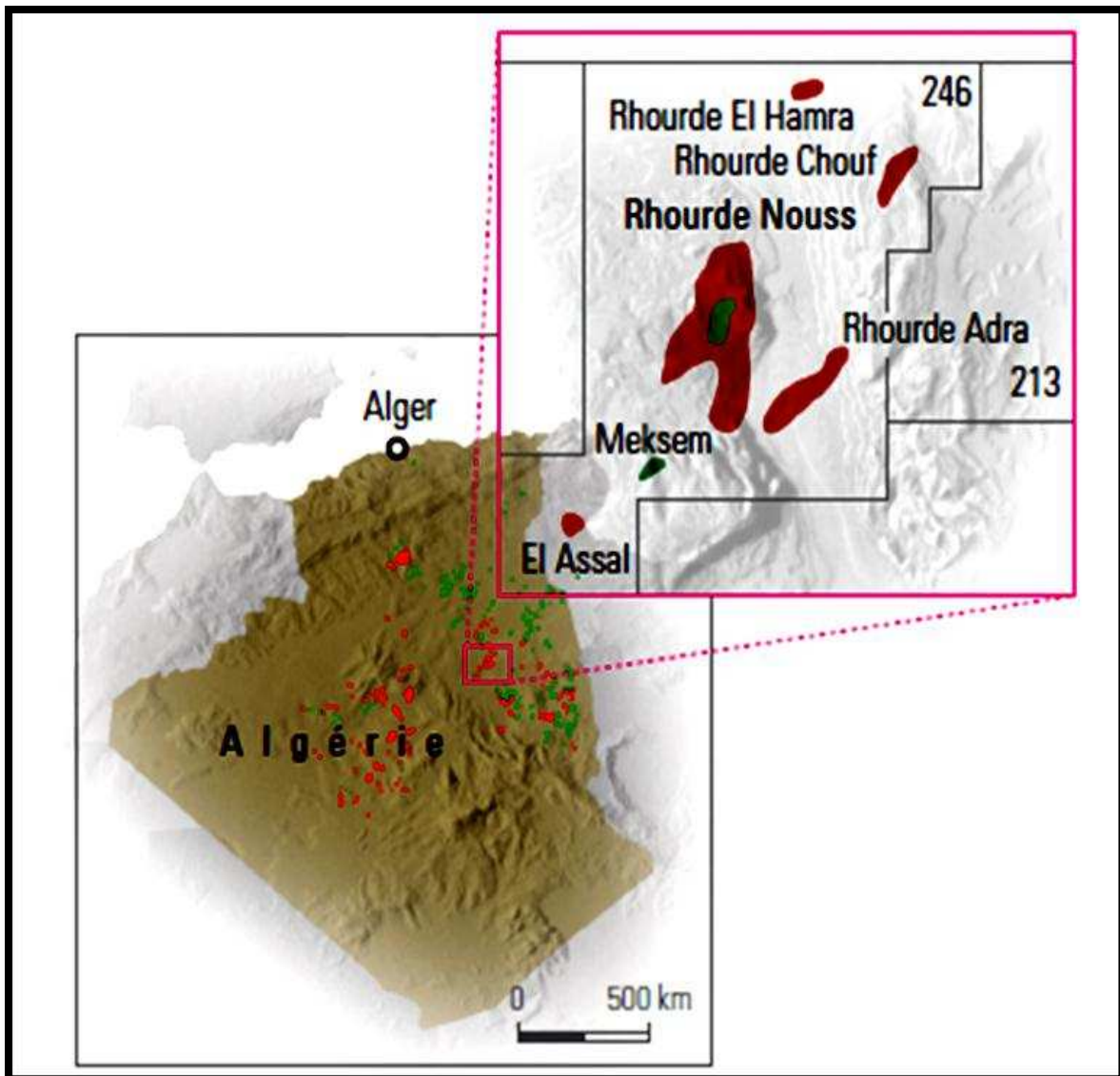


Figure 1 : Carte de situation géographique de la région de Rhourde Nous (WEC, 2007)

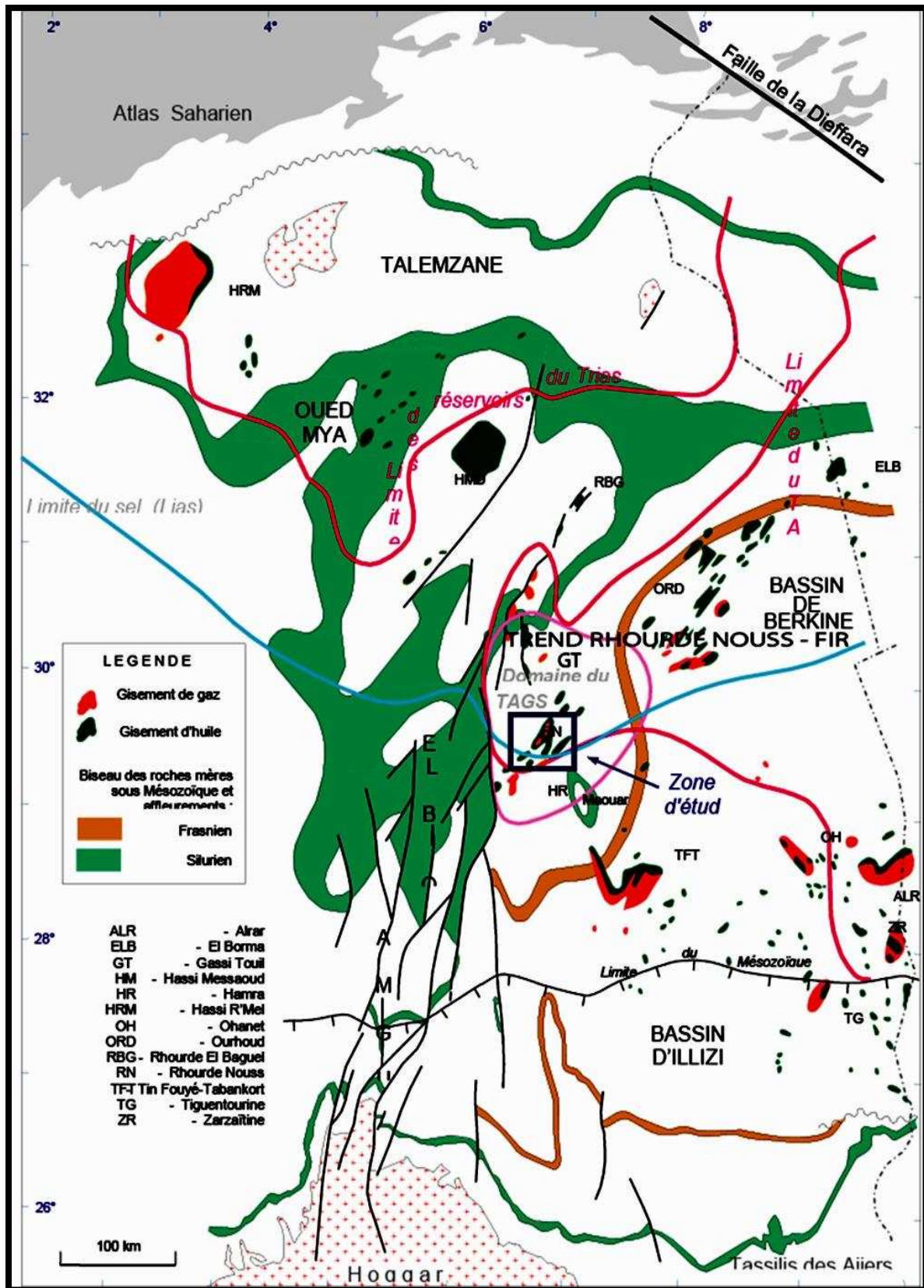
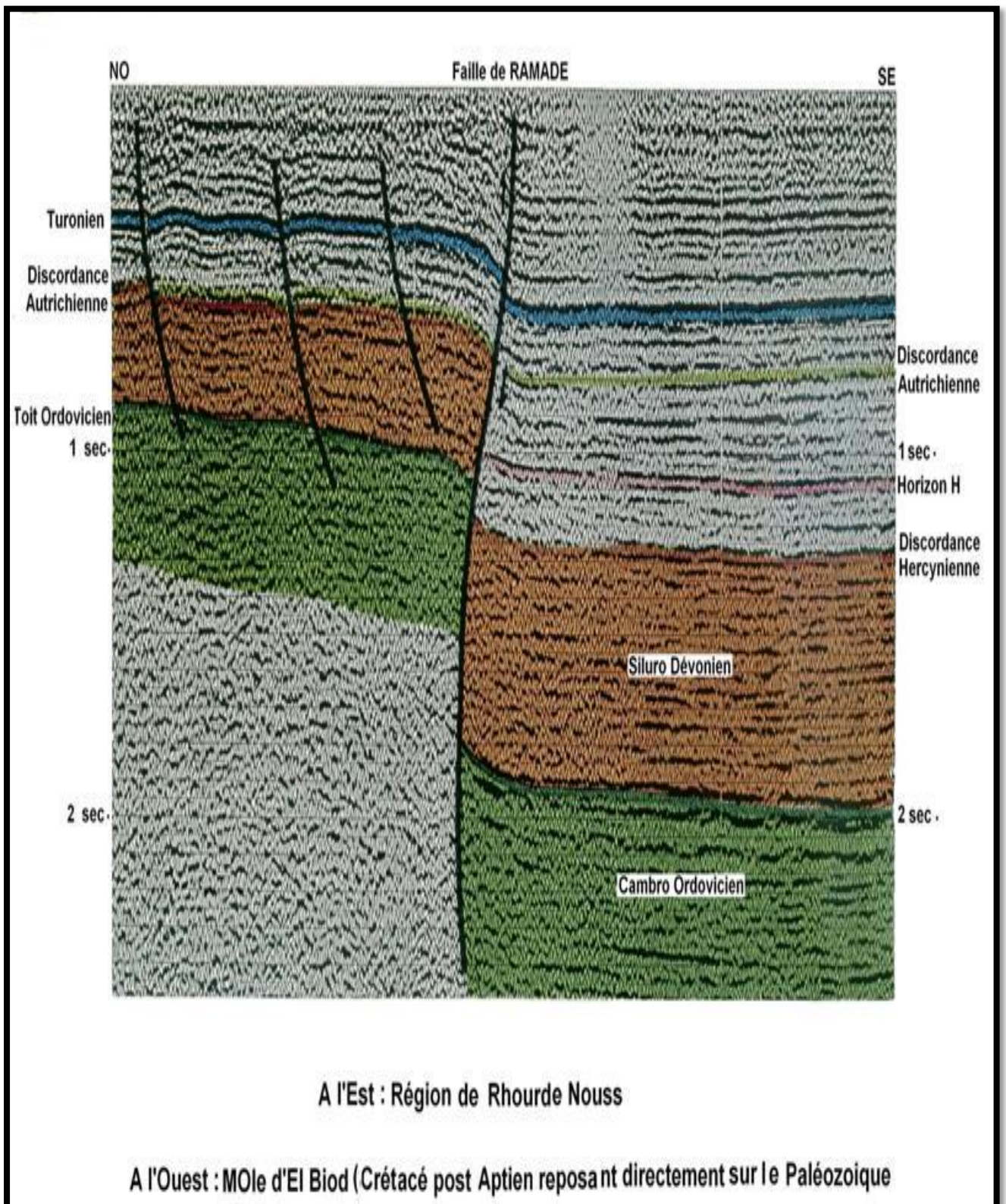


Figure 2 : Carte de situation géologique de la région de Rhourde Nous (Beicip/SONATRACH.PED, 2002)



**Figure 3 : Faille de Ramade dans la région de Rhourde Nous
(Beicip, 1990)**



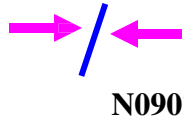
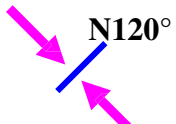


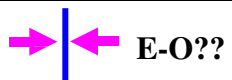

ERE	EPOQUE	PHASES	DIRECTION DES PHASES	EFFETS SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPINE TARDIVE TERTIAIRE TARDIVE N.O 60	 N060°	Jeu en compression	
	PALEOGENE EOCENE	ALPINE MOYENNE EOCENE N. 160	 N160°	Jeu en compression sur les accidents N-S et création de nouvelles structures	
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE (ALPINE PRECOCE)	 N090°	Jeu en inverse sur les accidents N-S	
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIENNE TARDIVE	 N120°	Jeu inverse sur les failles NE-SO	
	CARBO	PHASE HERCYNIENNE PRECOCE	 N040°	Jeu inverse sur les failles NO-SE	
	DEVONIEN				
	DEVONIEN	Supérieur	PHASE FRASNIENNE	 NO-SE	Jeu en failles normales sur les failles NE-SO (variation de faciès et d'épaisseur) (volcanisme)
		Moyen			
		Inferieur			
	SILURIEN	PHASE CALEDONIENNE	 E-O??	Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les môles subméridiens)	
ORDOVICIEN					
	750 – 550 Ma	PHASE PANAFRICAINNE	 E-O	Tectonique cassante, réseau NE-SO et NO-SE	

Fig.4 : Tableau récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d'Ilizi et province triasique (In Boudjemaa, 1987 et Beicip)

I.2. Historique de l'exploration dans la région:

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-Néocomien.

La poursuite des travaux sur cette même structure a permis en **1958** de forer **HR 2**. Ce dernier a donné du gaz dans les réservoirs Trias Gréseux et 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 la structure de Rhourde Nouss a été mis en évidence. En **1962**, le sondage **RN 1** de 2100 m de profondeur a révélé du gaz dans le Trias et le Gothlandien.

A partir de cette découverte, plusieurs autres structures furent forées :

Rhourde Adra (1963), Rhourde Nouss Sud Est (1972), Rhourde Nouss Sud-Ouest (1973), Meksem (1975), El Mouilah (1980), Rhourde Adra Sud (1982).

En Février 1970 : Un autre anneau d'huile dans le Silurien a été mis en évidence par le forage RN-101. Alors que celui foré en Juin a révélé la présence du gaz à condensât dans les quartzites de Hamra.

En 1983 : Plus de 80 puits ont été forés sur l'ensemble de la région, dont des douzaines ont atteint la discordance hercynienne et dix atteint les quartzites de Hamra (RN-11, RN-42 et RN- 101,...).

Donc de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues par **SONATRACH** et les sociétés opératrices le long des 30 dernières années.

Au cours de la phase de son développement du champ de Rhourde Nouss était attaché à la région HMD jusqu'au mois de janvier 1984. Puis ses activités furent transférées à la région de Gassi-Touil.

En 1987, ce champ est devenu une région indépendante et classée comme étant la deuxième région gazière du pays.

La production à Rhourde Nouss n'a débuté que à 1988 après l'installation d'un centre de traitement.

Les accumulations d'hydrocarbures sont situées dans des réservoirs du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien. Les fluides rencontrés sont du gaz à condensât et de l'huile.

I.3. Stratigraphie :

Comme le montre la figure (Fig.5), la série stratigraphique de la région de Rhourde Nouss est composée des ensembles suivants :

- Le Paléozoïque qui est incomplet, reposant sur un socle de nature granitique et /ou métamorphique ;
- Le Mésozoïque ;
- Le Cénozoïque.

I. 3. 1. Le socle

Il est représenté par un complexe granitique et /ou métamorphique plissé et faillé. Il est très peu connu, en raison du nombre limité de puits qui l'ont atteint.

I. 3. 2. Le Paléozoïque

Les premiers dépôts paléozoïques sous la discordance hercynienne sont datés Silurien, ils sont constitués d'un ensemble Argilo-gréseux. Le Dévonien et le Carbonifère sont eux érodés. En revanche, on marque la présence de toutes les séries de l'Ordovicien et du Silurien, où l'épaisseur maximale est estimée 4000 mètres, notamment dans le sillon de Marfag qui se situe dans la partie ouest de la région.

I. 3. 2. 1. Le Cambrien

Il est représenté par les grés de Hassi Leïla, constitué dans sa partie basale par des grés quartzitiques fins à grossiers mal classés et dans sa partie sommitale par des quartzites fins. L'épaisseur moyenne est estimée 104 m.

I. 3. 2. 2. L'Ordovicien

C'est un terme très complexe, constitué par des alternances de grés quartzitiques et d'argiles. Son épaisseur moyenne varie de 750 à 1250 m et se compose de plusieurs unités se succédant de bas en haut :

❖ Grés de Méribel :

D'âge Tremadocien inférieur. Son épaisseur est de 180 m. Cette unité est constituée par des grés quartzitiques fins, avec des grés argilo-silteux et des passées d'argiles grises à noires.

❖ Les argiles d'El-Gassi :

D'âge Tremadocien moyen, avec une épaisseur de 268 m, matérialisée par une alternance d'argiles silteuses grises foncées plus au moins pâteuses et des grés quartzitiques.

❖ Les grès d'El- Attchane :

C'est une alternance de grés fins bien classés silteux et de quartzites entrecoupés par des passées argileuses.

❖ Les Quartzites de Hamra :

D'âge Arenigien moyen, avec une épaisseur moyenne de 80 à 232 m.ils sont formés par des quartzites fins à moyens, gris-brun, quartzitiques avec des intercalations d'argiles noires.

❖ Les grès d'Ouargla :

D'âge Arenigien supérieur, son épaisseur varie de 91 à 100 m, ce terme est représenté essentiellement par des grés fins à moyen, gris-brun, quartzitique avec des intercalations d'argiles noires.

❖ les argiles d'Azzel :

D'âge Llanvinien, son épaisseur est estimée entre 64 et 117 m, constitué d'argile gris-noire, silteuse plus ou moins indurée.

❖ Les grès d'Oued Saret :

D'âge Llandeilien, avec une épaisseur moyenne varie de 103 à 137 m, il est composé de grés fins parfois quartzitiques.

❖ les Argiles microconglomératiques :

D'âge Caradocien, avec une épaisseur qui varie de 66 à 119 m, cette unité est constituée exclusivement d'argile micro conglomératiques à grains de quartz.

❖ La dalle de M'kratta :

D'âge Ashgillien, elle présente une épaisseur qui varie de 6 à 10 m, elle est matérialisée par des grés quartzitiques qui varie du très fins à moyens jusqu'à grossiers.

I. 3. 2. 3. Silurien :**❖ Silurien Argileux :**

Llandoveryen-Taranon-Wenlockien d'une épaisseur qui varie de 232 à 341 m. constitué par une série d'argile noire micacée très riche en faune (Brachiopodes, Gastéropodes et Graptolites) ; ce sont les argiles à Graptolites.

❖ Silurien Argilo- Gréseux :

D'âge Ludlowien, il représente le réservoir F6 qui comporte 6 unités de la base au sommet, ce sont :

➤ L'unité M1 :

Cette unité est constituée par des argiles silteuses, indurées à quelque passées carbonatées à la base, présentent une épaisseur qui varie entre 32 et 37 m.

