

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



**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES**

Faculté des hydrocarbures et de la chimie

Département : Gisement Miniers et Pétroliers

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Mémoire de fin d'Etude

En vue de l'obtention du diplôme :

**MASTER 2**

**Thème**

**CARACTERISATION DU RESERVOIR DEVONIEN INFERIEUR DE LA  
REGION DE TIMIMOUN NORD**

**Présenté par :**

DRIS Mohamed Oussama  
MIHOUBI Mahfoud

**Avis favorable de l'encadreur :**

**Mme YSBAA. S**

**Avis favorable du président du jury**

**Nom Prénom**

**signature**

**Cachet et signature**

**ANNEE UNIVERSITAIRE 2016/2017**

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



Faculté des hydrocarbures et de la chimie

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Mémoire de fin d'Etude

En vue de l'obtention du diplôme :

**MASTER 2**

**Présenté par**

DRIS Mohamed Oussama

MIHOUBI Mahfoud

**Thème**

---

**CARACTERISATION DU RESERVOIR DEVONIEN INFERIEUR DE LA  
REGION DE TIMIMOUN NORD**

---

Devant le jury:

**Mme YSBAA. S**

**MAA**

**Encadreur**

## **REMERCIEMENTS**

*Nous tenons tout d'abord à remercier **Dieu** le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.*

*La première personne que nous tenons à remercier est notre encadreur Madame **YSBAA**, pour l'orientation, la confiance, la patience qui ont constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être mené au bon port. Qu'elle trouve dans ce travail un hommage vivant à sa haute personnalité.*

*Nous remercions tous le personnel de la division exploration SONATRACH. Mr **MOKHTARI** le chef département Bechar Oued Namous qui nous a permis d'effectuer notre stage de fin d'étude, madame **MESABHI Fouzia** qui a mis à notre disposition les moyens et la documentation nécessaire et qui a veillé au bon déroulement du stage.*

*Nos remerciement s'étendent également à nos familles et à nos amis qui par leurs prières et leurs encouragements, on a pu surmonter tous les obstacles.*

*Enfin nous remercions tous ceux qui ont été présents pour nous.*

## **DEDICACES**

*A ma très chère **maman** qui a toujours pu voir la force qui était en moi et qui a toujours cru en moi .**Maman** je t'aime, que te dieu te protège, te bénisse et te garde pour moi.*

*A mon cher **papa** qui est mon guide dans cette vie et qui me fait part de son savoir et son expérience en permanence. **Papa** ma vie sans toi n'aura pas de gout.*

*A mon frère **Anas** et ma sœur **Amina** qui mon toujours soutenue.*

*A ma très très chère **grand-mère** qui a prié pour moi tout le temps et qui nous a quittés récemment. **Mima** que dieu l'accueille dans son vaste paradis.*

*A ma très chère **fiancée** qui a toujours su trouver les mots pour me remonter le morale et qui a toujours était là pour moi dans les moments pénibles. Je ne sais comment te remercier.*

*A mes amis **Allel Ben Youcel** , **Amine Lahraki**. Amis un jour amis pour toujours.*

*A mon **binôme Foufou** qui aussi un cher ami, je te souhaite tout le bonheur du monde.*

*A tous mes amis de fac et de quartier.*

***Dris Mohamed Oussama***

# *Sommaire*

Introduction générale	1
<b><i>Chapitre I : Généralités</i></b>	
I.1 Introduction	2
I.2 Situation géographique	2
I-3 Situation géologique	2
I.4. Historique des travaux de recherche dans le bassin de Timimoun	4
I.5 Caractères structuraux et évolution tectonique	5
I.6 Stratigraphie	10
I.6.1 Paléozoïque	10
I.6.1.1 Cambro-ordovicien	10
I.6.1.2 Silurien	10
I.6.1.3 Dévonien	12
I.6.1.4 Carbonifère	14
I-7 Système pétrogazeifère	16
I-7-1 Roches mères	17
I-7-2 Les réservoirs	17
I.8 Présentation de la zone d'étude	19
I.8.1 Situation géographique	19
I.8.2 Situation géologique	19
I.8.3 Historique des travaux (Timimoun Nord)	21
I.8.4 Résultats pétroliers	22
<b><i>Chapitre II : Approche sédimentaire</i></b>	
II.1 Introduction	21
II.2 Méthodologie	21
II.3 Descriptions lithostratigraphique des sondages	27
II.3.1 Le puits -1	29
II.3.2. Le puits-2	32
II.3.3. Le puits-3	34
II.3.4. Le puits-4	37
II.3.5. Le puits-6	40
II.3.6. Le puits-7	43

II.3.7. Le puits-8	45
II.4.Description des carottes du puits N°3	47
II.5 Présentation du dévonien inférieur de la zone d'étude	51
II.5.1 Stratigraphie et milieux de dépôts	51
II.6.diagraphies	56
II.7.Interprétation de la corrélation diagraphique	61
II.8.Résultats des tests des puits de la zone d'étude	61
II.9Conclusion	63

### ***Chapitre III : Evaluation pétrophysique et statistique***

III.1.Etude des paramètres pétrophysiques	64
III.1.1 Introduction	64
III.1.2 La porosité	64
III.1.3 La perméabilité	65
III.1.4 Cartes en isovaleurs	66
III.1.4.1.Carte en isobathes au toit du réservoir Siegénien	67
III.1.4.2.Carte en isopaques au niveau du réservoir	69
III.1.4.3.carte en iso-porosité	72
III.1.4.4.carte en iso-perméabilité	74
III .2.Analyse statistique	76
III .2.1 Evaluation de la porosité en fonction de la profondeur	76
III .2.2.Evaluation de la perméabilité en fonction de la profondeur	84
III .2.3.Histogramme des paramètres pétrophysiques	92
III .2.4.Courbe de corrélation	107
III.3.Conclusion	115
Conclusion générale	116

# *Liste des figures*

## *Chapitre I*

<b>Fig. I.1:</b> Situation géologique et géographique de Timimoun	3
<b>Fig. I.2:</b> Situation géologique et géographique de Timimoun	4
<b>Fig. I.3 :</b> Evolution paléostratigraphique du bassin de Gourara	9
<b>Fig.I.4:</b> Colonne stratigraphique du bassin Gourara	15
<b>Fig. I.5 :</b> Coupe géologique sud-ouest nord-est traversant le bassin de Reggane, cuvette de Sbaa et le bassin de Timimoun	16
<b>Fig. I.6:</b> Carte de situation du périmètre d'étude, Timimoun Nord	21

## *Chapitre II*

<b>Fig. II.1 :</b> Fenêtre de création d'un projet PETREL	25
<b>Fig. II.2 :</b> Fichier « LAS »	26
<b>Fig. II.3 :</b> fenêtre d'insertion des coordonnées (X, Y)	27
<b>Fig. II.4 :</b> fenêtre d'insertion des données diagaphiques.	27
<b>Fig. II.5 :</b> Fenêtre des tops de chaque puits	28
<b>Fig. II.6:</b> Plan de positionnement des puits de la zone	29
<b>Fig. II.7 :</b> Log sédimentologique du puits-1	31
<b>Fig. II.8 :</b> Log sédimentologique du puits-2	33
<b>Fig. II.9 :</b> Log sédimentologique du puits-3	36
<b>Fig. II.10 :</b> Log sédimentologique du puits-4	39
<b>Fig. II.11 :</b> Log sédimentologique du puits-6	42
<b>Fig. II.12 :</b> Log sédimentologique du puits-7	44
<b>Fig. II.13 :</b> Log sédimentologique du puits-8	46
<b>Fig. II.14 :</b> Classification des électrofaciès	58
<b>Fig.II.15 :</b> Corrélation diagaphique W-E du dévonien inférieur	60

## *Chapitre III*

<b>Fig. III.1</b> : carte en isobathe au toit du réservoir Siegénien	68
<b>Fig. III.2</b> : carte en isopaque des épaisseurs totales du dévonien inférieur	70
<b>Fig. III.3</b> : carte en isobathe des épaisseurs utiles du réservoir Siegénien	71
<b>Fig. III.4</b> : carte en iso-porosité du réservoir de la région Gourara nord	73
<b>Fig. III.5</b> : carte en iso-perméabilité du réservoir de la région Gourara nord	75
<b>Fig. III.6</b> : évaluation verticale de la porosité dans le puits-1	76
<b>Fig. III.7</b> : Evaluation verticale de la porosité dans le puits-2	77
<b>Fig. III.8</b> : Evaluation verticale de la porosité dans le puits-3	78
<b>Fig. III.9</b> : Evaluation verticale de la porosité dans le puits-4	79
<b>Fig. III.10</b> : Evaluation verticale de la porosité dans le puits-5	80
<b>Fig. III.11</b> : Evaluation verticale de la porosité dans le puits-6	81
<b>Fig. III.12</b> : Evaluation verticale de la porosité dans le puits-7	82
<b>Fig. III.13</b> : Evaluation verticale de la porosité dans le puits-8	83
<b>Fig. III.14</b> : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-1	84
<b>Fig. III.15</b> : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-2	85
<b>Fig. III.16</b> : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-3	86
<b>Fig. III.17</b> : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-4	87
<b>Fig. III.18</b> : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-5	88
<b>Fig. III.19</b> : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-6	89
<b>Fig. III.20</b> : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-7	90
<b>Fig. III.21</b> : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-8	91
<b>Fig. III.22</b> : Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-1)	92
<b>Fig. III.23</b> : Histogramme de distribution des classes de la perméabilité (puits-1)	93
<b>Fig. III.24</b> : Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-2)	94
<b>Fig. III.25</b> : Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-2)	95

<b>Fig. III.26</b> : Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-3)	96
<b>Fig. III.27</b> : Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-3)	96
<b>Fig. III.28</b> : Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-4)	97
<b>Fig. III.29</b> : Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-4)	98
<b>Fig. III.30</b> : Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-5)	99
<b>Fig. III.31</b> : Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-5)	100
<b>Fig. III.32</b> : Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-6)	101
<b>Fig. III.33</b> : Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-6)	102
<b>Fig. III.34</b> : Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-7)	103
<b>Fig. III.35</b> : Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-7)	104
<b>Fig. III.36</b> : Histogramme de distribution des classes de la porosité (puits-8)	105
<b>Fig. III.37</b> : Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-8)	106
<b>Fig. III.38</b> : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-1)	107
<b>Fig. III.39</b> : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-2)	108
<b>Fig. III.40</b> : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-3)	109
<b>Fig. III.41</b> : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-4)	110
<b>Fig. III.42</b> : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-5)	111
<b>Fig. III.43</b> : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-6)	112
<b>Fig. III.44</b> : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-7)	113
<b>Fig. III.45</b> : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-8)	114

### *Liste des tableaux*

<b>Tableau II.1</b> : Tableau d'équivalence entre l'affleurement à l'Ougarta et le forage dans l'Erg occidental	54
<b>Tableau II.2</b> : corrélation lithostratigraphique du dévonien du Sahara occidental	56
<b>Tableau III.1</b> : Les cotes au toit du réservoir	67
<b>Tableau III.2</b> : La variation des épaisseurs total et utile	69

**Tableau III.3** : Les porosités moyennes du réservoir 72

**Tableau III.4** : Les perméabilités moyennes du réservoir 74

### Introduction générale

Le bassin de Timimoun fait partie de la province centrale de la plateforme saharienne. Cette région gazifière a fait l'objet de nombreux travaux ces deux dernières décennies par la SONATRACH. Ces travaux ont abouti récemment à quelques découvertes prometteuses qui motivent la prospection dans ce bassin, notamment les réservoirs du Dévonien inférieur. Leurs perméabilités et leurs porosités primaires sont médiocres, ce qui limite fortement les conditions de circulation et de piégeage.

Le travail que nous avons entrepris et que nous présentons ci-après, consiste essentiellement à décrypter les caractéristiques sédimentologiques, géologiques et pétrophysiques des niveaux réservoirs du Dévonien inférieur (Siegénien), de la partie nord du bassin de Timimoun, afin de mieux appréhender leurs significations dans le domaine de l'exploration pétrolière.

Pour cela, nous avons mis l'accent sur l'identification des structures améliorant les caractères pétrophysiques et tenter d'approcher la qualité de ces niveaux litho-stratigraphiques.

La méthodologie adoptée comporte plusieurs volets :

- Une synthèse bibliographique pour présenter le contexte géologique et pétrolier de la région.
- Une approche sédimentaire sur la partie nord du bassin du Timimoun.
- Une Analyse statistique des paramètres pétrophysiques au niveau des réservoirs du Dévonien inférieur «Siegénien ».

# *CHAPITRE I*

## *GENERALITES*

**I.1.Introduction:**

Le bassin Timimoun ou Gourara, objet de la présente étude, appartient à la plateforme saharienne occidentale. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire allant du Paléozoïque au Cénozoïque. La plateforme saharienne, constituée de plusieurs bassins, est subdivisée en trois provinces : occidentale, centrale (triasique) et orientale.

**I-2 Situation géographique :**

Le bassin de Timimoun est situé dans la partie centrale du Sahara occidental, il est limité par la longitude 1° ouest et 3° Est et la latitude 24° et 32° Nord (Fig.1). Le bassin couvre une superficie d'environ 121.164 km<sup>2</sup>.

**I-3 Situation géologique :**

Le bassin de Timimoun 'Gourara' est situé dans la partie occidentale de la plateforme saharienne, il se trouve à environ 900 km au Sud-sud-ouest d'Alger (Fig.I.1), il est limité :

A l'Est par le mole d'Idjerane-M'zab et au Nord-Est la dôme d'Allal.

Au Nord par la voute de Meharez, voute de Oued Namous et l'ensellement de Djofra.

A l'Ouest par l'ensellement de Beni abbes, par la voute d'Azzene qui le sépare de la cuvette de Sbaà et l'Ougarta et plus au Sud par le mole d'Azzel Matti.

La limite Sud correspond aux affleurements du Hoggar.

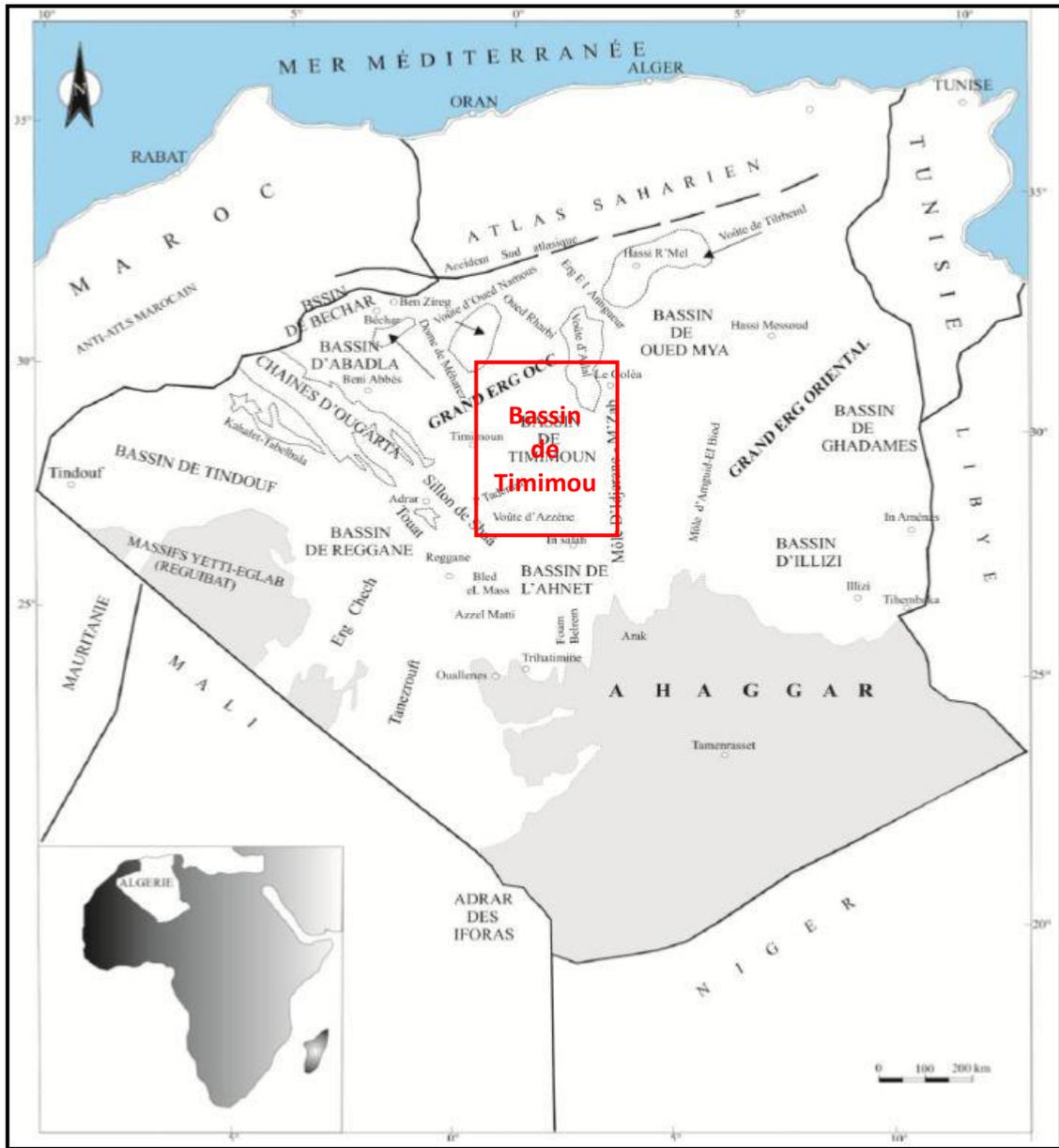
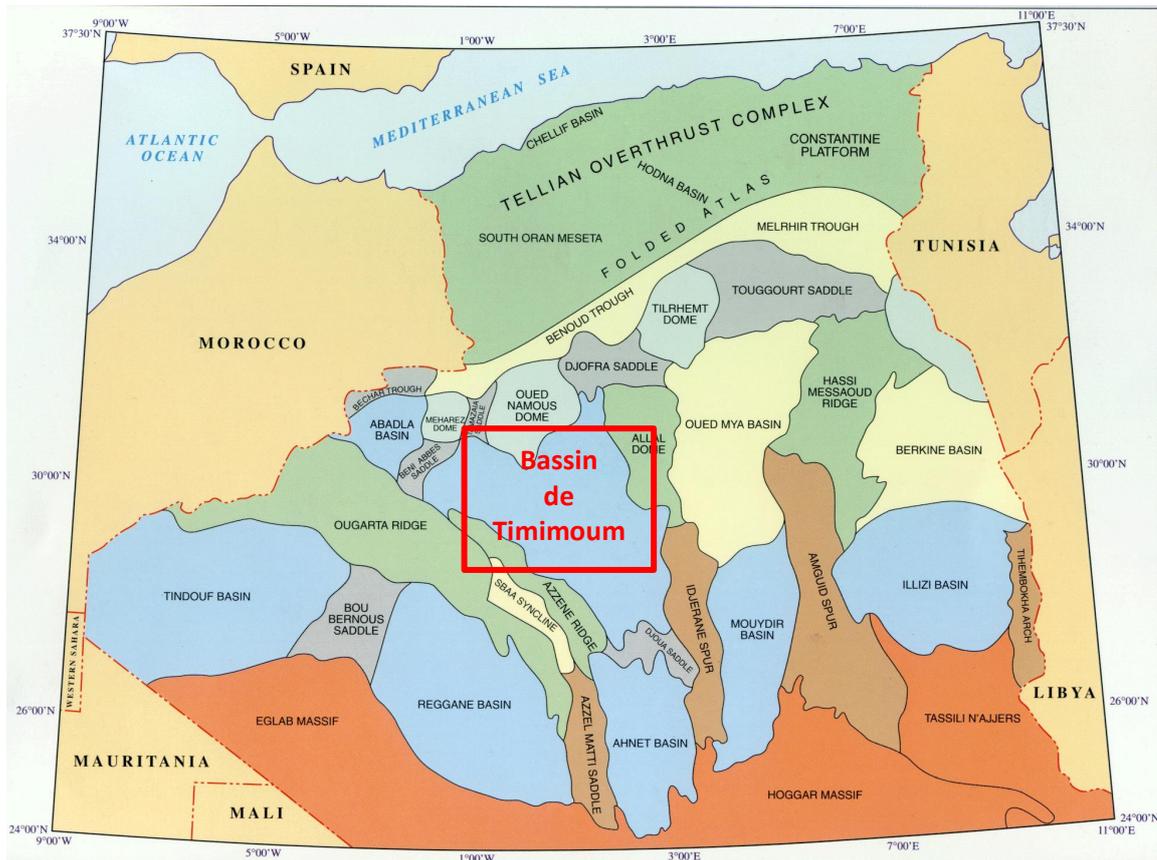


Fig.I.1: Situation géologique et géographique de Timimoun

(Document Sonatrach, 2001)



**Fig.I.2:** Situation géologique de Timimoun  
(Document Sonatrach, 2001)

#### I.4. Historique des travaux de recherche dans le bassin de Timimoun :

Le bassin de Timimoun (Gourara) est la première région du Sahara Algérien qui fait l'objet d'une exploration et découverte des hydrocarbures pendant plusieurs périodes:

En 1908 : GAUTIER présenta la première esquisse géologique de l'Ahnet-Gourara par simple observation et collecte de quelques indices. Plusieurs études sur les fossiles ont été réalisées également par FLAMANT et HAUG dont les résultats furent illustrés dans la thèse de FLAMANT sur la géologie saharienne.

En 1931 : Les travaux de BOUCART et MONOD illustrent la monographie de la région. Ainsi MONOD réalisa le premier levé topographique. Tous ces travaux d'exploration ont été clôturés au cours du congrès géologique international d'Alger en 1952, durant lequel une thèse fut présentée.

De 1953 à 1958 : Cette période a été marquée par la première découverte des accumulations des hydrocarbures dans la région de l'Ahnet à Djebel Barga (BG-1) en 1953, suivie par l'implantation de plusieurs puits (BZ-1 en 1954 ; TH-201 en 1955 et MH-1 en 1956), dont l'objectif était l'exploration du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien.

De 1959 à 1982 : Aucun forage d'exploration n'a été réalisé dans la région de Timimoun car la concentration des travaux pétroliers sur la recherche des gisements d'huile a été dans le Sahara Est et la cuvette de Sbaà. Par contre, plusieurs travaux de synthèses et d'études détaillées ont été exécutés :

- ✓ Les travaux de synthèse de J.FABRE (1971-1976).
- ✓ Les travaux de synthèse de BEUF (1971).

De 1982 à l'actuel : Les travaux réalisés au cours de cette période sur l'ensemble du bassin, ont été motivés par le projet de développement en gaz de la région In Salah. En 1996, un forage de puits (Djba-1) pour explorer les potentialités en hydrocarbures de l'ensemble du complexe structural En Bazzéne au niveau du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien.

#### **I-5.Caractères structuraux et évolution tectonique :**

La structuration de ce bassin est inégale d'une zone à une autre ; au nord et à l'est, il y'a une intense structuration et une tectonique importante qui est due à la

proximité de cette zone à la suture panafricaine, ou ont eu lieu d'importants mouvements de coulissages et de rejeux verticaux.

Les structures sont affectées par des failles inverses parallèles à leurs axes, les directions de ces failles sont organisées comme suivant :

**a/ Est-Ouest**

**b/ Sud Est-Nord Ouest**

**c/ Nord Est-Sud Ouest**

Ces accidents sont généralement profond et affectent le socle .L'évolution paléostratigraphique de cette région est marquée par plusieurs phases compressives et distensives (Fig.1.3):

➤ **La phase panafricaine (infra cambrien) :**

Correspond à une période d'importantes déformations caractérisée par un réseau de fracturations lié a une grande collision continentale entre deux blocs (le craton ouest africain qui est une zone stable et rigide et cratonisée depuis 2000 Ma et le craton panafricain qui est une zone mobile et cratonisée à l'orogénèse panafricaine depuis 550 Ma).

La fin de cette période a connue d'importants plissements suivis par le métamorphisme des séries infracambriennes, une grande érosion et pédiplénation remarquable.

➤ **La phase de distension cambrienne :**

La fin de l'orogénèse panafricaine coïncide avec des réajustements tardi-orogénique associée à une distension, suivis d'une subsidence thermique amplifiée par la sédimentation avec le rejeu des accidents du socle

➤ **Phase compression taconique (ordovicien supérieur) :**

La compression est marquée par le rejeu en décrochement des accidents profond du socle, la déformation des séries sédimentaires est suivie par une émergence, d'une glaciation et d'un ravinement.

Les flexures engendrées par cette phase compressive, ont provoqué l'écoulement des glaciers le long des dépressions.

➤ **La phase distension silurienne :**

Elle débute par la transgression glacio-eustatique engendrée par la fonte des glaces, ceci atteint le Sahara méridional où se déposent les argiles noires à graptolites, riche en matière organique.

➤ **La phase compressive calédonienne :**

Cette compression induit un soulèvement et entraîne l'érosion des terrains sous-jacents.

Cette phase n'a pas provoqué des plissements notables mais s'est traduite par une paléogéographie complexe : subsidence amplifiée par la remontée du niveau marin et approfondissement du bassin vers le Nord.

➤ **La phase dévonienne :**

Le dévonien inférieur est le siège de différents phénomènes tectono-sédimentaire, on observe des variations d'épaisseurs et de faciès le long des axes structuraux subméridiens et dans les parties méridionales et orientales du Hoggar le phénomène sédimentaire et volcanique indiquent une phase de distension qui provoque le rejet synsédimentaire de faille et de structure préexistant.

➤ **La phase hercynienne (carbonifère) :**

Les travaux anciens et récents sur le bassin de Gourara montrent que le soulèvement majeur qui aurait marqué l'histoire paléozoïque serait l'inversion tectonique, survenue au carbonifère.

Cette inversion dite (hercynienne) qui a joué en compression, s'est traduite par une structuration, une tectonique et des érosions importantes.

Les plis et les accidents issus de cette phase résulteraient essentiellement du rejeu des accidents profonds du socle.

➤ **La phase autrichienne :**

La phase compressive autrichienne datée fin crétacé inférieur (Mésozoïque) a eu pour effet essentiel une légère modification de l'architecture des structures hercyniennes et la genèse de plis d'entraînement le long d'axes préférentiels qui représentent les grandes fractures du socle.

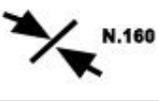
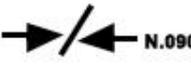
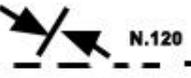
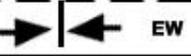
ERES		EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NATURE ET DIRECTION DES PHASES	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF	 N.060	JEU EN COMPRESSION DES ACCIDENTS NO-60
			TERTIAIRE		
	PALEOGENE	EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	JEU EN COMPRESSION DES ACCIDENTS N.160 ET CREATION DE NOUVELLES STRUCTURES
MESOZOIQUE		CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE  (ALPIN PRECOCE)	 N.090	JEU EN INVERSE SUR LES ACCIDENTS N.90
		JURASSIQUE			
		TRIAS			
PALEOZOIQUE		PERMIEN	PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N.120	JEU EN INVERSE SUR LES FAILLES NW-SE
		VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	 NO.40	JEU EN INVERSE SUR LES FAILLES NE-SW
	DEVONNIEN	SUP	PHASE FRANSNIEENNE	 NW.SE	JEU EN FAILLES NORMALES SUR LES FAILLES NE-SW  (VARIATION DE FACIES ET D'EPAISSEUR) (volcanisme)
		MOYEN			
		INF			
		SILURIEN	PHASE CALEDONNIENNE	 EW	JEU EN INVERSE SUR LES FAILLES N-S EROSION SUR LES MOLES SUB-MERIDIEN TIHEMBOKA
		ORDOVICIEN			
	CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINNE TARDIVE	 EW	TECTONIQUE CASSANTE RESEAU NE-SW ET NW-SE (CRATONISATION DU SAHARACENTRAL)	

Fig.I.3 : Evolution paléostratigraphique du bassin de Gourara (Document Sonatrach.2001)

## I-6 Stratigraphie

Dans le bassin de Timimoun, les forages les plus profonds n'ont atteint que le cambrien. La série stratigraphique comprendra donc que les formations post-cambriennes. (Fig.I.4)

### I-6-1 Paléozoïque :

#### I-6-1-1 Cambro-ordovicien : $\geq 580$ m

Plusieurs ensembles ont été distingués :

**L'unité 1** : équivalente à la formation de \*merchimine, est constituée de quartzites et grés quartzitiques avec fines passées d'argile.

**L'unité 2** : équivalente à la formation de \*Ariche el-Megta est représentée par des grés quartzitiques et quartzites à stratifications obliques.

\*Selon (S. BEUF et al. 1968), ces deux unités correspondraient à des dépôts fluviatiles.

- **Grés d'el-Goléa** : à ciment siliceux-argileux à passées d'argiles.
- **Argiles micro-conglomératiques** : siliteuses à galets de quartz et traces de pyrites.
- **Grés de Ramade** : à stratifications obliques

Ce complexe argilo-gréseux conglomératique a été attribué à une sédimentation périglaciaire et glaciaire (S.BEUF et al. 1968).

#### I-6-1-2 Silurien : $\geq 385$ m

Il est constitué d'argiles gris foncées, carbonatées et d'argiles grises indurées siliteuses à presque micacées, de fines passées de grés noirs, moyens, durs,

argileux et de quelques passées de calcaires avec des \*nodules de pyrite. Le top du Silurien est délimité par :

La présence d'une haute radioactivité du membre argilo-carbonaté à \*scyphocrinus elegans Zanker et de la palynozone dite H (GLAZOUNOV, 1989).

L'apparition de \*mongraptus uniformis Bribyl (87) et la palynozone I.

Ces niveaux sont remarquables dans la région étudiée et forment un bon repère de corrélation.

**L'unité 3** : est équivalente à plusieurs formations de faibles épaisseurs.

- **Argiles d'El-Gassi** : noires silteuses et micacées
- **Grés d'El Atchane** : avec intercalations d'argiles micacées pyriteuses.
- **Quartz de Hamra** : avec passées d'argiles noires micacées.
- **Argiles de Tiferouine** : avec passées de grés argileux, consolidés.
- **Argiles d'Azzel** : avec passées de grés fine argileux et pyrite.
- **Grés de Oued Saret** : légèrement dolomitique et argileux.

Les dépôts de cette unité sont attribués généralement à un complexe marin transitionnel.

**L'unité 4** : est aussi équivalente à plusieurs formations.

Dans le bassin de Timimoun le silurien est subdivisé en deux unités lithologiques.

A la base, des argiles marines à Graptolites.

Au sommet, une série argilo-silteuse appelée "zone de passage".

Les dépôts du Silurien sont essentiellement marins francs, avec une tendance légèrement régressive à la fin du Silurien supérieur correspondant à la zone de passage.

### **I-6-1-3 Dévonien :**

Largement répandu, il est représenté de bas en haut par trois séries dites : inférieure, moyenne et supérieure.

#### **I-6- 1-3-a- Dévonien inférieur( Fig.I.5):**

Cet ensemble s'épaissit globalement vers le Nord et Nord-Ouest du bassin. Sa puissance maximale est localisée au centre de celui-ci. Vers l'Est et Sud-Est du bassin de Timimoun, le Dévonien inférieur est subdivisé en trois ensembles dénommés de bas en haut :

- ❖ La "série des alternances" gédinnienne-Siegénienne.
- ❖ La barre Siegénienne ou "barre quartzitique".
- ❖ Le Dévonien inférieur argilo-gréseux, qui est l'Emsien

#### ❖ **Série des alternances :**

La limite entre le Gédinnien et le Siegénien est très délicate à retrouver, souvent placée à partir des études \*Palynologiques.

- ✓ **Gédinnien** : (210 à 226 m d'épaisseur), il est représenté par un complexe d'argiles pâteuses silteuses, de grés fins consolidés et de quelques passées de siltstones.
- ✓ **Siegénien** : (324 à 414 m d'épaisseur), il est constitué d'alternances d'argiles noires silteuses micacées, carbonatés, de grés blancs, fins localement quartzitiques avec passées d'argiles et de siltstones.

Les travaux de J.DELFAUD (1973-1974) attribuent à cette série gédinnienne-Siegénienne un caractère sédimentaire et les données palynologiques de (SH-BEICIP, 1981) tels que (les stratifications obliques, confuses des traces de \*fouissage, bioturbations, ligillites...), indiquent que cette série se serait déposée dans un environnement marin à margino-littoral, ce qui est en concordance avec les travaux de terrain de (S.BEUF et al., 1968).

❖ **Barre quartzitique :**

Elle est constituée de grés moyens à grossiers à la base s'affinant progressivement vers le sommet avec des stratifications obliques l'ensemble est fortement quartzitique. Le dépôt serait fluviatile (S.BEUF et al, 1968-1971).

❖ **Emsien :** (43 à 57 m d'épaisseur)

Il est représenté par des siltstones compactes avec des argiles noires et de fines passées de grés et de calcaires. Sa partie inférieure informe un banc de calcaire de 15 à 20 m d'épaisseur connu à l'échelle du bassin, sous le nom "Muraille de chine". Le Dévonien inférieur argilo-gréseux, correspond à un cycle transgressif qui va se poursuivre au cours du Dévonien moyen et supérieur et à une sédimentation marine à littorale.

**I-6-1-3-b- Dévonien moyen :** (36 à 115 m d'épaisseur)

Il est subdivisé en deux étages de bas en haut :

- ✓ **Gouvinien :** Alternance de marnes grises plastiques, d'argiles feuilletées, et de bancs calcaires noirs, très argileux.
- ✓ **Glvetien :** Calcaire noir très argileux fossilifère. Le Dévonien moyen est caractérisé par des dépôts marins de haute énergie.

**I-6-1-3-c- Dévonien supérieur**

On y distingue les étages suivants:

- ✓ **Frasnien** (102 à 244 m d'épaisseur) : représenté par des argiles avec à la base de nombreuses passées de calcaires bioclastiques, déposées dans un milieu marin.
- ✓ **Fammenien** (435 à 724 m d'épaisseur) : argiles fossilifères franchement marines avec de fines passées de grés et de calcaires.
- ✓ **Strunien** (276 m d'épaisseur) : complexe argilo-gréseux déposé dans un milieu marin peu profond.

**I-6-1-4 Carbonifère :**

- ✓ **Tournaisien** (200 m d'épaisseur) : constitue une séquence transgressive avec à la base un microconglomérat, puis des grés avec des passées d'argiles franchement marines au sommet.
- ✓ **Viséen** (924 m d'épaisseur) : débutant par un banc de calcaires, il est constitué d'argiles à siltés et grés bioturbés, déposé dans un milieu marin.