➤ L'unité M2 :

D'une épaisseur qui varie entre 61 et 153 m matérialisée par des argiles silteuses, indurées, avec quelques passées de grés de Mederba.

➤ L'unité A1 :

Elle est constituée par des grés fins à moyen, bien consolidés à ciment silteux intercalés par de fines passées d'argiles grise-noires, son épaisseur varie de 13 à 18 m.

➤ L'unité A2 :

Avec une épaisseur qui varie de 98 à 126 m, elle comporte des niveaux de grés fins, silteux à passées argileuses à la base.

➤ L'unité B1 :

Elle présente une épaisseur qui varie entre 0 et 149 m, cette unité est tronquée par l'érosion Hercynienne surtout sur le flanc Sud-Est de la structure de Rhourde Nouss, constituée par une succession de grés quartzitiques compacts et d'argile gris-noire, induré micacée.

➤ L'unité B2 :

Son épaisseur varie de 0 à 111 m, elle est affectée par l'érosion Hercynienne (Partie Sud-Est et partie Sud-Ouest) présente une alternance de grés quartzitiques et des argiles micacée.

I. 3. 2. 4. Le Dévonien :

Il est totalement érodé.

I. 3. 2. 5. Le Carbonifère :

Lui aussi complètement érodé.

I. 3. 2. 6. Le Permien :

Le permien est érodé.

I.3.3. Mésozoïque :

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

I.3.3.1. Trias :

Il repose en discordance sur le Silurien Argilo-Gréseux (discordance hercynienne), on distingue 5 unités représentées de bas en haut:

❖ Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) :

D'âge Carnien, d'une épaisseur qui varie de 15 à 57 m, il est formé de bancs de grés fins à ciment silico-argileux, intercalés par la présence de passées d'argiles silteuses. On note la présence de microconglomérats à la base.

❖ Trias Carbonaté :

Il est subdivisé en trois termes :

➤ Le Trias Intermédiaire I :

Son épaisseur varie de 29 à 70 m, constitué par des grés fins à tendance argileuse à la base et quartzitique au sommet.

➤ Le Trias Argilo-Moyen :

Son épaisseur varie de 33 à 53 m, il est constitué d'argile brun-rouge, silteuse et dolomitique, parfois indurée.

➤ Le Trias Intermédiaire II :

Il présente une épaisseur qui varie de 53 à 77 m, constitué d'une alternance de grés fins et d'argile rouge à verte silteuse.

❖ Trias Argilo- Gréseux Supérieur (TAGS) :

Son épaisseur varie de 100 à 198 m, il est matérialisé à la base par des grés fins gris-blanc parfois micro conglomératiques surmontés par des argiles brun rouges, silteuses légèrement carbonatées (dolomitiques), ce terme constitue un réservoir principal de la région de Rhourde Nouss.

I.3.3.2. Jurassique :**❖ Lias :**

Subdivisé en 5 termes, qui se succèdent de bas en haut par :

➤ Le Lias Argileux S1:

Son épaisseur varie de 39 à 62 m, représenté par des argiles versicolores avec des silts.

➤ Le Lias Salifère :

Son épaisseur varie de 202 à 443 m, se présente sous forme de sels massifs blanc et rosâtre intercalés par des bancs d'argiles brunes et des bancs d'anhydrites marqueurs à la base.

➤ **L'horizon B :**

Son épaisseur varie de 14 à 42 m, immatérialisé par des dolomies graveleuses, vacuolaires ou silteuses légèrement Anhydritique.

➤ **L'horizon H :**

Son épaisseur varie de 3 à 41 m, il est composé d'Anhydritique blanche compacte présentant un aspect crayeux avec quelques passées de gypse rose maclé ; cet horizon est considéré comme un bon parqueur sismique à l'échelle régional

❖ **Le Lias Argilo-Dolomitique :**

C'est un ensemble d'argiles silteuses, dolomitiques à passées Anhydritiques, son épaisseur varie de 140 à 220 m.

❖ **Dogger :**

Subdivisé de bas en haut par :

❖ **Le Dogger Lagunaire :**

Son épaisseur varie de 0 à 322 m, il s'agit d'une alternance d'argiles silteuses et des grés fins à moyens.

❖ **Le Dogger Argileux :**

Son varie de 55 à 228 m, il est constitué d'argiles versicolores intercalées de bancs de grés fins.

❖ **Malm :**

Dont l'épaisseur varie de 0 à 232 m, cette unité est composée d'argiles silteuses, tendres, parfois dolomitiques.

I.3.3.3. Crétacé:

❖ **Crétacé Inférieur:**

Subdivisé de bas en haut :

❖ **Néocomien :**

Son épaisseur varie de 46 à 345 m, il s'agit d'argiles silteuses dolomitiques avec une alternance de sable fin à grossier et de grés fins a très fins.

❖ **Barrémien :**

Il présente une épaisseur moyenne de 529 m, cette unité est formée d'une alternance de sables fins à grossiers, des grés fins à très fins et d'argiles rouge briques sableuses légèrement dolomitique, son sommet témoigne de la discordance Autrichienne. Alternance de grès, et d'argile silto-sableuse.

❖ Aptien :

Son épaisseur varie de 0 à 22 m, il est représenté par des marnes calcaro-dolomitiques.

❖ Albien :

Son épaisseur varie de 30 à 216 m, cette unité est représentée par des sables fins à grossiers avec des grès argilo-dolomitiques.

❖ Crétacé Supérieur :

Subdivisé de bas en haut :

❖ Cénomaniens :

L'épaisseur varie de 62 à 11 m, et il est constitué par des argiles carbonatées à passées d'anhydrite.

❖ Turonien :

Son épaisseur varie de 69 à 113 m, matérialisé par une alternance d'argiles versicolores plastiques et de calcaire blanc-beige parfois argileux avec des marnes calcaires.

❖ Sénonien :

Subdivisé de bas en haut par :

➤ Le Sénonien Salifère :

Présent une épaisseur de 13 à 80 m, cette unité est constituée que de sel massif, blanc, parfois argileux.

➤ Le Sénonien Anhydritique :

Il a une épaisseur de 11 à 233 m, il s'agit d'une alternance d'anhydrite massive, beige, et d'argile carbonatée.

➤ Le Sénonien Carbonaté :

Il a une épaisseur qui varie de 0 à 194 m, C'est un ensemble de calcaire dolomitique.

I.3.4. Cénozoïque :

Il n'est représenté que par le MioPliocène. Les autres termes du Paléocène, Eocène et Oligocène ont été érodés suite à la phase Pyrénéenne.

- MioPliocène :

Son épaisseur est de 154 à 677 m, Il repose en discordance sur le Sénonien Carbonaté, il est constitué de sable renfermant quelque passées d'argiles et de calcaire.

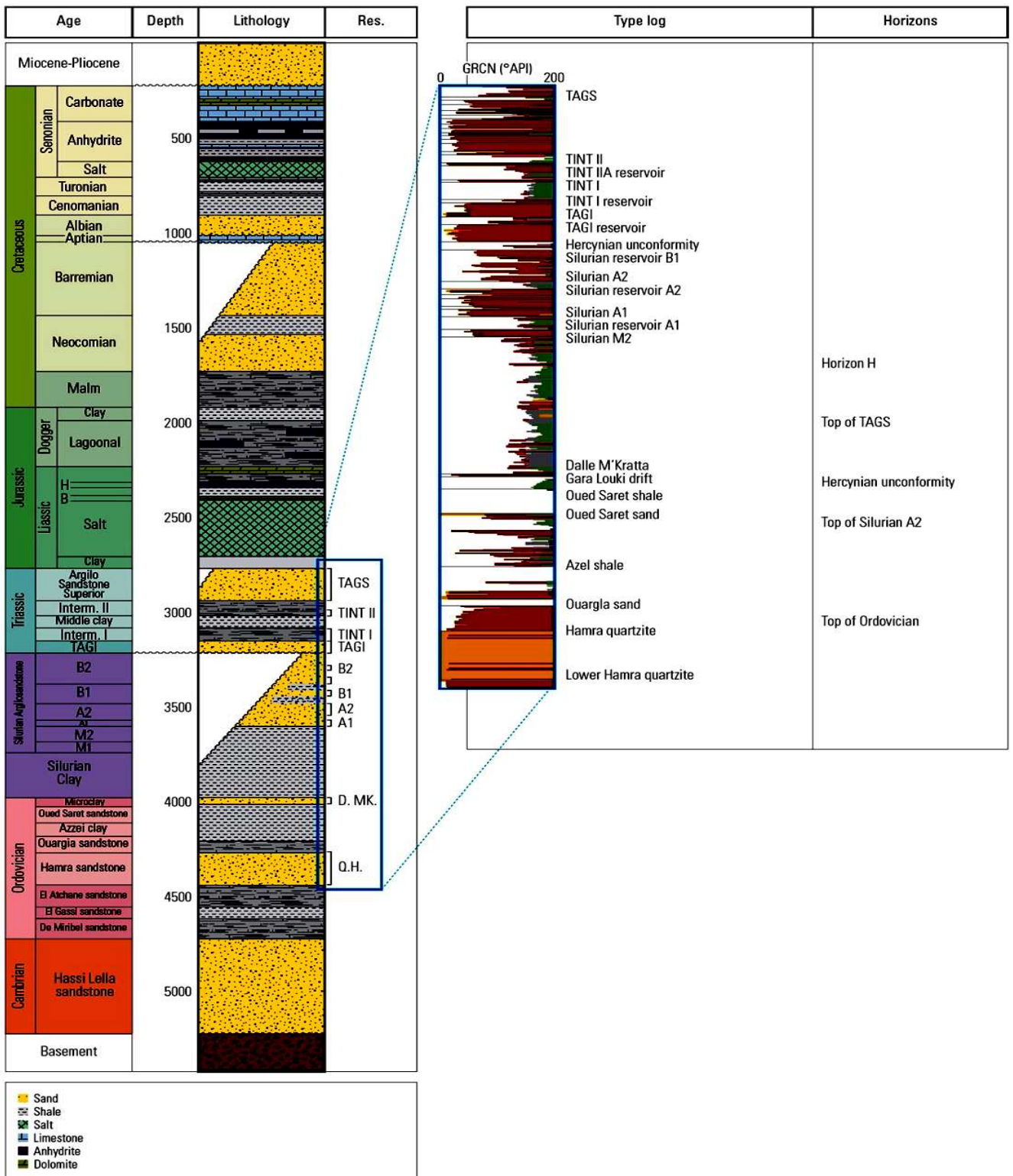


Fig.5 : Colonne stratigraphique type de la région de Rhourde Nouss (Beicip/SOATRACH. PED)

I.4. Les réservoirs :

I.4.1. Quartzites de Hamra :

Ce réservoir contient du gaz à condensât. 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 général inférieure à 0.1 md. Il ne produit que lorsqu'il est fissuré.

Ce réservoir fait l'objet de notre étude et il sera développé ailleurs.

I.4.2. Silurien A1 :

C'est un réservoir formé de grès fins à moyens, bien consolidés, déposés sous forme de barres sableuses de plate forme marine intercalées de fines passées d'argiles 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 2.4 md. Il renferme de l'huile à RN Central. A RN Sud Est il est à huile et à gaz.

I.4.3. Silurien A2 :

Son faciès est identique à celui du Silurien AL Son épaisseur utile avoisine les 50m au niveau de RN Central pour atteindre environ 15m à RN 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 200 md à RN Central tandis qu'elle ne dépasse guère 12 md à RN Sud Est. Ce réservoir est à huile et à gaz à condensât au niveau de RN Centrai et RN Sud Est.

I.4.4. Silurien B1 :

Le réservoir de cette formation est constitué par une succession de grès quartzitiques fins à moyens déposés dans un système de barres de plate forme marine et d'argiles gris noir indurées, silteuses et micacées. L'érosion hercynienne a plus ou moins tronqué cette formation dont l'épaisseur varie de 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 condensât dans RN central.

I.4.5. Silurien B2:

Totalement érodé sur RNSE, 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%.

I.4.6. Trias Argilo-Gréseux Inferieur :

C'est un réservoir à gaz riche en condensât. Il est constitué de grès fins à très fins à ciment argileux et d'argiles silteuses. Ces grès se présentent sous la forme de corps chenalisés lenticulaires -résultants d'un système fluviatile 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.

I.4.7. Trias Intermédiaire I:

Ce réservoir est constitué par des grès chenalisés dûs à un système fluviatile méandriforme où les chenaux ont une épaisseur plurimétrique et présentent une extension latérale limitée (<1 Km). 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 à huile à RN Sud Est.

I.4.8. 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 verte, 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.

I.4.9. 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 fluviatiles en tresses pour la partie inférieure du réservoir, passant vers le haut de la formation à

un réseau à tendance méandriforme. Les sédiments du Trias se sont déposés en milieu continental, sous 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 méandriforme.

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.

I.5. Aspect pétrolier :

Le système pétrolier principal est admis comme étant lié à l'association des roches mères du Silurien basal, des pièges de forte amplitude générés par les mouvements dits autrichiens, des réservoirs du Trias et du Silurien Argilo-Gréseux et de l'excellente couverture de l'ensemble, constituée par les évaporites du Lias. Les pièges sont supposés avoir été mis en charge par des migrations latérales à longue distance provenant de l'Ouest et du Nord et possiblement, verticalement à travers les failles. Un système pétrolier secondaire est associé au réservoir profond des Quartzites de Hamra.

Les hydrocarbures reconnus sont :

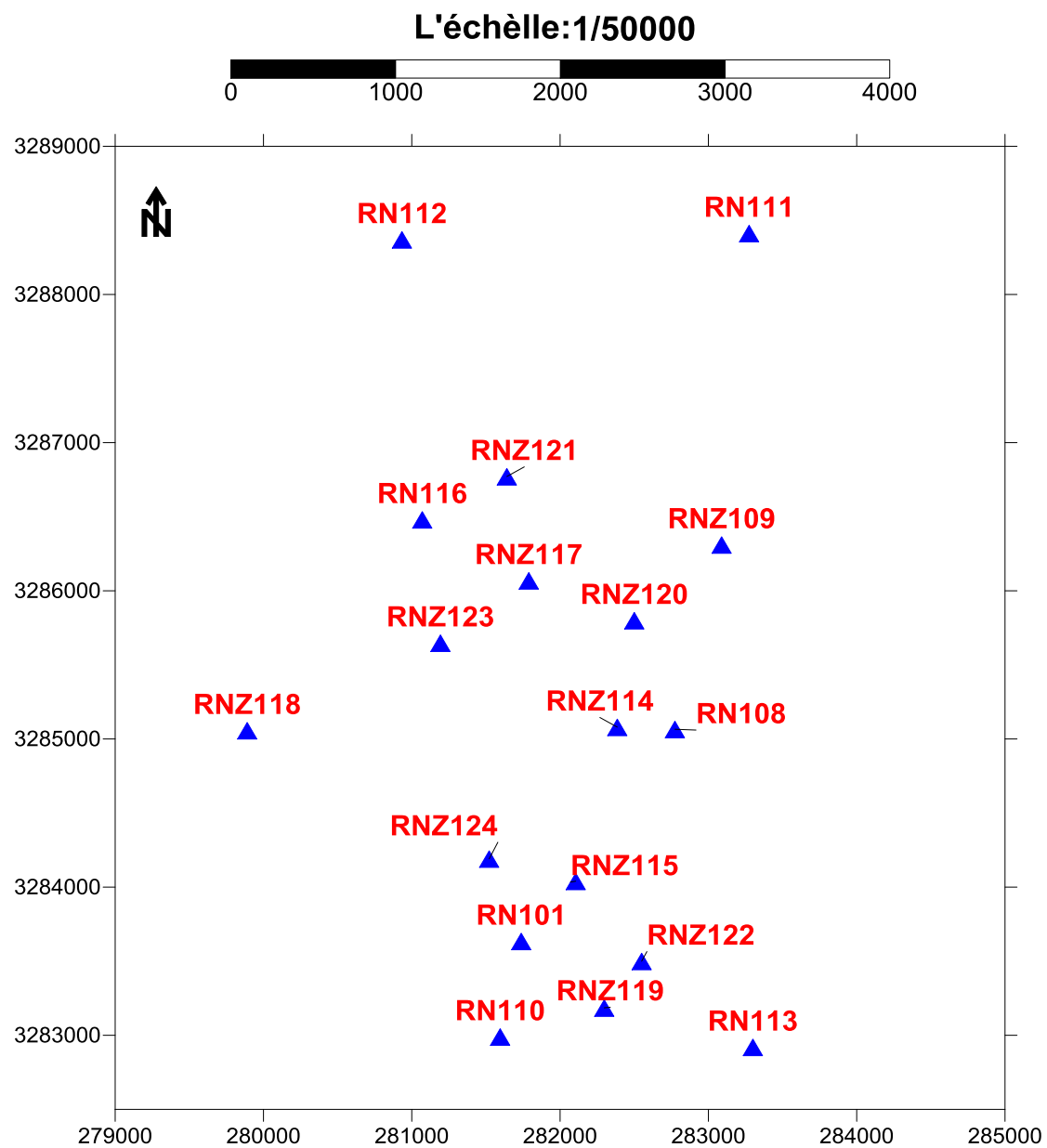
- De l'huile et du gaz à condensât dans le TAGS et l'infra-TAGS de Rhourde Nouss Centre ;
- Du gaz à condensât dans le TAGS et l'infra-TAGS de Rhourde Adra ;
- De l'huile et du gaz à condensât dans le TAGS de Rhourde Nouss Sud Est et Rhourde Nouss Sud Ouest ;
- De l'huile dans l'infra-TAGS de Rhourde Nouss Sud Est (Trias et Silurien A) ;
- Du gaz à condensât et un peu d'huile dans les Quartzites de Hamra de Rhourde Nouss Centre, Rhourde Nouss Sud Est et Sud Ouest, de Rhourde Adra et de Meksem.

I.6. Plan de position des puits des Quartzites de Hamra de la structure de Rhourde Nous centre:

Fig.6 : Tableau de coordonné:

PUITS	X(m)	Y(m)	Altitude(m)
RN101	281737.93	3283634.94	277.44
RN108	282774.28	3285065.45	268.99
RNZ109	283089.20	3286310.68	267.665
RN110	281595.81	3282990.08	263
RN111	283274.49	3288412.85	261
RN112	280933.74	3288370.30	254
RN113	283300.05	3282920.01	261
RNZ114	282385.71	3285079.98	270.7
RNZ115	282105.50	3284040.00	293185
RN116	281070.67	3286480.40	256.11
RNZ117	281789.00	3286068.99	267
RNZ118	279890.27	3285057.27	256.5
RNZ119	282297.76	3283185.37	283.65
RNZ120	282500.34	3285799.97	253.377
RNZ121	281641.06	3286771.41	259.339
RNZ122	282549.99	3283500.00	302.914
RNZ123	281193.23	3285648.08	267
RNZ124	281521.81	3284190.88	302.914

Fig.7: Plan de position des puits de réservoir des QHA de la structure de RNC



LEGENDES

- RN123** :nom de puits.
- : position de puits.