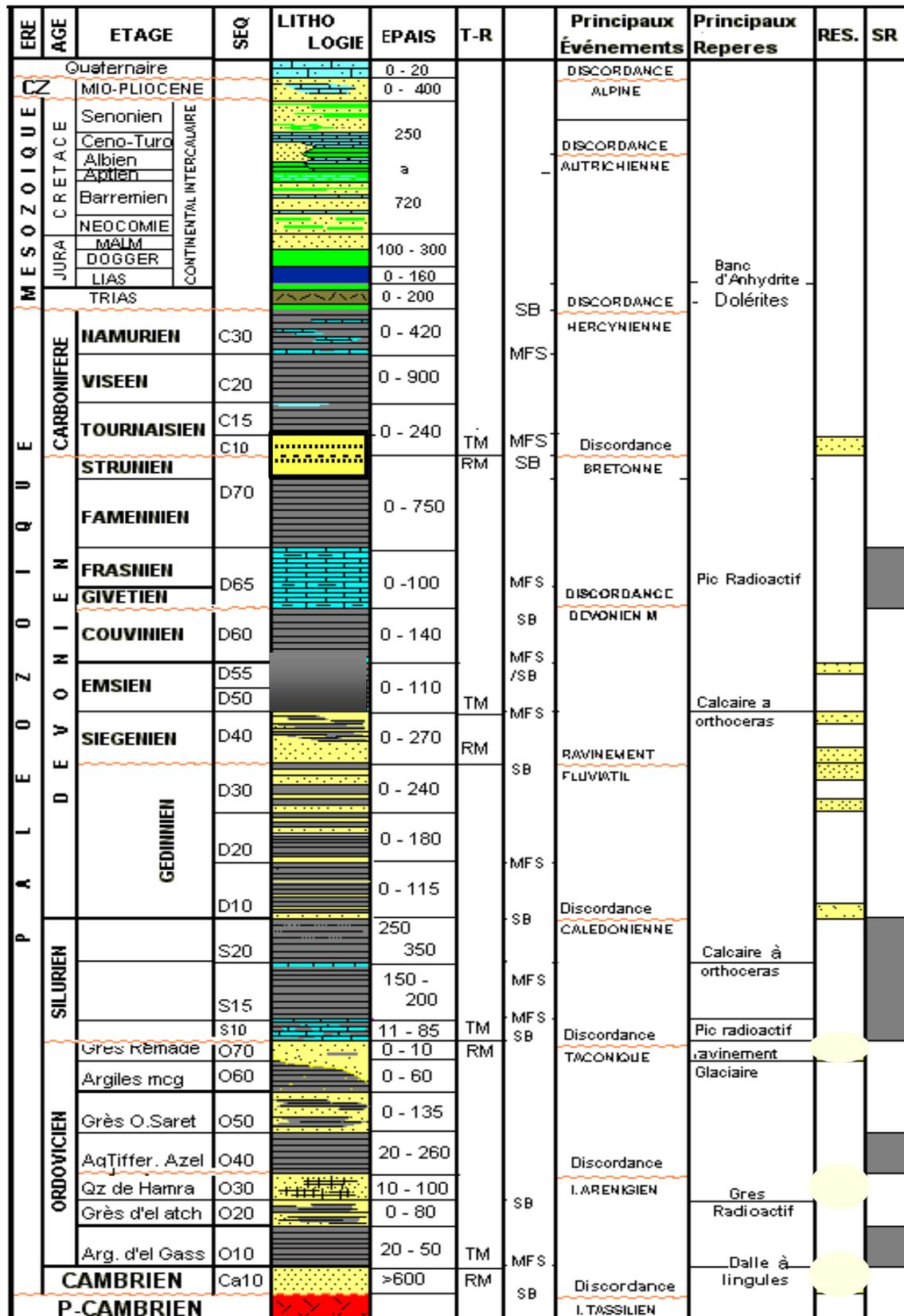
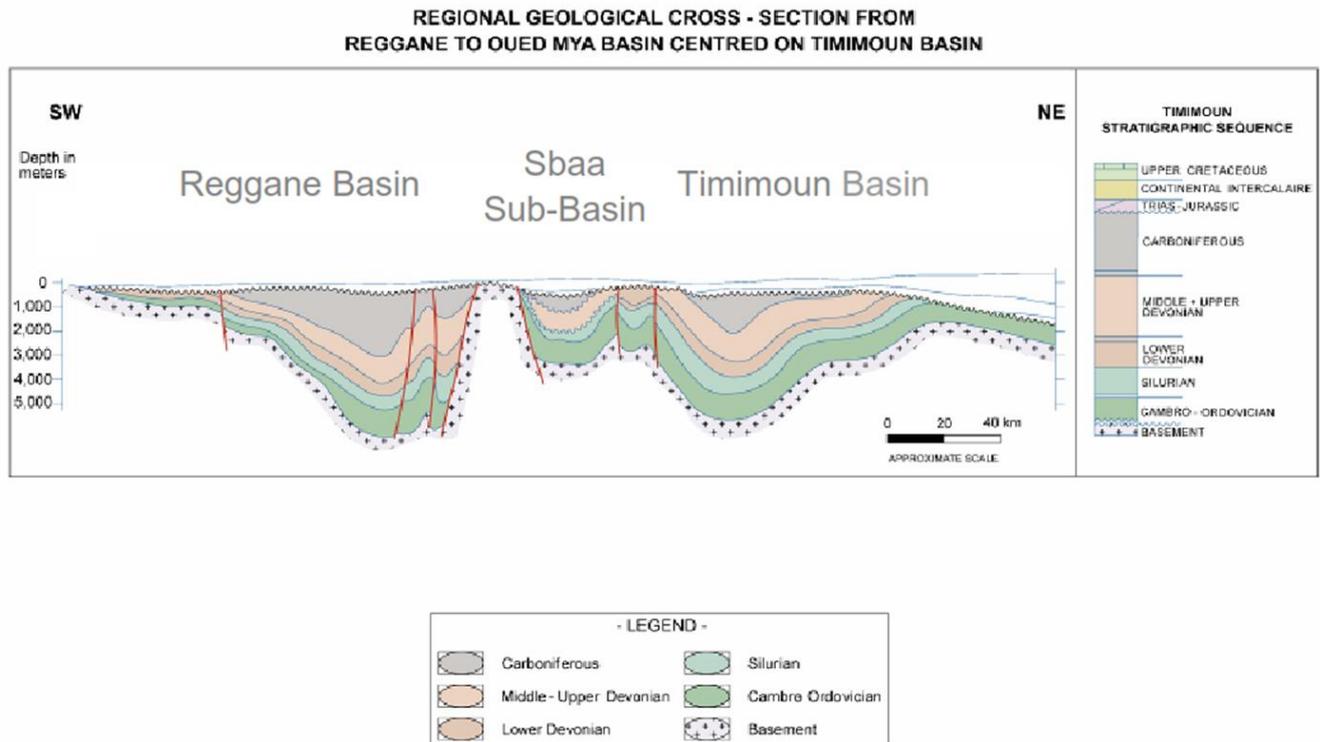


Fig.I.4: Colonne stratigraphique du bassin Gourara



**Fig. I.5 :** coupe géologique sud-ouest nord-est traversant le bassin de Reggane ,  
cuvette de Sbaa et le bassin de Timimoun ( document sonatrach.2001 )

### I-7 Système pétrogazeifère :

L'existence d'un gisement exploitable dans un bassin sédimentaire exige la présence de quatre principaux éléments géologique

Roche mère riche en matière organique et génératrice d'hydrocarbure

Roche réservoir que peut renfermer les hydrocarbures à l'aide des bonnes caractéristiques pétrophysiques

Piège ou les hydrocarbures seront accumulé après la migration

Roche couverture imperméable favorable pour la conservation des hydrocarbures dans le piège.

**I-7-1 Roches mères :**

D'après les différentes études géochimique réalisées par la sonatrach, il s'est avéré que les principales roches mère potentielles riches en matière organique, génératrice d'hydrocarbures dans le bassin de Gourara sont constituée par les séries argileuses du silurien, du Frasnien et du Faménnien.

La maturation de la matière organique est avancé, ceci est dû à un évènement thermique avec des subsidences et des enfouissements importants ce qui explique le potentiel important de gaz sec que renferme les réserves de cette région, cette maturation est plus élevée dans la partie nord-est.

**I-7-2 Les réservoirs :**

Ils sont essentiellement représentées par les niveaux gréseux du dévonien inférieur et secondairement par le tournaisien et l'ordovicien.

**✓ Le réservoir Siégénien basal ou infra-barre :**

L'analyse des épaisseurs des grés au niveau de cette séquence montre une évolution d'Est en Ouest passant de 15 à 20m dans la partie orientale et de 25 à 30m dans le secteur occidental.

L'examen de la distribution des caractères pétrophysiques fait ressortir des porosités variant de 5 à 8% et de perméabilité n'excédant pas 0.01md.

**✓ Le réservoir Siégénien sommital**

L'épaisseur des grés augmente progressivement du Sud vers le Nord de 20 à 25m dans le secteur de Drina, de 30 à 35m à Irharéne pour atteindre 40m dans la zone de Hassi Mahdjib la porosité varie de 3 à 5%.

**✓ Le réservoir Emsien gréseux :**

Vu le caractère discontinu de ce réservoir, il est difficile de dégager une quelconque direction d'évolution de son épaisseur.

Celle-ci dépend de la position du forage, au niveau des forages réalisés dans la région, cette épaisseur varie de 8 à 12m sauf que pour le puit Ms-1 bis ou elle atteint 20m.

Il présente de bonnes porosités allant de 8 à 10%, malgré les difficultés pour sa prédiction liée à son milieu de dépôt, ce réservoir est plus potentiel du dévonien inférieur de par ses résultats pétroliers

### **I-7-3 Les roches couvertures :**

Dans la région, les couvertures sont assurées par :

- d'épaisses séries argileuses du silurien pour l'ordovicien
- les argiles du dévonien moyen et supérieur pour les réservoirs du dévonien inférieur
- les argiles du carbonifère (Viséen) pour le tournaisien

### **I-6-4 Les pièges :**

Les principaux pièges reconnus sur l'ensemble du permis sont essentiellement des pièges structuraux de type anticlinal et anticlinal faillé.

L'idée d'existence de piège stratigraphique de type biseaux ou lentilles n'est pas à exclure.

### **I-7-5 Processus et âge de migration :**

Les hydrocarbures se déplacent sous l'effet des pressions différentielles vers les zones structurellement hautes de Timimoun.

En outre l'analyse tectonique et structurale montre qu'une migration latérale est également très probable à travers les failles qui mettent en contact certains niveaux roches mères avec les réservoirs du dévonien inférieur.

Quant au processus de migration et mise en place des hydrocarbures, ils seraient essentiellement d'âge paléozoïque supérieur.

Ce processus a du se poursuivre pendant le mésozoïque à la faveur d'une phase de distension (intra-jurassique) bien connue dans cette zone Sud-Ouest de la plate-forme saharienne et qui aurait créé des voies de migration supplémentaire.

## **I.8 Présentation de la zone d'étude :**

### **I.8.1 Situation géographique :**

Le périmètre Timimoun Nord est situé dans la wilaya d'Adrar, dans la partie Sud-Ouest de la dépression de Gourara avec une superficie de 4718.39 Km<sup>2</sup>.

Il est caractérisé par de petites falaises recoupées par des oueds ; au nord, les terrains semblent plats à l'exception de la région de Timimoun qui montre certains reliefs.

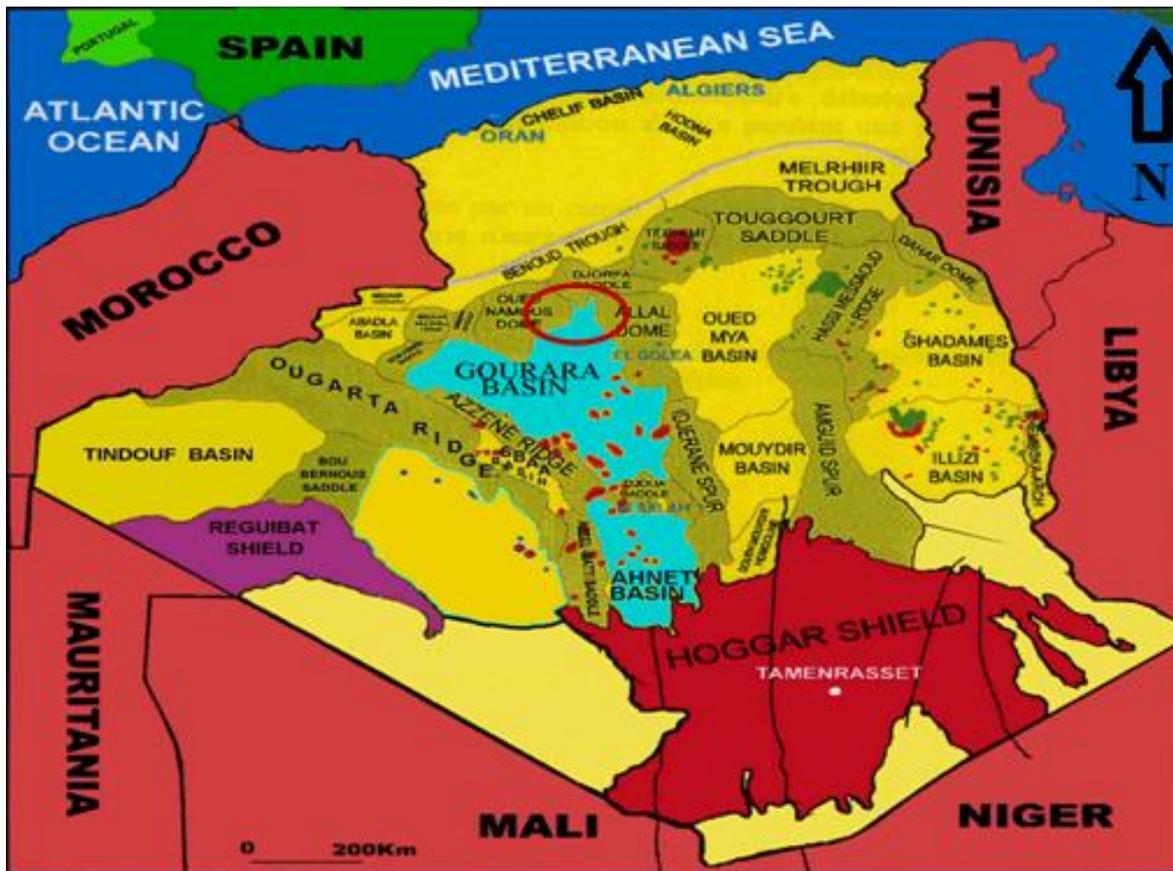
### **I.8.2 Situation géologique :**

Le périmètre Timimoun Nord se trouve dans la partie occidentale dans la dépression du bassin de Gourara, ce dernier est marqué par une remontée structurale de tout le paléozoïque vers la voute d'Azzéne dont la série sédimentaire est essentiellement du paléozoïque.

Comparé au bassin de l'Ahnet qui se trouve à la jonction des deux cratons (Ouest et Est Africain), le bassin de Gourara se caractérise par un faible degré de

structuration. Cette région, à l'image de tout le bassin, a été affectée principalement par l'orogénèse hercynienne.

Les déviations subies par certains axes structuraux, vers le Nord-Ouest correspondant à la direction ougartienne, seraient le résultat des différentes phases tectoniques. Le pendage régional est dirigé grossièrement vers le Nord et Nord-Est où l'épaisseur de la couverture sédimentaire pourrait atteindre 5000 m.



**Fig I.6 :** Carte de situation du périmètre d'étude, Timimoun Nord (Document Sonatrach.2001)

### I.8.3 Historique des travaux (Timimoun Nord) :

Les premiers travaux réalisés sur cette région datent de 1971 (lignes régionales de reconnaissance), d'autres acquisitions sismiques ont été réalisées par la suite et dont la dernière remonte en 2006 (douze profils) sur la structure Tamasselt.

Ces travaux ont abouti à l'implantation du puits TMS-1 en 2007 sur la culmination Est réalisé par Statoil dans le cadre du projet Hassi Mouina.

Au niveau de cette région, la couverture sédimentaire est représentée par les séries du Paléozoïque et du Méso-cénozoïque.

Le Paléozoïque est représenté par des séries essentiellement argilo-gréseuses, parfois carbonatées, allant du Cambro-ordovicien au Carbonifère.

Les réservoirs ciblés dans cette étude sont ceux du Tournaisien et du Dévonien inférieur.

Les données géologiques dans cette région se limitent à des études de géologie de terrain.

Les travaux d'exploration pétrolière de grande reconnaissance, effectués par CGG, CPA et CREPS sur le périmètre Timimoun ont débuté en 1954 par la réalisation d'une interprétation géologique des travaux gravimétriques.

Ces travaux ont été entrepris afin de mettre en évidence des anomalies correspondant à des anticlinaux.

En effet, sur la base de ces cartes, de nombreux programmes sismiques ont été réalisés afin de dégager des pièges structuraux et sur la base de ces cartes déjà établies à partir des anciennes acquisitions, des programmes sismiques (2D) seront réalisés afin de dégager des pièges structuraux bien définis surtout au niveau de Garat El Kahla. La recherche sera focalisée sur le détail afin d'obtenir des précisions sur la continuité des failles et la géométrie des pièges pour permettre une évaluation optimale des réserves.

#### **I.8.4 Résultats pétroliers :**

Les objectifs pétroliers fixés pour ce nouveau périmètre concernent les réservoirs du dévonien inférieur, Tournaisien et ceux du Cambro-ordovicien.

Des débits de gaz intéressants ont été obtenus par les forages avoisinants. Au Sud de Timimoun Nord, à Bel Ghazi, la structure la plus proche traversée par le puits

BLR-101 et OFN-1, les débits enregistrés sont très importants au niveau du réservoir Ordovicien.

Le forage TNK-1 situé vers le Nord a reconnu un réservoir Tournaisien très potentiel.

Un débit de gaz de 165 000 m<sup>3</sup>/j a été enregistré.

Le puits TMS-1 a débité une quantité très élevée en gaz au niveau du Strunien Tournaisien. Ce résultat nous permettra éventuellement de reprendre les structures de Timimoun Nord.

Cette proposition d'ouverture d'un périmètre de prospection de 4618.63 Km<sup>2</sup>, pour une période de 2 ans est motivée par :

Les résultats positifs obtenus lors des forages BLR-101, OFN-1, TMS-1 et TNK-1 qui favorisent le potentiel pétrolier des réservoirs Cambro-ordoviciens et Strunien-Tournaisiens.

# *CHAPITRE II*

## *APPROCHE SEDIMENTAIRE*

## II.1 Introduction :

L'étude sédimentologique et caractérisation du réservoir Siegénien-Gédinnien a nécessité l'introduction de plusieurs méthodes d'approches :

- ✓ L'établissement des corrélations diagraphiques du Dévonien inférieur, afin de suivre la répartition des grès du Siegénien-Gédinnien et localiser les zones à plus grandes épaisseur qui pourront constituer des réservoirs potentiels.
- ✓ La combinaison des puits, ainsi que l'étude du signal du Gamma Ray par le logiciel PETREL, a permis de suivre l'évolution verticale ainsi que les variations latérales d'épaisseur et de faciès, et d'essayer de reconstituer les milieux de dépôts.

## II.2 Méthodologie

Le travail est établi à l'aide du logiciel « PETREL » version 2013 pour la réalisation de la base de données :

PETREL est une plate-forme logicielle utilisée dans le secteur de l'exploration et de la production de l'industrie pétrolière. Il permet :

- ✚ d'interpréter les données sismiques.
- ✚ d'effectuer une bonne corrélation.
- ✚ de construire des modèles de réservoirs.
- ✚ de visualiser les résultats de la simulation des réservoirs.
- ✚ de calculer les volumes.
- ✚ de produire des cartes et de concevoir des stratégies de développement pour maximiser l'exploitation des réservoirs.

PETREL est développé et construit par Schlumberger.

Pour procéder :

- Une création d'un projet avec un système de projection CRS (Coordinats Reference System) doit être faite (Fig.I.1):

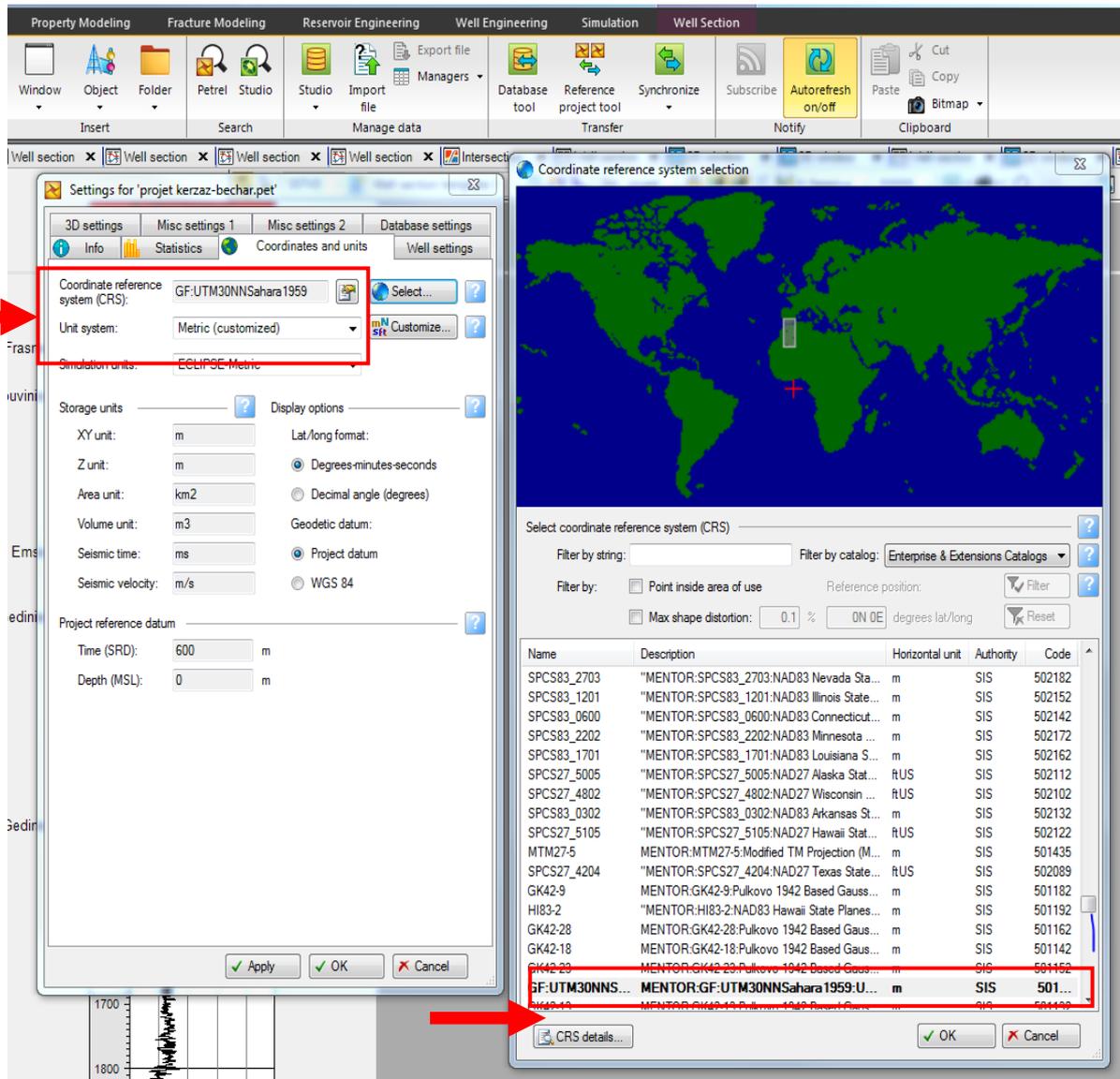
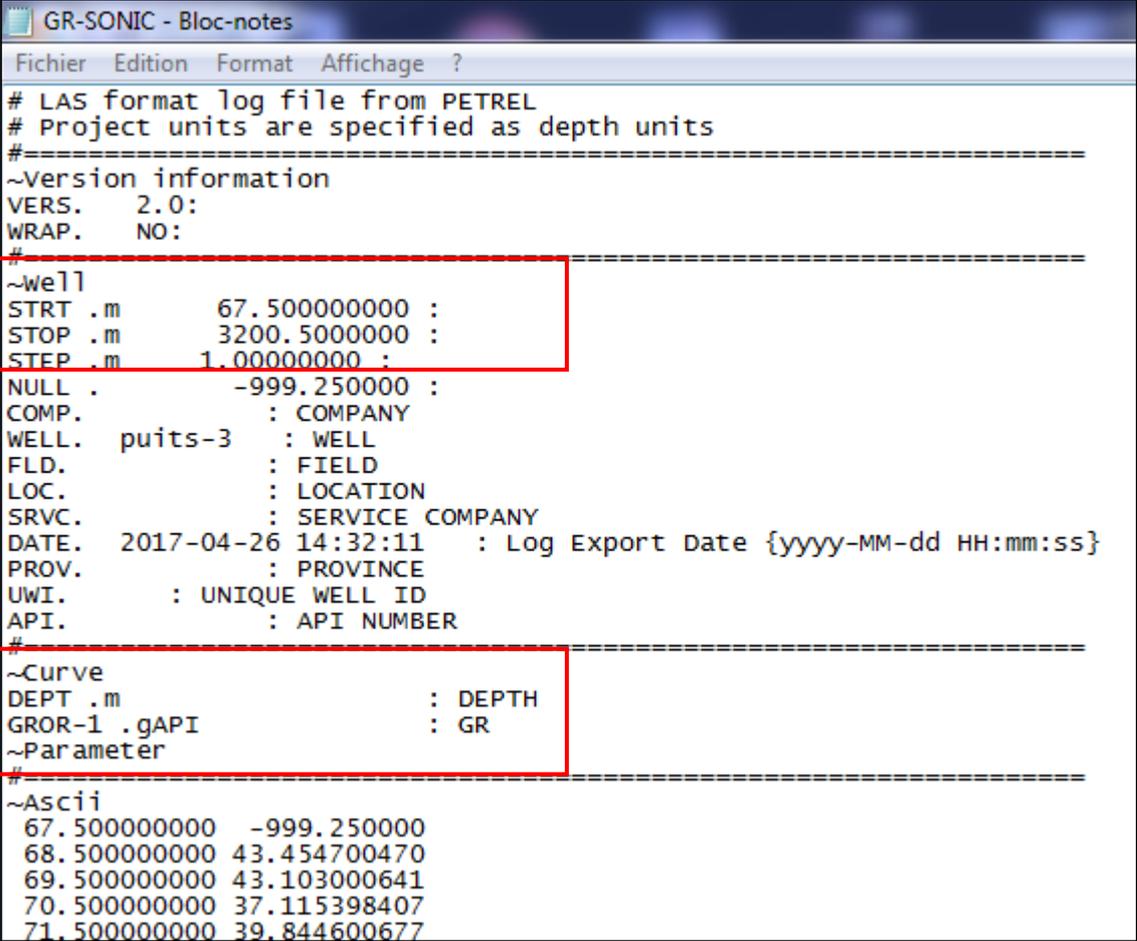


Fig.II.1 : Fenêtre de création d'un projet PETREL

➤ Par la suite, une lecture d'un fichier « LAS » s'impose (fig.II.2), ce dernier contient plusieurs informations, parmi elles :

- ✓ STRT : début d'enregistrement des diagraphies (67.5 m).
- ✓ STOP : fin d'enregistrement des diagraphies (3200.5 m).
- ✓ Profondeur : 1ère colonne.
- ✓ Gamma-ray : 2ème colonne...



```
GR-SONIC - Bloc-notes
Fichier Edition Format Affichage ?
# LAS format log file from PETREL
# Project units are specified as depth units
#
~Version information
VERS. 2.0:
WRAP. NO:
#
~Well
STRT .m 67.50000000 :
STOP .m 3200.500000 :
STEP .m 1.00000000 :
NULL . -999.250000 :
COMP. : COMPANY
WELL. puits-3 : WELL
FLD. : FIELD
LOC. : LOCATION
SRVC. : SERVICE COMPANY
DATE. 2017-04-26 14:32:11 : Log Export Date {yyyy-MM-dd HH:mm:ss}
PROV. : PROVINCE
UWI. : UNIQUE WELL ID
API. : API NUMBER
#
~Curve
DEPT .m : DEPTH
GROR-1 .gAPI : GR
~Parameter
#
~Ascii
67.50000000 -999.250000
68.50000000 43.454700470
69.50000000 43.103000641
70.50000000 37.115398407
71.50000000 39.844600677
```

**Fig.II.2** : Fichier « LAS »

- Ces données ainsi que les coordonnées (X, Y) du puits sont importés dans PETREL (**Fig.II.3 et Fig.II.3**).

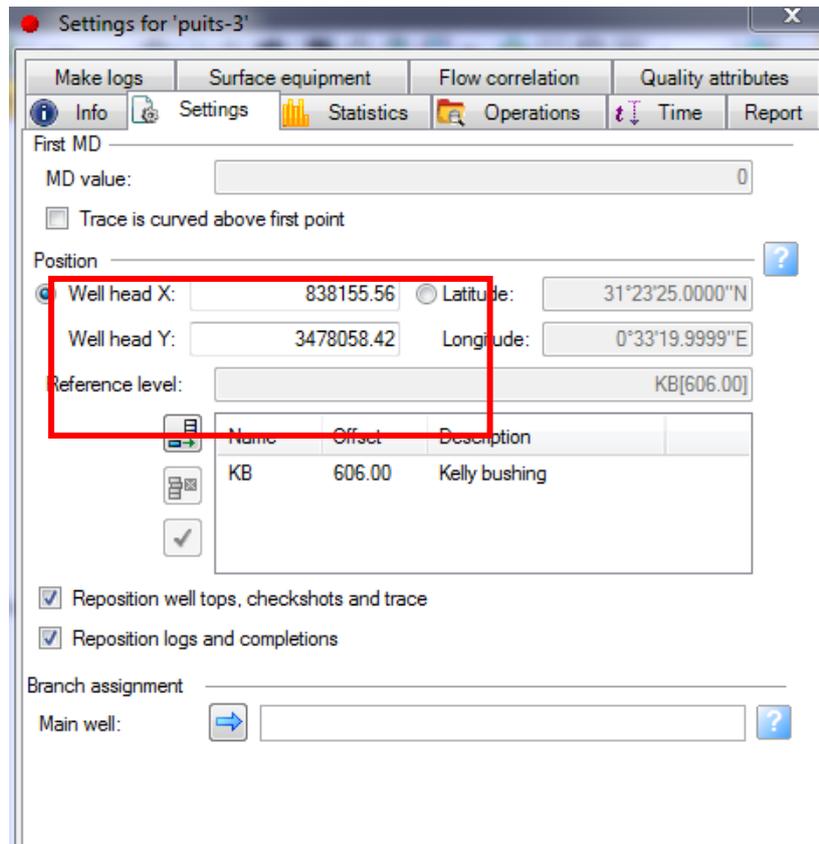


Fig.II.3 : fenêtre d'insertion des coordonnées (X, Y)

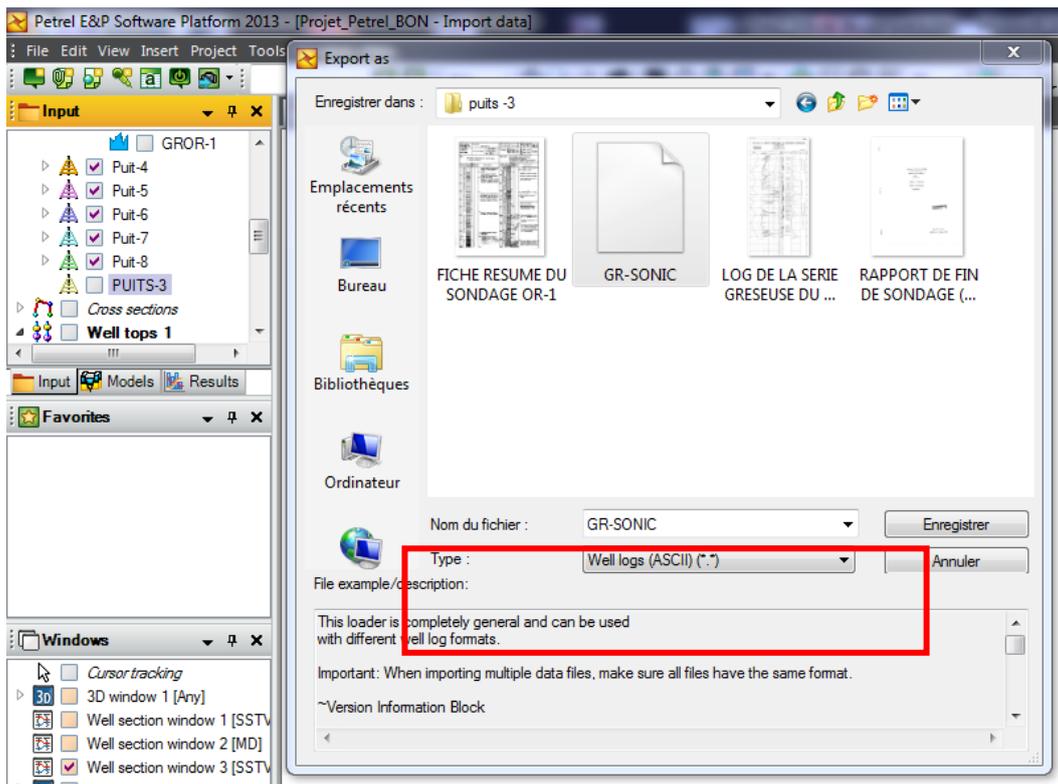


Fig.II.4 : fenêtre d'insertion des données diagraphiques.