Chapitre II: Aperçu structural

II. APERCU STRUCTURAL

II.1. Evolution structurale :

L'évolution tectonique de la région d'étude s'inscrit dans le cadre de la tectonique globale de la plate forme saharienne dont l'héritage structural est à rechercher d'abord dans les phases tectoniques anté-Paléozoïque (Orogenèse Panafricaine...) puis dans les événements hercyniens et Alpines. D'après la synthèse structurale du Beicip-Franlab (1957); Boudjemaa (1987) et Saifi (2006), la plate forme saharienne aurait été soumise à plusieurs phases de déformation. (Voir Fig.4)

II. 2. Cadre structural du champ de Rhourde Nous : :

Un aperçu sur la structure de Rhourde Nous est important, car il va permettre de mieux comprendre le rôle de la tectonique dans la formation des pièges et l'accumulation des hydrocarbures.

La zone d'étude est située entre deux éléments structuraux majeurs de la plate forme saharienne :

-A l'ouest, le môle d'Amguid El Biod, vaste unité structurale subméridienne s'étendant d'Amguid au Sud à Rhourde Baguel au Nord. Ce môle s'individualise sur le plan structural par une intensité des déformations beaucoup plus accusée que dans les régions limitrophes (Mouydir à l'ouest et bassin d'Illizi à l'Est) et sur le plan sédimentaire par des anomalies d'épaisseur et de faciès et de nombreuses lacunes stratigraphiques;

A l'Est, le haut de Maouar, d'âge anté-Mésozoïque, érodé jusqu'à l'Ordovicien; d'orientation NNO-SSE, ce môle couvre environ 20000 km².

La région de Rhourde Nous se présente alors comme une zone très structurée par des plis anticlinaux, très accusés et des synclinaux très profonds. La structuration actuelle est le résultat des effets des nombreuses contraintes tectoniques qui se sont succédées au cours des temps géologiques. L'importance des mouvements au Crétacé, traduit une grande mobilité de la zone. Les accidents ont joué à diverses époques, le jeu compressif principal (dit autrichien) ayant tendance à masquer les jeux secondaires. Les structures sont toutes polyphasées. (Fig.8).

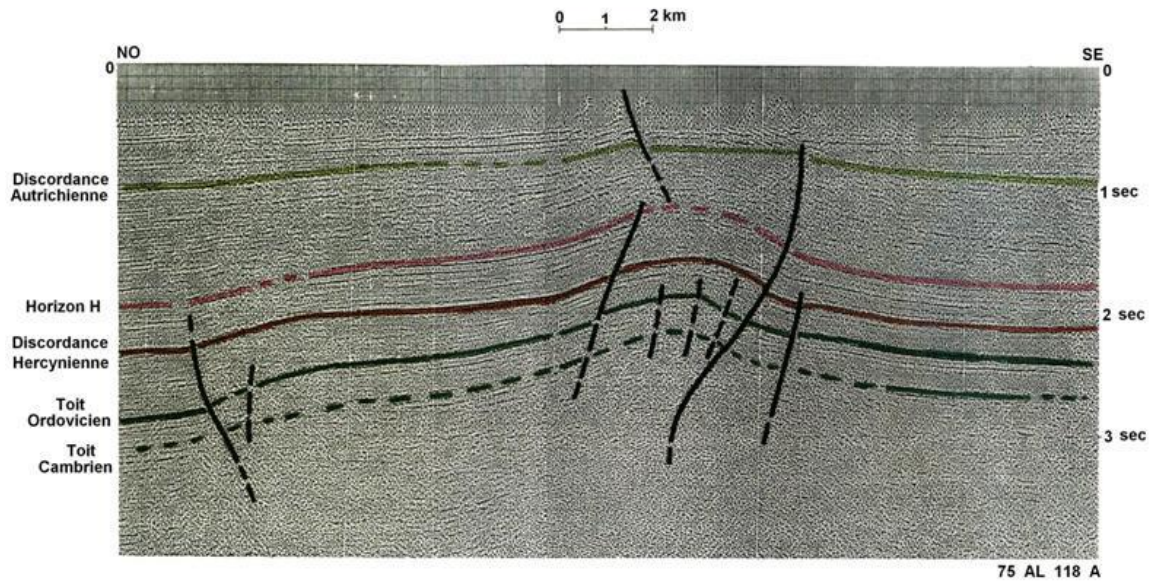


Figure 8 : Structure de RhourdNouss (Beicip, 1990)

La structure de Rhourde Nouss de dimension $40 \times 30 \text{ km}^2$ est composée de quatre structures différentes à savoir:(Fig.9):

- ❖ Rhourde Nouss central (RNC)
- ❖ Rhourde Nouss sud-est (RNSE)
- ❖ Rhourde Nouss sud-ouest (RNSW)
- ❖ Rhourde El Adra (RA)

1.6.1. Rhourde-Nouss Central (RNC) :

Cette structure est alignée Nord - Sud et s'étend sur environ de $16 \times 8 \text{ km}^2$ avec une petite structure au nord-est de $4 \times 2,5 \text{ km}$. Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres .dans lequel on a foré 64 puits.

1.6.2. Rhourde-Nouss Sud -Ouest (RNSW) :

Elle est de direction S-SW et N-NE sur une surface de $16,35 \text{ km}^2$. 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.

1.6.3. Rhourde-Nouss Sud-Est (RNSE) :

Cette structure est alignée nord-sud sur une surface de $8,5 \times 4 \text{ km}^2$.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.

1.6.4. Rhourde- El Adra (RA) :

Alignée SW - NE sur une surface de $23 \times 2,5 \text{ km}^2$, le réservoir contient du gaz et le nombre de puits foré est égal à 13 puits.

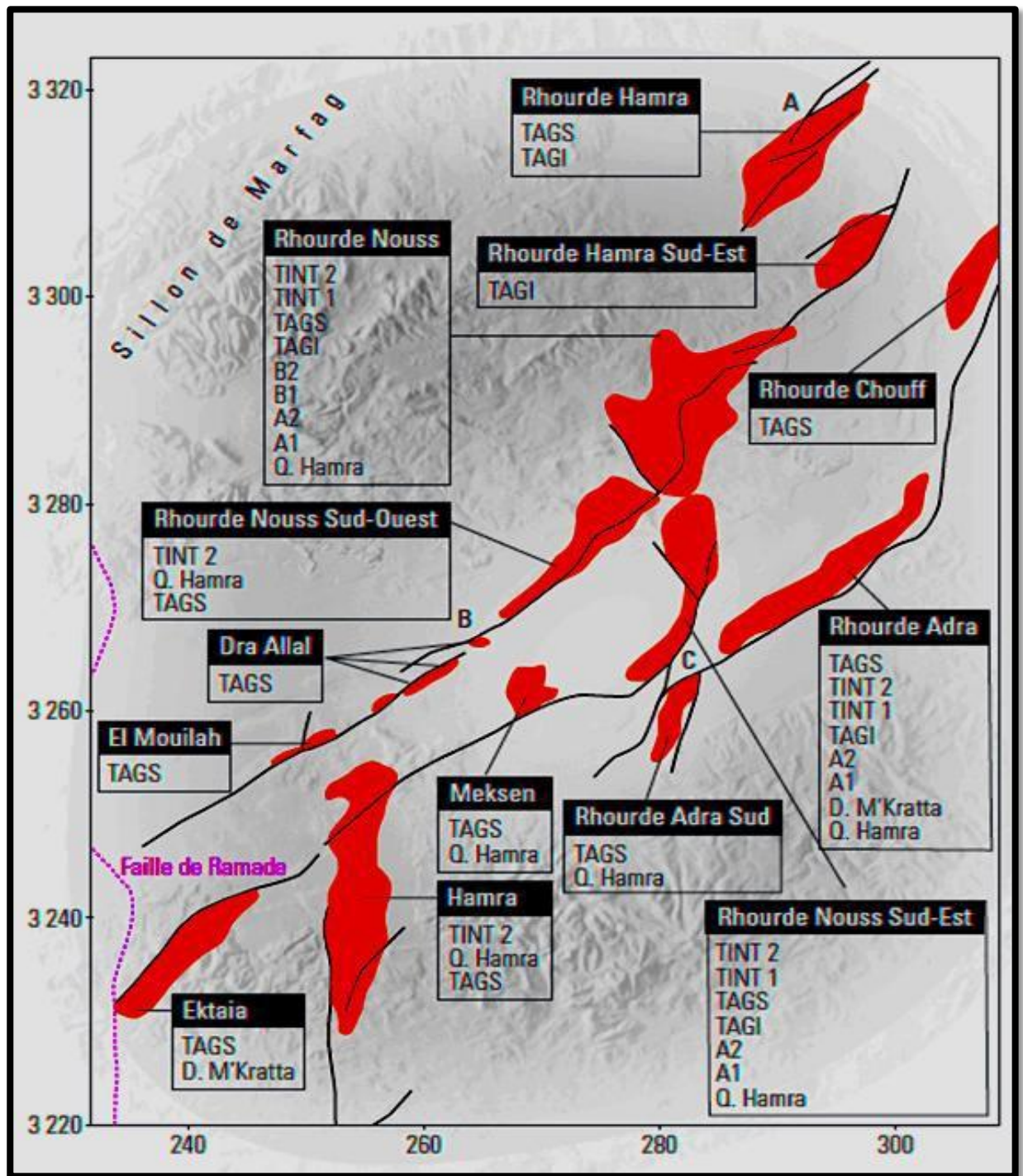


Fig.9 : Les différents trends structuraux de la région de Rhourde Nous (SONATRACH, 1991)

II.3. La Structure de Rhourde Nouss centre :

D'après l'interprétation sismique de plusieurs sections de la région de RNC, on est en présence d'un réseau de faille à fort pendage parfois subvertical, orienté pour la plupart N-S formant une structure dite en fleur qui est le résultat de contraintes transpressives lors de la réactivation de l'héritage structurale panafricaine dans la phase autrichienne avec un jeu dextre. Ce type de structure est caractérisé par la complexité de son réseau de failles ; certaines failles ont été détectées par la sismique et les autres par l'interprétation de well test et les résultats de forage.

(Fig.10et 11)

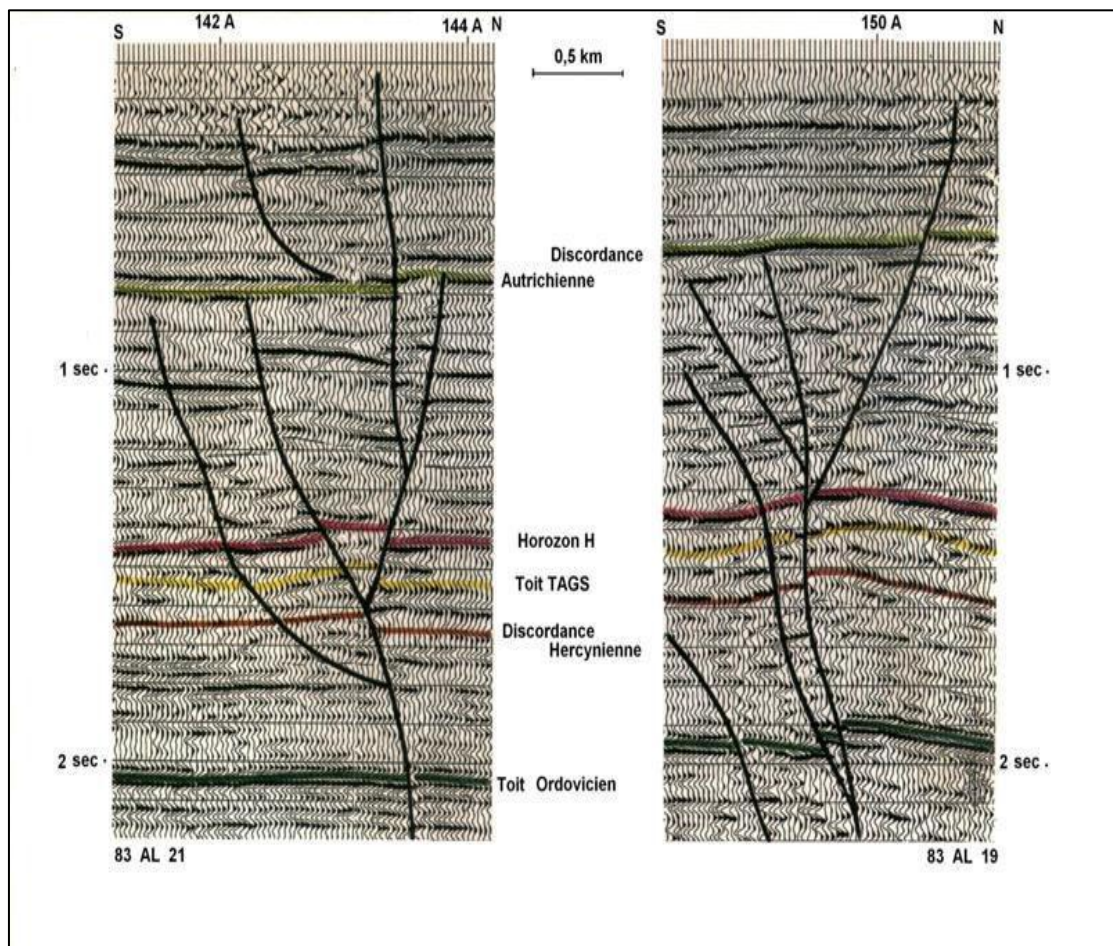


Fig.10: Failles décrochantes d'orientation NE/SO présentant des structures en fleurs (Beicip,1990)

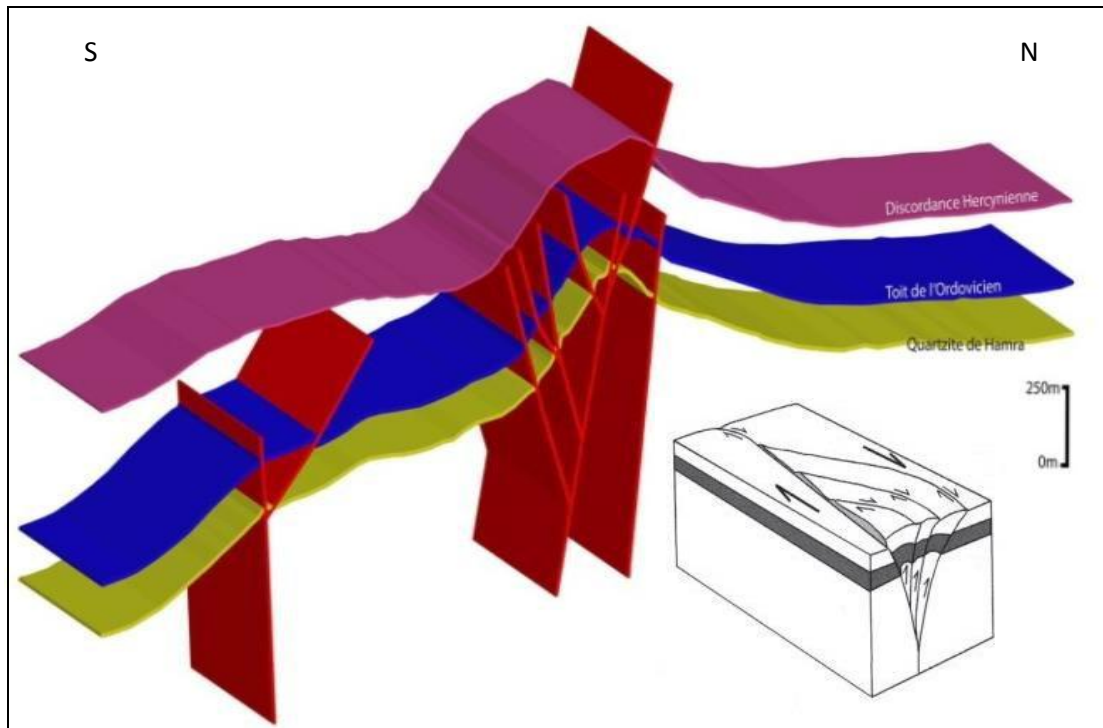
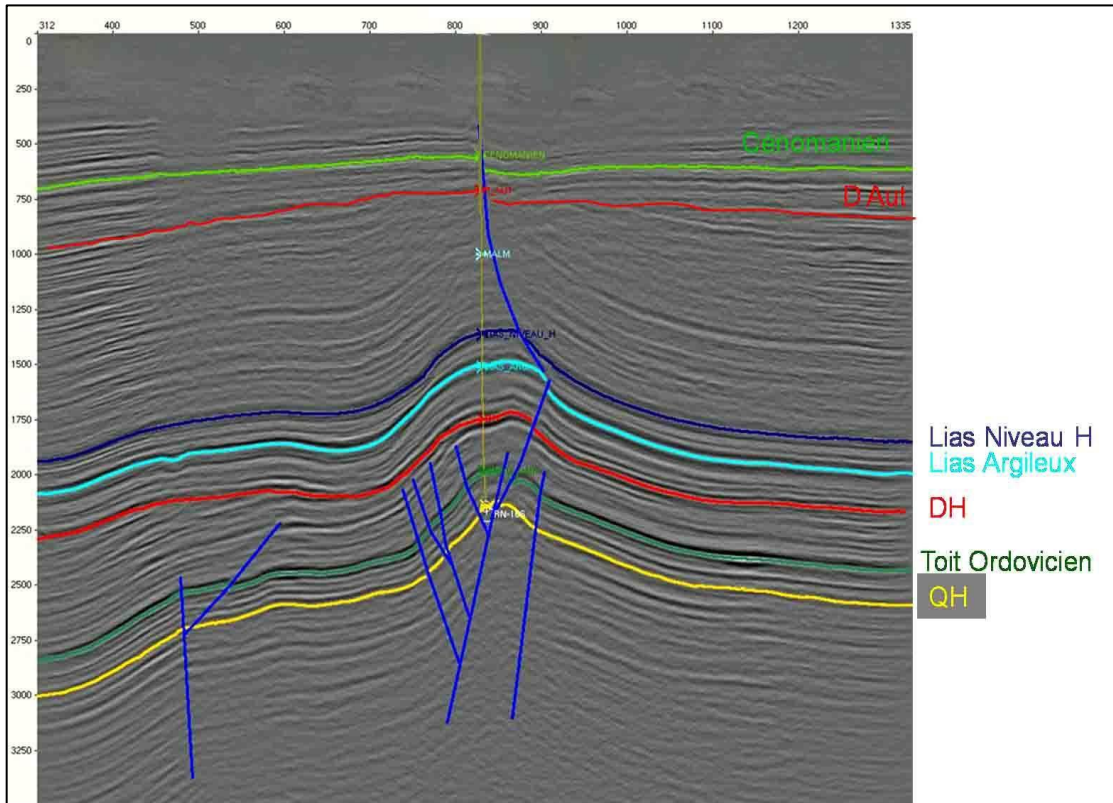


Fig.11:structures en fleures Rhourde Nouss Centre.
(Beicip Franlab)

II.4. Carte de l'importance des zones de faille :

En utilisant la méthode de propagation linéaire basée principalement sur le réseau de faille dans notre région, il a été réalisé une carte de zonation qui montre l'étendue ou l'importance (faible, moyenne ou forte) de chaque faille sur le réservoir (Fig.12).