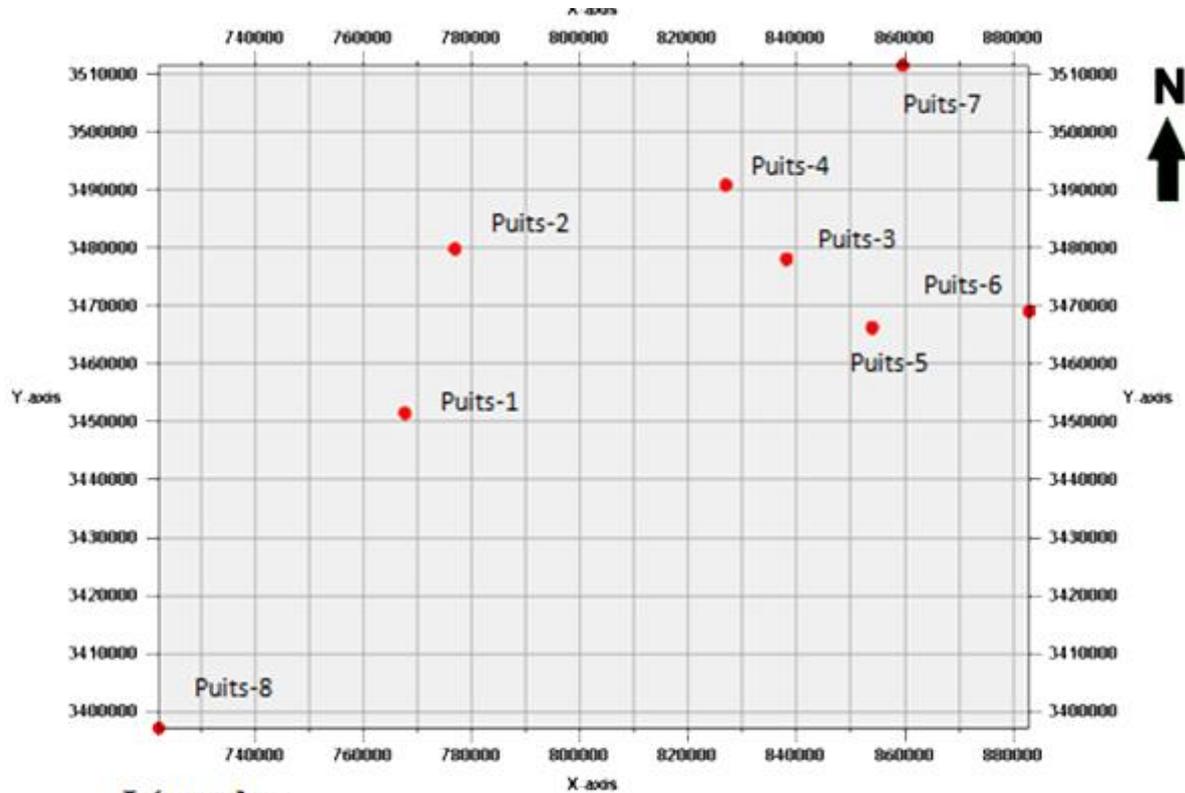
- Pour réaliser la corrélation diagraphique des réservoirs du dévonien inférieur, les tops de tous les étages géologiques traversés par le puits sont déterminés et sont importés dans le projet « PETREL » (Fig. II.5)

	Well identifier	Surface	X	Y	Z	MD	TWT picked	TWT auto	Geological age
1	puits-1	néogène	767684.05	3451512.30	658.55	5.00			
2	puits-1	crétacé	767684.05	3451512.30	496.05	167.50			
3	puits-1	jurassique	767684.05	3451512.30	168.55	495.00			
4	puits-1	trias	767684.05	3451512.30	54.55	609.00			
5	puits-1	DH	767684.05	3451512.30	-37.45	701.00			
6	puits-1	emsien	767684.05	3451512.30	-37.45	701.00			
7	puits-1	MC	767684.05	3451512.30	-68.45	732.00			
8	puits-1	siégénien	767684.05	3451512.30	-73.45	737.00			
97	puits-1	gédinnien	767684.05	3451512.30	-345.62	1009.17			
9	puits-1	Silurien	767684.05	3451512.30	-475.45	1139.00			
10	puits-1	ordovicien	767684.05	3451512.30	-639.45	1303.00			
11	puits-1	cambrien	767684.05	3451512.30	-1354.45	2018.00			
12	puits-1	infra-cambrien	767684.05	3451512.30	-1731.95	2395.50			
14	puits-2	jurassique	776905.00	3479819.90	-212.65	903.00			
15	puits-2	trias	776905.00	3479819.90	-332.65	1023.00			
16	puits-2	DH	776905.00	3479819.90	-413.65	1104.00			
17	puits-2	siégénien	776905.00	3479819.90	-413.65	1104.00			
18	puits-2	gédinnien	776905.00	3479819.90	-599.65	1290.00			
19	puits-2	Silurien	776905.00	3479819.90	-682.65	1373.00			
20	puits-2	ordovicien	776905.00	3479819.90	-873.65	1564.00			
21	puits-2	cambrien	776905.00	3479819.90	-1279.65	1970.00			

Fig.II.5 : Fenêtre des tops de chaque puits

### II.3 Description lithostratigraphique:

Avant de commencer la description lithologique, il est nécessaire de connaître la position de chaque puits



#### Légende :

Puits-1 : Nom du puits  
 ● : Position du puits

**Fig.II.6 :** Plan de positionnement des puits de la zone d'étude  
 (Périmètre Timimoun nord)

D'après les diagraphies Gamma-Ray et Sonique des forages établis, une description lithostratigraphique des huit puits a été faite

#### II.3.1 Le puits -1 :

Le puits- 1 est situé au centre et presque à la limite ouest de la zone d'étude, son niveau géologique d'arrêt est les conglomérats de base de l'infra-cambrien.

Ce forage avait pour but de reconnaître la série paléozoïque jusqu'au socle sur une culmination anticlinales reconnues par la sismique sur la zone haute régionale de Oued Namous, de reconnaître la présence et la nature des magasins éventuels de cette série et d'identifier les fluides qu'ils contiennent.

Ce forage a traversé les séries dévoniennes suivantes (Fig.II.7):

▪ **TEFERGUENIT (701m-737m) :**

Le « Teferguenit » est daté par une association de Brachiopodes, cette association indique un Emsien inférieur.

La barre dolomitique rencontrée de 732m à 737m appelé la « Muraille de Chine » qui est la base de l'Emsien, la limite Emsien-Siegénien est fixé à 737m

▪ **DKHISSA (737m-1071m) :**

La partie supérieure du « DKHISSA » est rencontré dans ce puits de 737m à 1002m, tous les bancs carbonatés s'y trouvent, cette partie d Dkhissa est attribué au Siegénien.

La partie inférieur du « DKHISSA » est rencontrée de 1002m à 1071m, elle est argilo-gréseuse et elle n'a pas pu être datée.

▪ **SAHEB DJIR + ZEIMLET (1071m-1161m):**

L'ensemble argilo-gréseux traversé de 1071m à 1139m qui n'a pas pu être daté et constitue la zone de passage du Dévonien au Gothlandien.

Age	Prof(m)	Lithologie	Description
Emsien	701	---	Argiles et dolomies
	737	•••••	gréseuses (Muraille de Chine)
Sieginien	794	--- ---	grès fins et Argiles avec des baves métriques dolomitiques
	821	---	grès Argileux
		--- ---	grès et Argiles avec des baves métriques dolomitiques
	839	--- ---	
	940	•••••	grès fins à moyens argileux
		---	grès Argileux et Argiles
	1002	---	
Pas claté	1071	---	grès fins argileux et Argiles
		---	Alternance grès et Argiles
	1139	---	Argiles
	1147 1161	•••••	grès fins

Fig.II.7 : Log lithologique du puits-1(Dévonien inférieur)

### II.3.2. Le puits-2 :

Ce puits se situe dans la partie centre et presque à la limite ouest et plus au nord par rapport au puits-1 son niveau géologique d'arrêt est les grés de djorf du cambrien. Ce puits a été foré afin :

- ✓ de donner une interprétation géologique à l'anomalie mise en évidence par la sismique.
- ✓ D'explorer les grés de Dkhissa (Siegénien).
- ✓ D'évaluer leurs possibilités en hydrocarbures.

Le Dévonien inférieur est compris entre 1104m et 1373m (épaisseur 269 m), et se constitue de (Fig.II.8):

- **Siegénien supérieur :**

De 1104 à 1202m, formé de grés gris à gris blanchâtre, fin, argileux, parfois à ciment dolomitique, micacé et pyriteux rarement quartzitique et des argiles grises à gris-brunâtre, indurées, légèrement silteuses et dolomitique.

- **Siegénien inférieur :**

De 1202 à 1290m, formé de grés gris à gris-brunâtre, très fin à fin, parfois moyen, argilo-siliceux localement quartzitique, ponctué de pyrite, micacé, passées d'argiles gris-clair tendra légèrement vers la dolomie.

D'après leurs caractéristiques lithologiques et conformément à l'analyse palynologique, ces dépôts correspondent à la biozone. L.

Le biozone. L. caractérise généralement la formation du Siégénien.

Les grés de ces deux séries du Siégénien sont connus sous le nom de grés de Dkhissa : objectif principal du sondage. Ces grés se sont révélés argileux.

▪ Gédinnien :

De 1290 à 1373m, formé d'argile gris-noir, feuilletée, micacée et pyriteuse et de grés brun-chocolat, très fin à fin, à ciment argilo-siliceux, micacé, pyriteux.

Age	prof(m)	Lithologie	Description
Siéginién	1104	#	grès gris à blanc,
		# #	fin, argilo-dolomitique
		#	parfois quartzitique
		# #	avec des intercalations d'argiles
		grès Argileux	
Siéginién	1202	# #	grès gris fins à moyen,
		# #	dur, quartzitique
		#	grès gris à gris brun très
Gédinnien	1290	#	fin parfois moyens, quartzitiques
		# #	finement pyriteux et micacé
		# #	rarement argileux
Gédinnien	1373	#	Argiles gréseux
		#	grès gris blanc fins, dur
		#	ciment carbonaté avec des Argiles

Fig.II.8 : Log sédimentologique du puits-2 (Dévonien)

### I.3.3. Le puits-3 :

Ce puits se situe dans la partie centre et presque à la limite Est de la zone d'étude. Ce puits a mis en évidence un dévonien moyen et inférieur gréseux riche avec des indices de gaz et d'huile légère.

Les essais de ces différents niveaux ont donné de l'eau salée émulsionnée de gaz combustible.

#### - Dévonien inférieur (ép.870m)

Il peut être divisé en trois grands ensembles dont le dernier, de 2042 à 2472m, peut être considéré déjà comme une zone de passage au Gothlandien.

Cet étage débute de 1602 à 1710m, par une série d'argiles silteuses bleu noir dominantes à passées de grés fins argileux.

De 1710 à 2042m, le sondage a traversé une alternance assez régulière de grés calcaires lumachelles. Les niveaux lumachelliques sont particulièrement riches en Entroques, Brachiopodes, Bryozoaires et Orthocères ; les niveaux arkosiques en particulier à 1730m des germes d'Oolithes ferrugineuses (à 1941 m) et quelques surfaces ligniteuses, notamment à 2010m.

Les horizons carbonates sont généralement assez riches en magnésium et en fer (dolomite et sidérose), les niveaux argileux renferment des sulfures et de la matière organique. C'est d'ailleurs dans cette série que l'on a rencontré les principaux indices de ce sondage. Ces niveaux anaérobies alternent avec des passées plus détritiques, montrant souvent de belles stratifications entrecroisée et des marques de courant. Ces couches peuvent présenter de bonnes qualités de roches réservoirs (porosité de l'ordre de 5 à 20 % et perméabilité atteignant 50 à 200md).

Ces alternances lithologiques (Fig.II.9) dénotent une sédimentation rythmique très comparable à celle que l'on connaît dans le sillon subsidant de la Saoura.

De 2042 à 2472m, se présente une série monotone plus fine d'argiles silteuses et micacées indurées à passées de siltstones et de grés fines argileux. Un

horizon de microbrèche argileuse à passées lumachéliques d'intercale dans cet ensemble de 2175 à 2195m.

Des pistes de vers notamment à 2325m, dénotent une sédimentation très peu profonde.

A 2380m une carotte a donné une faune de nucules, d'Orthocères, de Conulaires et de Gignantostracée, tout à fait comparable à la carotte de 2080m, du sondage d'El Golen à cachet dévonien. L'autre part, la partie très jaune inférieure de cette série à partir de 2380m, referme une microfaune d'Ostracodes et de Ptéropodes que l'on connaît par ailleurs à la base du dévonien inférieur de la coupe de Ben Zireg.

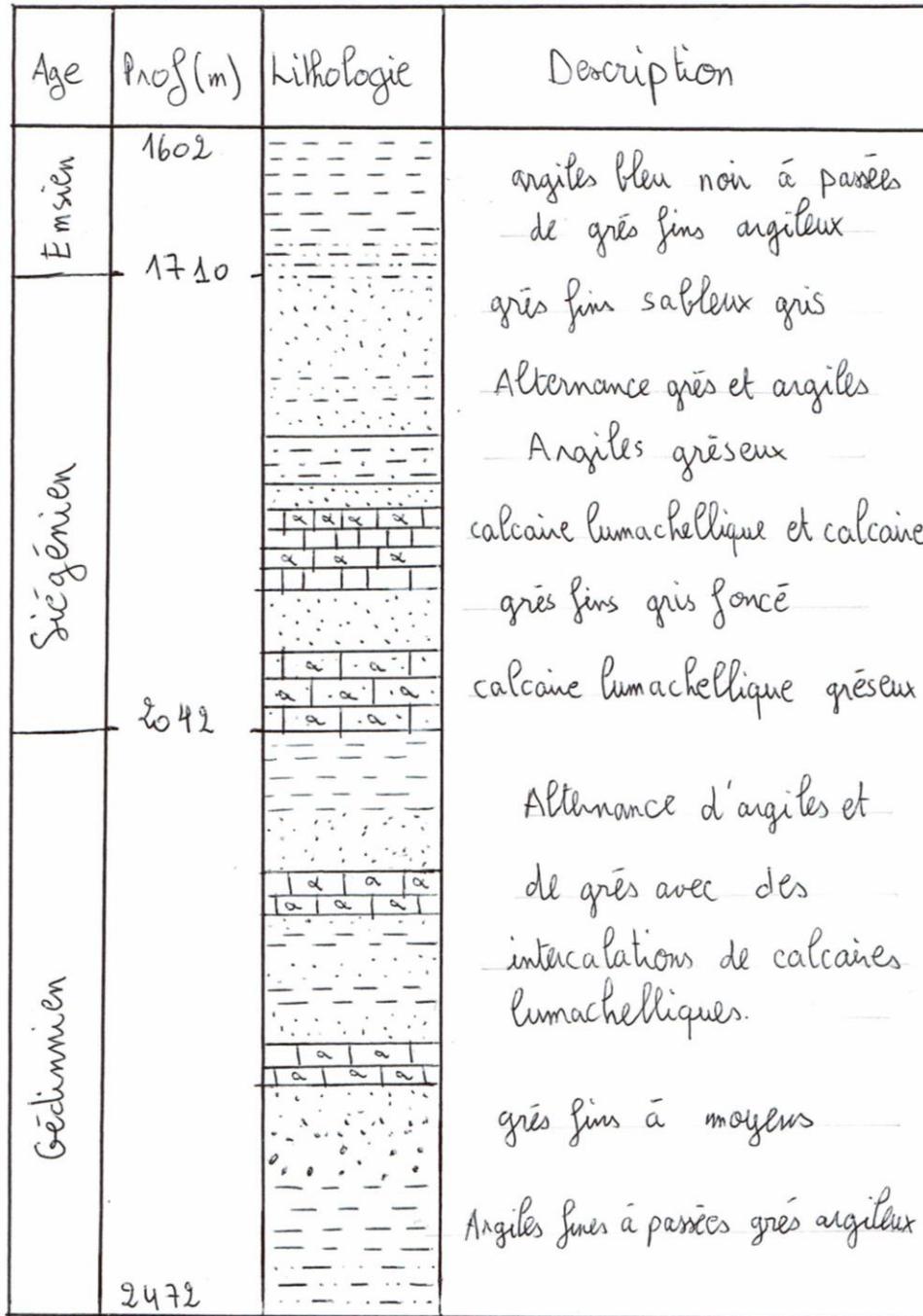


Fig.II.9 : Log sédimentologique du puits-3 (Dévonien inférieur)

### II.3.4 Le Puits - 4 :

Ce puits se situe dans la partie centre, presque à la limite est de la zone d'étude, le forage a été arrêté dans le Siegénien argileux de base.

Le Siegénien est bien présent, dans la partie supérieure ou les grés réservoirs se sont montrés envahis par l'eau salée, la partie inférieure du Siegénien envahie par l'argile est dépourvue de magasin (Fig.II.10).

- **Dévonien inférieur :**

- **Emsien** de 1321 à 1490m (ép.169m)

Sa limite supérieur se place au toit d'un ensemble de petits niveaux d'argiles dolomitiques silteuses et de silstones argilo-calcaires à débris d'ostracodes , de crinoïdes et de brachiopodes , ces niveaux minces intercalés dans des argiles gris-noir micacées annoncent la grosse barre de calcaires dolomitique à fin débris de crinoïdes, trilobites et ostracodes , située entre 1571 et 1381m.

En dessous l'Emsien se poursuit par une série d'argiles silteuses gris bleu à fines passées de grés fins, la base est marquée par un banc de calcaire lumachellique largement recristallisés.

- **Siegénien** de 1490 à 1895.80m (ép.405.80m)

C'est un ensemble essentiellement détritique ou l'on peut faire, pour les besoins de corrélation locale, les divisions suivantes :

a. **Ensemble C – de 1490 à 1708 m (ép.218m)**

Ce premier ensemble se compose d'une alternance de grés fins à très fins, durs et compacts, légèrement argileux ou à tendance quartzitique, et de grés fins friables, chloriteux, renfermant toujours un léger ciment argileux, les grés fins friables forment des bancs de 0.5 à 5m d'épaisseur au maximum, leur épaisseur cumulée étant d'environ 55 mètres. Tous les grés sont feldspathiques et finement micacés, ils renferment des intercalations minces (de 0.1 à 1m) de grés calcaires ou de calcaires gréseux lumachelliques.

La partie inférieure de cet ensemble, à partir de 1696m, est franchement quartzitique et annonce déjà l'ensemble B.

**b. Ensemble B – de 1708 à 1853 m (ép.145m)**

Ce deuxième ensemble, essentiellement compact et quartzitique, débute par une dizaine de mètres de calcaires lumachelliques massifs. En dessous, les grés fins, à rare feldspaths admettent des passées de siltstones argileux, d'argiles silteuses, ainsi que des niveaux de grés tendres de l'ordre d'un mètre à 1748 et 1811 m.

A partir de 1790m, le sondage traverse des grés devenant de plus en plus fins vers le bas et envahis par l'argile. A la base de l'ensemble se trouve le passage progressif des grés à des siltstones argileux et à des argiles silteuses, faciès formant une transition continue avec ceux de l'ensemble A.

**c. Ensemble A – de 1853 à 1895.80 m (ép.42.80 m)**

La série attribuée à cet ensemble est constituée de siltstones argileux finement lités à niveaux d'argiles silteuses. On note des passées de grés fins à ciment argileux et plages dolomitiques à 1853m et 1887m.

La partie inférieure du Siegénien (ensemble B et ensemble C), n'a livré aucun indice notable.

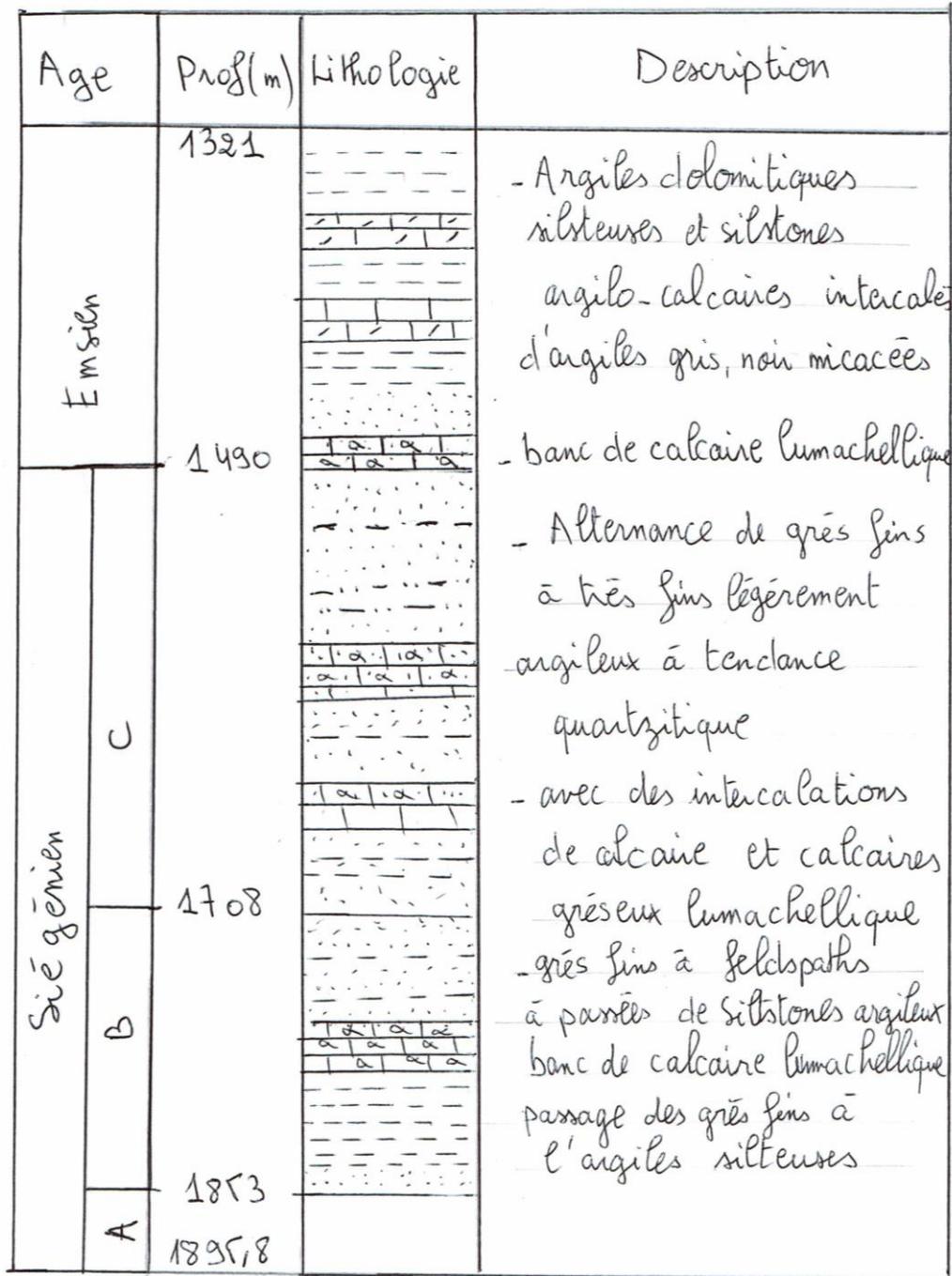


Fig.II.10 : Log sédimentologique du puits-4 (Dévonien inférieur).

### II.3.5 Le puit N°6 :

Ce forage est situé à 45 Km dans la partie Est de la zone d'étude,

- **Dévonien inférieur** (Fig.II.11)
- **Emsien** 1762- 1879 (ép.117m)

C'est une série d'argiles indurées en plaquettes, gris bleu à gris noir, finement micacées, à passées silteuses, refermant des Ostracodes, et des Spicules. Elles admettent au sommet des intercalations de petits bancs de calcaire microcristallin gris clair à fins débris qui se réunissent pour donner un ensemble massif de 1781m à 1786m.

La base de l'Emsien est marquée par une barre d'environ 3m de calcaire blanc zoogénie recristallisé à stylotithes.

- **Siegenien** de 1879 à 2208 m. profondeur finale (ép. Partielle 325 m).

C'est un ensemble essentiellement détritique, constitué de grés fins compacts gris-vert de siltstones argileux, d'argiles silteuses indurées et de grés sableux. Les différents faciès se succèdent de façon irrégulière, en bancs de quelques mètres à stratification entrecroisée ou tourbillonnaire.

On note des intercalations de calcaires gréseux lumachelliques à Brachiopodes, Polypiers, Trilobites, Crinoïdes et Bryozoaires, les bancs de calcaire ne dépassent pas un mètre d'épaisseur, ils sont fréquemment dolomités surtout dans le bas de l'étage. Dans les cent premiers mètres existent de minces niveaux (20cm environ) de microconglomérats à galets d'argiles, souvent phosphatées, et débris d'os de poissons. Les débris d'os de poissons se rencontrent du haut en bas de la série, associés à de grandes plaquettes de biotite, dans les horizons lumachelliques.

Les grés sableux possédant de bonnes qualités de roche réservoir sont des grés fins à moyens, à ciment argilo-calcaire, ils se présentent en couches de un à six mètres de puissance, leur épaisseur cumulée atteint 55m, leur porosité varie de 10 à 22%. Ils se groupent en deux ensembles principaux, l'un dans la moitié supérieure

de l'étage de 1985 à 2016m , l'autre dans la moitié inférieure de 2108 à 2158m , ces deux ensembles sont séparés par une série de cinq niveaux calcaire , lumachelliques, échelonnés de 2066m à 2080m à laquelle on peut rattacher deux bancs un peu isolés à 2098m et 2101m .

Dans le Siegénien seul le sommet de 1876m à 1885m a livré quelques indices : traces de bitume sec dans les calcaires de 1876m à 1879m, plages fluorescentes dans les grés, fluorescence à l'extraction au CCL<sub>4</sub>, et gaz dans la boue détectable au mud-logging.

Les analyses de carottes ont montré des saturations en gaz atteignant 45% du volume des pores (majorité d'homologues supérieurs) et des saturations en huile résiduelle atteignant 25%.

Jusqu'à 1895m les saturations en gaz restent fortes (maximum 59 %) ensuite elles tombent brusquement.

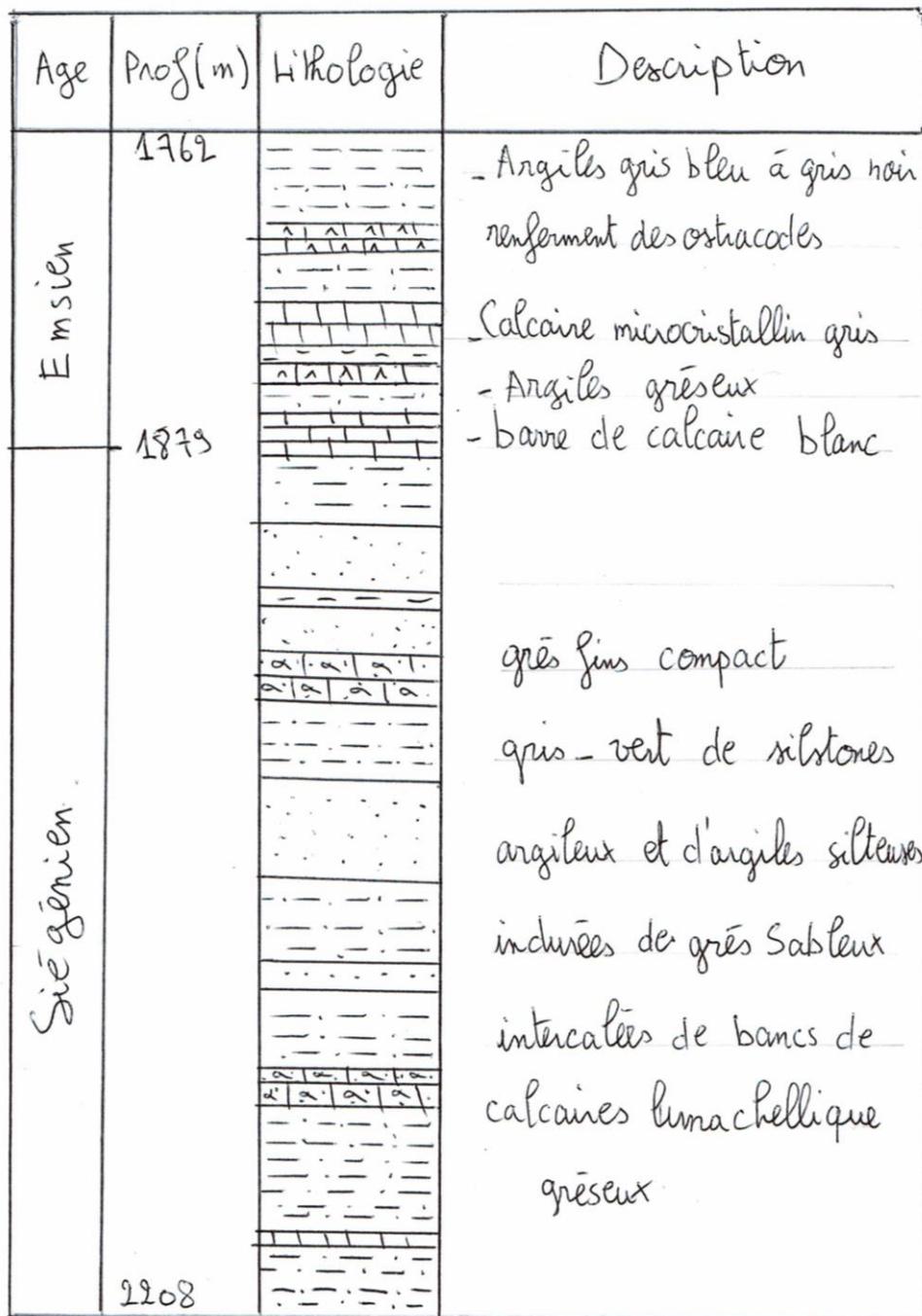


Fig.II.11 : Log sédimentologique du puits-6 (Dévonien inférieur)

### II.3.6 Le puits-7 :

Ce puits est situé au centre du permis GUERN EL GUESSA, il se trouve à 40km au NNE du puits-3, il a été foré afin d'explorer les formations gréseuses du Siegénien et de l'ordovicien, son niveau géologique d'arrêt est la zone des alternances du Cambrien. (Fig.II.12).

- **Dévonien inférieur** : de 1661m à 2592 m (ép. 931m)
- **Emsien** de 1661 à 1927.5 m (ép. 266.5 m)

Argile gris-foncé, légèrement dolomitique, calcaire blanc, tendre à compact cryptocristallin, très fines à passés de siltstone à grés très fin. Traces de fossile et de pyrite.

- **Siegénien** de 1927.5m à 2283 m (ép. 355.5 m)

Grés gris-blanc à blanc, fin, siliceux à quartzitique, parfois friable et dolomitique. Argile gris-foncé avec calcaire blanc cryptocristallin fossilifère.

- **Gédinnien** de 2283m à 2592 m (ép. 309 m)

Argile gris-clair à gris-noir, micacée, grés blanc, fin, parfois argileux passés de calcaire blanc. Trace de pyrite.

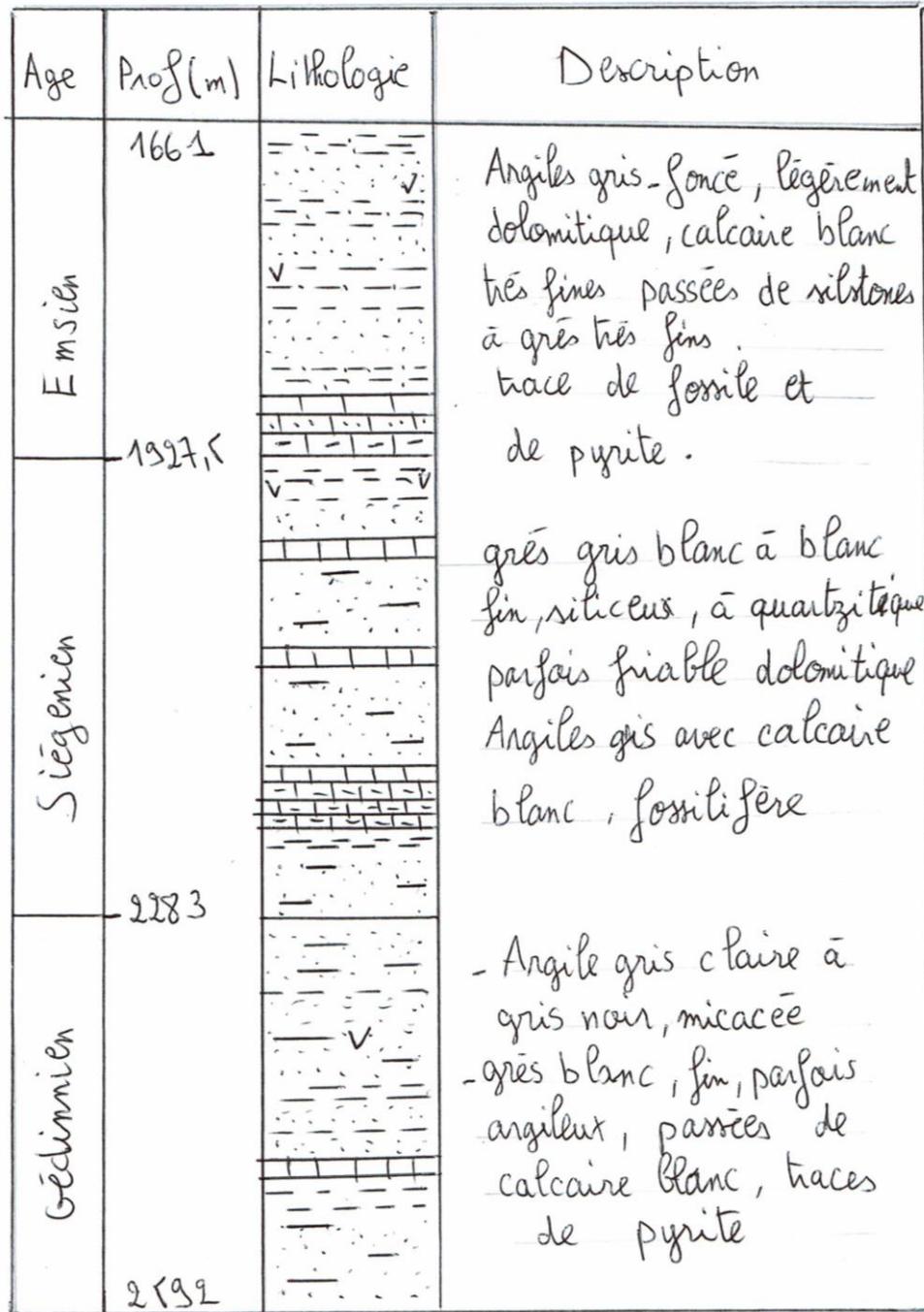


Fig.II.12 : Log sédimentologique du puits-7 (D votionien inférieur)

### III.3.7 Le puit N°8 :

Ce sondage est situé au nord-ouest du permis de NEGUIDENE, il se trouve à 70km au sud-ouest du puit N°6, son niveau géologique d'arrêt l'argile de Tiferouine de l'ordovicien. (Fig.II.13)

- **Dévonien inférieur :**

- **Emsien** de 895.5 à 1204m (ép. 308.5 m)

Alternance de marne gris-foncé à gris-clair , fortement silteuse , légèrement dolomitique , friable à pulvérulent , d'argile gris-foncé à grise , tendre à pâteuse , silteuse , micacée , légèrement carbonatée , de calcaire gris-foncé à gris-clair , organodétritique , microcristallin , dur à tendre , parfois gréseuses et de fines passées de grés gris-clair , très fin silico-carbonaté , argileux , micacé et pyriteux .

- **Siegénien** de 1204 à 1465m (ép. 261m)

Grés beige , gris-clair , gris-beige , fin à très fin , siliceux , micacé , compact à friable , argileux , carbonaté avec fines passées d'argile grise à gris-clair , tendre à pâteuse , parfois silteuse et carbonatée et intercalation de calcaire blanc , beige , crayeux , souvent , souvent gréseux , microcristallin avec inclusions de calcite .

- **Gédinnien** de 1405 à 1628 m (ép. 263m)

Argile gris-foncé à noire , compacte , indurée , légèrement silteuse et carbonatée , devenant par endroits marne noire, indurée, rarement charbonneuse avec intercalation et passées de calcaire gris-foncé à noir , cryptocristallin , argileux , pulvérulent , à la base des passées de silstone noire à gris-noire , compacts , finement micacés à grés gris-clair , très fin , compact à ciment siliceux-carbonaté .