La carte montre une certaine orientation des fortes influences au niveau du chenal central orienté NNE-SSW

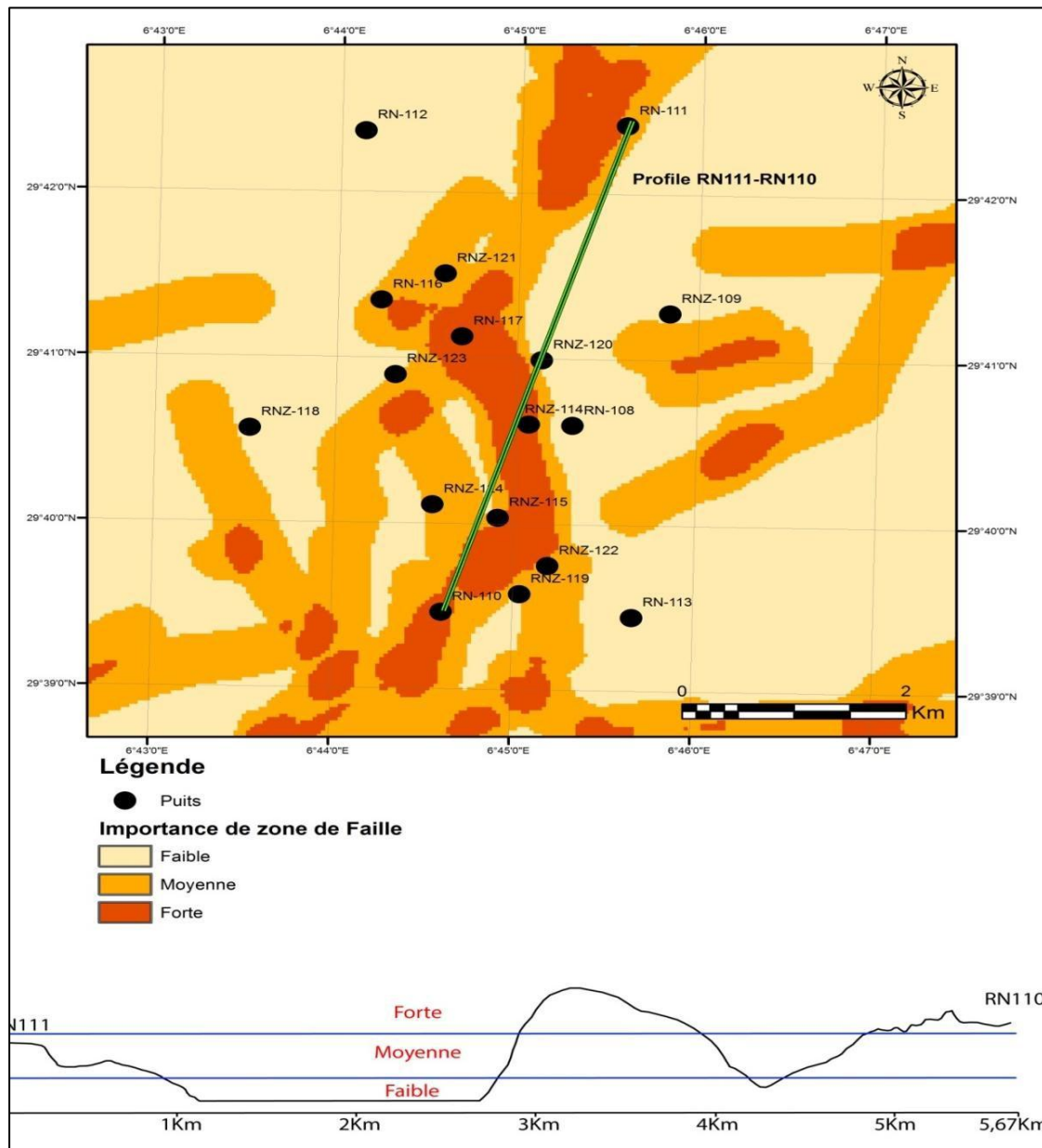


Fig.12: carte de l'importance des zones de faille. (SONATRACH. DP. RNS, 2013)

II.5. Carte en isobathe au toit du réservoir :

La carte du toit montre une variation de la profondeur entre 2800 m et 4000 m. La structure générale est en forme de voûte allongée N-S qui s'élargie en allant vers le nord, traversée par un réseau de faille qui lui acquière une allure accidentée.

La zone haute occupe le centre de la région sur environ 3 km de long et 1,5 km de large où se concentre la plupart des puits par contre on a une augmentation de profondeur lorsque on s'éloigne du centre vers les bords, avec des pentes faibles affectées par des falaises importantes, les zones les plus basses sont situées du côté Est et Ouest (Fig.13).

Sur la base de cette carte il a été réalisé une carte en 3D montrant l'allure du toit du réservoir QH, la zone haute au centre de la structure est bien visible (Fig.14).

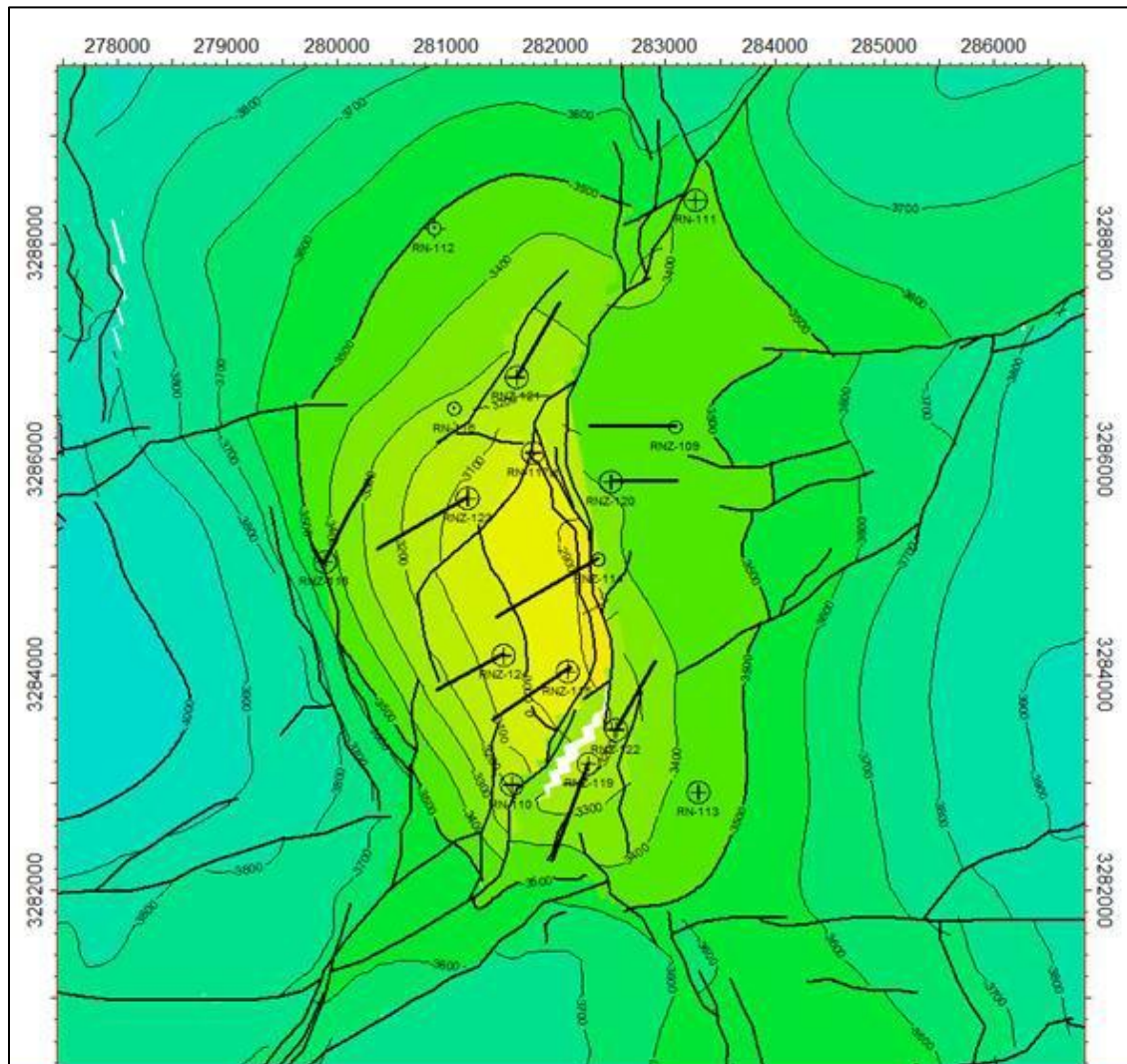
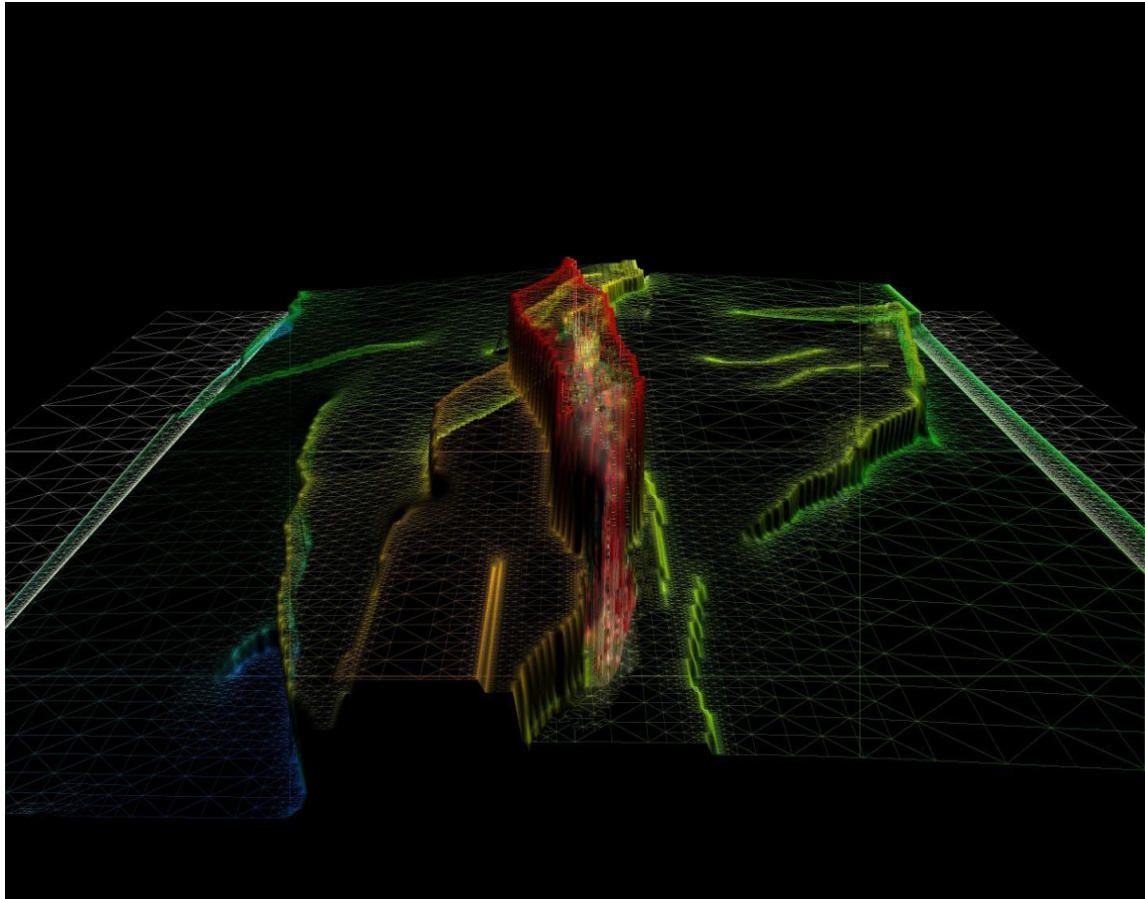


Fig.13:carte en isobathe du toit des Quartzite de Hamra Rhourde Nous centre (SONATRACH.PED,1992)



**Fig.14: modélisation du toit des Quartzite de Hamra Rhourde Nouss centre.
(SONATRACH. DP, RNS, 2013)**

Chapitre III: Paramètres Pétrophysiques

III. Paramètres pétrophysiques

III.1-Analyse statistique des données pétrophysiques:

Introduction:

Une roche sédimentaire est constituée de grains, d'une matrice et de pores qui contiennent les fluides. La matrice lie les grains entre eux. En absence de la matrice, la roche est meuble.

En diagraphie, le terme matrice est utilisé pour désigner la partie solide de la roche.

Le volume poreux d'une roche est généralement très hétérogène. Les pores présentent des formes irrégulières et sont plus ou moins reliés entre eux par des canicules étroites et tortueuses.

III.1.1-La Porosité:

La **porosité** est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides

On distingue plusieurs types de porosité :

- La porosité totale \emptyset_t est égale au rapport du volume total des pores sur le volume total de la roche :

$$\emptyset_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t}$$

V_p : volume des pores.

V_s : volume occupé par les éléments solides.

V_t : volume total de la roche.

\emptyset_t : porosité exprimée en pourcentage.

La porosité totale englobe :

- d'une part, la porosité inter-granulaire ou inter-cristalline constituant la porosité primaire \emptyset_1 , qui dépend de la forme et de la taille des éléments solides, ainsi que de leur classement,
- d'autre part, la porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et la porosité de fissure et de fracture, acquise mécaniquement, constituant la porosité secondaire \emptyset_2 que l'on rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques (calcaires).

La porosité totale \emptyset_t est donnée par : $\emptyset_t = \emptyset_1 + \emptyset_2$

- La porosité connectée représente le pourcentage de pores reliés entre eux. Elle peut être très inférieure à la porosité totale.
- La porosité effective (ou utile) est la porosité accessible aux fluides libres. Elle est en général inférieure de 20 à 25 % à la porosité totale. Ce pourcentage est d'autant plus élevé que la granulométrie de la roche est plus fine, ce qui accentue l'action des phénomènes capillaires.

La porosité d'une roche est dite faible si elle est inférieure à 5 %, médiocre de 5 à 10 %, moyenne de 10 à 20 %, bonne de 20 à 30 % et excellente si supérieure à 30 %. Seule la porosité effective est intéressante pour déterminer le volume d'hydrocarbures "récupérable".

III.1.2-La perméabilité:

Un milieu poreux permet l'écoulement des fluides si les pores sont reliés entre eux et si les pertes de charge ne sont pas trop élevées. La perméabilité représente la facilité avec laquelle un fluide de viscosité donnée traverse une formation ; elle est définie par la **loi de Darcy** qui est une loi de pertes de charge :

$$Q = k \cdot \frac{S}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta l}$$

Q: débit du fluide traversant la roche en **cm³/s**,

S: surface de passage du fluide en **cm²**,

μ: viscosité du fluide en **centipoises** (viscosité dynamique),

$\frac{\Delta P}{\Delta l}$: gradient de pression en **bar/cm**,

k: perméabilité de l'échantillon exprimée en **darcy** (d).

Lorsqu'un seul fluide est présent dans les pores, la perméabilité mesurée est la perméabilité **absolue** pour ce fluide.

Lorsque plusieurs fluides sont présents dans une roche, on définit la perméabilité **effective** de chacun des fluides. Elle est toujours inférieure à la perméabilité absolue. Elle exprime la propriété d'une roche à être traversée par un fluide en présence d'autres fluides. Elle dépend de la roche et de la saturation des différents fluides.

La perméabilité **relative** d'un fluide est le rapport perméabilité effective / perméabilité absolue.

A cause de l'hétérogénéité des roches, la perméabilité varie suivant la direction considérée. Dans un gisement, on est amené à distinguer la perméabilité horizontale et la perméabilité verticale.

La perméabilité est dite faible de 1 à 10 md, médiocre de 10 à 50 md, moyenne de 50 à 200 md, bonne de 200 à 500 md et excellente si supérieure à 500 md. La perméabilité des meilleurs réservoirs pétroliers est de l'ordre de quelques darcy.

Les diagraphies différées ne permettent pas de mesurer directement la perméabilité. Elle peut être déterminée en laboratoire à partir des carottes - mais la mesure présente un caractère ponctuel - ou à partir des essais de puits qui fournissent une valeur concernant un volume de roche beaucoup plus important (d'autant plus important que la durée du test est longue).

III.1.3-La saturation:

Lorsqu'une partie des pores de la roche est remplie par des hydrocarbures, gaz ou huile de résistivité infinie ou air, cela va modifier la résistivité. Archie a établi une formule très largement utilisée :

résistivité de la roche dans la zone saturée en eau

$$S_w = \sqrt[n]{R_o/R_t}$$

résistivité de la roche dans la zone sous-saturée

En général $n = 2$ pour la plupart des roches meubles, on obtient alors pour la zone vierge :

$$R_t = R_w a^{-m} Q \cdot S_w^n$$

Et pour la zone lavée :

$$R_{xo} = R_{mf} a^{-m} Q \cdot S_{xo}^n$$

Avec S_{xo} est égale à saturation en filtrat et S_w est égale à saturation en eau. On définit aussi S_{hc} est égale à saturation en hydrocarbures dans la zone vierge et S_{hr} est égale à saturation en hydrocarbures résiduels dans la zone lavée.

$S_{xo} + S_{hr} = 1$ dans la zone lavée.

Et $S_w + S_{hc} = 1$ dans la zone vierge.

III.1.4 - Méthodologie :

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysiques caractérisant le réservoir d'étude, nous avons tenté d'une part d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant des plots perméabilité Vs porosité. D'autre part, des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de porosité et de perméabilité ont été établis.

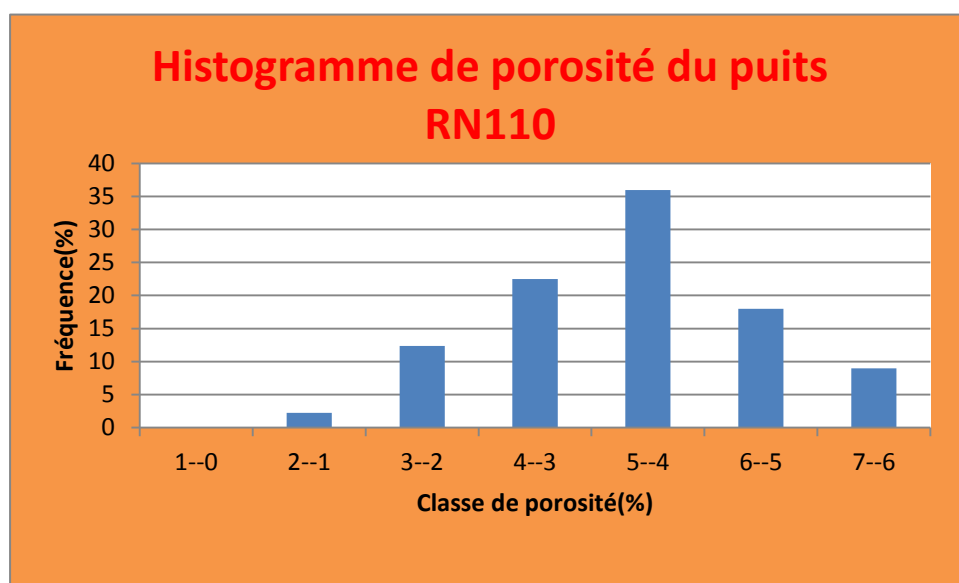
III.1.5- Interprétation des histogrammes et des courbes de corrélation porosité-perméabilité :

III.1.5.1.Puits RN110 :

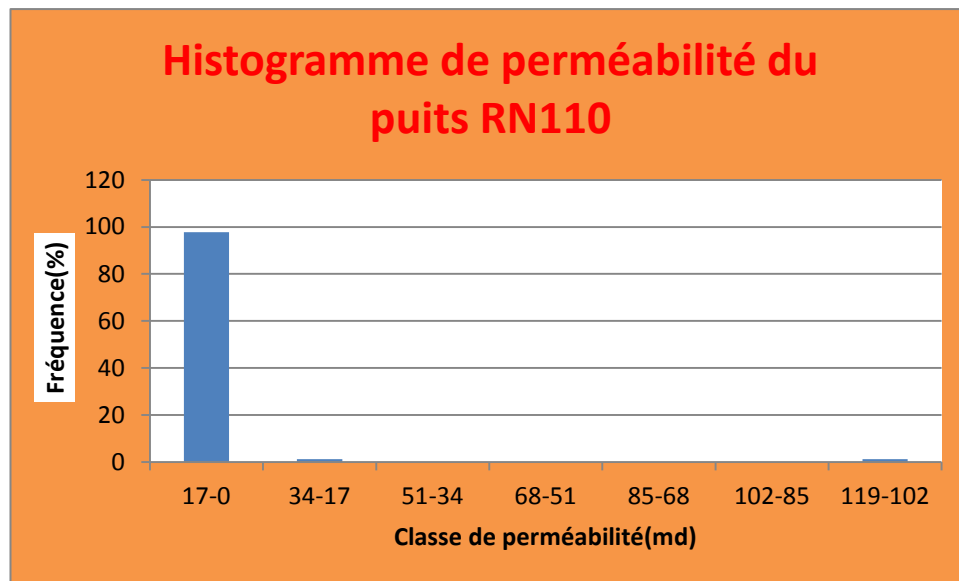
- L'histogramme de classe de porosité montre une distribution unimodale asymétrique, à asymétrie droite montrant un seul type de porosité, probablement primaire (matricielle). 35.96% des mesures réalisées dans l'intervalle d'étude sont comprises entre 4 et 5% (fig.15).

- L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution bimodale asymétrique, à asymétrie gauche. Le premier mode correspond probablement à une perméabilité primaire (matricielle), le deuxième mode correspond probablement à une perméabilité secondaire (de fracturation), le mode prédominant appartient à la classe [0-17](md) avec une fréquence de 97.75% (fig.16).

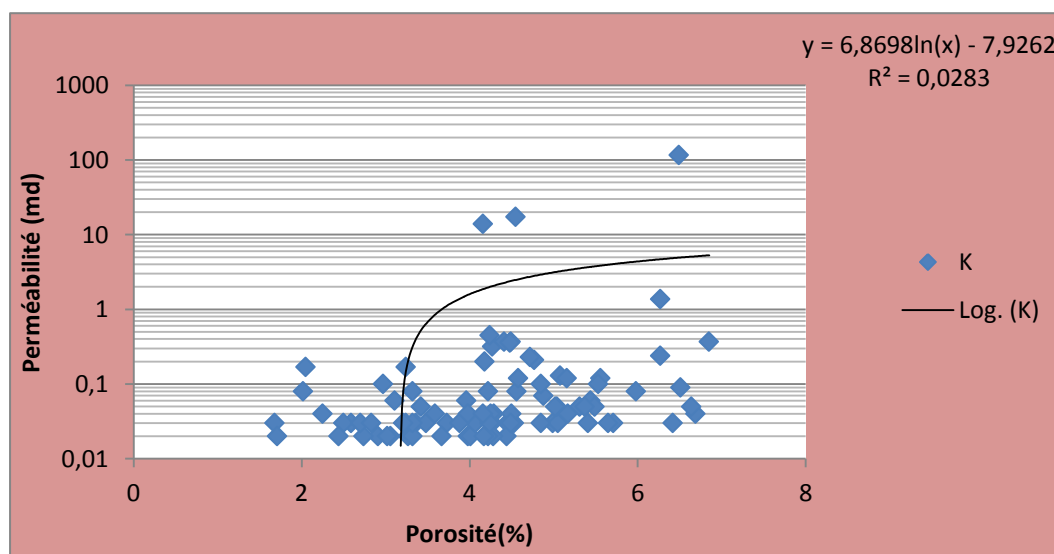
- La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et ceux de porosité montre une relation logarithmique avec un mauvais coefficient de corrélation, $R^2=0.028$ (fig.17).



Figure(15):Histogramme de porosité du puits RN110.



Figure(16): Histogramme de perméabilité du puits RN110.



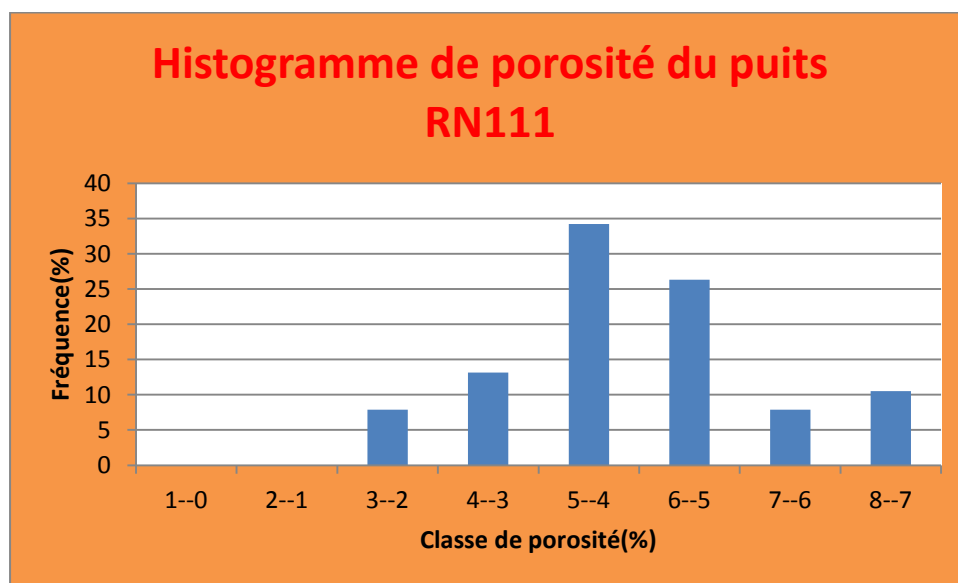
Figure(17):Corrélation perméabilité et porosité du puits RN110.

III.1.5.2.Puits RN111 :

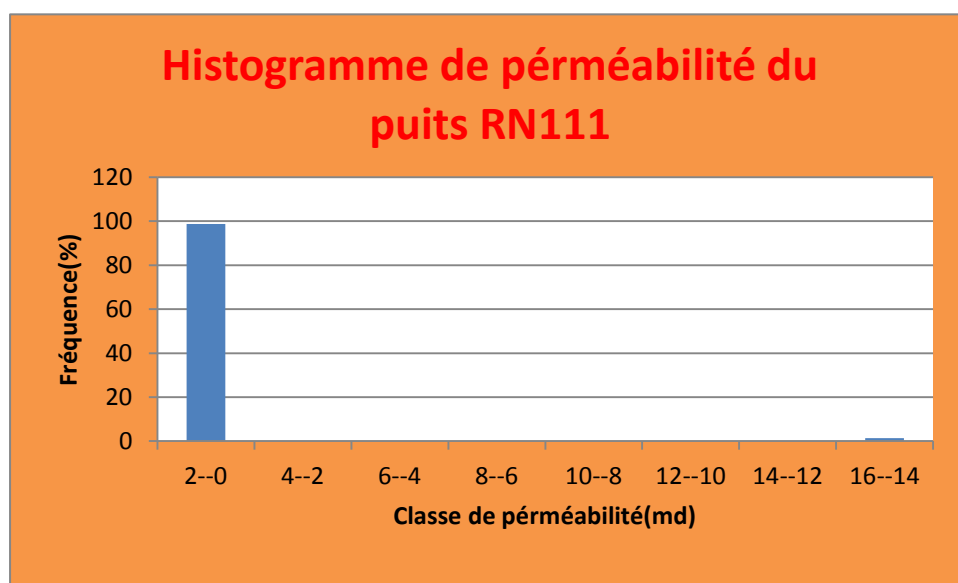
- L'histogramme des classes de la porosité montre une distribution bimodale asymétrique, à asymétrie droite. Le premier mode correspond probablement à une porosité primaire (matricielle), le deuxième mode correspond probablement à une porosité secondaire (de fracturation). Les deux modes appartiennent à la classe [4-5[% avec une fréquence de 34.21% et à la classe [7-8[% avec une fréquence de 10.53% respectivement. (fig.18).

- L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution bimodale asymétrique, à asymétrie gauche. Le premier mode correspond probablement à une perméabilité primaire (matricielle), le deuxième mode correspond probablement à une perméabilité secondaire (de fracturation), le mode prédominant appartient à la classe [0-2 [(md) avec une fréquence de 98.68% (fig.19).

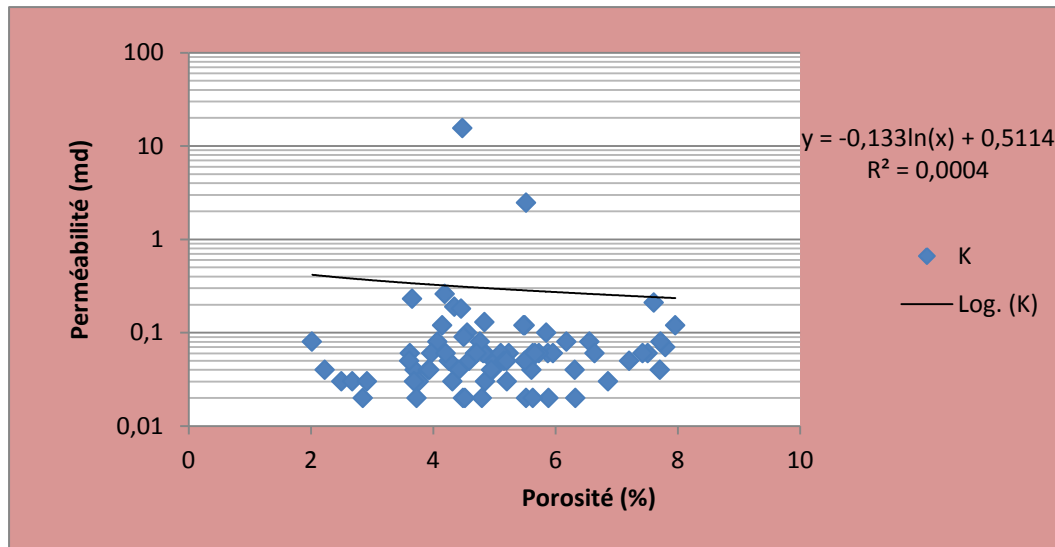
-La courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et de la porosité est une fonction logarithmique, avec une nulle coefficient de corrélation $R^2=0.000 \lll 1$, ce qui explique l'absence de corrélation entre ces deux paramètres Fig. (20).



Figure(18):Histogramme de porosité du puits RN111.



Figure(19): Histogramme de perméabilité du puits RN111.



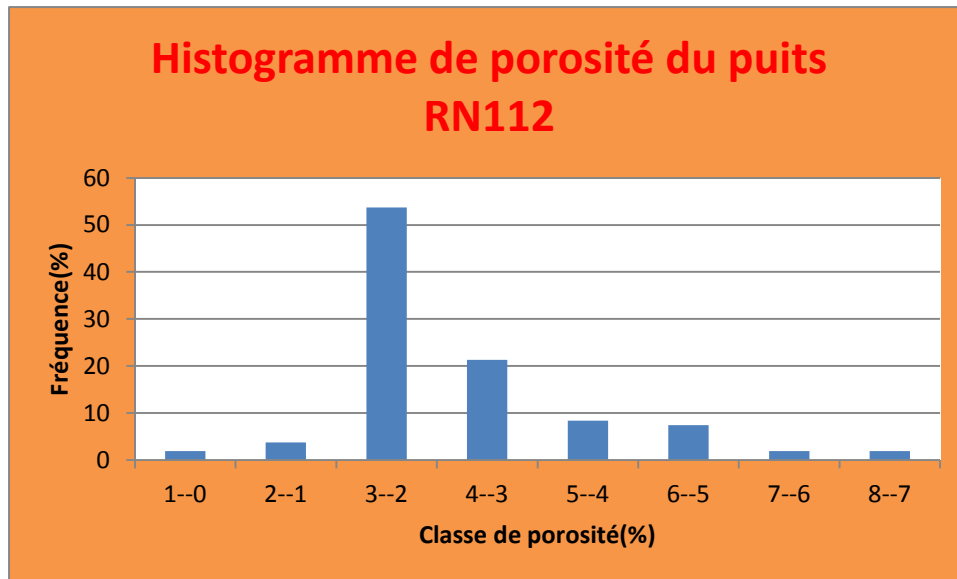
Figure(20):Corrélation perméabilité et porosité du puits RN111.

III.1.5.3.Puits RN112 :

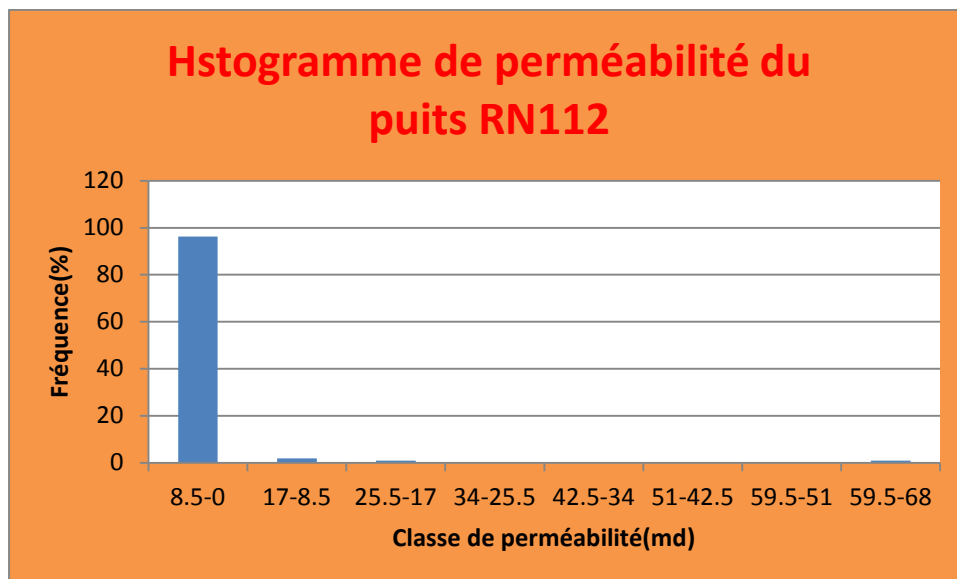
- L'histogramme de classe de porosité montre une distribution unimodale asymétrique, à asymétrie gauche montrant un seul type de porosité, probablement primaire (matricielle). 53.7% des mesures réalisées dans l'intervalle d'étude sont comprises entre 2 et 3% (fig.21).

- L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution bimodale asymétrique, à asymétrie gauche. Le première mode correspond probablement à une perméabilité primaire (matricielle), le deuxième mode correspond probablement à une perméabilité secondaire (de fracturation), le mode prédominant appartient à la classe [0-8.5 [(md) avec une fréquence de 96.3% (fig.22).

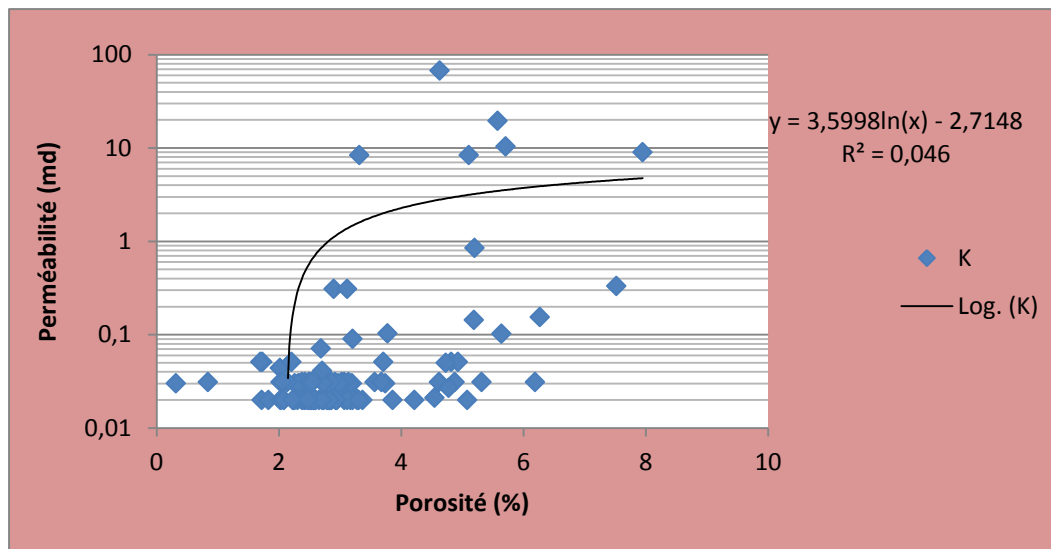
- La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et ceux de porosité montre une relation logarithmique avec un mauvais coefficient de corrélation, $R^2=0.046$ (fig.23).



Figure(21):Histogramme de porosité du puits RN112.



Figure(22): Histogramme de perméabilité du puits RN112.



Figure(23):Corrélation perméabilité et porosité du puits RN112.