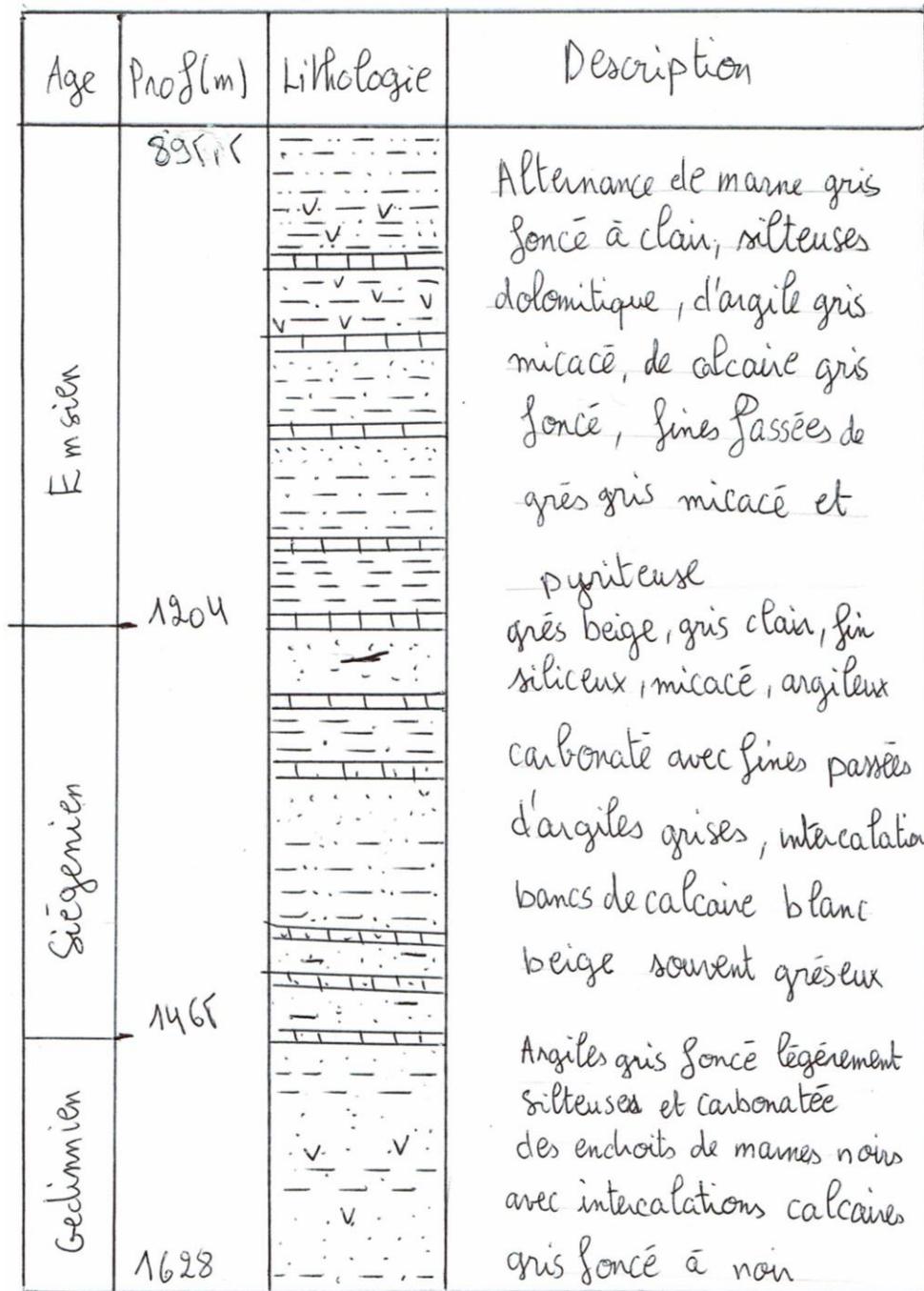


Fig. II.13 : Log sédimentologique du puits-8 (Dévonien inférieur)

## II.4. Description des carottes du puits N°3 :

L'intervalle du Siegénien-Gédinnien est de **1715 à 2474m**. Son épaisseur est de 759m. Vingt-deux carottes ont été récupérées et décrites dans cet intervalle.

Le réservoir Siegénien-Gédinnien peut être subdivisé en deux grands ensembles, dont le deuxième peut être considéré comme une zone de passage au Gothlandien.

### II.4.1 Ensemble I : de 1715 à 2042m :

Il s'agit d'une alternance assez régulière de grès fins argileux et d'argiles noires finement micacées, avec intercalations de grès marno-calcaires et de grès fins- calcaires à Trilobites, Brachiopodes, Crinoïdes et Ptéropodes, passant à des grès marneux friables avec alternance rapide de bancs gréseux fins dolomitiques et de grès fins friables micacés dans des argiles silteuses micacées avec quelques passées de calcaires gréseux lumachelliques.

La description des 22 carottes a permis de distinguer les faciès suivants :

#### ➤ Carotte N° 24 (1730.7 à 1732m)

Faciès grés-argileux (1730.7 à 1732m) :

Le sommet de cet intervalle est composé de grès fins, compacts micacés, avec passées de quartzites blancs, et de grès arkosique peu consolidé, sa base est un grès argileux avec intercalation d'argiles noires micacées.

#### ➤ Carotte N° 25 (1777.4 à 1779m)

Faciès grès marno-calcaires (1777.4 à 1779m)

C'est une alternance de grès marno-calcaire de grès fins- calcaires à Trilobites, Brachiopodes, Crinoïdes et Ptéropodes, et d'argiles noires micacées.

➤ **Carotte N° 26 (1832.5 à 1835.7m)**

Faciès grés-argileux dolomitique à calcaire gréseux (1832.5 à 1835.7m) :

C'est une alternance de grès argileux à passées dolomitiques et de calcaires gréseux à Entroques, Brachiopodes, Orthocères, Ostracodes, Bryozoaires, avec de rares intercalations de grès marneux friable.

➤ **Carotte N° 27 (1881.8 à 1884.3m)**

Faciès grés-argileux à marneux (1881.8 à 1884.3m) :

Grès très fin argileux à passées et nodules de marnes noires micacés à Ostracodes et Crinoïdes.

➤ **Carotte N° 28 (1941 à 1945m)**

Faciès calcaires-gréseux lumachelliques à grès argileux (1941 à 1945m) :

C'est un calcaire gréseux lumachellique à Brachiopodes, Bryozoaires, Ostracodes et Trilobites, avec intercalations de grès fin argileux friable.

➤ **Carotte N° 29 (1968.9 à 1973 m)**

Faciès grès argileux dolomitique (1968.9 à 1973 m):

Il s'agit de grès fins friables argileux dolomitiques à lits fins d'argile micacée.

➤ **Carotte N° 30 (1973 à 1975m)**

Faciès gréseux dolomitique (1973 à 1975m) :

Grès lumachellique et dolomitiques à Briozoaires, Brachiopodes, Polypiers et Entroques.

➤ **Carotte N° 31 (1984 à 1986m) et Carotte N°32 (1986 à1988m)**

Faciès grès argileux dolomitique :

Il s'agit de grès fins sableux gris foncé et argileux, avec intercalation d'un petit banc de grès dolomitique.

➤ **Carotte N° 33 (1997 à 2002m) et Carotte N° 34 (2002 à 2004.2m) :**

Faciès gréseux à calcaires lumachelliques :

C'est une alternance de grès fins sableux, parfois compact dolomitiques, et de calcaires gréseux lumachelliques.

➤ **Carotte N° 35 (2010.2 à 2013.2m)**

Faciès gréseux à calcaires lumachelliques :

C'est le même faciès décrit précédemment, avec présence d'encrinite détritique à Bryozoaires abondant

➤ **Carotte N° 36 (2027 à 2029m)**

Faciès gréseux à calcaires lumachelliques :

Grès fin sableux à passées de calcaires gréseux lumachelliques.

Faciès calcaire gréseux lumachellique à argile silteuse (2029 à 2042m) :

Le sommet de cet intervalle est constitué de grès fin sableux, et de calcaire gréseux lumachellique. La base de cet intervalle est une argile silteuse gris-noir, micacée.

**Remarque :**

Les niveaux lumachelliques sont particulièrement riches en Entroques, Brachiopodes, Bryozoaires et Orthocères, les niveaux marneux ont donné des microfaunes de Ptéropodes et d'Ostracodes caractéristiques.

Ces alternances lithologiques dénotent une sédimentation rythmique.

On a noté en outre dans cette série des niveaux arkosiques en particulier à 1730m, des germes d'oolithes ferrugineuses à 1941 m, et quelques surfaces ligniteuses, notamment à 2010 m.

**II.4.2 Ensemble II : de 2042 à 2474m :** c'est une série monotone plus fine d'argiles silteuses gris-noir micacée indurée à passées de siltstones et de grès fins argileux. Un horizon de microbrèche argileuse à passées lumachelliques s'intercale dans cet

ensemble de 2175 à 2195m. Des traces de vers notamment à 2325m, dénotent une sédimentation très peu profonde.

A 2380m, une carotte a donné une faune de Nucules, d'Orthocères, de Conulaires. D'autre part, la partie très jaune inférieure de cette série à partir de 2380m renferme une microfaune d'Ostracodes et de Ptéropodes que l'on connaît par ailleurs à la base du Dévonien inférieur de la coupe de Ben Zireg.

Cet ensemble comporte les faciès suivants :

➤ **Carotte N° 37 (2051 à 2053m)**

Faciès argile silteuse (2051 à 2053m) :

Argile silteuse gris noir, micacée.

➤ **Carotte N° 38 (2102.7 à 2104.7m)**

Faciès argile silteuse (2102.7 à 2104.7m) :

Argile silteuse gris noir micacée.

➤ **Carotte N° 39 (2155 à 2157m)**

Faciès argile silteuse (2155 à 2157m) :

Argiles indurées finement micacées, légèrement silteuse, et quartzitique.

➤ **Carotte N° 40 (2188 à 2190m)**

Faciès calcaires gréseux (2188 à 2190m) :

Il s'agit d'un niveau de calcaire gréseux lumachellique à débris de Trilobites, Entroques, Ptéropodes, Annelés et débris organiques cutinisés

➤ **Carotte N° 41 (2270.7 à 2271.7m)**

Faciès grés-calcaires dolomitique (2270.7 à 2271.7m) :

C'est un grès calcaires dolomitiques beige, légèrement silicifiés.

➤ **Carotte N° 42 (2284.9 à 2291.3m)**

Faciès grès-calcaires dolomitique (2284.9 à 2291.3m) :

Grès calcaires dolomitiques beige, légèrement silicifiés intercalés de fines passées d'argiles silteuses (cet intervalle est azoïque)

➤ **Carotte N° 43 (2324.5 à 2326.6m)**

Faciès grès-calcaires (2324.5 à 2326.6m) :

grès très fins, compacts, avec passées de grès- calcaires bruns et roses, micacés.

➤ **Carotte N° 44 (2378.6 à 2381.6m)**

Faciès grès-calcaréo-dolomitiques (2378.6 à 2381.6m)

Grès blancs fins calcaréo-dolomitiques, intercalés d'argiles silteuses à Ostracodes, Ptéropodes, Nucules, Orthocères, et Conulaires.

➤ **Carotte N° 45 (2442.5 à 2448.5m)**

Faciès silt-argileux (2442.5 à 2448.5m) :

C'est un siltstone chloriteux, argilo-ferrugineux, azoïque.

La base de cet intervalle est une argile silteuse gris noir fortement micacée, avec quelques petits bancs de grès calcaireux et calcaires microcristallins à Ostracodes, Ptéropodes, Articles d'Encrines, Nucules et Lamellibranches.

## **II.5 Présentation du dévonien inférieur de la zone d'étude :**

### **II.5.1 Stratigraphie et milieux de dépôts :**

Le Dévonien inférieur affleure dans la chaîne de l'Ougarta et au NE du bassin de Béchar (Ben Zireg et Teniet Ghenia). A l'Ougarta, des lacunes de sédimentation sont observées entre le Dévonien inférieur et le Silurien, alors qu'à Béchar des lacunes et des réductions de séries donnent la preuve de l'existence d'une zone émergée.

Dans les régions de oued Namous et Oued Rharbi, le puits-3 a montré l'absence des séries a la base du Dévonien inférieur.

Le Dévonien inférieur est défini pour la première fois dans la chaîne de l'Ougarta; il comprend de bas en haut les formations suivantes :

- **Zéimlet** (200 m d'épaisseur)

Cette formation fait suite aux argiles à graptolites du Silurien (argiles de oued Ali). Elle débute par une dalle décimétrique de calcaire bleuté à noir à nombreux calices de siphocrinites sp. Lamellibranches, gastéropodes et orthocères. Après une vingtaine de mètres d'argiles grises se développe une série grés-argileuse comprenant de minces bancs de silts et de grés fins gris à micro-stratifications obliques, de fines intercalations d'argiles silteuses grise en plaquettes, à graptolites et quelques bancs lumachelliques calcaires lenticulaires.

Les carbonates apparaissent dans les grès supérieurs et leur pourcentage dans la série va en augmentant. La formation se termine par un banc métrique de calcaire gris à noir, argileux à nombreux orthocères.

Les faunes récoltées ont permis d'attribuer à cette formation de Zeimlet l'âge Gédinnien.

- 1 Monograptus aff.aequabilis Pribyl
- 2 Monograptus zeimleti
- 3 Parahomalonotus nov.sp

- **Saheb El Djir**

Cette formation est essentiellement composée d'argiles silteuses à passées de calcaires bleutés. Elle est aussi datée Gédinnien grâce à la découverte des faunes suivantes :

- 1 Conodontes
  - 2 Monograptus uniformis aff.praehercynicus Jaeger
- **Dkhissa**

La formation est essentiellement gréseuse et argilo-gréseuse et comportant toujours des horizons carbonatés lumachelliques.

La partie inférieure et moyenne de Dkhissa sont essentiellement argilo-gréseuse avec en particulier un faciès chloriteux à grés fins. Cependant, la partie supérieure de cette formation est composée de bancs de grés décimétriques à métriques à stratifications obliques et à mégarides. Ces passages gréseux alternent

avec des séquences argileuses ou argilo-gréseuses ayant toujours des traces de chlorites. Les calcaires lumachelliques deviennent de plus en plus nombreux au sommet. A la fin, cette formation est couronnée par une barre calcaire lumachellique à nombreux orthocères, de 10 m d'épaisseur qu'on appelle « muraille de Chine ».

L'âge de la formation correspond au Gédinnien pour la partie inférieure et moyenne et Siegénien pour la partie supérieure.

La faune caractéristique de cette formation de Dkhissa est la suivante :

- Pour le Gédinnien, il s'agit de *Rhenops ebbae* Richter, *Tentaculites* sp, *Burmeisteria* (*Dinogus*) nov.sp. et *Acastella* nov.sp. E.
- Pour le Siegénien, il s'agit d'*Acrospirifer paradoxus* Schlotheim, *Brachispirifer rouseaui* rouault et *Histerolites hystericus* Schlotheim.

Les travaux réalisés antérieurement dans ce secteur par R. DU Draesnay et J.Lafuste-1960 à 1970, ont permis d'affirmer que les affleurements sporadiques du Dévonien représentent l'Emsien au Famménien. Le Dévonien est incomplet, antérieurement à l'Emsien. Du fait qu'il y ait une diminution d'épaisseur, très sensible et rapide, du Sud vers le Nord, soit sur une quinzaine de kilomètres (615 m à 100 m), R. Du Dresnay et J.Lafuste ont pensé qu'au Nord, l'absence du Dévonien pourrait être expliquée par un non-dépôt, dû à la présence éventuelle d'une ride Est Ouest au niveau du Haut Atlas.

Dans l'erg occidental, en particulier au Nord de Gourara qui correspond à Oued Namous et Oued Rharbi, les puits (1, 3, 4, 6, 7) ont traversé un Dévonien inférieur ressemblant à celui de l'Ougarta. Antérieurement, durant les années soixante, l'équivalence

Ougarta (Affleurements)		Erg Occidental (forages)	
<b>Dkhissa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Membre Supérieur</i> Gréseux</li> <li>▪ <i>Membre Inférieur et moyen</i> argilo-gréseux</li> </ul>	Formation de Oued Namous	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Membre supérieur gréseux.</li> <li>▪ Membre inférieur argilo-gréseux</li> </ul>
<b>Saheb El Djir</b>	Argile calcaire	Formation de Oued Méhaïguene	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Membre supérieur argilo-gréseux</li> </ul>
<b>Zeimlet</b>	Gréseux		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Membre inférieur argileux</li> </ul>

**Tableau II.1** : Tableau d'équivalence entre l'affleurement à l'Ougarta et le forage dans l'Erg occidental

Dans cette région, le Siegénien-Gédinnien débute par des intercalations argileuses avec de fréquents passages de niveaux gréseux fins (formation de Zeimlet de l'Ougarta).

L'apport devient de plus en plus important au sommet de cette formation. C'est une séquence HST, limitée à la base et au sommet par des discontinuités sédimentaires.

Elle n'existe pas au niveau du puits-3 ; à cette époque cette zone est restée sans dépôts.

La séquence HST qui constitue une zone de passage, du Silurien vers le Dévonien inférieur, comprend des argiles silteuses et des bancs de grés ortho-quartzitiques devenant grossiers et plus importants au sommet de la série.

La sédimentation est typique du delta, généralement des argiles d'origine peu profonde et pauvres en faunes et des grés fluviaux importants.

Au niveau des puits-1 et 7, les séries correspondent à des « coarsening-up et thickening-up » qui sont assimilées à des épisodes de progradation de delta avec subsidence, et donc à des périodes de régression relative.

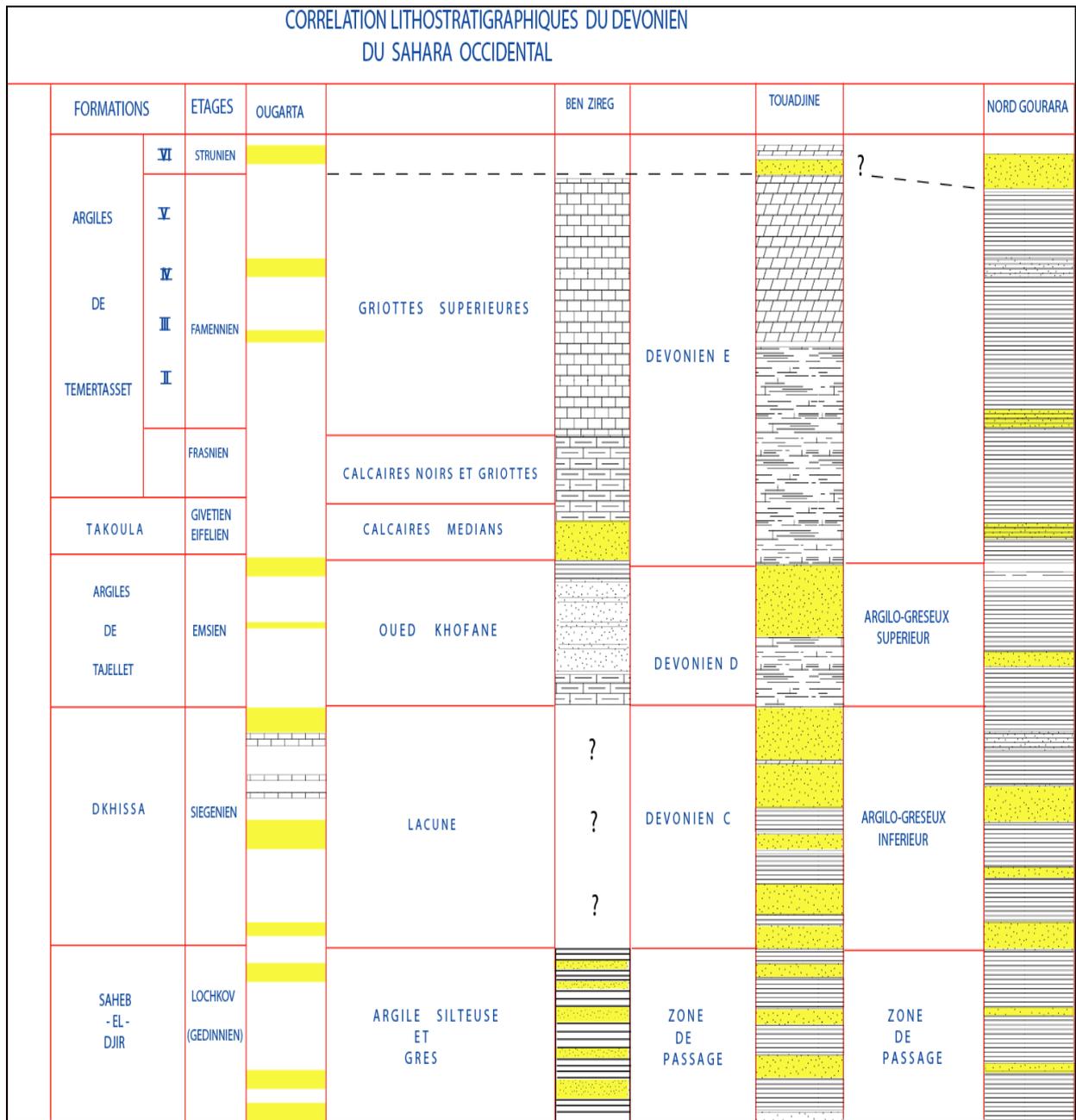
La formation Saheb El Djir et la formation de base de Dkhissa (inférieur et moyen) définies à l'Ougarta correspondent à une seule unité qui comprend des bancs de grés offshore à influence de marée. Elle est limitée à la base par une discontinuité sédimentaire et au sommet par une surface d'érosion (troncature). C'est une séquence LST qui comprend des séries « finning-up et thinning-up » et aussi parfois des séries à épaisseurs variables de grés, caractérisant une fin de progradation du delta.

Le Siegénien se termine par la formation du Dkhissa supérieur. C'est une unité composée de grés francs et d'argiles silteuses à traces de pyrites. Elle correspond à une séquence HST où se développent des séries « coarsening-up et thickening-up » marquant le retour des épisodes de progradation du Delta. Cette séquence est limitée à la base par une surface d'érosion et au sommet par une discontinuité sédimentaire.

L'Emsien correspond à une période de transgression marine régionale qui a permis le dépôt d'une séquence TST débutant par des bancs calcaires à Orthocères. L'Emsien moyen et supérieur comprend un ensemble argilo-gréseux caractéristique d'un milieu infra-néritique favorable au développement des brachiopodes et des trilobites.

Au cours du Siegénien, des mouvements tectoniques en relation avec la phase ardennaise, sont à l'origine d'un matériel clastique abondant et grossier. A cette époque, la mer s'étendait à l'Ouest.

A cet endroit, il y a une importante lacune de sédimentation entre le Gédinnien et l'Emsien, soulignée par des altérations de type continental. Ces considérations permettent d'avancer qu'il y a eu émergence totale au Siegénien qui semble être un phénomène général dans ces zones bordant au Nord, la plate-forme saharienne.



**Tableau II.2** : corrélation lithostratigraphique du dévonien du Sahara occidental

A partir du Siegénien-Gédinnien moyen, la sédimentation gréseuse proprement dite, s’est étalée sur tout le Sahara occidental, parfois en discordance sur des termes anciens tels que le silurien dans la région de Méharez.

Les épaisseurs des grés moyens à grossiers légèrement argileux sont plus importants dans la région de oued Rharbi, alors qu’à l’Est de l’ensellement de Djofra, la voûte d’Allal et la dépression de Gourara, la sédimentation gréseuse est

relativement moins importante; et de ce fait on ne peut pas donner aux apports gréseux une origine méridionale.

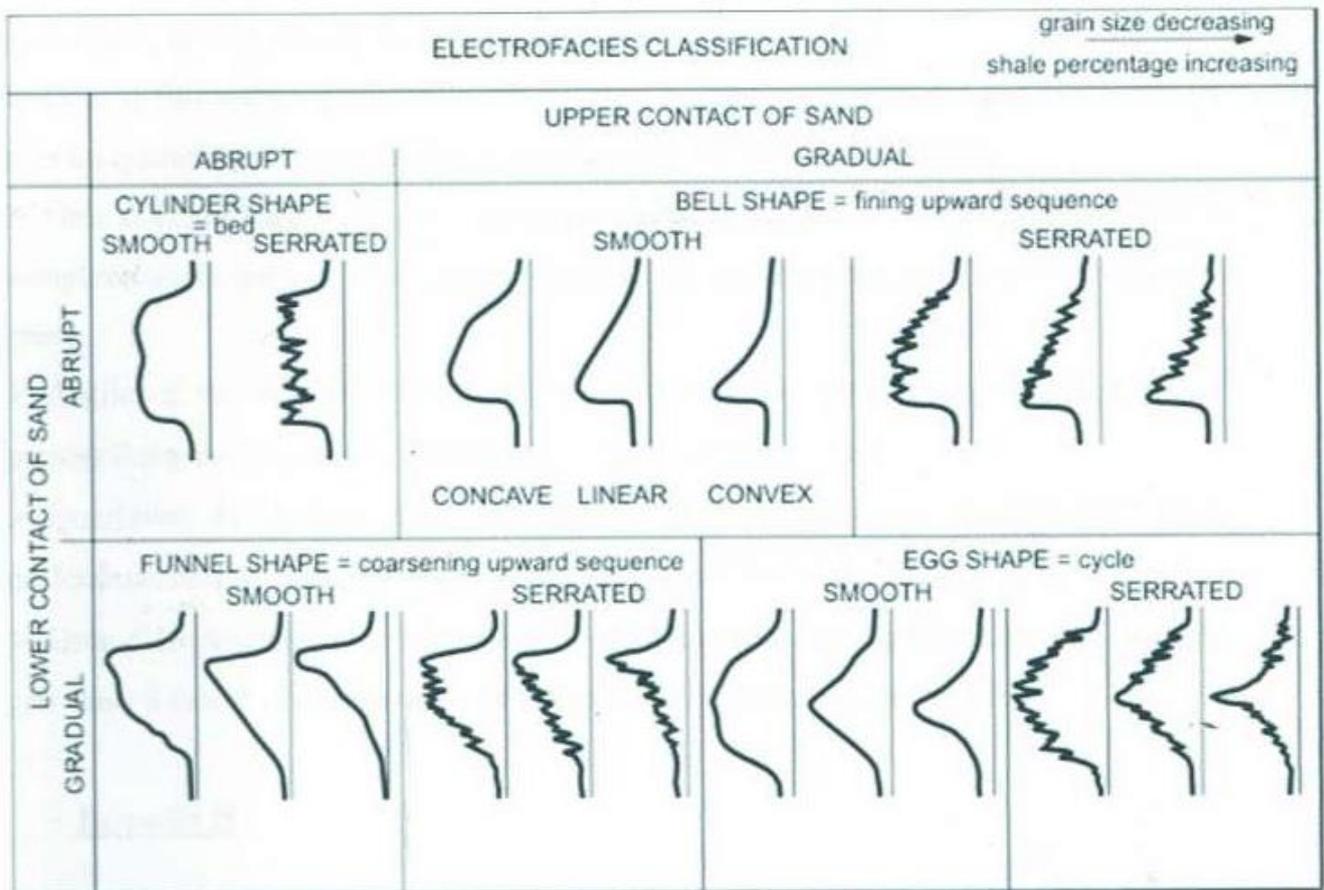
Les grés proviendraient d'un démantèlement de relief très proche qui ne serait que la paléoride de l'Atlas Algéro-marocain.

### **II.6.La diagraphie**

Les diagraphies sont des techniques géophysiques mise en œuvre à l'intérieur d'un forage. Elles servent à mesurer en place un paramètre physique caractéristique du terrain, avec la meilleure résolution verticale possible. On distingue deux types : les diagraphies instantanées, réalisées pendant le forage ; et les diagraphies différées, sont enregistrées ultérieurement lors de la descente d'un outil dans le puits.

L'enregistrement se présente sous forme de courbes évoluant en fonction de la profondeur.

Chaque couche a une réponse diagraphique différente par rapport aux autres, cet enregistrement ce qu'on appelle un électrofaciès, nous permet de faire un découpage lithologique des formations traversées.



**Fig.II.14** : Classification des électrofaciés d’après la courbe de potentiel spontané (O.Serra 1986)

Dans le but de faire une corrélation diagraphique Ouest-Est du dévonien inférieur de la région d’étude (Fig.15), deux types de diagraphies ont été utilisé :

❖ **Diagraphie de radioactivité naturelle Gamma-ray :**

Cette radioactivité est due à la désintégration des trois éléments radioactifs présents dans la roche : l’Uranium (**U**), le Thorium (**Th**) et le Potassium (**K**). La capacité des rayons Gamma pour discriminer les zones perméables des autres provient du fait que les éléments radioactifs ont tendance à être concentrés dans les argiles qui sont imperméables et beaucoup moins dans les carbonates et les sables qui sont généralement perméables.

**❖ Diagraphie sonique :**

Elle mesure les temps de propagations, le long des parois du puits, d'une onde acoustique **P** pour parcourir la distance émetteurs-récepteurs.

Le temps de parcours  $\Delta t$  ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) dépend de la nature lithologique, de la porosité et du type de fluides contenus dans les pores.

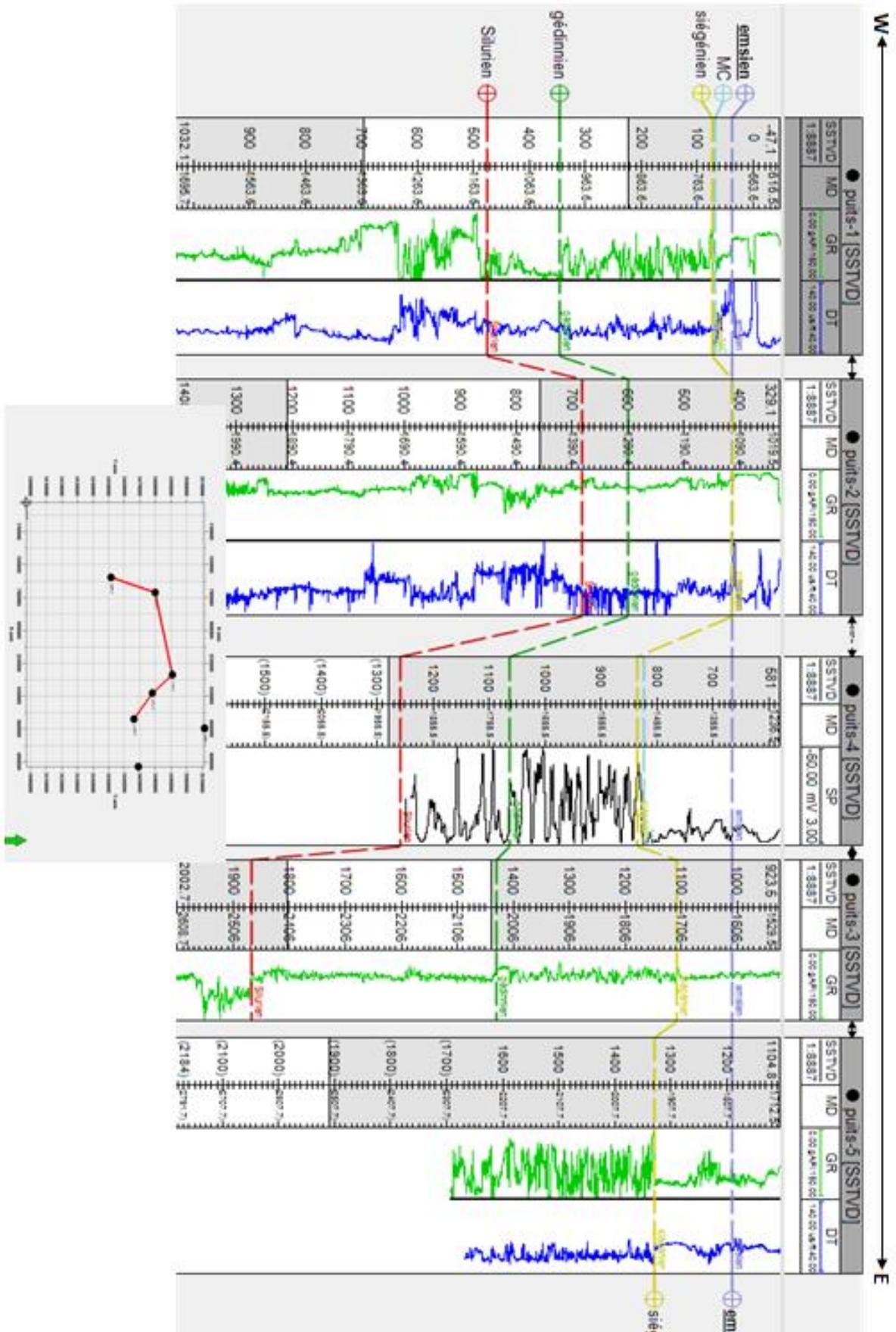
Le temps du parcours est traduit en porosité sonique par la relation :

$$\phi_s = (\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Avec :

$\Delta t_{ma}$  : temps de parcours de la matrice.

$\Delta t_f$  : temps de parcours de la boue.



## II.7 Interprétation de la corrélation diagraphique :

L'objectif principal de cette corrélation est de suivre l'extension latérale des réservoirs du Dévonien inférieur dans la partie Ouest-Est de la région d'étude.

L'extension de l'épaisseur du Dévonien inférieur à travers les puits 1 , 2 , 4 , 3 et 5 dans la partie Ouest-Est de la région est variable (Fig.II.15) . En général elle est bien développé à travers les différents puits où elle atteint son maximum (858.24 m) au niveau du puits-3 et son minimum (268.05 m) au niveau du puits-2 qui est le sommet de la voute, les flancs de cette dernière sont représentés à l'Ouest par les puits-4 et 3 et à l'Est par le puits-1.

Dans le puits-2 on remarque l'absence de l'Emsien ce qui indique une érosion causée par la Discordance Hercynienne.

## II.8 Résultats des tests des puits de la zone d'étude :

### ✓ Puits-1 :

- **Test N° 1 :** Boue émulsionnée de gaz combustible (de 737.1 m à 755.1 m)
- **Test N° 2 :** Boue (de 752.1m à 788.1 m)
- **Test N° 3 :** Boue + eau salée (de 792.95 m à 828.95 m)
- **Test N° 4 :** Boue + eau salée émulsionnée de gaz combustible (de 896.8 m à 913.3 m)
- **Test N° 5 :** Boue polluée par l'eau salée (de 1142.7 m à 1160.7 m)
- **Test N°6** (de 1312.22 m à 1413.4 m) , **test N°7** (de 1557.93 m à 1605 m) , **test N°8** (de 1765.92 m à 1784.8 m) , **test N° 9** (de 1798.72 m à 1817.6 m) , **test N° 10** (de 1800.02 m à 1820.7 m) , **test N° 11** (de 1822.52 m à 1843.2 m) , **test N° 12** (de 1845.52 m à 1859.4 m) , **test N°13** (de 1948.32 m à 1967.2 m) : Boue

### ✓ Puits-2 :

Dans ce puits, on n'a pas rencontré d'indices importants d'hydrocarbures. Aucun test n'a été effectué. Le puits a été rebouché et abandonné comme puits sec.