Conclusion à l'étude statistique :

Les plus grandes fréquences de porosité sont comprises globalement entre 3 et 5%.

Ces valeurs de porosité sont conformes avec les porosités matricielles généralement rencontrées dans les Quartzites de Hamra.

Les valeurs de porosité comprises entre 7 et 8% pourraient correspondre à une porosité secondaire de fracturation.

Pour les perméabilités, les histogrammes ont montré des distributions bimodales, le deuxième mode correspond à une perméabilité secondaire de fracturation.

III.2. Interprétation des cartes du réservoir des Quartzite de Hamra:

L'évolution des paramètres pétrophysiques d'un réservoir est guidée par son aspect géométrique. Pour cela, il est nécessaire d'établir la carte en isopaque totale. Ces cartes montrent la forme des espaces lithologiques dont il faut analyser les capacités de rétention et de circulation des fluides.

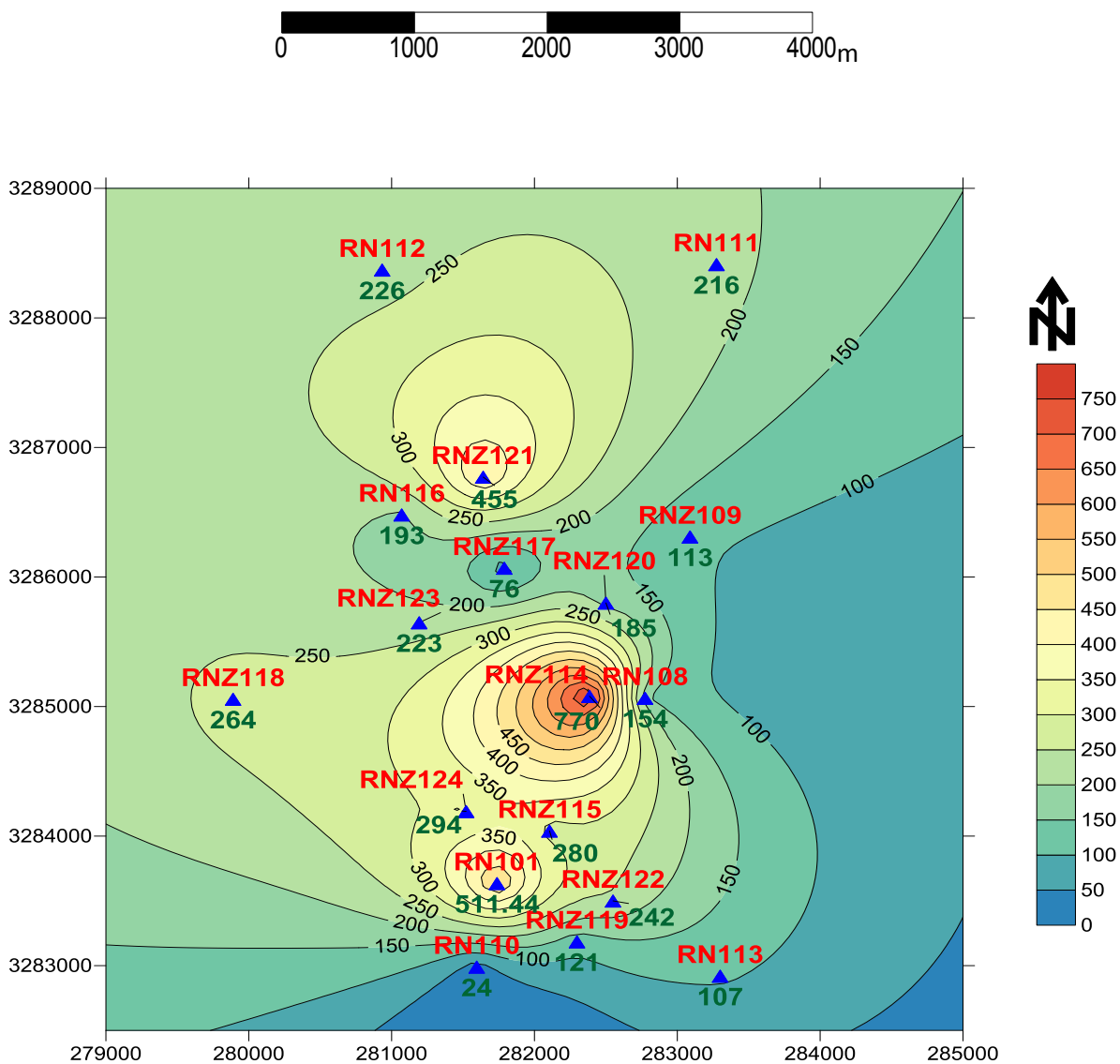
III.2.2. Carte en isopaque totale:

La structure générale nous montre qu'on a trois anticlinaux au niveau des puits RNZ114 (770m), RN101 (511.44m) et RNZ121(455m) et un synclinal au niveau du puits RNZ117 (76m). Le domaine de la variation de l'épaisseur total est entre 24m et 770m. Il est minimal dans la partie Sud (les puits RN110, RN113, RN117 et RNZ119) et dans la partie centrale (puits RNZ117), Il est maximal dans les puits RNZ114, RN101 et RNZ121. Il commence à diminuer vers toutes les directions à partir des trois puits

RNZ114, RN101 et RNZ121. En certains endroits (à l'Est du puits RNZ114, au sud du puits RN101), les variations des épaisseurs sont très brusques. Ceci peut s'expliquer par l'existence de failles d'orientation NE- SO (fig.24).

Fig.24 : Carte en isopaque au réservoir des Quartzites de Hamra

Echelle: 1 /100 000



Légende

RNZ113 : Nom du puits

107 : la valeur de l'épaisseur totale

▲ : position de puits

150 : Isoligne

L'équidistance : 50 m

III.2.3 Carte en isoperméabilité:

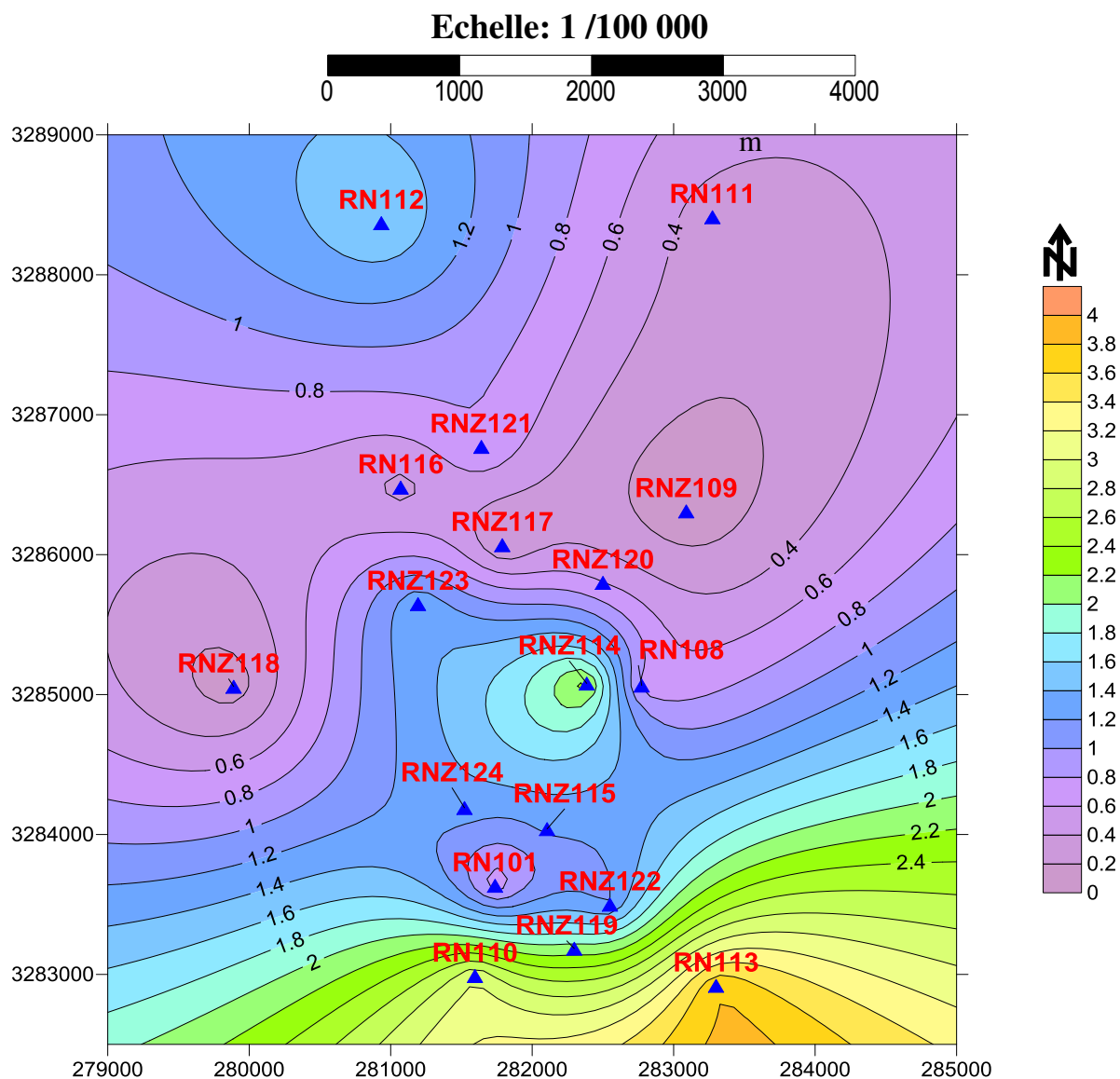
Les perméabilités sont faibles sur pratiquement toute la carte à l'exception de la zone Sud. L'allure générale de la carte montre des directions NE-SO à E-O de faibles perméabilités. Ceci pourrait être lié aux failles de même direction qui aurait joué sur rôle de barrière de perméabilités (faille colmatées). (fig25).

III.2.4 Carte en isoporosité:

L'analyse de cette carte a permis de distinguer que le réservoir étudié est caractérisé par une porosité médiocre.

La valeur maximale enregistrée est voisine de 8% dans la partie centrale (puits RNZ121) , et dans la partie méridionale (puits RNZ124 et RNZ122). La valeur minimale se trouve dans le Sud (puitsRN110) , au SE(puitsRN113) et au NW (puitsRN112) avec respectivement (3,3%), (3,4%) et(3.41%) . La carte montre que les valeurs de meilleurs porosités ont allure N-S. (fig26).

Fig.25 : Carte en isoperméabilité du réservoir des Quartzites de Hamra



Légende

RNZ110 : Nom du puits

2.98 : la valeur de la perméabilité

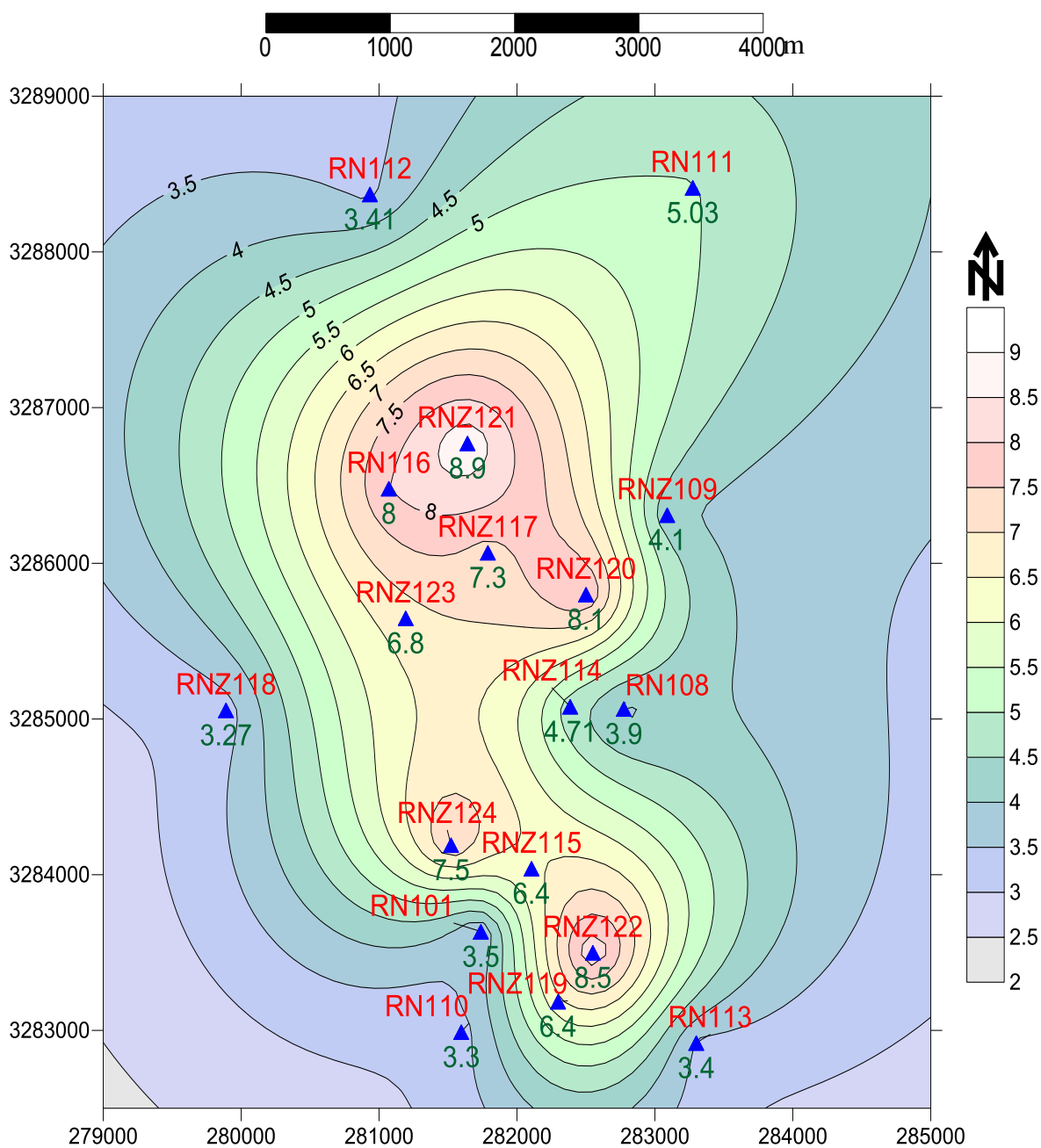
▲ : position de puits

1.4 : Isoligne

L'équidistance : 0.2mD

Fig.26 : Carte en isoporosité du réservoir des Quartzites de Hamra

Echelle: 1 /100 000



Légende

RNZ123 : Nom du puits

6.8 : la valeur de la porosité

▲ : position de puits

4.5 : Isoligne

L'équidistance : 0.5

Conclusion:

On peut conclure que la diminution des propriétés pétrophysiques du réservoir des Quartzites de Hamra aurait pour origine une compacité intense créée par les effets diagenétique. La fracturation n'aurait pas joué un rôle important pour l'amélioration des paramètres pétrophysiques, en particulier de la perméabilité.

Chapitre IV: Diagraphies

IV. Diagraphies

Introduction:

On désigne par diagraphie: « tout enregistrement continu en fonction de la profondeur, des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage ».

Les diagraphies dont il sera question dans ce chapitre sont parfois appelées « diagraphies différées» parce qu'elles ne sont exécutées, et donc accessibles, qu'à la fin de multiples passes d'outils et après l'arrêt du forage. On les différencie ainsi des diagraphies instantanées et immédiates qui donnent des informations au cours du forage (avancement, débit, couple, déblais, indices, température...).

IV.1. Les diagraphies :

Pour pallier ces inconvénients est apparue, en 1927, la technique des enregistrements dans les forages. On parle de **diagraphies ou logging**.

Une diagraphie est un enregistrement continu des variations d'un paramètre donné en fonction de la profondeur.

Les diagraphies sont enregistrées lors d'un arrêt ou en fin de forage, et les paramètres mesurés ne sont accessibles qu'avec un certain retard sur l'exécution du forage d'où le nom de **diagraphies différées**

Des **outils**, ou **sondes**, conçus dans ce but, sont descendus dans le trou de forage à l'extrémité d'un câble qui assure la liaison avec les instruments de surface commandant les opérations, et groupés soit dans un camion, soit dans une cabine fixe pour les forages en mer.

Pour autant que l'on sache relier les paramètres mesurés et leurs variations aux propriétés physiques et/ou chimiques des formations géologiques et des fluides contenus dans ces formations, on dispose d'un instrument sans égal pour étudier les roches et leur contenu éventuel.

Il existe des relations étroites entre les paramètres physiques enregistrés et les paramètres géologiques. On peut définir un "faciès géophysique" qui est pour un niveau donné, la somme des caractéristiques vues par les diagraphies. Le "faciès géophysique" reste inchangé pour un même niveau au cours de plusieurs enregistrements successifs avec les mêmes outils, dans le même trou.

Il en résulte que la modification d'un paramètre géologique doit se répercuter sur un ou plusieurs paramètres physiques. De même, une variation de paramètre physique aura une signification géologique.

Les diagraphies sont donc très utiles pour faire des corrélations de puits à puits et donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques.

IV.2.Type De Diagraphie:

IV.2.1. Diagraphie nucléaire:

Les diagraphies nucléaires on distingue en:

- Diagraphie Gamma-ray (GR).
- Diagraphie naturel spectrométrie.
- Diagraphie neutron.
- Diagraphie densité.

IV.2.1.1 Diagraphie Gamma-ray (GR):

On appelle radioactivité naturelle la transformation spontanée d'un noyau atomique au cour de la quelle ce dernier émet un rayonnement.

La radioactivité naturelle est une caractéristique d'un certain nombre de noyaux qui ont la propriété d'émettre spontanément des rayons particuliers décelables quelle que soit la combinaison chimique dans laquelle l'élément est engagé.

Ses application sont diverses, on cite:

- Courbe de référence pour le recalage des diagraphiques en profondeur.
- Calcul du volume d'argile.
- critère de corrélation de puits à puits.
- Identification des niveaux argileux.

IV.2.1.2 Diagraphie de spectrométrie:

Dans la diagraphie gamma-ray on enregistre la radioactivité y naturelle globale des formations traversées. Or, on Ta vu, cette radioactivité est due à trois éléments radioactifs principaux (^{40}K , ^{233}Th et ^{238}U), ou à leurs descendants, qui émettent des rayons y d'énergie différente

L'examen du spectre d'énergie du rayonnement T de ces éléments fait en effet apparaître que certains rayons y sont caractéristiques, par leur énergie, des éléments qui les engendrent.

Ses applications sont:

- Identification du type d'argile, à partir d'un pointé (K-Th).
- Une identification du type de fluide produit dans les puits anciens, à partir de la couche U.
- Une meilleure évaluation du volume d'argile Vsh à partir du CGR.
- Corrélation des étages géologiques.

IV.2.1.3. Diagraphie neutron:

A l'aide de sources appropriées, on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre 4 et 6 MeV. Grâce à leur vitesse initiale élevée (10 000 km/s), les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer, de ce fait, en collision inélastique et élastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdre progressivement de leur énergie. On, peut distinguer trois diagraphies de neutron basées sur les différentes réactions du flux des neutrons face aux roches:

- Diagraphie neutron gamma (GNT).
- Diagraphie neutron neutron thermique (CNL).
- Diagraphie neutron neutron épithermique (SNP).

a) Diagraphie neutron gamma (GNT):

Elle mesure la densité du rayonnement γ dû à la capture des neutrons par la formation. Cette mesure est réalisée à l'aide de compteurs à scintillations. Le rayonnement γ naturel et celui émis par certaines sources de neutrons (Ra-Be) pourraient influencer la mesure, mais leur énergie étant plus faible que celle des rayons γ de capture, il est possible de les éliminer par l'adjonction d'écrans judicieusement placés.

b) Diagraphie neutron neutron thermique (CNL):

Elle mesure la densité des neutrons thermiques d'énergie égale à 0,025 eV, donc à un stade antérieur à leur capture.

Ses applications sont:

- Détermination de la porosité.
- Combiné avec d'autres outils, il permet d'identifier la lithologie.
- Bon critère de corrélation de puits à puits.
- Permet de localiser les zones à gaz.

c) Diagraphie neutron neutron épithermique (SNP):

Elle mesure la densité des neutrons épithermiques, d'énergie comprise entre 0,1 et 100 eV, donc à un stade encore antérieur au précédent. On utilise pour cela des compteurs à scintillation munis de cristaux de fluorure de bore ou de fluorure de lithium activés.

IV.2.1.4. Diagraphie densité:

On soumet la formation à un rayonnement γ^{15} émis par une source spéciale (^{60}Co ou ^{137}Cs). Les rayons γ sont des particules sans masse, se propageant à la vitesse de la lumière. Ces photons γ incidents entrent en collision avec la matière, et trois types d'interaction peuvent se produire, suivant l'énergie du photon incident:

Production de paire, dont l'énergie est supérieure à 1.02Mev.-

-Effet Compton dont l'énergie est comprise entre 0.1 et 1Mev.

-Effet photoélectrique d'énergie inférieure à 0.1Mev.

a) L'outil FDL:

Elle correspond sensiblement à l'espacement source-détecteur pour les outils à un détecteur à 16".

b) la sonde FDC:

Elle correspond sensiblement à l'écartement entre les deux détecteurs pour les outils à deux détecteurs, soit 10".

c) L'outil LDT:

Le développement des sondes de densité a rendu possible les enregistrements sensibles liés aux phénomènes de photoélectrique, ce qui différencie justement la sonde LDT de la sonde FDC, en plus de sa capacité à minimiser les effets du mud cake et de cavités. Cette sonde est munie d'un bras qui a une double fonction : maintenir l'outil plaqué contre la paroi du trou et de mesurer son diamètre, de ce fait il est toujours excentré.

Ses applications sont:

-Calcul de la porosité densité.

-Identification des éléments de la matrice.

-La courbe de densité peut également servir pour des corrélations de faciès.

- Puisque c'est un outil à patin, un diamètre enregistré simultanément, indique la présence de dépôt de boue et la présence de caves.

-Enregistrement du facteur d'absorption photoélectrique P_e .

IV.2.2. Diagraphie sonore:

Cette diagraphie permet la mesure du temps de parcours des ondes qui dépend essentiellement de la nature de la roche, du volume des pores ainsi que de fluide remplissant les pores, et cela à l'aide des sonde comme le BHC et d'autres.

❖ BHC (Bore Hole Compensated):

Dans le cas d'une cave ou d'une inclinaison de l'axe de la sonde par rapport à celui du trou, la mesure du temps de trajet, $\Delta T = T_{B2} - T_{B1}$, est entachée d'erreur car le trajet dans la boue n'est pas le même pour les deux récepteurs.

On a imaginé alors un outil à deux émetteurs, l'un en haut, l'autre en bas, et quatre récepteurs, couplés deux par deux avec chaque émetteur. En effet l'inversion des phénomènes suivant la position de l'émetteur. Ainsi, en faisant ta moyenne des deux lectures, élimine-t-on ces influences. On envoie donc le signal alternativement par rémetteur du haut E_x et celui du bas E_2 et l'on enregistre alternativement par les couples R_1R_1' et R_2R_2' . On fait la moyenne des deux mesures. C'est cette moyenne qui est enregistrée.

$$\Delta T = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{2}$$

ΔT : le temps de parcours de l'onde exprimé en ($\mu s/ft$).

C'est pratiquement le milieu de l'intervalle entre les deux récepteurs extrêmes.

Ses applications sont:

- La détermination de la porosité sonore.
- La détermination de la lithologie, en combinaison avec la densité et l'indice d'hydrogène.
- La détermination de l'épaisseur des bancs.
- La détermination des vitesses de formation.
- Des corrélations.

IV.2.3. Diagraphie électrique:

IV.2.3.1. potentiel spontané(PS):

C'est en 1928 que SCHLUMBERGER découvrit la première fois ce phénomène apparaissant spontanément dans les sondages.

C'est la différence entre le potentiel, fixe, d'une électrode de surface et le potentiel, variable, d'une électrode se déplaçant dans le trou de sonde. La polarisation spontanée est mesurée en millivolts.

IV.2.3.2. Diagraphie de résistivité:

Un courant électrique est envoyé dans la formation et l'on mesure la résistivité globale de la formation. Les matrices à l'exception des argiles, sont très résistantes. Dans le cas des fluides, seule l'eau salée est conductrice du courant.

Les outils de résistivité sont nombreux, leurs profondeurs d'investigation sont très variables. Certains vont mesurer la résistivité de la formation dans la zone envahie, d'autres dans la zone vierge. L'enregistrement simultané de la résistivité dans les différentes zones permet de mettre en évidence la présence d'hydrocarbures et de calculer la saturation en eau dans les couches poreuses perméables.

Lorsque la boue est conductrice (boue à base d'eau), les outils de résistivité peuvent être utilisés. Le courant électrique circule de l'émetteur au récepteur à travers la boue et la formation. Lorsque la boue est non conductrice (boue à l'huile), il faut utiliser les outils d'induction. L'émetteur induit un courant dans la formation qui à son tour induit un courant dans le récepteur.

Les outils à grande profondeur d'investigation (IL, Laterolog) sont centrés dans le puits et donc influencés par la boue et le diamètre du trou. La profondeur d'investigation est de l'ordre de quelques m (suivant l'outil utilisé). Les outils à faible profondeur d'investigation (MicroLatéolog, MicroSFL, ...) sont plaqués contre la paroi du trou. La profondeur d'investigation de ces outils est de l'ordre de 30 cm.

Pour fonctionner, ces outils nécessitent la présence dans le puits d'une boue de forage conductrice du courant électrique. Dans le cas de boue à l'huile, on utilise les outils d'induction. Un courant induit est créé dans la formation et la conductivité est mesurée.

➤ Formule d'Archie:

Cette formule relie la résistivité d'une roche avec la résistivité de l'eau de formation. La formule généralement utilisée est:

$$R = F \times \frac{R_w}{S_w^2}$$

R : résistivité de la formation,

R_w : résistivité de l'eau de formation,

S_w : saturation en eau dans la formation,

F : facteur de formation fonction de la porosité et de la nature de la formation.

La relation habituellement utilisée est :

$$F = \frac{1}{\phi^2}$$

Où ϕ est la porosité de la roche.

Dans ce cas, la formule d'Archie s'écrit:

$$R = \frac{1}{\phi^2} \times \frac{R_w}{S_w^2}$$

IV.2.4. Diagraphie d'échantillonnage:

Afin confirmer et de préciser la nature lithologique de la roche ou son contenu en fluide suggéré par l'étude des diagraphies différées enregistrées sur un sondage, Te géologue peut désirer des échantillons prélevés après le forage. C'est pourquoi diagraphie a imaginé des dispositifs d'échantillonnage de roche et de fluide pouvant être descendus au bout du câble et positionnés grâce à l'enregistrement simultané d'une courbe de P.S. ou de gamma-ray.

IV.3. Interprétation de diagraphies:

Les opérations de diagraphies qui ont été réalisées au niveau des puits ont pour objectif :

- évaluer le réservoir
- déterminer son potentiel
- mise en évidence du plan d'eau
- l'extension du réservoir

L'analyse des courbes de diagraphie au niveau des puits RN111 , RN112 , RN113,RN116 et RN110 montre que :

IV.3.1. Puits RN111 : Fig (27)

L'intervalle des Quartzites de Hamra est de 3730m-3946m.

La courbe de GR montre que les niveaux propres gréseux sont à faible argilosité. Les zones à GR élevé le correspondent à des zones riches en thorium et ne pourraient correspondre à des zones argileuses vu les faibles résistivités de ces niveaux.

Les résistivités dépassent les 600 ohm et indiquent la compaction. Ce qui est confirmé par les courbes de sonique; par contre les faibles valeurs de résistivité au niveau du réservoir sont dues aux argiles conductrices.

L'interprétation diagraphique montre que seule la partie médiane 3730m-3927m des Quartzites de Hamra est saturée en hydrocarbures avec une porosité moyenne de l'ordre de 5.03% et un volume d'argile de 11.5%, une saturation en eau de 3.8% , et un épaisseur utile de 60.2m.

IV.3.2.Puits RN112 : Fig (28)

L'intervalle des Quartzites de Hamra est de 3795m-4021m.

La courbe de GR montre que les niveaux propres gréseux sont à faible argilosité. Les zones à GR élevé le correspondent à des zones riches en thorium et ne pourraient correspondre à des zones argileuses vu les faibles résistivités en face de ces niveaux.

Les résistivités dépassent les 600 ohm et indiquent la compaction. Ce qui est confirmé par les courbes de sonique; par contre les faibles valeurs de résistivité au niveau du réservoir sont dues aux argiles conductrices.

L'interprétation diagraphique montre que seule la partie sommitale 3799m-3863m et basale 3895m-4021m des Quartzites de Hamra est saturée en hydrocarbures avec une porosité moyenne d'ordre 3.41% et un volume d'argile de 2.2%, une saturation en eau de 8.1% et, un épaisseur utile de 126.8m;

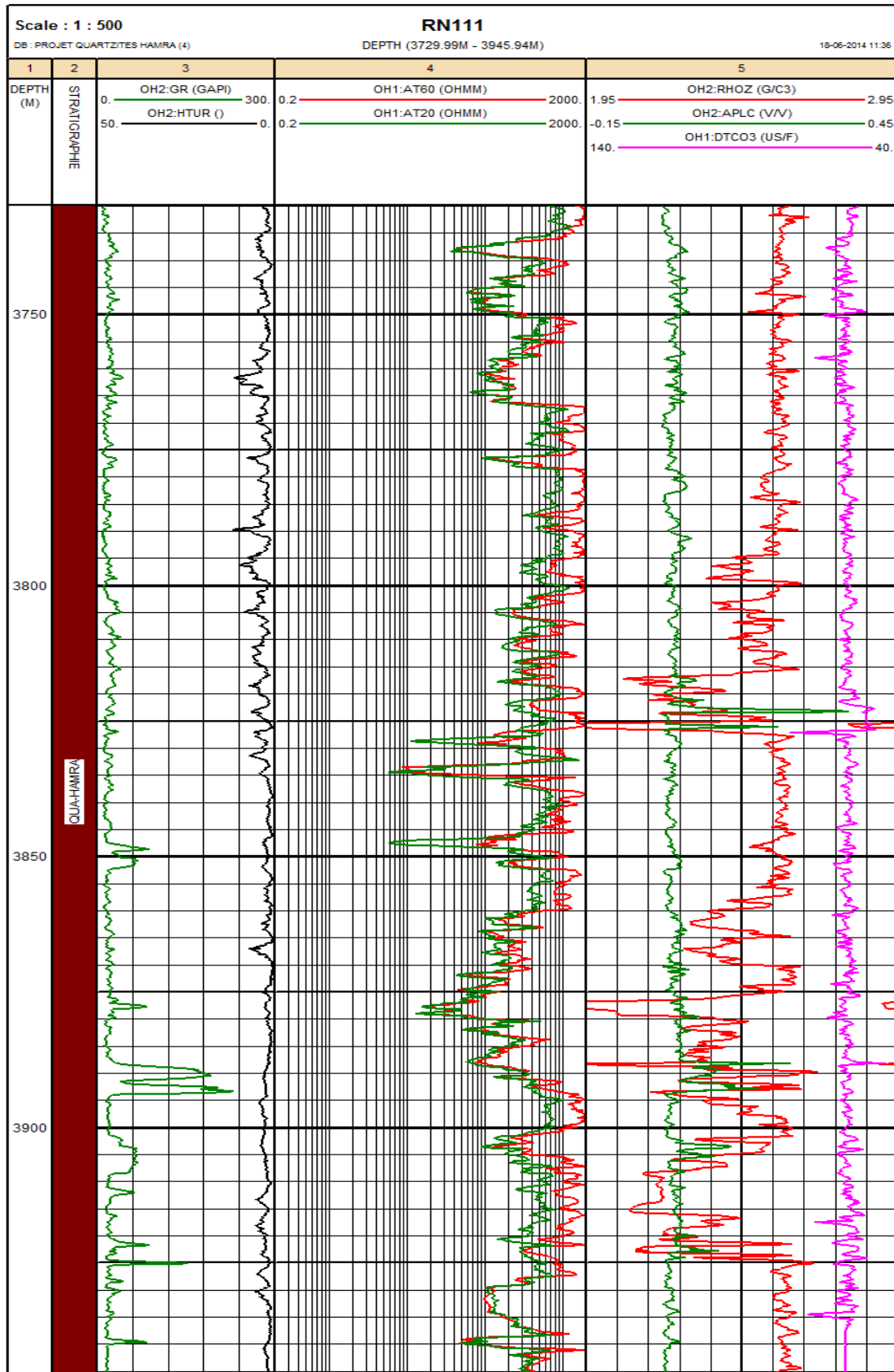


Fig. (27): Log composite du puits RN111

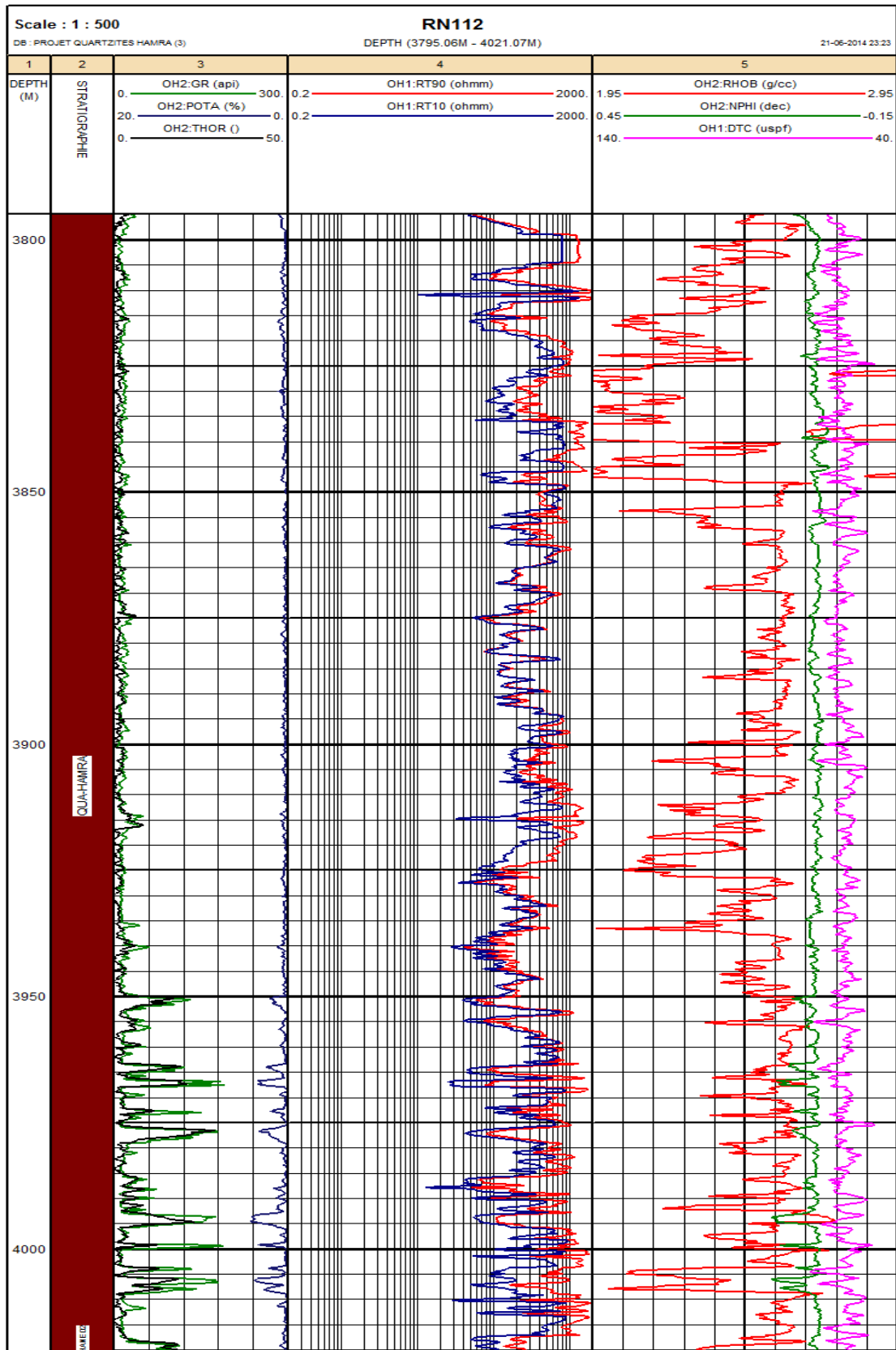


Fig. (28): Log de composite du puits RN112

IV.3.3. Puits RN113 : Fig (29)

L'intervalle des Quartzites de Hamra est de 3709m-3816m.

La courbe de GR montre que les niveaux propres gréseux sont à faible argilosité.

Les résistivités dépassent les 600 ohm et indiquent la compaction. Ce qui est confirmé par les courbes de sonique; par contre les faibles valeurs de résistivité au niveau du réservoir sont dues aux argiles conductrices.

L'interprétation diagraphique montre que seule la partie médiane 3709m-3816m des Quartzites de Hamra est saturée en hydrocarbures avec une porosité moyenne d'ordre 3.4% et un volume d'argile de 15.1%, une saturation en eau de 4% et, un épaisseur utile de 102.49m.

IV.3.4.Puits RN116 : Fig (30)

L'intervalle des Quartzites de Hamra est de 3545m-3738m.