✓ **Puits-3 :**

Au Dévonien inférieur et plus particulièrement la zone (de 1710 m à 2050 m) s'est révélée intéressante, ses carottes ont montré de nettes traces d'huile et de gaz.

✓ **Puits-4 :**

Il a été effectué un test en cours de forage au toit du Siégénien à la suite de l'observation de la fluorescence dans la carotte n°7. Ce test a débité 2300 l d'eau salée émulsionnée de Méthane à 1895.8 m.

✓ **Puits-6 :**

Trois tests ont été effectués dans les grès du Siégénien, le test trois recouvrant les carottes 15, 16, 17, 18 qui avaient donné des fluorescences au sommet de l'étage a fourni un débit de gaz d'environ 10 m<sup>3</sup>/heure (méthane), le test quatre et cinq intéressaient des couches de grès sableuses reconnues par le carottage, ne présentant aucun indice.

✓ **Puits-7 :**

Aucun indice d'hydrocarbures important n'a été rencontré dans ce forage. Le Siégénien testé par six tests a donné une venue de boue avec eau salée (test N°1 et N°6), tandis que le Gédinnien a débité de la boue (test N°7).

✓ **Puits-8 :**

Des indices de gaz ont été rencontrés dans l'Emsien et le Gédinnien.

**II.9 Conclusion :**

Vu l'absence de données paléontologiques et de certains repères pour séparer le Gédinnien du Siegénien, nous considérons ces deux étages comme une seule entité grés-argileuse.

Lithologiquement, cette unité comprend deux ensembles :

- Un ensemble argileux à la base : celui-ci comprend des alternances d'argiles et de grés dont l'épaisseur des bancs est réduite.
- Un ensemble gréseux au sommet : Les grés sont plus abondants, il ya aussi présence des calcaires et d'argiles.

# *CHAPITRE III*

## *CARACTERISATION PETROPHYSIQUE*

### III .1.Etude des paramètres pétrophysiques :

#### III.1.1 Introduction :

La plus part des gisements de pétrole et de gaz ce rapportent aux roches sédimentaires. Celles-ci, sont constituées par des grains de matière solide, de forme quelconque, cimentés entre eux. Les espaces vides donnent à la roche la possibilité de contenir des fluides. Autrement dit, la roche est poreuse et perméable. Dans le cas de présence de pétrole ou de gaz dans les espaces vides, cette roche est dite« roche réservoir ou roche magasin ».

Des cartes de propriétés ont été établies à partir du logiciel « surfer », en utilisant les moyennes arithmétiques et géométriques, respectivement des données de porosité et de perméabilité pour tous le réservoir Siegénien dans la région de Timimoun nord.

Le but de ce chapitre est l'évolution quantitative et qualitative des mesures pétrophysiques sur la carotte de puits qui traverse le réservoir Siegénien dans la région de Timimoun nord.

L'objectif d'une étude pétrophysique est de mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétrophysiques ; porosité, perméabilité et de certains paramètres géologiques, en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés, ceci est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides, grâce à cela on pourra parvenir à une exploration optimale du réservoir en question.

#### III.1.2. La porosité :

##### III.1.2.a.Définition :

Elle est donnée par la relation suivante :

$$P = V_p / V_t$$

Où :

**P** : Porosité (%)

**V<sub>p</sub>** : Volume des pores.

**V<sub>t</sub>** : Volume total de l'échantillon.

La porosité dépend de la dimension des grains, leur forme, leur distribution, leur arrangement, du ciment et de la compaction des couches.

**III.1.2.b. Qualité de la porosité :** Dans les gisements exploités, la porosité des roches réservoirs est :

- Très faible si elle est inférieure à **5 %**.
- Faible si elle est comprise entre **5 %** et **10 %**.
- Moyenne si elle est comprise entre **10 %** et **15 %**.
- Bonne si elle est comprise entre **15 %** et **20 %**.
- Très bonne si elle est comprise entre **20 %** et **25%**.
- Excellente si elle dépasse les **25%**.

**III.1.2.c. Calcul de la moyenne :**

Le calcul des moyennes de la porosité nous permettra de déterminer les drains qui présentent les meilleures valeurs, ce calcul s'effectue comme suit :

$$Ma = (X1+X2+X3+.....+Xn)/n$$

Où :

**Ma** : Moyenne arithmétique.

**Xi** : Valeur mesurée.

**n** : Nombre des valeurs mesurées.

**III.1.2.d. Détermination de la porosité :**

La porosité peut être déterminée par plusieurs façons :

- Etudes des carottes au laboratoire.
- Etudes des lames minces.
- Par les méthodes diagraphiques.

**III.1.3. La perméabilité :**

Elle est donnée par la relation suivante :

$$K = (\mu QL) (S.dp). \text{ (Darcy). } Dp = p-p$$

○ Où :

- **K** : Perméabilité (**Darcy**).
- **μ** : Viscosité du fluide (**cp**).

- **Q** : Volume d'eau écoule par unité de temps (**cm/s**).
- **L** : Longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement (**cm**).
- **S** : Surface de la couche filtrante (**cm**).
- **p** : pression entrante (**atm**).
- **p** : pression sortante (**atm**).

### III.1.3.a. Qualité de la perméabilité :

La perméabilité est :

- ✓ Très faible si elle est inférieure à **1 md**.
- ✓ Faible si elle est comprise entre **1 md** et **10 md**.
- ✓ Médiocre si elle est comprise entre **10 md** et **50 md**.
- ✓ Moyenne si elle est comprise entre **50 md** et **200 md**.
- ✓ Bonne si elle est comprise entre **200md** et **500 md**.
- ✓ Excellente si elle supérieure à **1 D**.

### III.1.3.b. Calcul de la moyenne :

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

$$\bar{x} = \sqrt[n]{x_1 \times x_2 \times \dots \times x_n} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i}$$

**$\bar{X}$** : Moyenne géométrique (**md**).

**xi** : Valeur mesurée.

**n** : Nombre des valeurs mesurées.

### III.1.4. Cartes en isovaleur

Afin de définir la géométrie des réservoirs dans la région d'étude, les cartes en isobathes, au toit du réservoir et les cartes en isopaques pour chaque niveau ont été établies

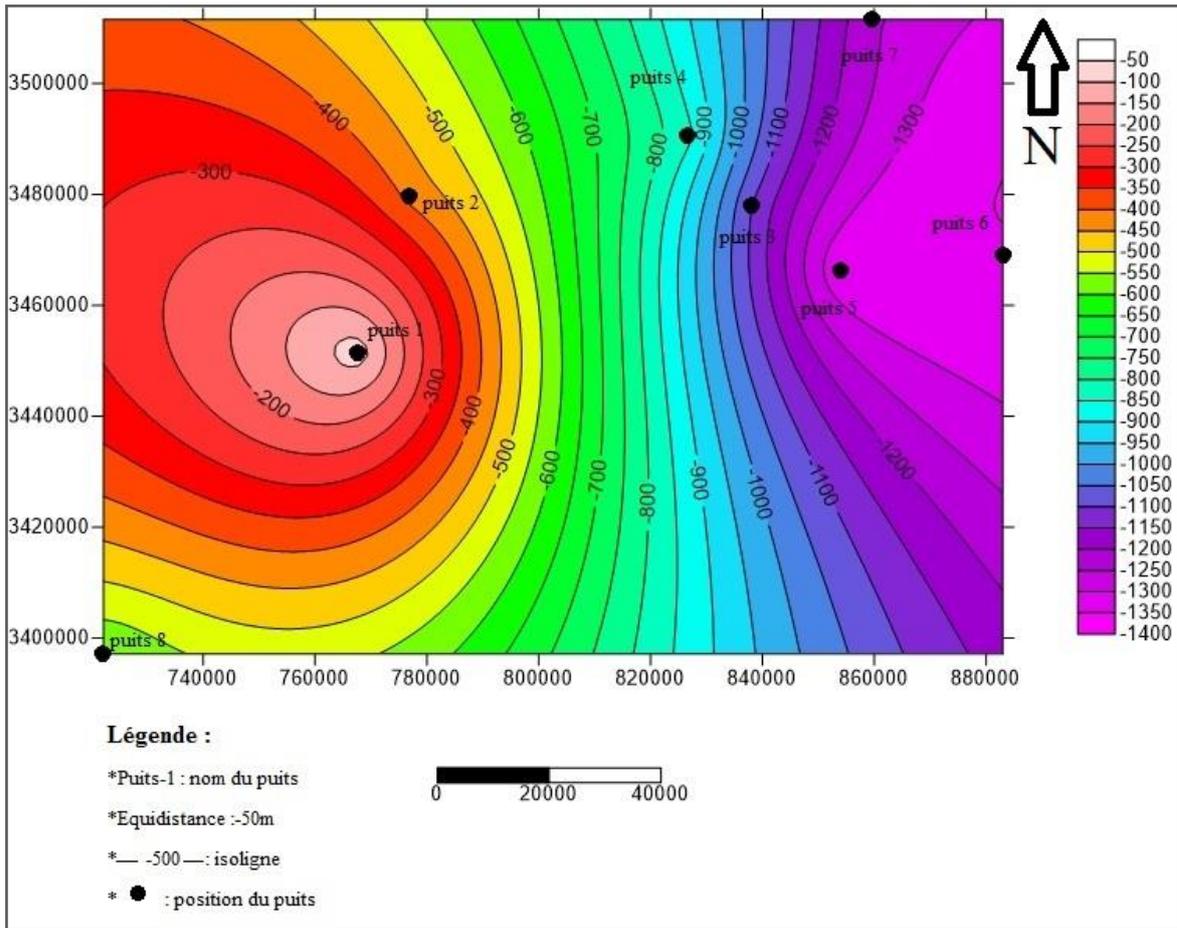
**III.1.4.1. Carte en isobathes au toit du réservoir Siégénien**

- **Tableau des données de base**

Les côtes au toit du réservoir sont reportées dans le tableau suivant :

<b>N° Puits</b>	<b>X (m)</b>	<b>Y (m)</b>	<b>Toit du Siégénien (m)</b>
Puits-1	<b>767684.05</b>	<b>3451512.3</b>	<b>-73</b>
Puits-2	<b>776905</b>	<b>3479819.9</b>	<b>-414</b>
Puits-3	<b>838155.56</b>	<b>3478058.42</b>	<b>-1102</b>
Puits-4	<b>811311.12</b>	<b>3513858.07</b>	<b>-834</b>
Puits-5	<b>85961.79</b>	<b>3466207.99</b>	<b>-1328</b>
Puits-6	<b>882968.84</b>	<b>3469062.93</b>	<b>-1344</b>
Puits-7	<b>859577.37</b>	<b>3511509.74</b>	<b>-1240</b>
Puits-8	<b>722169.58</b>	<b>3397117.95</b>	<b>-596</b>

**Tableau III.1** : Les côtes au toit du réservoir



**Fig.III.1** : carte en isobathe au toit du réservoir Siegénien.

La carte en isobathe au toit du Siegénien nous indique la variation de la profondeur dans notre région. Le sommet de l'anticlinal se trouve à l'ouest, plus exactement au niveau du puits-1 où la profondeur est de -73 m.

La profondeur augmente en allant vers l'est jusqu'à atteindre son maximum au niveau du puits-6 où elle est égale à -1344m. Les puits-2, 4, 3 et 5 se trouvent plus au centre de la région où la pente est forte par rapport à l'Est et à l'Ouest. Leurs profondeurs sont respectivement comme suit : - 414m, - 834m, -1102m et - 1305m. Le puits-8 se situe au sud-ouest de la région avec une profondeur égale à - 596m tant dis que le puits-7 se situe au nord-est de la région avec une profondeur de -1240m.

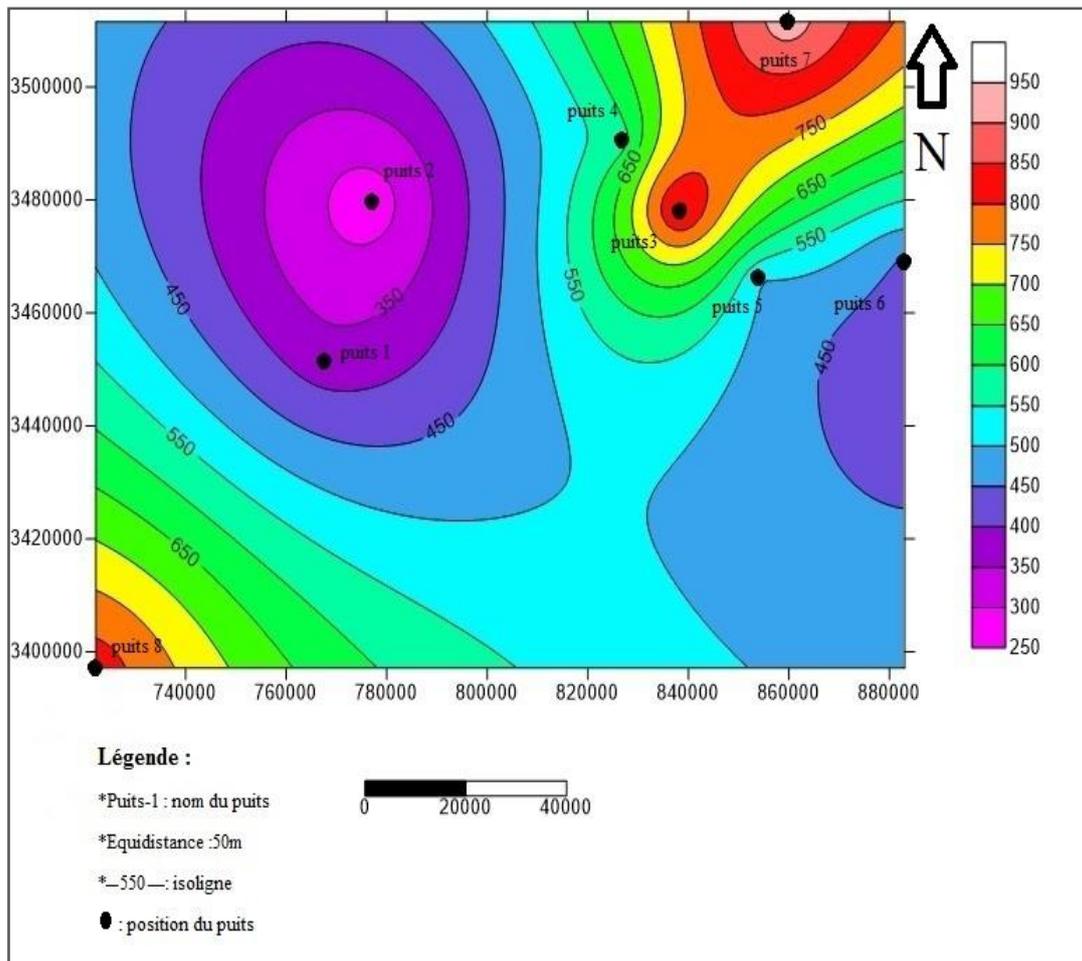
### III.1.4.2. Carte en isopaques au niveau du réservoir Siegénien

- **Tableau des données de base**

Les variations des épaisseurs au niveau du Siegénien sont reportées dans le tableau suivant :

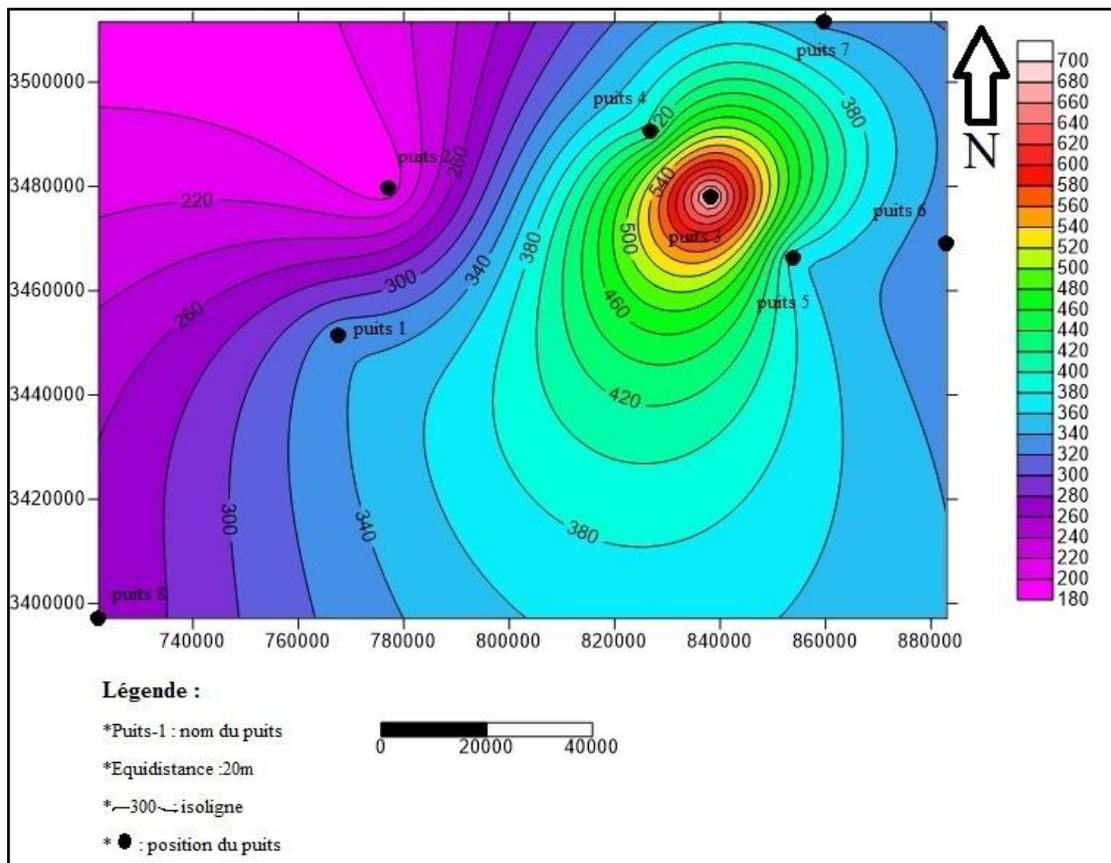
<b>N° Puits</b>	<b>X (m)</b>	<b>Y (m)</b>	<b>Epaisseur totale</b>	<b>Epaisseur utile</b>
Puits-1	<b>767684.05</b>	<b>3451512.3</b>	<b>370</b>	<b>334</b>
Puits-2	<b>776905</b>	<b>3479819.9</b>	<b>269</b>	<b>186</b>
Puits-3	<b>838155.56</b>	<b>3478058.42</b>	<b>870</b>	<b>698</b>
Puits-4	<b>811311.12</b>	<b>3513858.07</b>	<b>574</b>	<b>405</b>
Puits-5	<b>85961.79</b>	<b>3466207.99</b>	<b>503</b>	<b>365</b>
Puits-6	<b>882968.84</b>	<b>3469062.93</b>	<b>442</b>	<b>325</b>
Puits-7	<b>859577.37</b>	<b>3511509.74</b>	<b>931</b>	<b>335</b>
Puits-8	<b>722169.58</b>	<b>3397117.95</b>	<b>832</b>	<b>261</b>

**Tableau III.2 :** La variation des épaisseurs totale et utile



**Fig. III.2 :** Carte en isopaques des épaisseurs totales du Dévonien inférieur

La carte en isopaque des épaisseurs totales indique deux dépocentres, la valeur la plus petite est de 269m et elle est enregistrée au niveau du puits-2, ceci peut s'expliquer par l'absence de dépôts. En allant soit vers le nord-est ou vers le Sud-ouest à partir du puits-2 l'épaisseur augmente ; cette croissance est plus importante vers le Nord-est où elle atteint son maximum au niveau du puits-7 avec une valeur égale à 931m, cela indique que la sédimentation est importante dans la partie Nord-est de la zone d'étude.



**Fig. III.3 :** carte en isobathe des épaisseurs utiles du réservoir Siegiénien

La carte en isopaque des épaisseurs utiles comprend un seul dépôcentre. Au nord-est de la région la plus grande épaisseur est marquée au niveau du puits-3 et elle est égale à 698m. En allant vers toutes les directions à partir du puits-3 l'épaisseur va diminuer jusqu'à atteindre la valeur 186m au nord-ouest au niveau du puits-2, ceci permet d'avancer l'idée qu'il y a eu une importante quantité d'apport de grès au cours du Siegiénien.

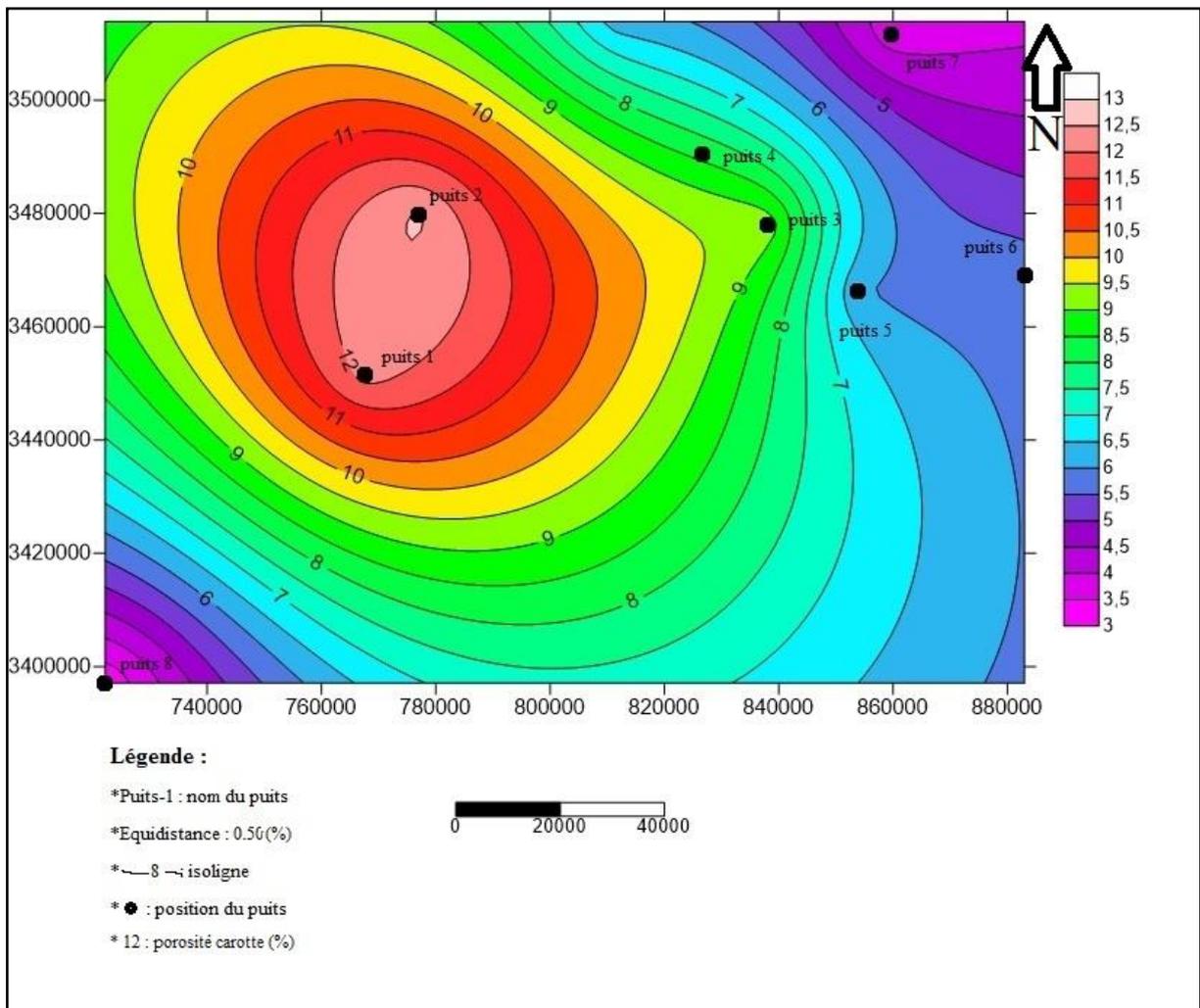
**III.1.4.3. carte en iso-porosité** :

- **Tableau des données de base**

Les porosités moyennes des puits sont reportées dans le tableau suivant :

<b>N� Puits</b>	<b>X (m)</b>	<b>Y (m)</b>	<b>Porosité moyenne (%)</b>
Puits-1	<b>767684.05</b>	<b>3451512.3</b>	<b>12.17</b>
Puits-2	<b>776905</b>	<b>3479819.9</b>	<b>12.55</b>
Puits-3	<b>838155.56</b>	<b>3478058.42</b>	<b>9.27</b>
Puits-4	<b>811311.12</b>	<b>3513858.07</b>	<b>6.27</b>
Puits-5	<b>85961.79</b>	<b>3466207.99</b>	<b>6.05</b>
Puits-6	<b>882968.84</b>	<b>3469062.93</b>	<b>5.78</b>
Puits-7	<b>859577.37</b>	<b>3511509.74</b>	<b>3.74</b>
Puits-8	<b>722169.58</b>	<b>3397117.95</b>	<b>3.08</b>

**Tableau III.3 : Les porosités moyennes du réservoir**



**Fig. III.4 :** carte en iso-porosité du réservoir de la région Gourara nord

La carte en isoporosité de ce périmètre nous permet d'observer une variation de valeurs des porosités. Les grandes valeurs ne dépassent pas les 12.17% et ils sont enregistrées à l'ouest de la région au niveau des puits-1 et 2, ceci indique que la porosité dans ces deux puits est moyenne due a la quantité importante des grès friables. En allant vers toutes les directions à partir des puits-1 et 2, la valeur de la porosité diminue jusqu'à atteindre son minimum au sud-ouest au niveau du puits-8, à l'est au niveau du puits-6 au nord au niveau du puits-7. La valeur minimale est de 3.08% enregistrée au niveau du puits-8 qui est une porosité très faible vue la présence d'une grande quantité d'argile compacte et quelque banc de calcaire dans partie de la région.

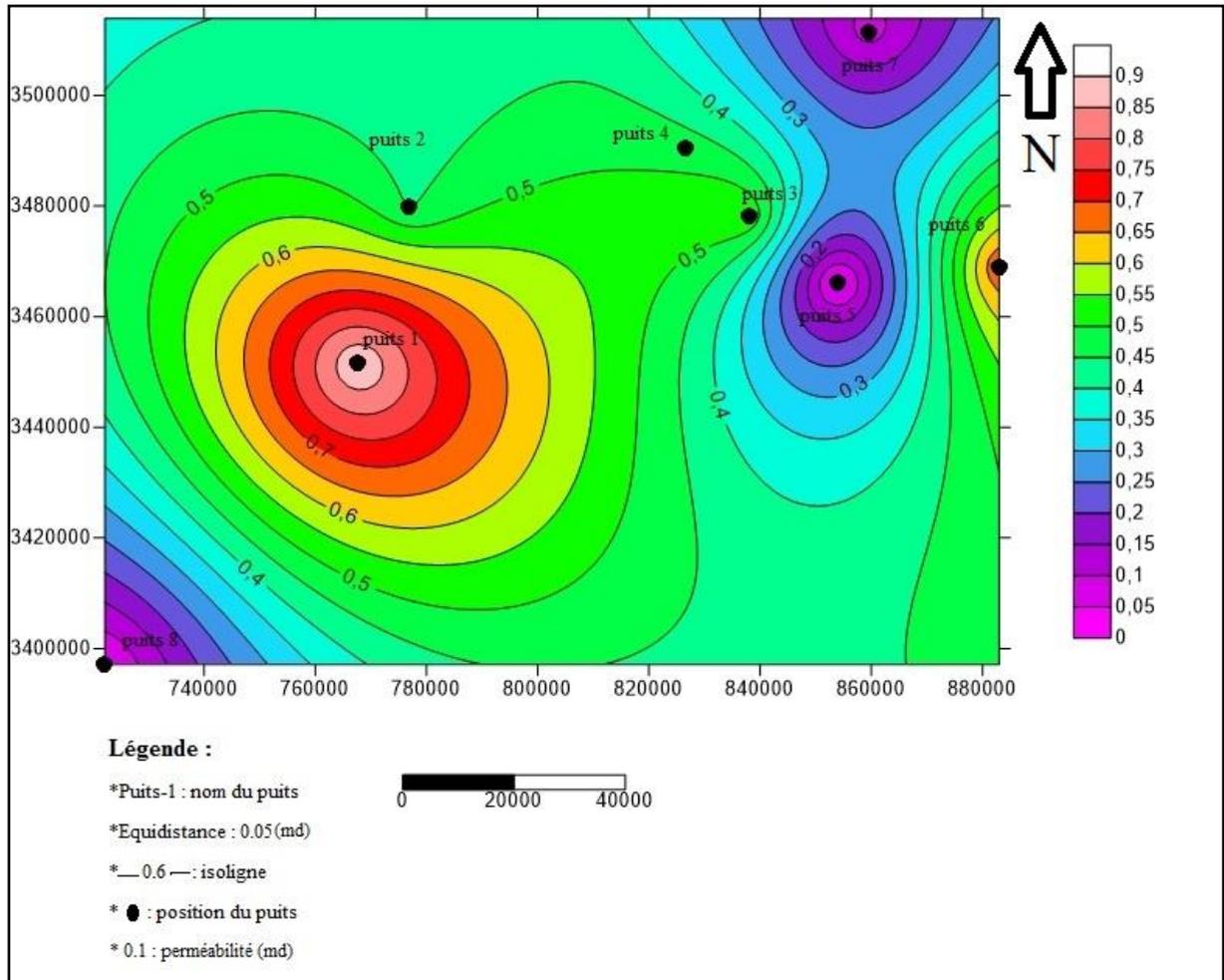
**III.1.4.4. carte en iso-perméabilité**

- **Tableau des données de base**

Les perméabilités moyennes des puits sont reportées dans le tableau suivant :

<b>N° Puits</b>	<b>X (m)</b>	<b>Y (m)</b>	<b>Perméabilité moyenne (md)</b>
Puits-1	<b>767684.05</b>	<b>3451512.3</b>	<b>0.90</b>
Puits-2	<b>776905</b>	<b>3479819.9</b>	<b>0.44</b>
Puits-3	<b>838155.56</b>	<b>3478058.42</b>	<b>0.54</b>
Puits-4	<b>811311.12</b>	<b>3513858.07</b>	<b>0.42</b>
Puits-5	<b>85961.79</b>	<b>3466207.99</b>	<b>0.01</b>
Puits-6	<b>882968.84</b>	<b>3469062.93</b>	<b>0.70</b>
Puits-7	<b>859577.37</b>	<b>3511509.74</b>	<b>0.07</b>
Puits-8	<b>722169.58</b>	<b>3397117.95</b>	<b>0.03</b>

**Tableau III.4** : Les perméabilités moyennes du réservoir



**Fig. III.5 :** carte en iso-perméabilité du réservoir de la région Gourara Nord

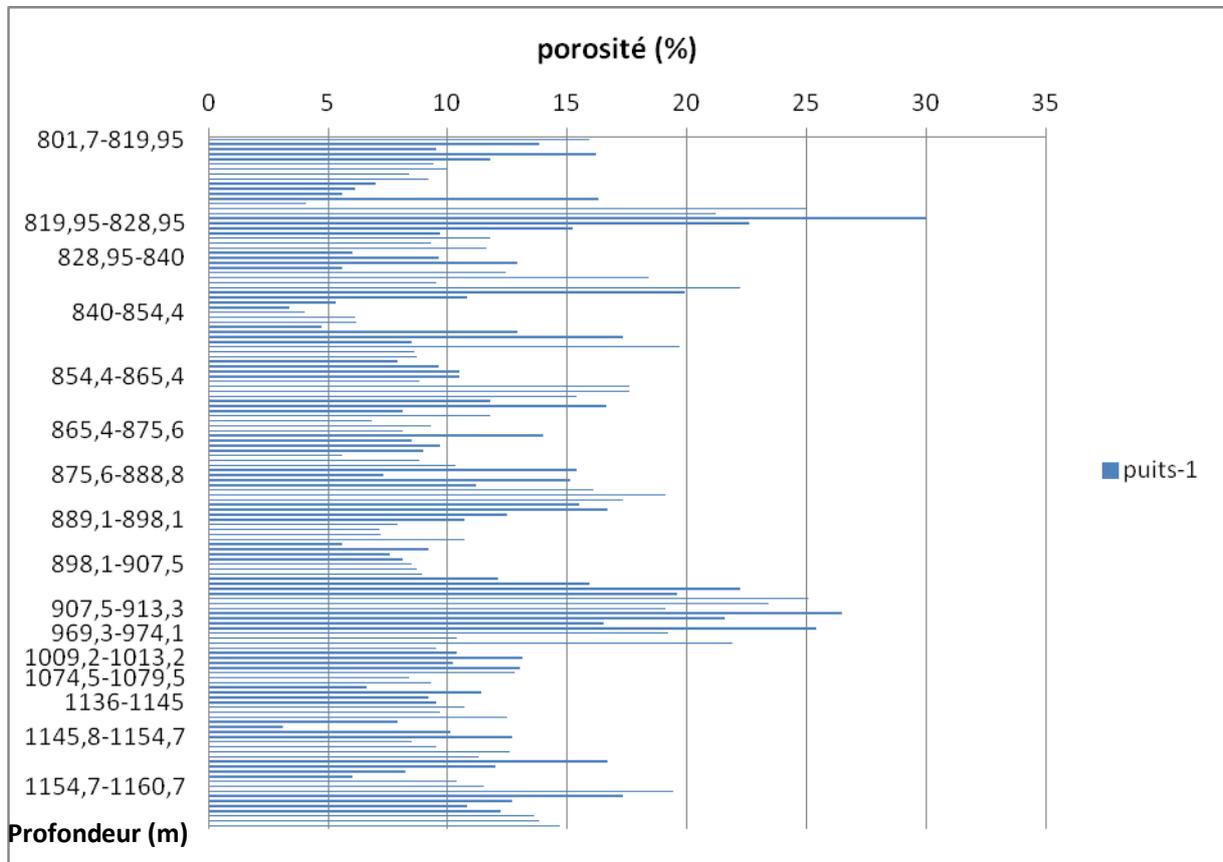
La carte en isoperméabilité au niveau de la zone d'étude montre une variation des valeurs de perméabilité où la grande valeur est enregistrée au centre ouest de la zone d'étude plus exactement au niveau du puits -1, cette valeur est égale à 0.9md.

La diminution des valeurs est observée en allant du puits.1 vers l'est, le nord-est et le sud-ouest. Elle atteint la valeur minimale de 0.01md au niveau du puits-5. Ces valeurs de perméabilité enregistrées dans ces réservoirs sont très faibles. Ce qui indique un réservoir compacte.

### III .2.Analyse statistique :

#### III.2.1.Evaluation de la porosité en fonction de la profondeur:

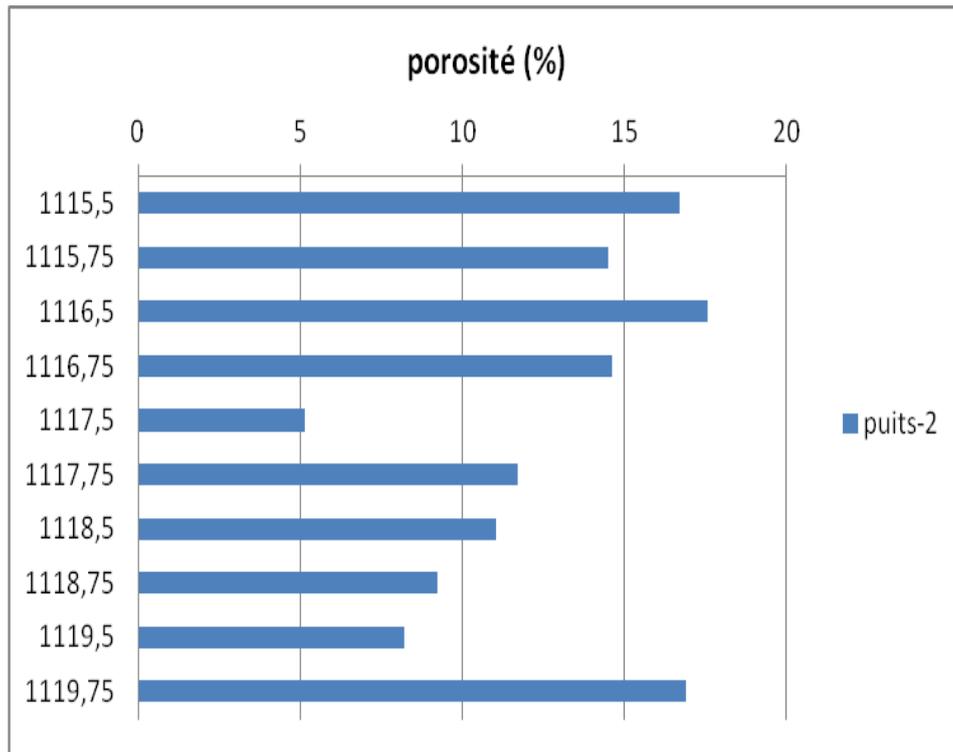
##### ➤ Le puits-1 :



**Fig.III.6 :** Evaluation verticale de la porosité dans le puits-1

L'évolution verticale de la porosité dans ce puits montre une variation de faible à très bonne porosité avec une moyenne de 12,18%.

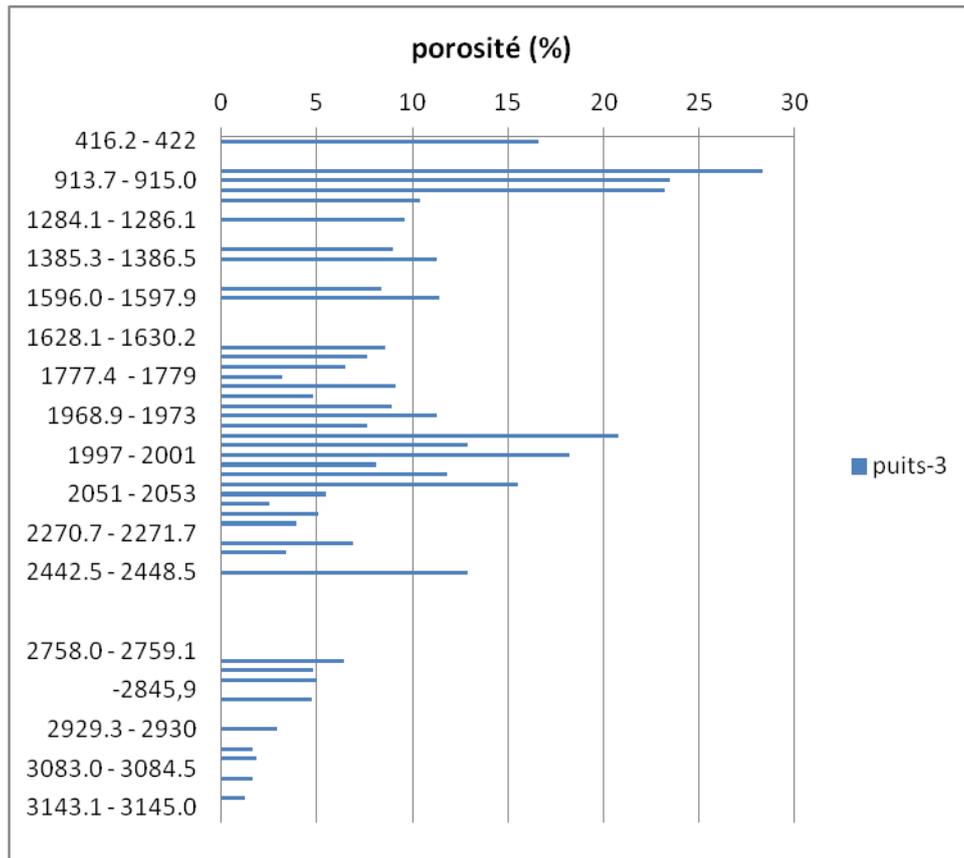
## ➤ Le puits-2 :



**Fig.III.7:** Evaluation verticale de la porosité dans le puits-2

La variation de cette évolution vertical est de 5,15% à 17,58 % avec une moyenne de 12,553% autrement dit porosité moyenne

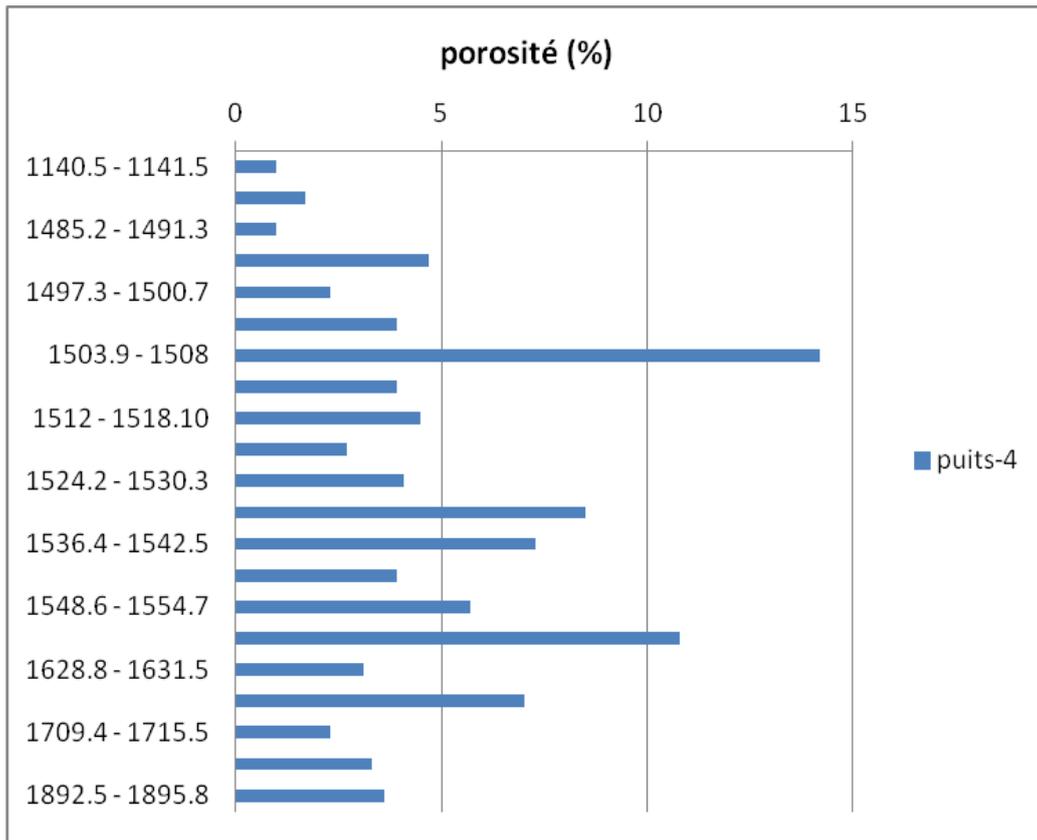
➤ Le puits-3 :



**Fig.III.8 :** Evaluation verticale de la porosité dans le puits-3.

La porosité varie de 1,2% à 28,3% d'une façon approximative avec une moyenne de 9,27 % qui est mauvaise.

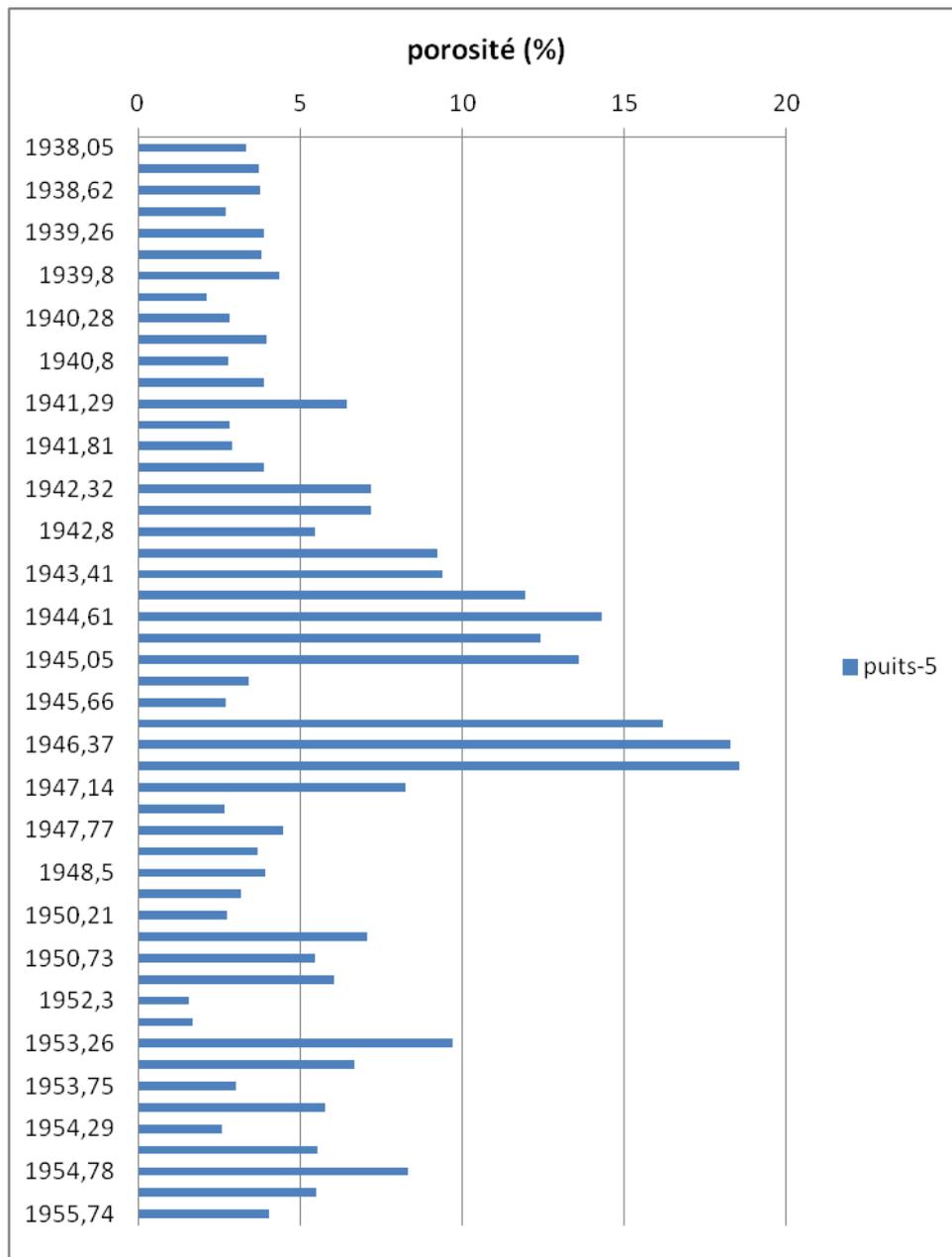
➤ Le puits-4 :



**Fig.III.9** : Evaluation verticale de la porosité dans le puits-4.

Les porosités mesurées dans ce puits sont mauvaise, la moyenne est de 6 ,27%.

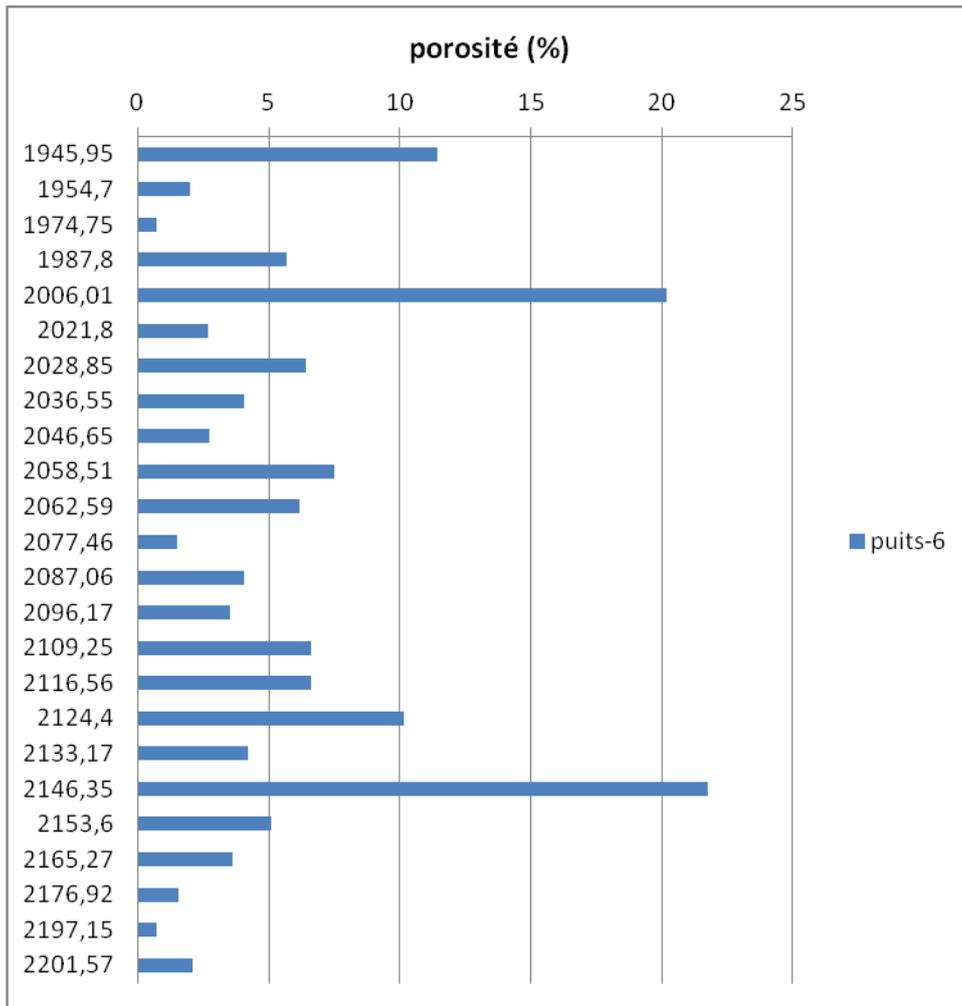
➤ Le puits-5 :



**Fig.III.10** : Evaluation verticale de la porosité dans le puits-5

Dans ce puits la porosité oscille de 1,56% à 18,54%, dans l'intervalle (1946,14 - 1947,14m) elle atteint sa plus grande valeur.

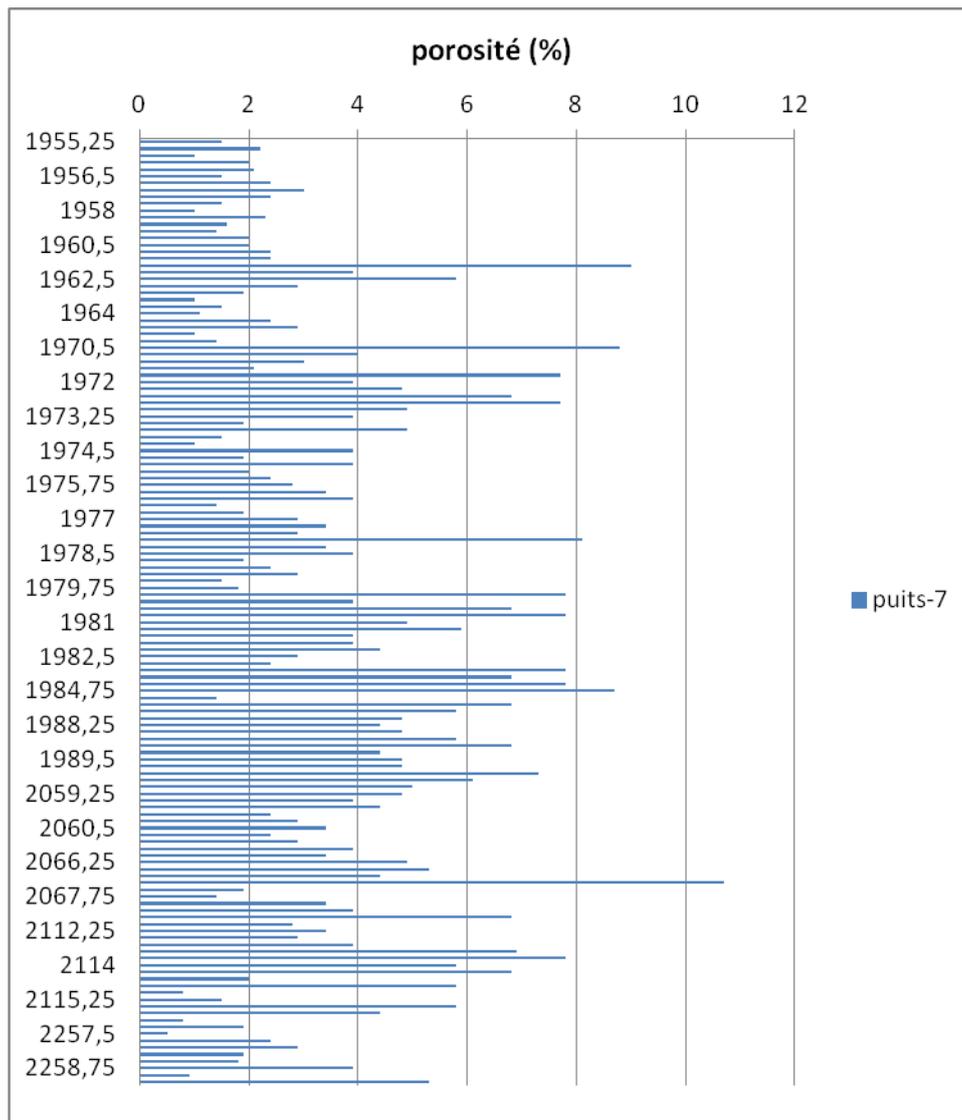
➤ **Le puits-6 :**



**Fig.III.11:** Evaluation verticale de la porosité dans le puits-6.

À la profondeur 2006,01m et 2146,35m la porosité dépasse les 20%, mais dans les autres mesures elle varie avec une moyenne de 5,78%.

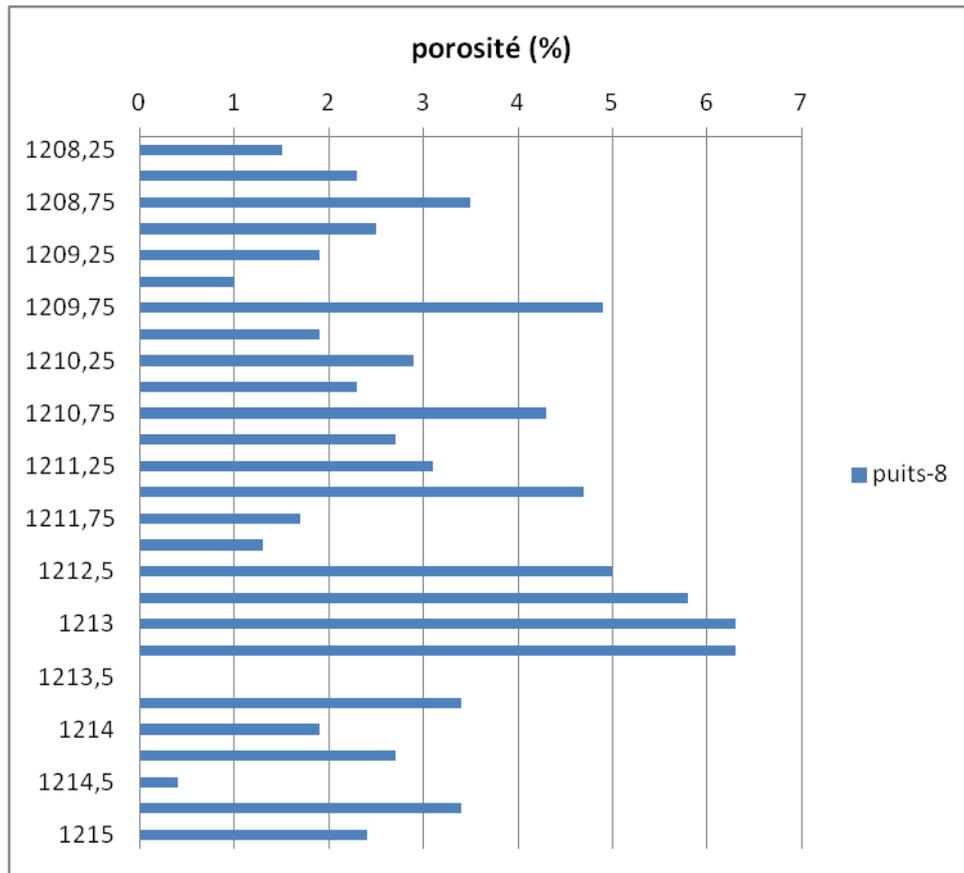
➤ Le puits-7 :



**Fig.III.12** : Evaluation verticale de la porosité dans le puits-7.

Le log de porosité dans ce puits varie de 0,8% à 10,7% avec une moyenne 3,74%

➤ Le puits-8 :



**Fig.III.13** : Evaluation verticale de la porosité dans le puits-8.

La valeur minimale est de 0,4% et la valeur maximal est de 6,3%, la porosité moyenne est de 3,08%.

III.2.2.Evaluation de la perméabilité en fonction de la profondeur:

➤ Le puits-1 :

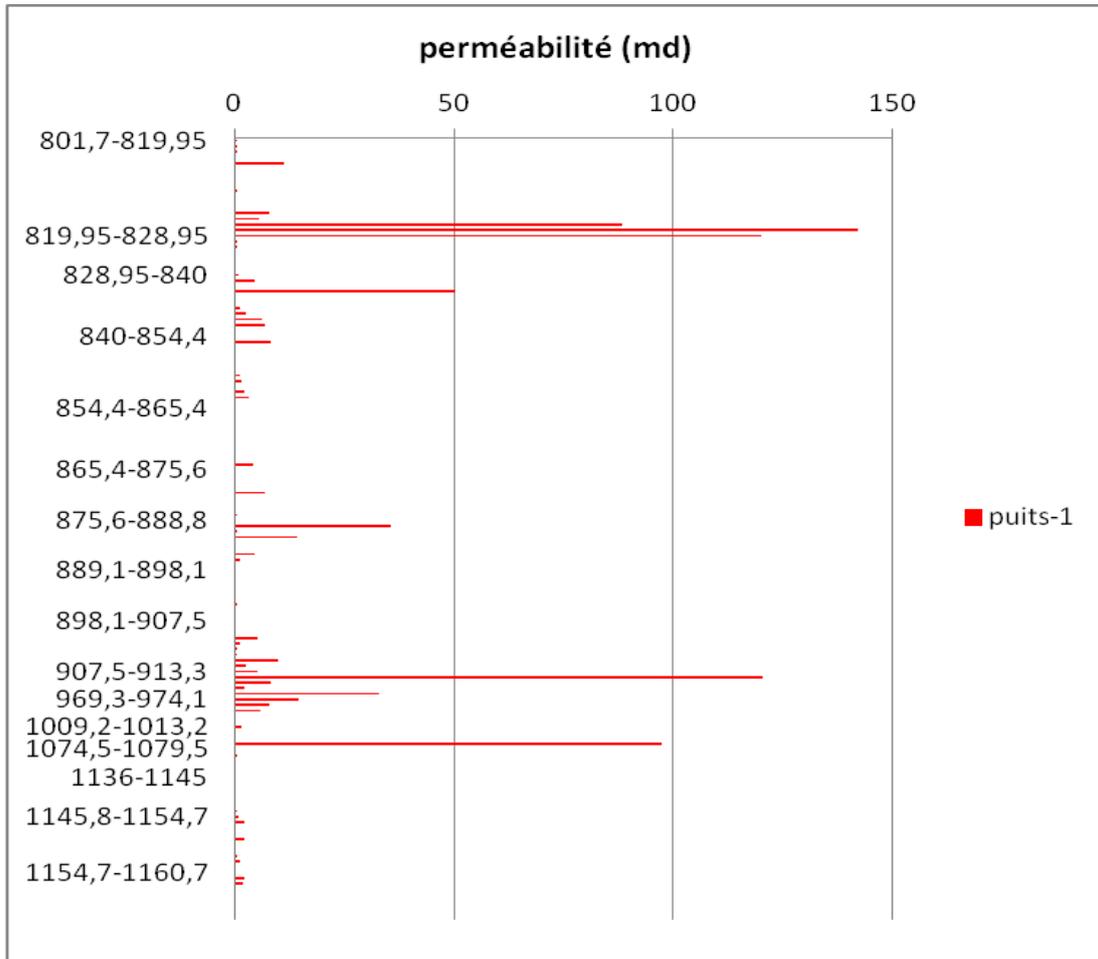
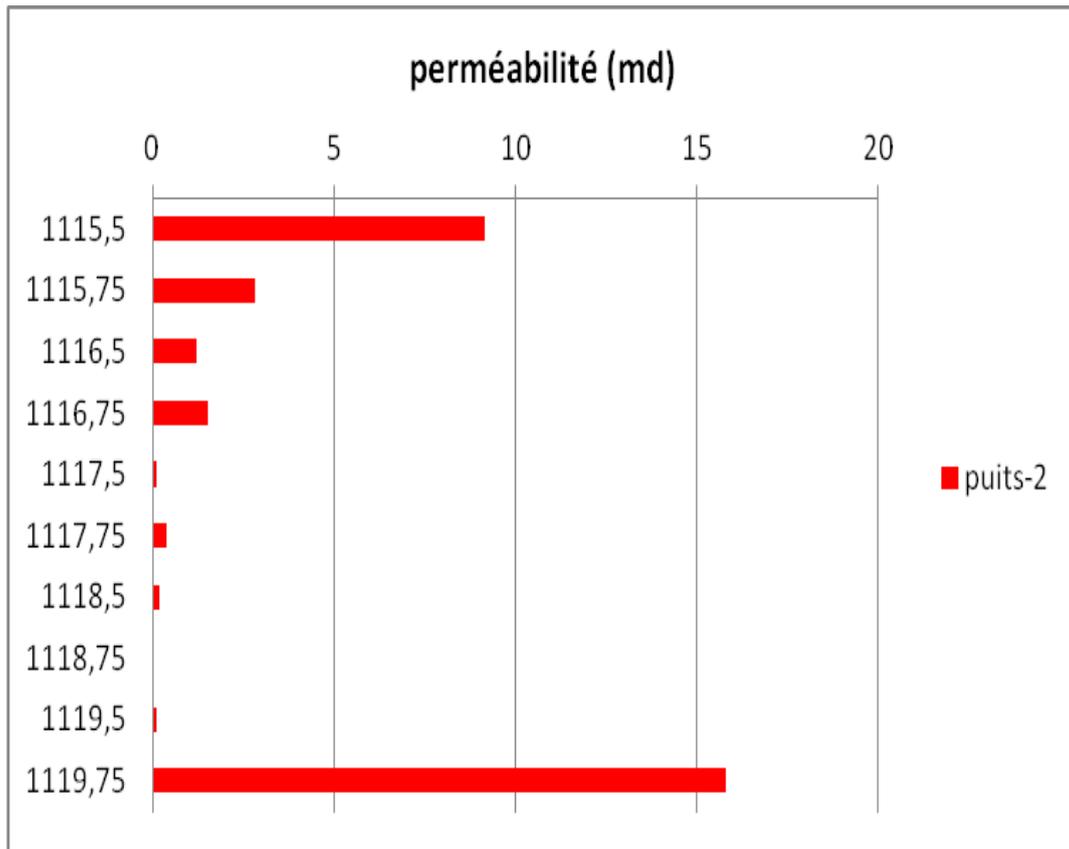


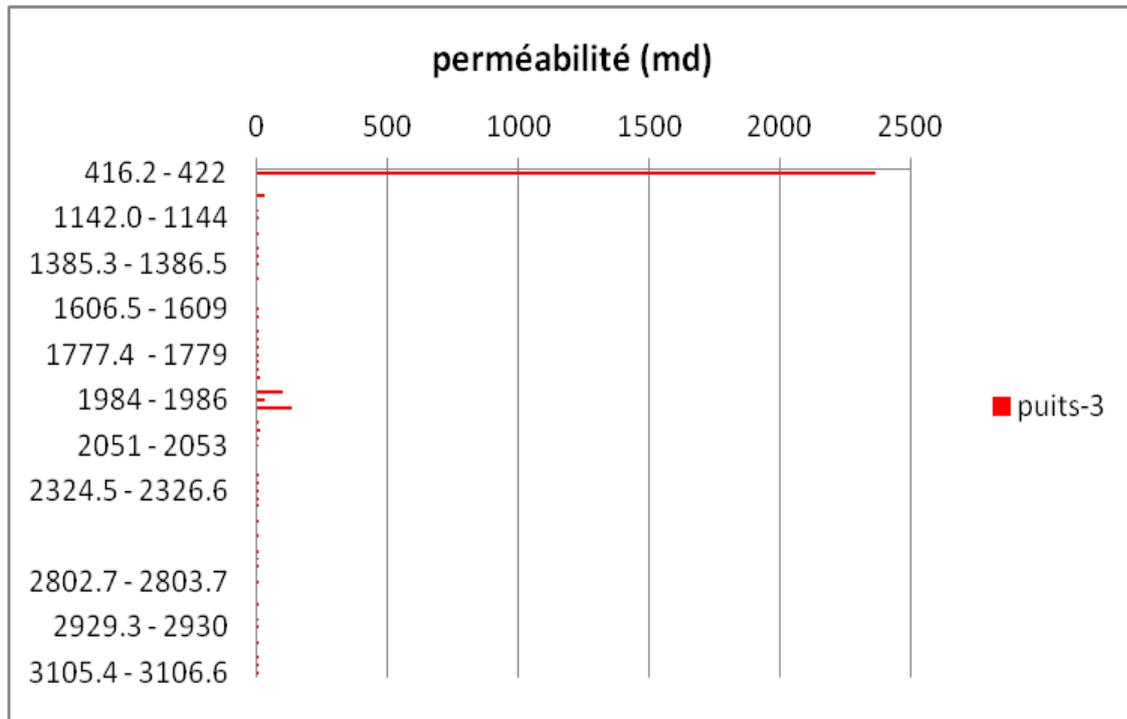
Fig.III.14 : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-1.

L'observation de l'évolution vertical de la perméabilité indique qu'elle est faible (4,7md) à médiocre (14,3md) avec l'apparition de quelque pic à une valeur bonne vers l'intervalle (819,95 – 828,95m) et aussi (898,1 – 907,5m).

➤ **Le puits-2 :**

**Fig.III.15 :** Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-2.

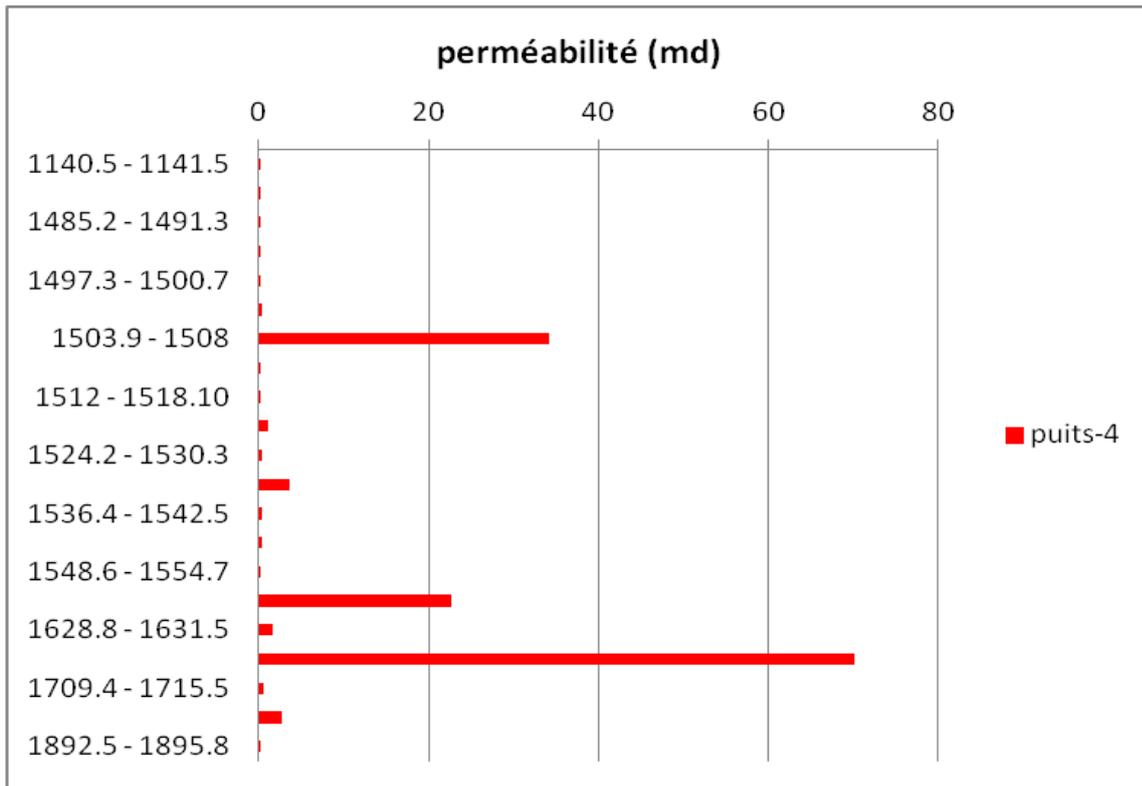
La variation de perméabilité est très faible à faible (0,2 – 2,8md) avec deux pics médiocres de 9,15md et 15,8md.

➤ **Le puits-3 :**

**Fig.III.16** : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-3.

La perméabilité varie avec des valeurs faibles à médiocre sauf quelques pics qui indiquent une perméabilité moyenne et un seul pic qui a atteint une perméabilité excellente 2.36md au niveau de l'intervalle (416,2 – 422m).