La courbe de GR montre que les niveaux propres gréseux sont à faible argilosité.

Les résistivités dépassent les 600 ohm et indiquent la compaction. Ce qui est confirmé par les courbes de sonique; par contre les faibles valeurs de résistivité au niveau du réservoir sont dues aux argiles conductrices.

L'interprétation diagraphique montre que seule la partie médiane 3560m-3700m des Quartzites de Hamra est saturée en hydrocarbures avec une porosité moyenne d'ordre 8% et un volume d'argile de 6.3%, une saturation en eau de 2.6% et, un épaisseur utile de 100.43m.

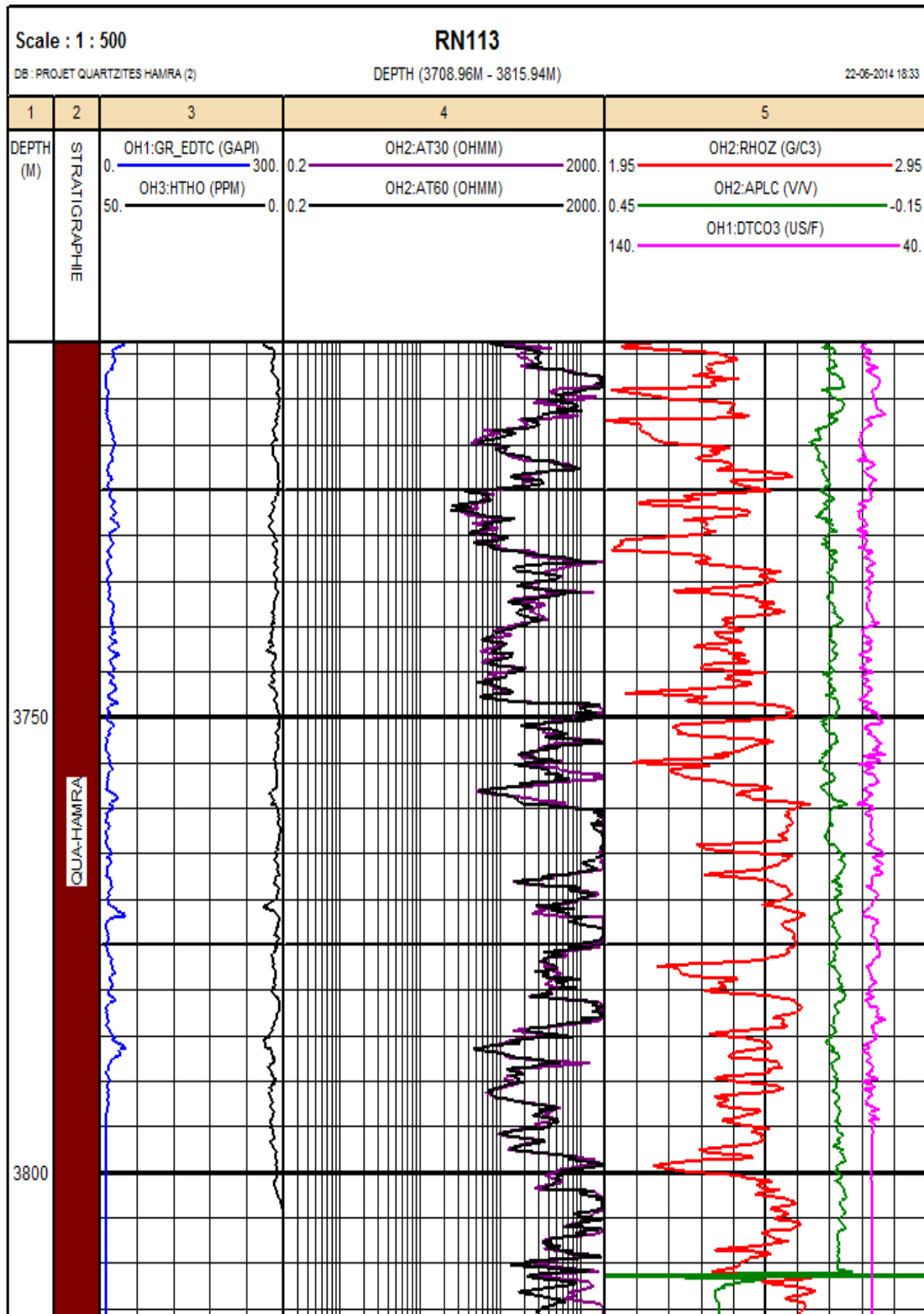


Fig. (29): Log de composite du puits RN113

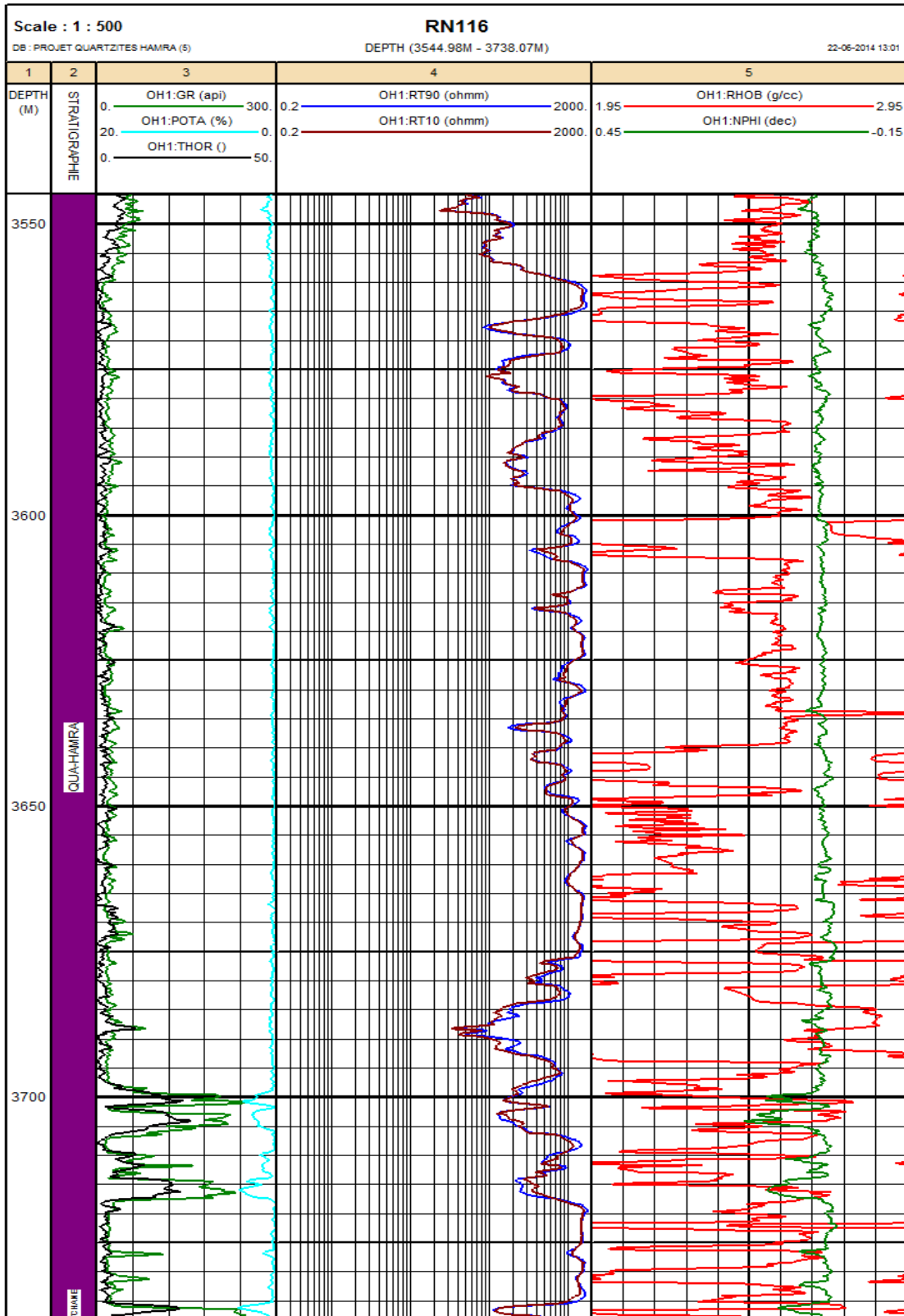


Fig. (30) : Log de composite du puits RN116

IV.3.5.Puits RN110 : Fig (31)

Les Quartzites de Hamra sont rencontrés à deux intervalles différents. Ceci implique l'existence d'une faille inverse. Le premier intervalle est entre 3435m et 3459m et le deuxième est entre 3631m et 3807m.

Les pics radioactifs sont dus à des concentrations de thorium, que l'on retrouve dans les minéraux lourds.

La courbe de GR montre que les niveaux propres gréseux sont à faible argilosité dans formation des Quartzites Hamra et les Grés de Ouargla.

Les zones à GR élevé le correspondent à des zones riches en thorium et ne pourraient correspondre à des zones argileuses vu les faibles résistivités en face de ces niveaux comme l'Argile Azzel.

Les résistivités dépassent les 600 ohm et indiquent la compaction. Ce qui est confirmé par les courbes de sonique; par contre les faibles valeurs de résistivité au niveau du réservoir sont dues aux argiles conductrices.

L'interprétation diagraphique montre que les deux intervalles des Quartzites de Hamra (3435m-3458m et 3631m-3807m) sont saturées en hydrocarbures avec une porosité moyenne de l'ordre de 3.3%, un volume d'argile de 4.6%, une saturation en eau de 20.2% et un épaisseur utile de 131.83m.

Aucun contact n'a été observé.

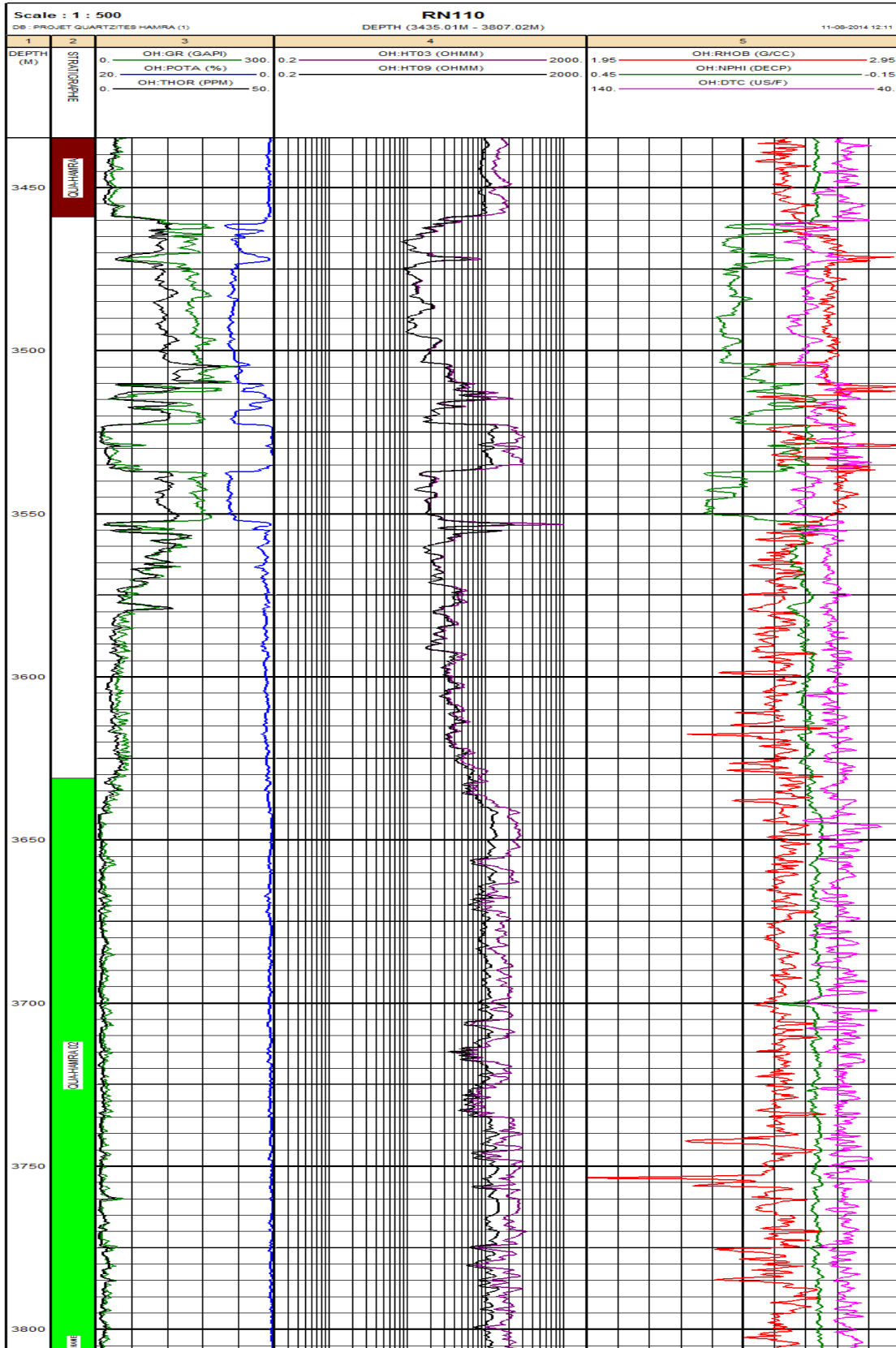


Fig. (31) : Log de composite du puits RN110

Coclusion :

Le réservoir des Quartzites de Hamra est essentiellement compact saturé en hydrocarbures.

L'analyse diagraphique montre pour les cinq puits étudiés, on a une porosité moyenne de 4.62% et une saturation en eau moyenne (S_w) de 7.41% Ces données indiquent une assez bonne potentialité.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les études paramètres pétrophysiques et de digraphie effectuées dans la région de Rhourde Nouss avec pour objectif de déterminer les caractéristiques de réservoir des Quartzites de Hamra montrent que :

- L'extension de réservoir dans la structure Rhourde Nouss est irrégulière, l'épaisseur des Quartzites de Hamra est variable d'un puits à l'autre car les Quartzites de Hamra ont été par l'érosion partielle hyrcinienne.
- La porosité matricielle des Quartzites de Hamra est relativement faible. Elle est parfois améliorée par une porosité secondaire de fracturation.
- L'étude statistique et sur carte de la perméabilité, montre que la fracturation n'aurait pas joué un rôle important pour l'amélioration de ce paramètre.
- Le réservoir des Quartzites de Hamra est essentiellement compact saturé en hydrocarbures.

LISTE DES FIGURES

(Fig.01) : Carte de situation géographique de la région de Rhourde Nous.....	04
(Fig.02) : Carte de situation géologique de la région de Rhourde Nous.....	05
(Fig.03) : Faille de Ramade dans la région de Rhourde Nous.....	06
(Fig.04) : Tableau récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d' Illizi et province triasique.....	07
(Fig.05) : Colonne stratigraphique type de la région de Rhourde Nous.....	15
(Fig.06) : Tableau de coordonnées.....	20
(Fig.07) : Plan de position des puits de réservoir des QHA de la structure de RNC.....	21
(Fig.08) : Structure de Rhourde Nous.....	23
(Fig.09) : Les différents trends structuraux de la région de Rhourde Nous.....	25
(Fig.10) : Faille décrochantes d'orientation NE/SO présentant des structures en fleures.....	26
(Fig.11) : Structures en fleures Rhourde Nous centre.....	27
(Fig.12) : Carte de l'importance des zones de faille.....	28
(Fig.13) : Carte en isobathe du toit des Quartzite de Hamra Rhourde Nous centre.....	29
(Fig.14) : Modélisation du toit des Quartzite de Hamra Rhourde Nous centre.....	30
(Fig.15) : Histogramme de porosité du puits RN110.....	34
(Fig.16) : Histogramme de perméabilité du puits RN110.....	35
(Fig.17) : Corrélation perméabilité et porosité du puits RN110.....	35
(Fig.18) : Histogramme de porosité du puits RN111.....	36
(Fig.19) : Histogramme de perméabilité du puits RN111.....	36
(Fig.20) : Corrélation perméabilité et porosité du puits RN111.....	37
(Fig.21) : Histogramme de porosité du puits RN112.....	38
(Fig.22) : Histogramme de perméabilité du puits RN112.....	38
(Fig.23) : Corrélation perméabilité et porosité du puits RN112.....	39
(Fig.24) : Carte en isopaque au réservoir des Quartzites de Hamra.....	40
(Fig.25) : Carte en isoperméabilité du réservoir des Quartzites de Hamra.....	42
(Fig.26) : Carte en isoporosité du réservoir des Quartzites de Hamra.....	43

LISTE DES FIGURES

(Fig.27) : Log composite du puits RN111.....	53
(Fig.28) : Log composite du puits RN112.....	54
(Fig.29) : Log composite du puits RN113.....	56
(Fig.30) : Log composite du puits RN116.....	57
(Fig.31) : Log composite du puits RN110.....	59

BIBLIOGRAPHIE

1. **AGIP** (Juin 1997), Formation des Quartzites de Hamra, Etude de gisement.
2. **Beicip-Franlab**. 1975. Etude structurale et cartographique. Bassin d'Illizi- Môle d'El Biod. Rapport interne. Sonatrach.
3. **Beicip-Franlab**(20-22 Octobre2008). Champs de Rhourde Nous Etude géologiques. Rapport interne. Sonatrach.
4. **Beicip-Franlab**(20-22 Octobre2008). Complexe de Rhourde Nous.Interprétation Sismiques. Rapport interne. Sonatrach.
5. **BEICIP** (Décembre 1990), Evaluation des réserves de la région de Rhourde Nous, vol 1, Résumés et conclusions.
6. **BEICIP** (Décembre 1990), Evaluation des réserves de la région de Rhourde Nous, vol 3, Etude des accumulations.
7. **BEICIP** (Décembre 1990), Evaluation des réserves de la région de Rhourde Nous, vol 5, Annexes.
8. **BOUDJEMAA, A** (1987), Evolution structurale du bassin triasique du Sahara Nord Oriental, Thèse doctorat, Un-ORSAY(Paris).
9. **Chapellier.D**, Diagraphie Pétrole, Université de Lausanne Institut française du pétrole.
10. **SERRA Oberto & Lorenzo** (1979), Diagraphies différées bases de l'interprétation, tome 1, Acquisition des données diagraphiques.
11. **SERRA Oberto & Lorenzo** (1985), Diagraphies différées bases de l'interprétation, tome 2, interprétation des données diagraphiques
12. **SERRA Oberto & Lorenzo** (2000), Diagraphie Acquisition & Application.
13. **SONATRACH DP** (Octobre 1985), Geologic and reservoir engineering study for Rhourde Nous region (final report).
14. **SONATRACH DP** (Janvier 1996), Etat des réserves d'hydrocarbures au 01/01/1996, tome 2.
15. **SONATRACH DP**, Géologie RNS