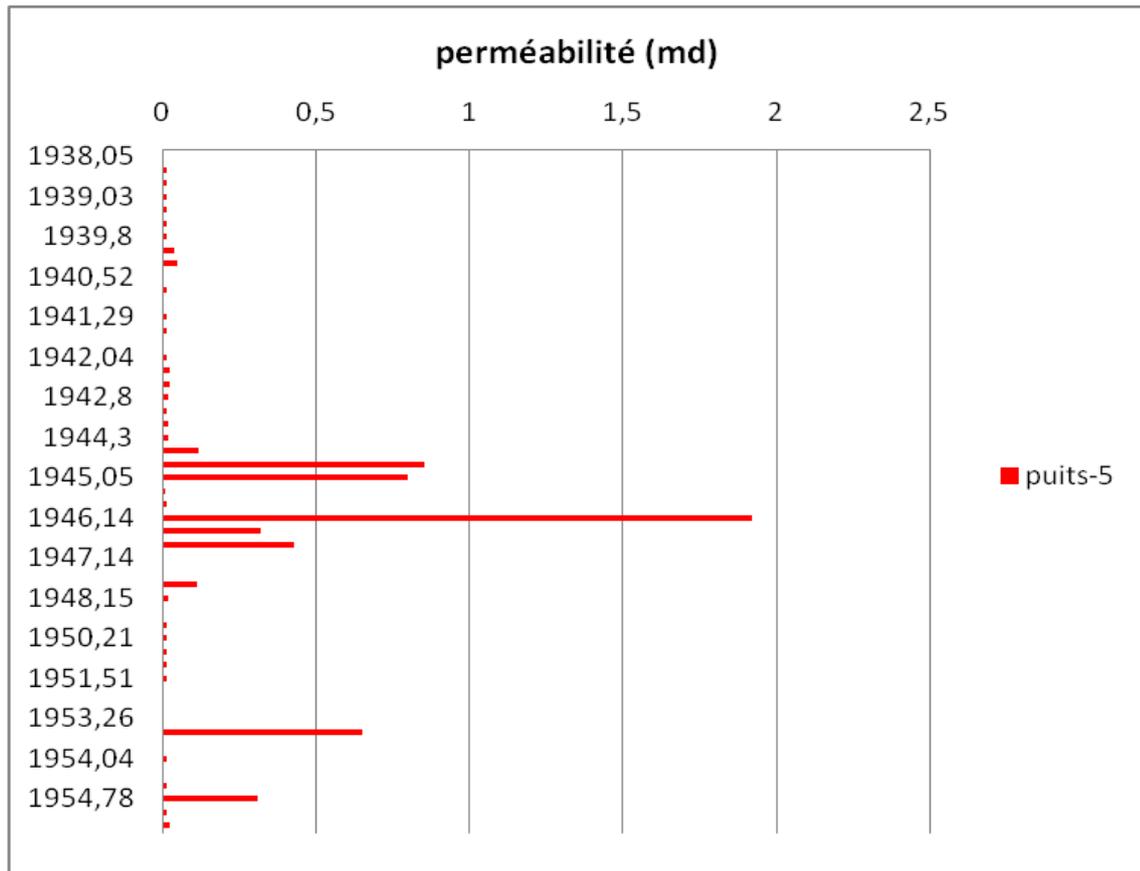
➤ **Le puits-4 :**



**Fig.III.17 :** Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-4.

La variation de la perméabilité est de faible à médiocre (0 ,1 – 70,05md).

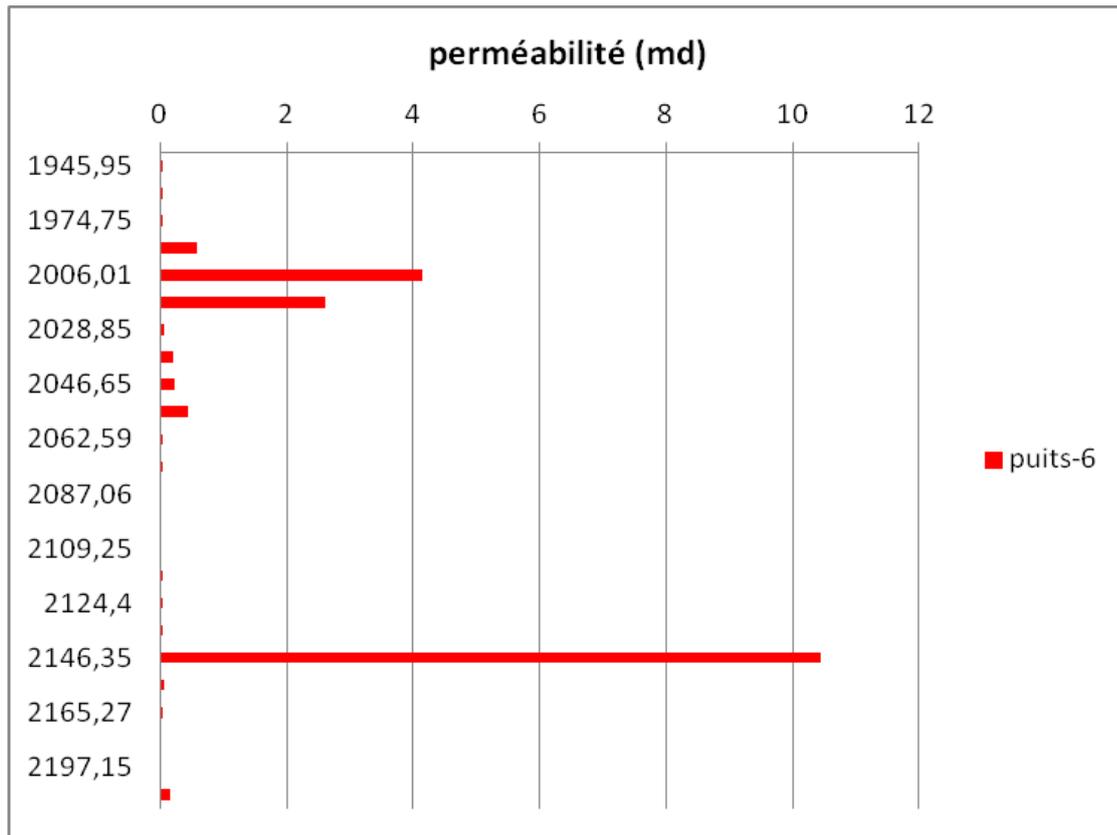
➤ **Le puits-5 :**



**Fig.III.18 :** Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-5.

L'oscillation de la perméabilité est entre des valeurs très faibles à faibles (0,001 – 1,9 md).

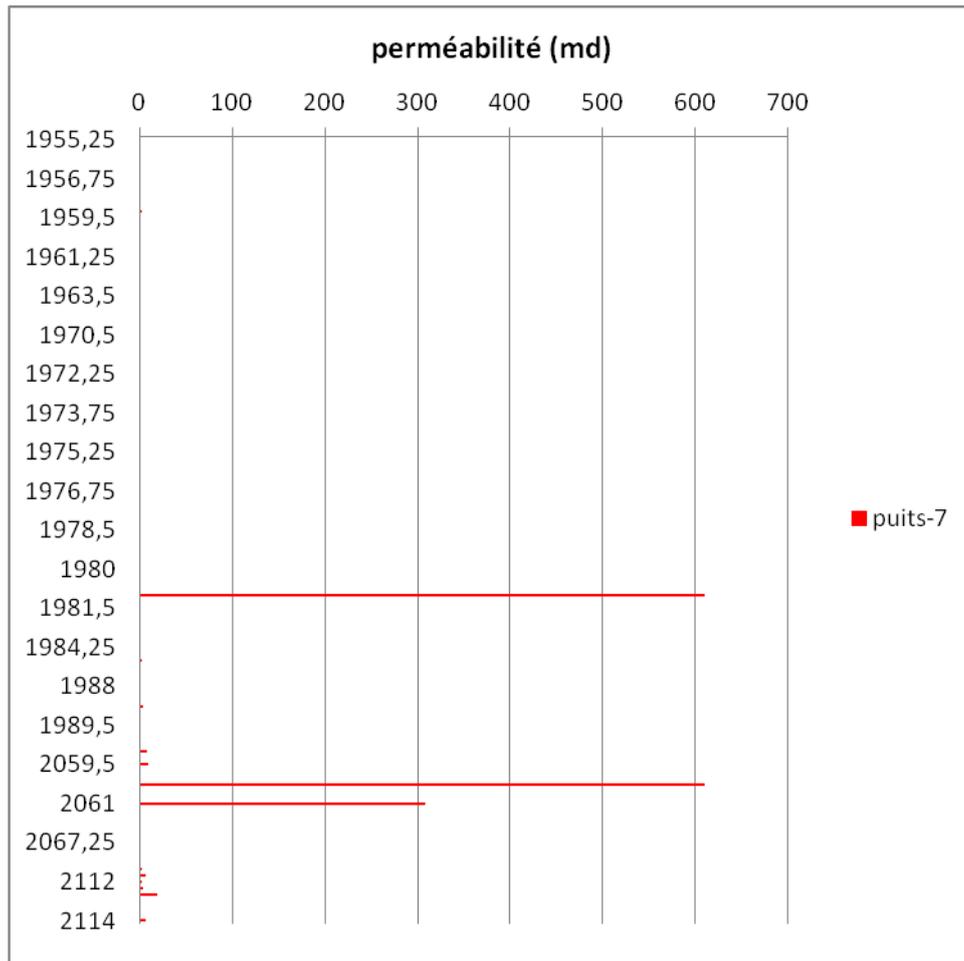
➤ **Le puits-6 :**



**Fig.III.19** : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-6.

Le log de perméabilité est variable entre les valeurs 0,01md et 10,449md (faible à médiocre).

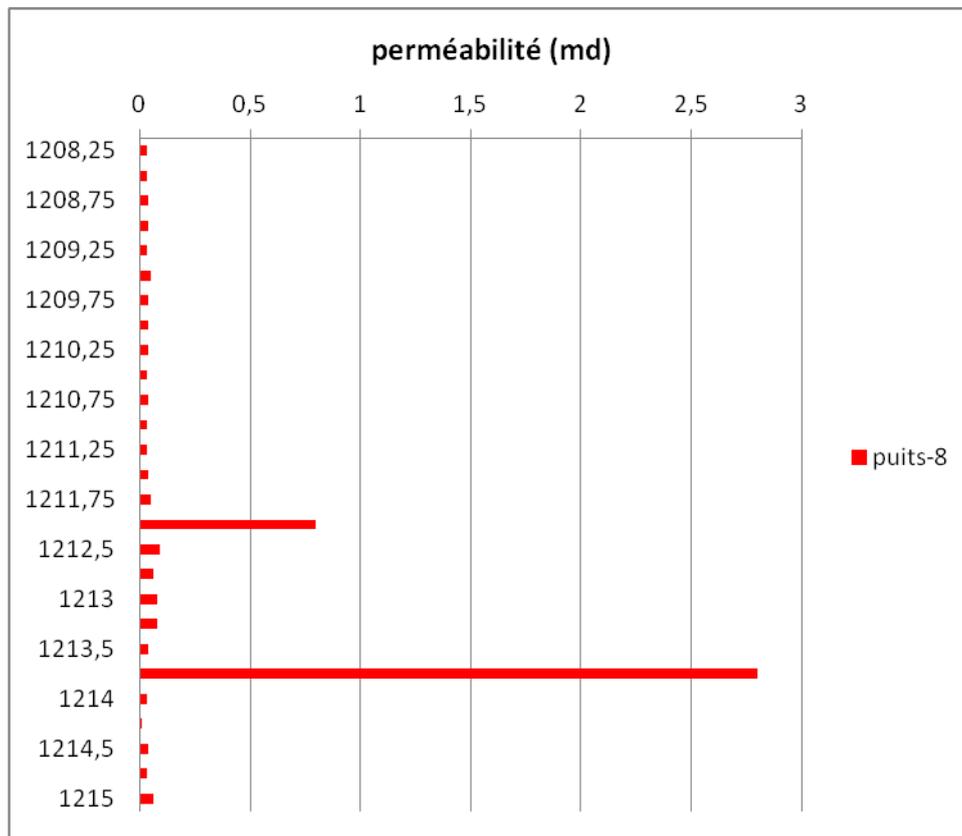
➤ **Le puits-7 :**



**Fig.III.20 : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-7**

La perméabilité est faible à médiocre sauf quelques pics qui indiquent une bonne perméabilité (610md. 308md).

➤ **Le puits-8 :**

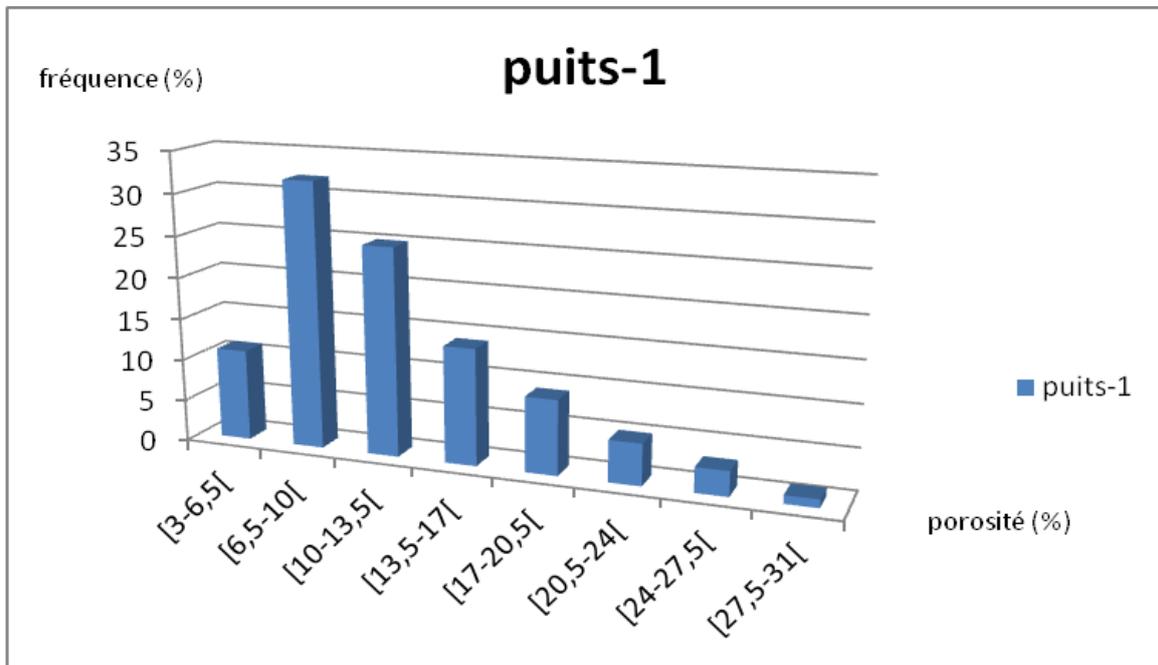


**Fig.III.21** : Evaluation verticale de la perméabilité dans le puits-8

L'évolution verticale de la perméabilité est variable de la valeur 0.01 à 2,8md (très faible à faible)

### III.2.3. Histogrammes des paramètres pétrophysiques :

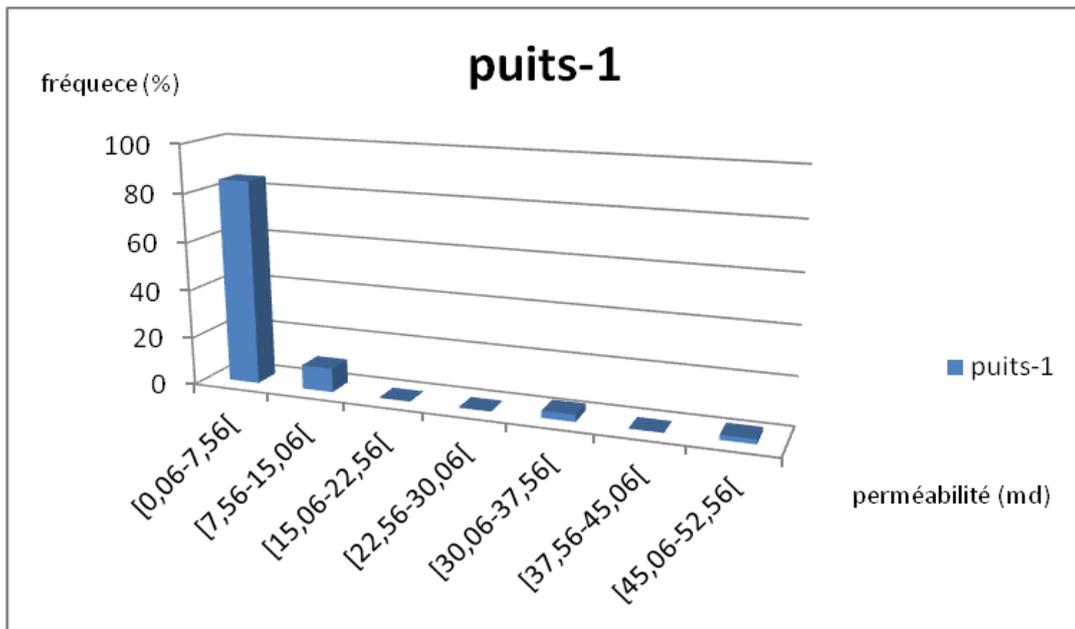
➤ **Le puits-1:**



**Fig.III.22** : Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-1)

L'histogramme de la porosité de ce puits représente une distribution unimodale :

- ✓ La classe modale correspond à une porosité entre 6,5 et 10%, la porosité dans ce cas est une porosité primaire



**Fig.III.23** : Histogramme de distribution des classes de la perméabilité (puits-1)

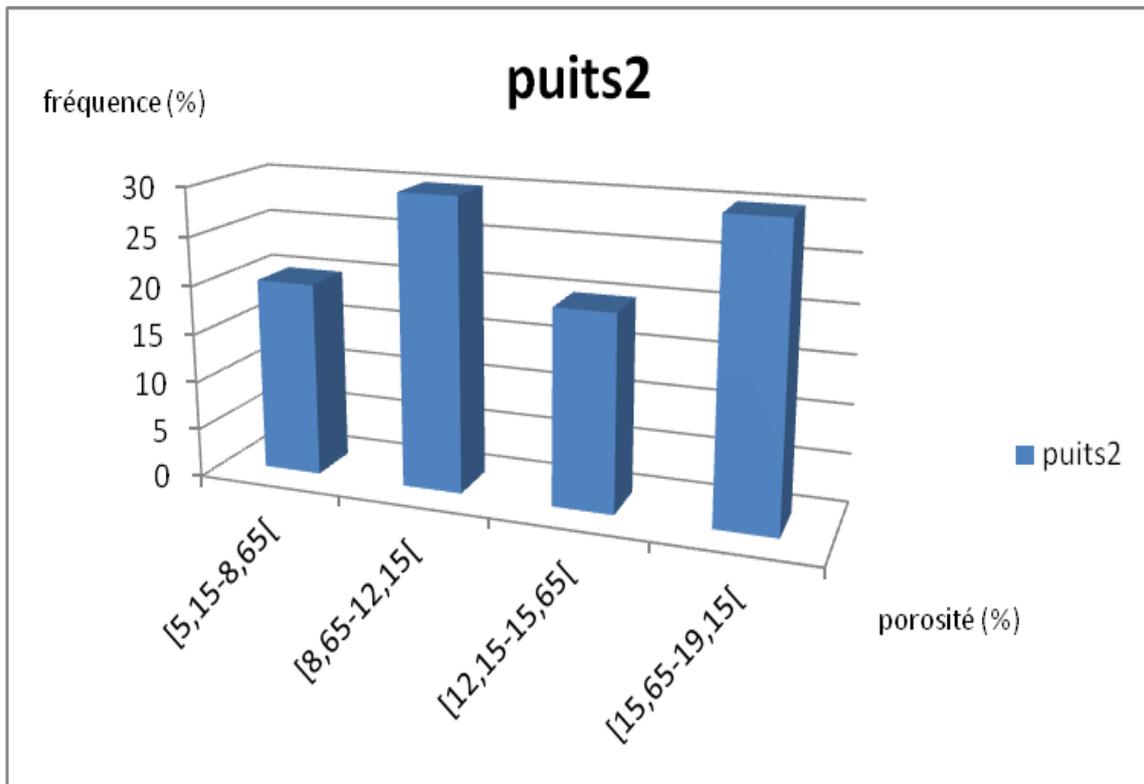
L'histogramme des classes de la perméabilité représente une distribution polymodale

- ✓ Le premier mode : correspond à l'intervalle [0,06-7,56[ sa fréquence est de 85%
- ✓ Le deuxième mode : correspond à l'intervalle [30,06-37,56[ sa fréquence est de 3%
- ✓ Le troisième mode : correspond à l'intervalle [45,06-52,56[ sa fréquence est de 1%

Dans ce cas il y'a deux types de perméabilité :

- Matricielle du réservoir : caractérisé par des faible valeurs
- Secondaire : c'est le résultat de la fracturation au sein du réservoir.

➤ **Le puits-2 :**

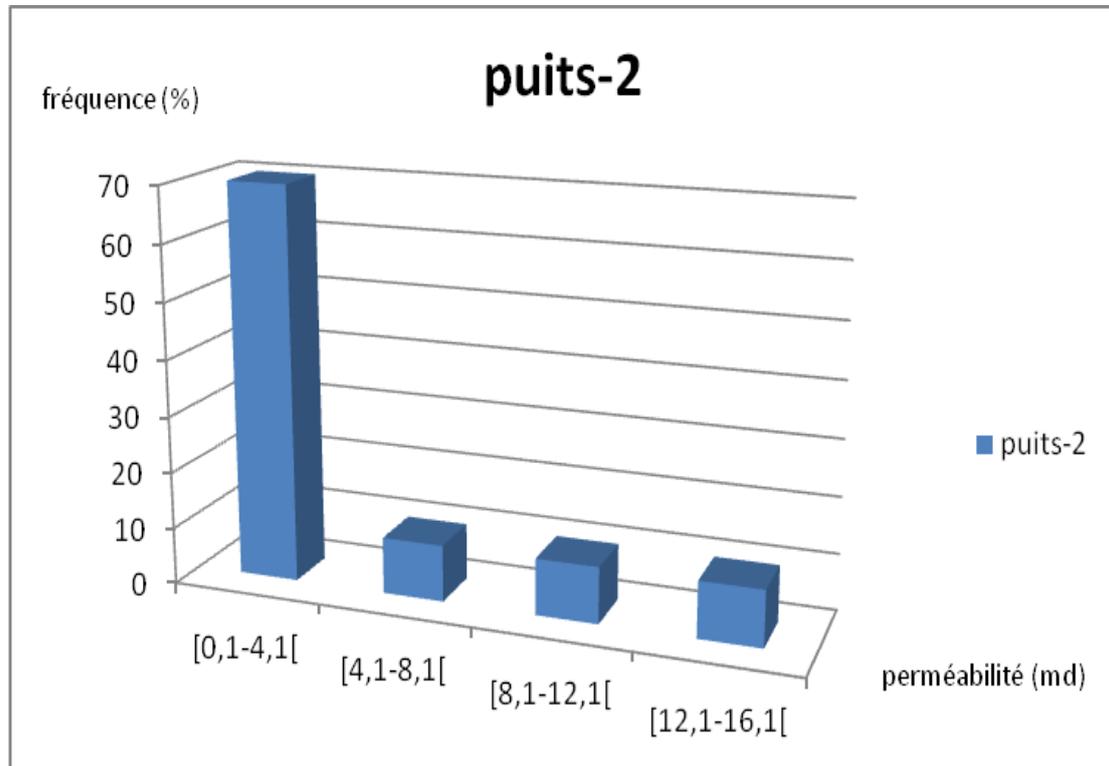


**Fig.III.24:** Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-2)

L'histogramme de la porosité de ce puits montre une distribution bimodale :

- ✓ Le premier mode correspond à la classe [8,65-12,15[ avec une fréquence de 30%
- ✓ Le deuxième mode correspond à l'intervalle [15,65-19,15[ dont sa fréquence est de 30%
- ✓ On a deux types de porosité à savoir dans ce cas :
- ✓ Premier type : porosité matricielle

- ✓ Deuxième type : porosité secondaire qui est due aux phénomènes de dissolution et de fissuration

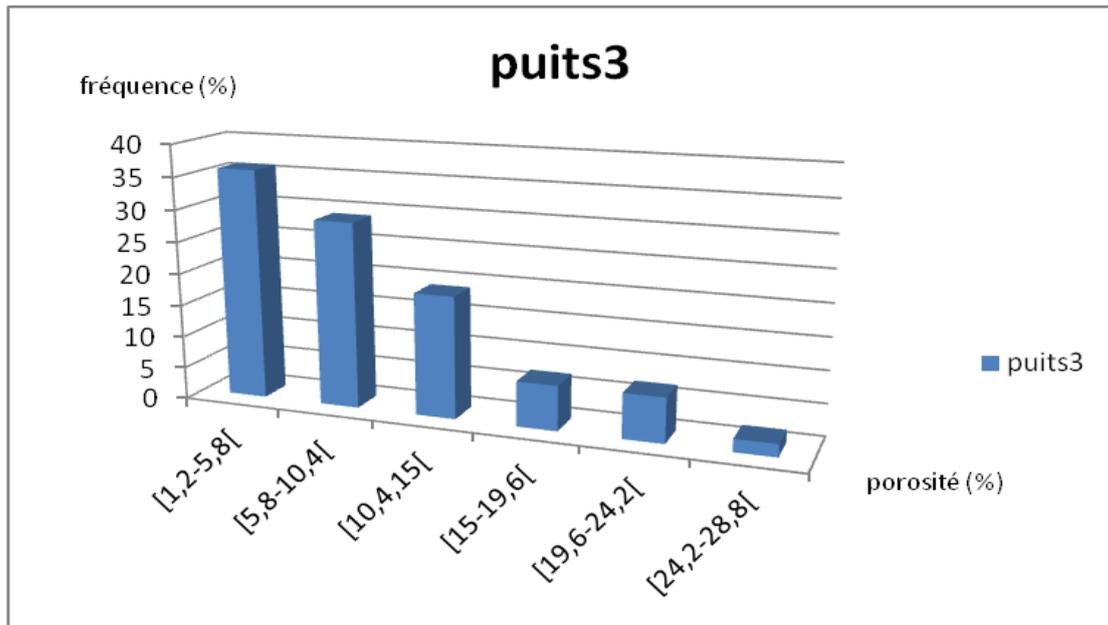


**Fig.III.25:** Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-2)

L'histogramme des classes de la perméabilité représente une distribution unimodale :

- ✓ La classe modale correspond à l'intervalle [0,1-4,1[, la perméabilité est primaire.

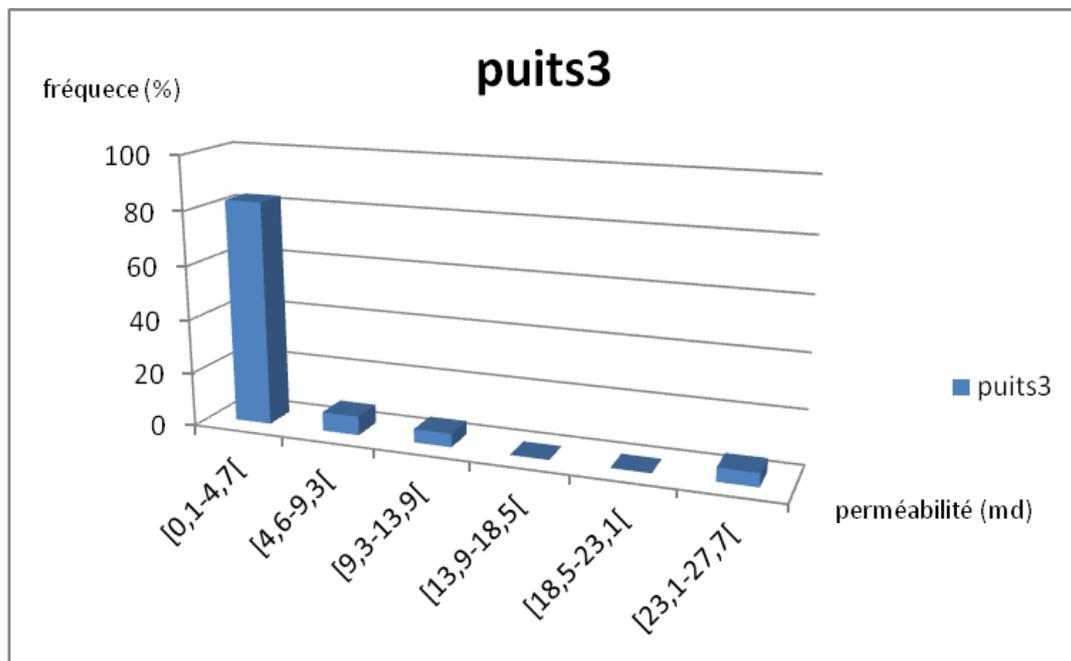
➤ **Le puits-3 :**



**Fig.III.26 : Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-3)**

L'histogramme de la porosité de ce puits représente une distribution unimodale :

- ✓ La classe modale correspond à l'intervalle [1,2-5,8[ , la porosité est primaire dans ce puits



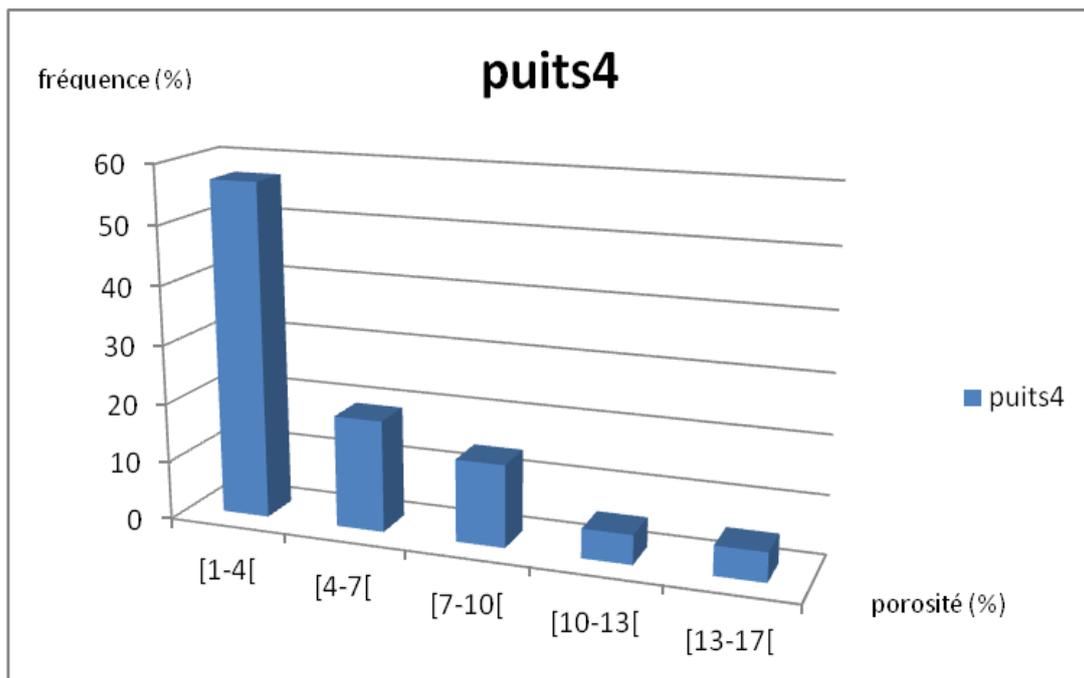
**Fig.III.27: Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-3)**

L'histogramme des classes de la perméabilité représente une distribution bimodale :

- ✓ Le premier mode : correspond à l'intervalle  $[0,1-4,7[$  avec une fréquence de 83%
- ✓ Le deuxième mode : correspond à l'intervalle  $[23,1-27,7[$  avec une fréquence de 5%

Dans ce cas il y'a deux types de perméabilité : matricielle et secondaire

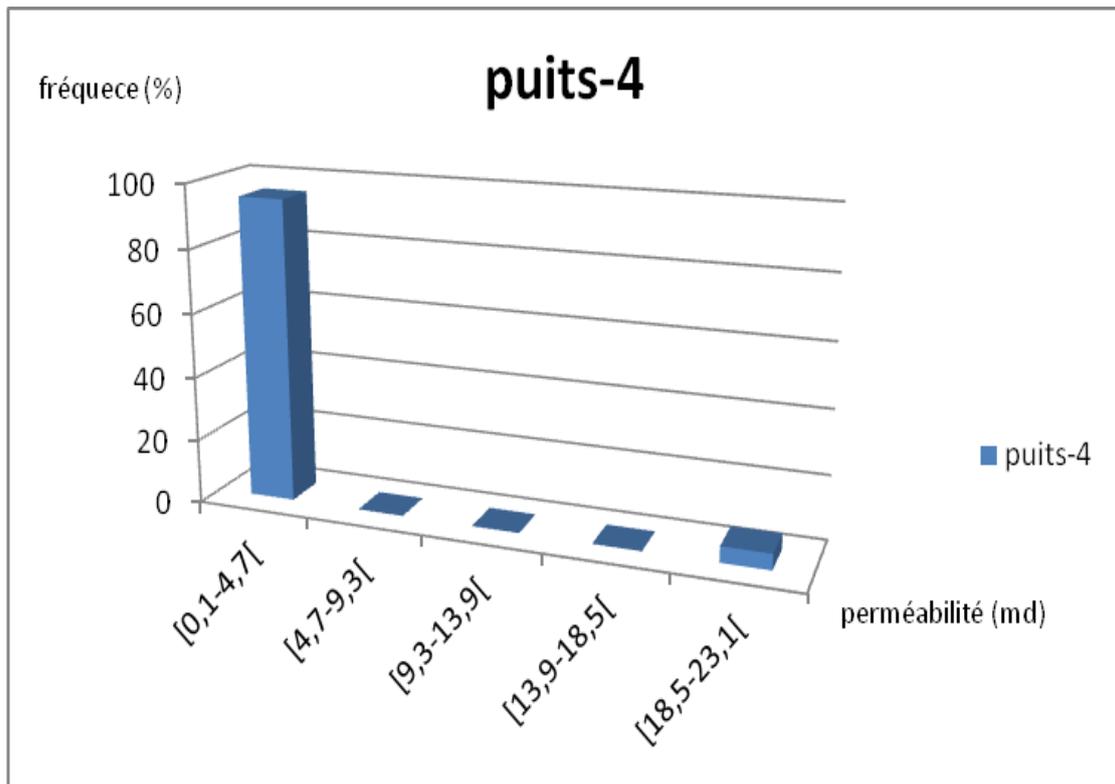
➤ **Le puits-4 :**



**Fig.III.28: Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-4)**

L'histogramme de la porosité de ce puits représente une distribution unimodale :

- ✓ La classe modale correspond à l'intervalle  $[1,4[$  , la porosité est primaire



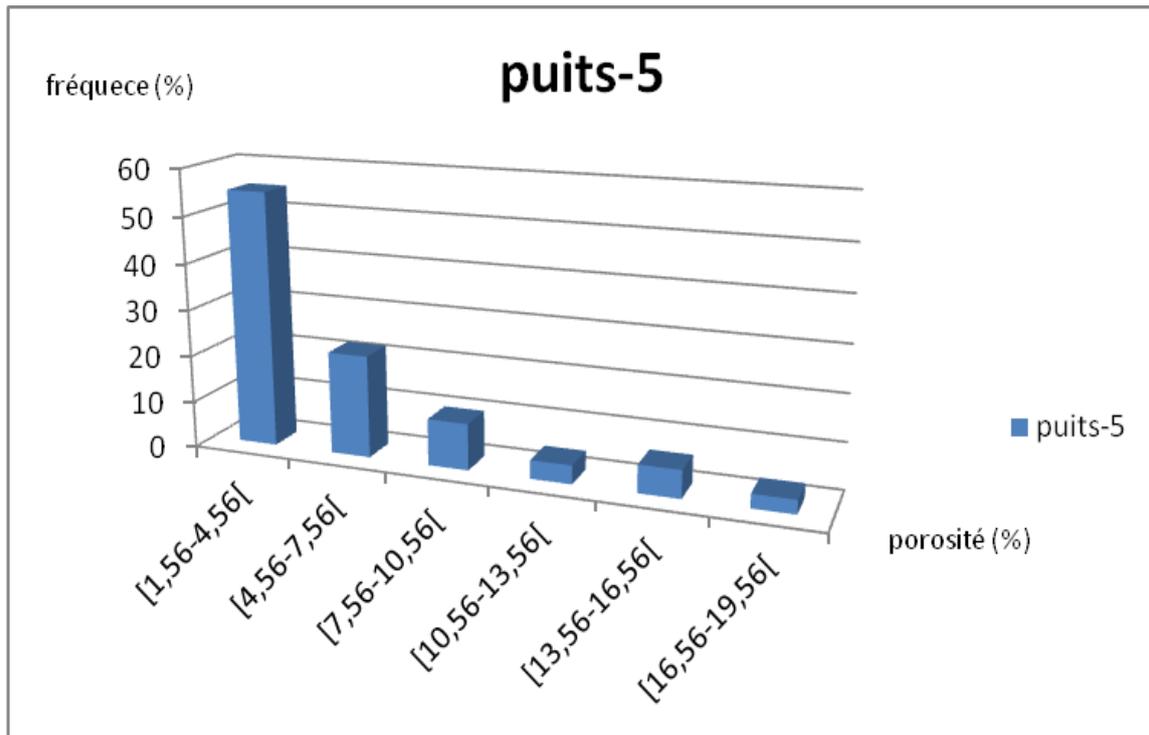
**Fig.III.29: Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-4)**

L'histogramme des classes de la perméabilité représente une distribution bimodale :

- ✓ Le premier mode : correspond à l'intervalle [0,1-4,7[ avec une fréquence de 95 %
- ✓ Le deuxième mode : correspond à l'intervalle [18,5-23,1[ avec une fréquence de 5%

Dans ce cas il y'a deux types de perméabilité : matricielle et secondaire

➤ **Le puits-5 :**

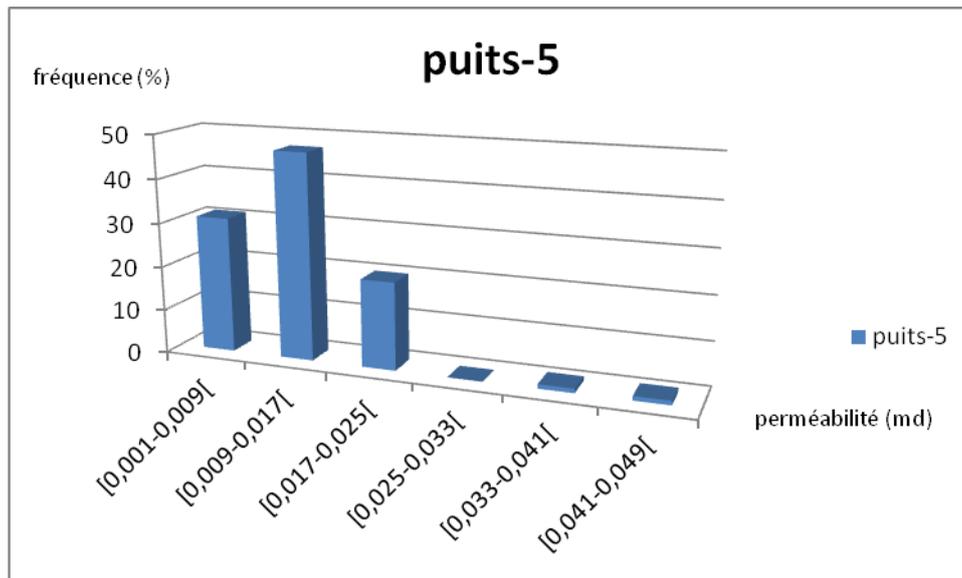


**Fig.III.30: Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-5)**

L'histogramme de la porosité de ce puits représente une distribution bimodale :

- ✓ Le premier mode : est inclus dans l'intervalle [1,56-4,56[, sa fréquence est de 55%
- ✓ Le deuxième mode : se trouve dans l'intervalle [13,56-16,56[, sa fréquence est de 6%

Dans ce cas il y'a deux types de porosité : matricielle et secondaire

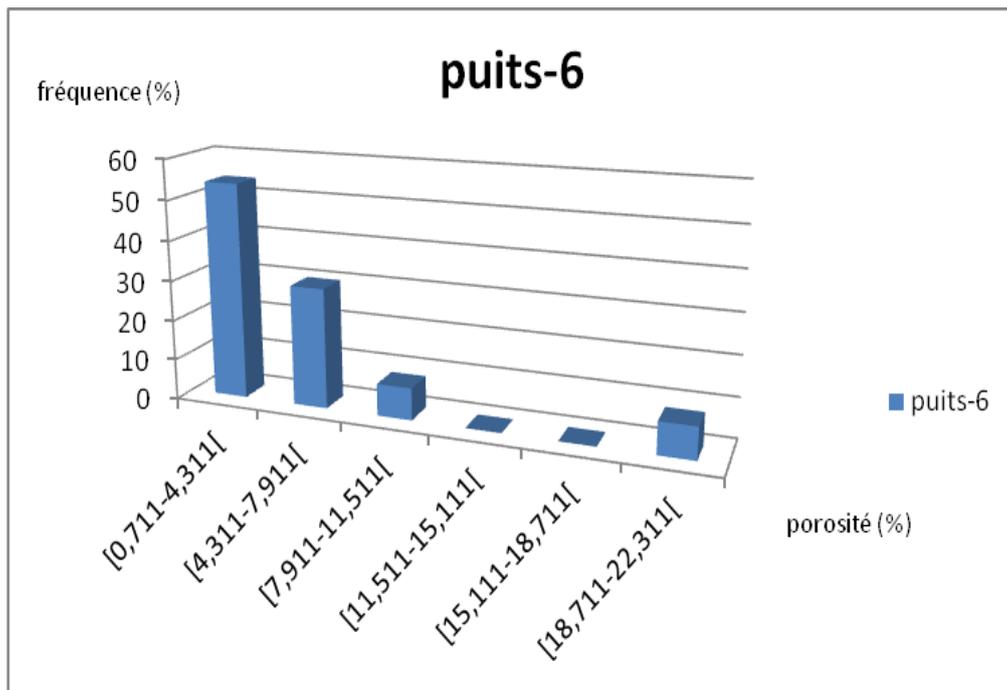


**Fig.III.31:** Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-5)

L'histogramme des classes de la perméabilité représente une distribution bimodale :

- ✓ Le premier mode : correspond à l'intervalle [0,009-0,017 [ avec une fréquence de 47 %
- ✓ Le deuxième mode : correspond à l'intervalle [0,033-0,049[ avec une fréquence de 2 %

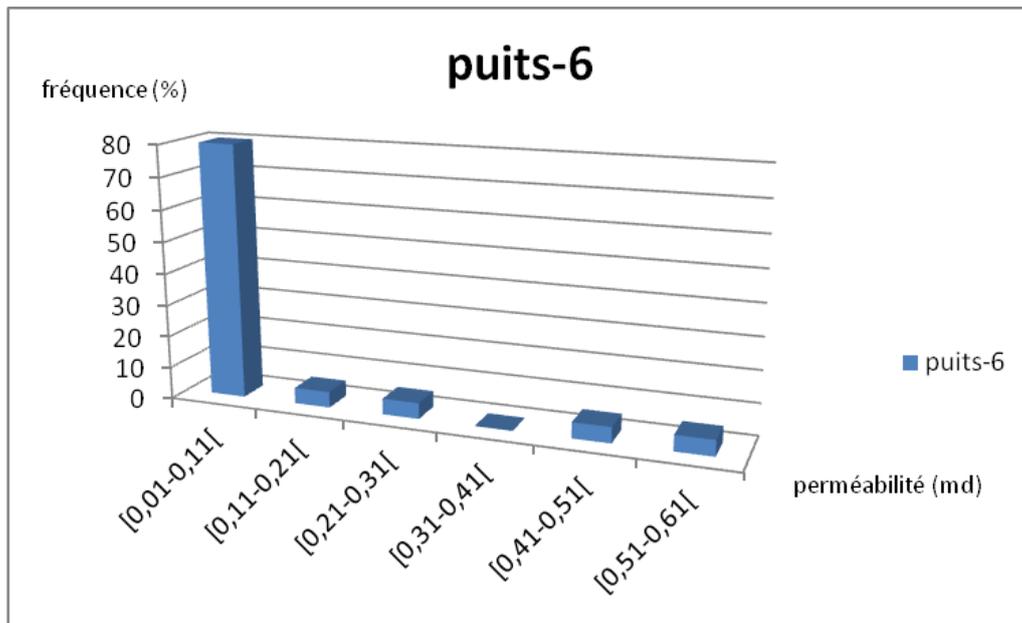
Dans ce cas il y'a deux types de perméabilité : matricielle et secondaire

➤ **Le puits-6 :**

**Fig.III.32:** Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-6)

L'histogramme de la porosité de ce puits représente une distribution bimodale :

- ✓ Premier mode : correspond à l'intervalle [0,711-4,311[, sa fréquence est de 54%
- ✓ Deuxième mode : correspond à l'intervalle [18,711-22,311[, avec une fréquence de 8%



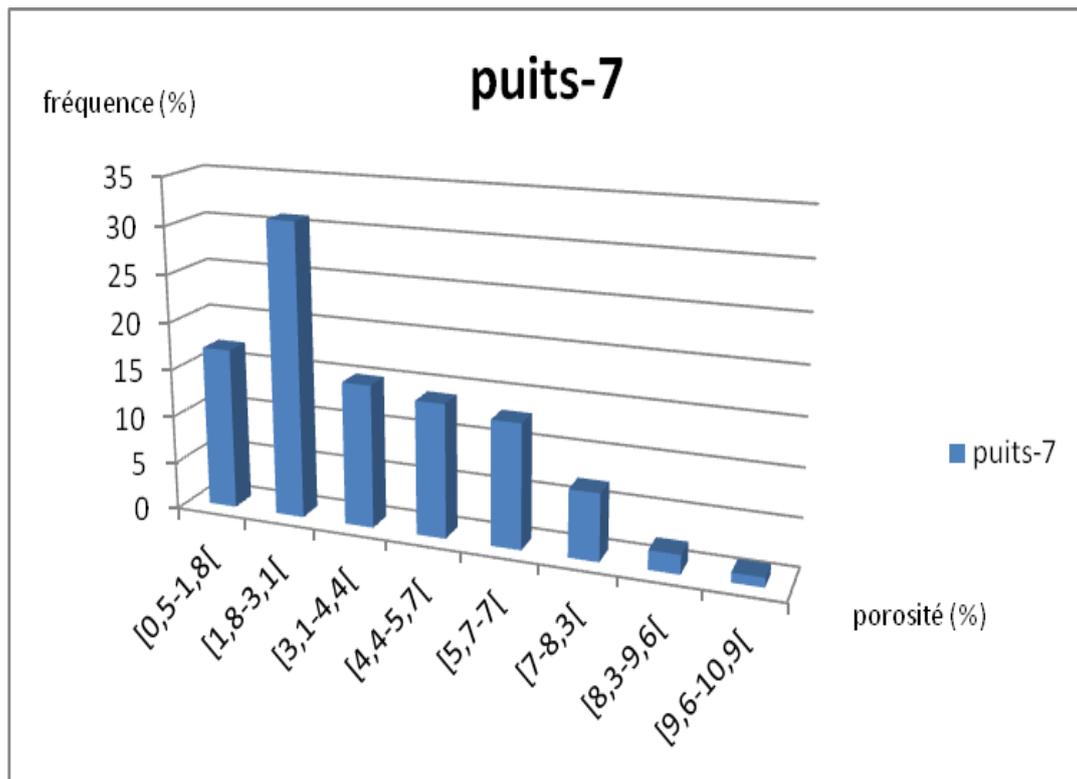
**Fig.III.33:** Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-6)

L'histogramme des classes de la perméabilité représente une distribution bimodale :

- ✓ Le premier mode : correspond à l'intervalle [0,01-0,11 [ avec une fréquence de 80 %
- ✓ Le deuxième mode : correspond à l'intervalle [0,41-0,61[ avec une fréquence de 10 %

Dans ce cas il y'a deux types de perméabilité : matricielle et secondaire

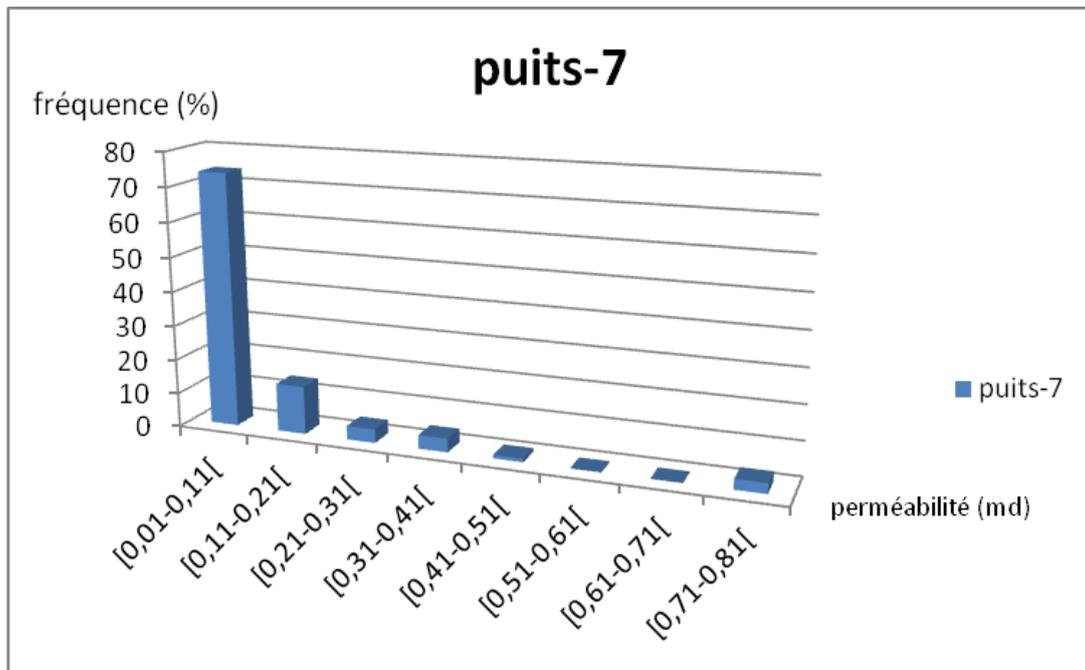
➤ **Le puits-7 :**



**Fig.III.34:** Histogramme de distribution des classes de porosité (puits-7)

L'histogramme des classes de la porosité représente une distribution unimodale :

- ✓ La classe modale correspond à l'intervalle [1,8-3,1[, la porosité est primaire

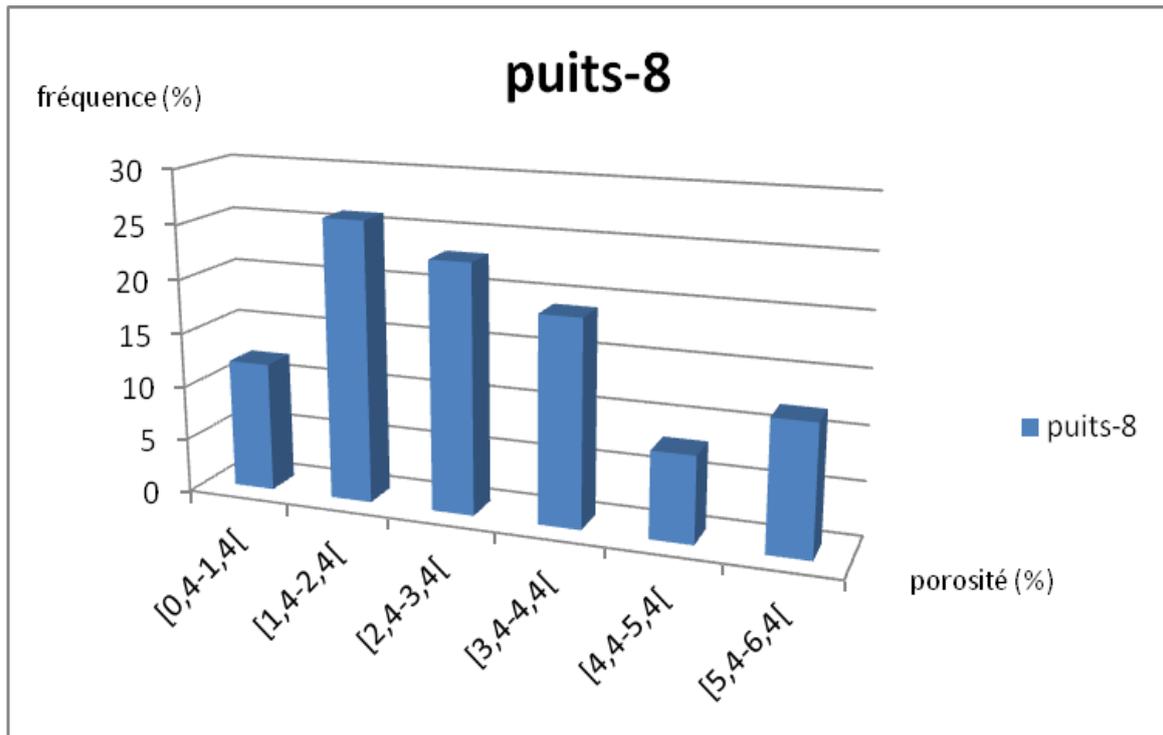


**Fig.III.35:** Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-7)

L'histogramme des classes de la perméabilité représente une distribution bimodale :

- ✓ Le premier mode : correspond à l'intervalle [0,01-0,11 [ avec une fréquence de 74 %
- ✓ Le deuxième mode : correspond à l'intervalle [0,71-0,81[ avec une fréquence de 3 %

Dans ce cas il y'a deux types de perméabilité : matricielle et secondaire

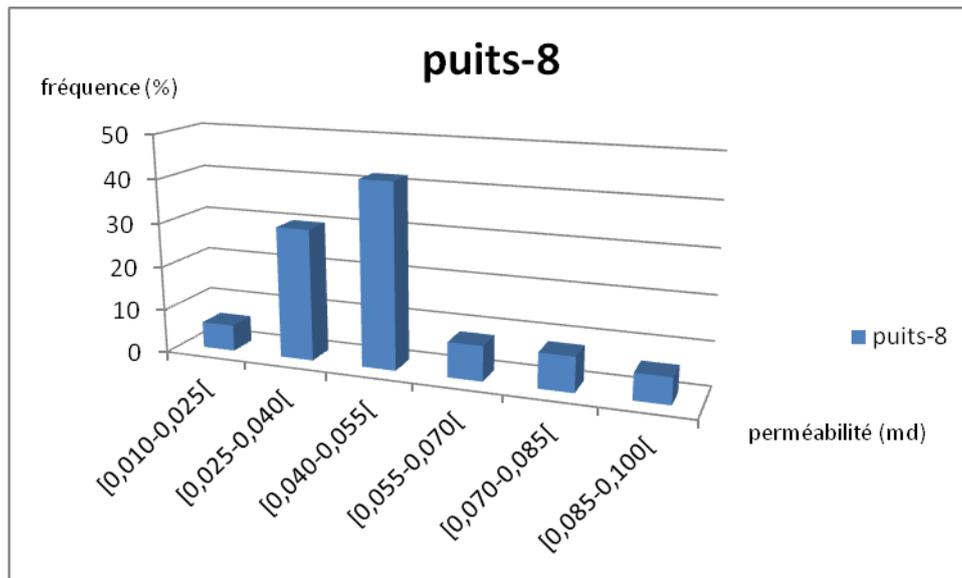
➤ **Le puits-8 :**

**Fig.III.36:** Histogramme de distribution des classes de la porosité (puits-8)

L'histogramme de la porosité représente une distribution bimodale :

- ✓ Le premier mode : correspond à l'intervalle [1,4-2,4[ avec une fréquence de 26%
- ✓ Le deuxième mode : correspond à l'intervalle [5,4-6,4[ avec une fréquence de 12%

Dans ce puits il existe deux types de porosité : matricielle et secondaire



**Fig.III.37:** Histogramme de distribution des classes de perméabilité (puits-8)

L'histogramme des classes de la perméabilité représente une distribution unimodale :

- ✓ La classe modale correspond à l'intervalle [0,040-0,055[, la perméabilité est primaire

## III.2.4. Courbe de corrélation

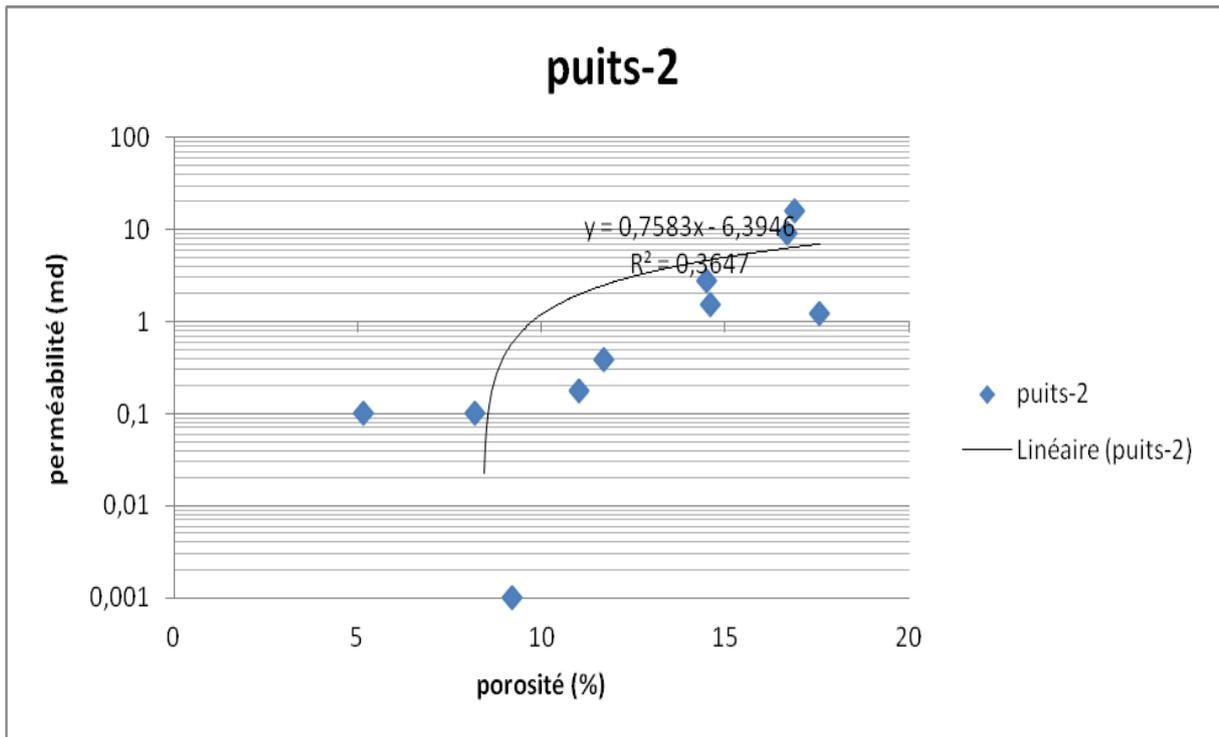
## ➤ Le puits-1 :



**Fig.III.38** : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-1)

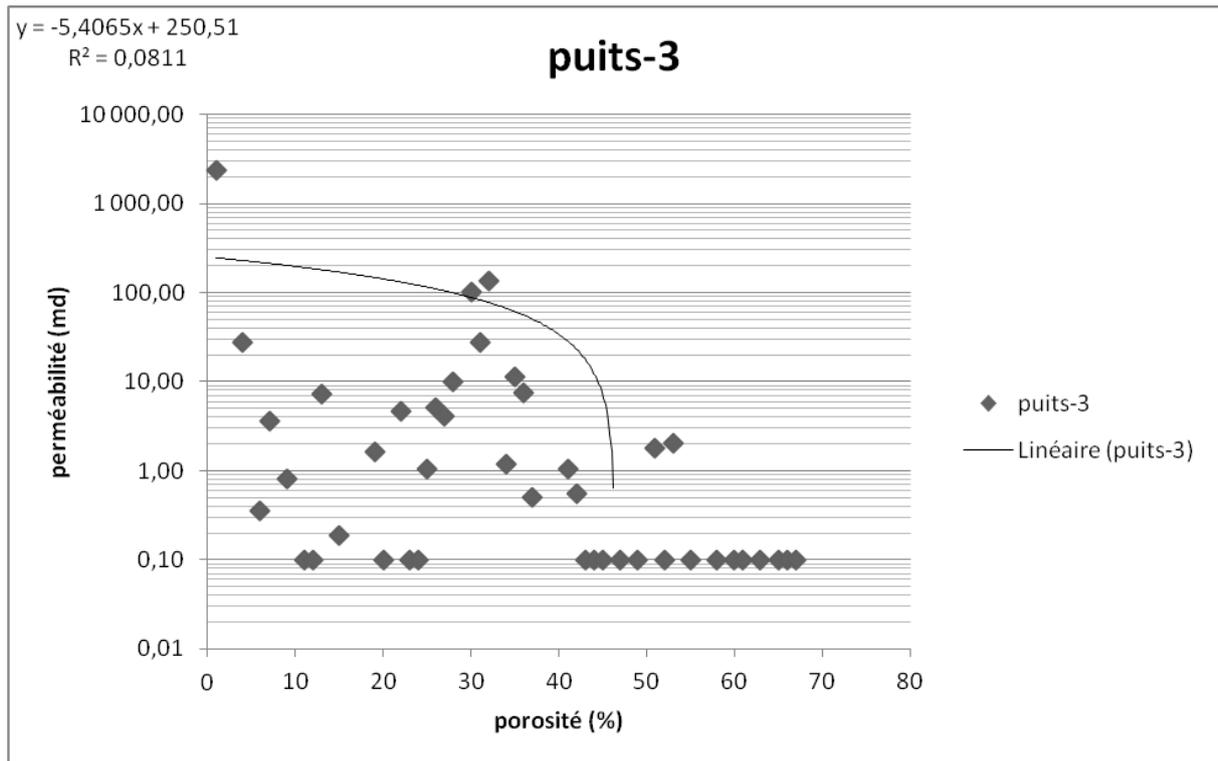
Le graphe de corrélation dans le puits-1 indique que les points sont en forme de nuée assez dispersée avec un coefficient de corrélation égale à 0.45, cette valeur correspond à un réservoir hétérogène.

➤ Le puits-2 :



**Fig.III.39** : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-2)

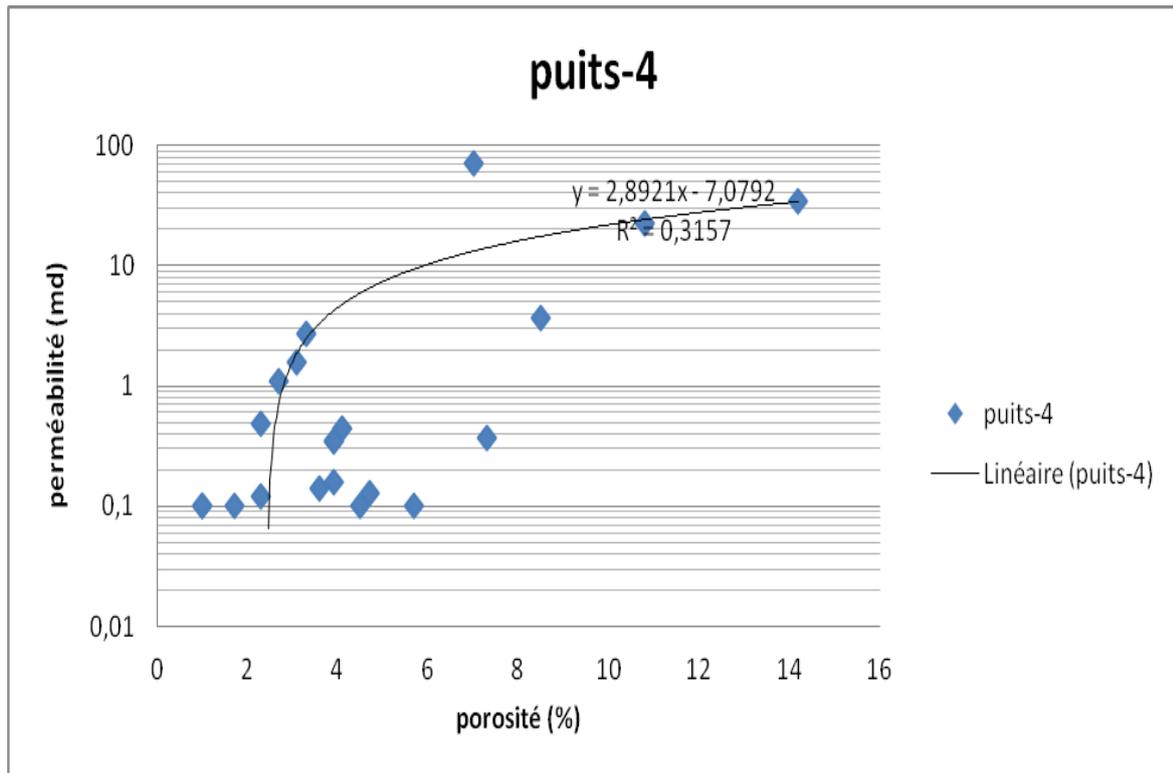
Le graphe de corrélation dans ce puits montre que les points sont plus ou moins alignés avec un coefficient de corrélation égale à 0.6, ce qui indique que le réservoir tend beaucoup plus vers l'homogénéité.

➤ **Le puits-3 :**

**Fig.III.40:** Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-3)

Le graphe de corrélation montre que les points sont en forme de nuée assez dispersée avec un coefficient de corrélation égale à 0.28, ce qui montre que le réservoir est hétérogène.

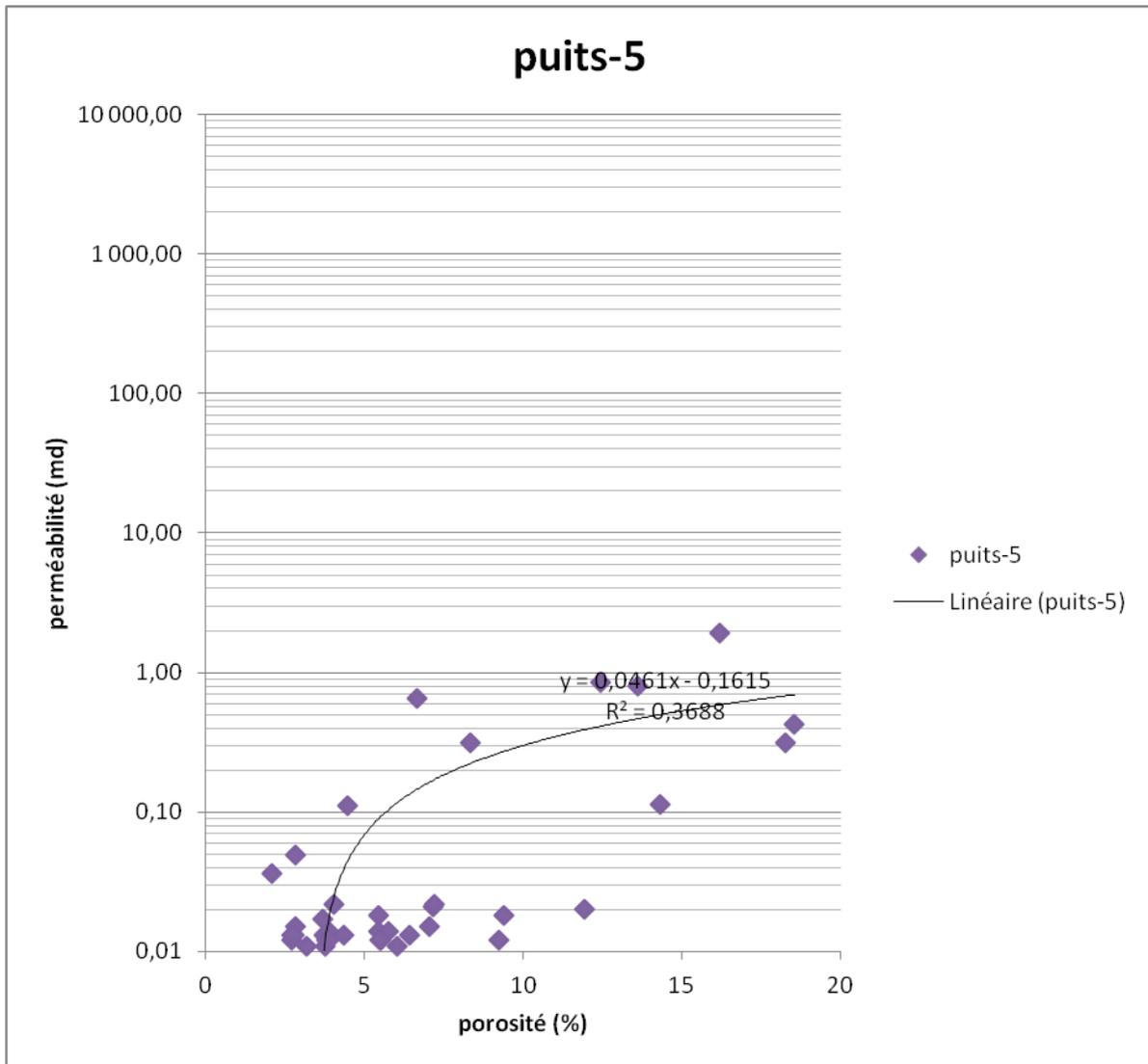
## ➤ Le puits-4 :



**Fig.III.41:** Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-4)

Le graphe de corrélation montre que les points sont légèrement organisés avec la corrélation qui est égale à 0,56, le réservoir tend plus vers l'homogénéité que vers l'hétérogénéité.

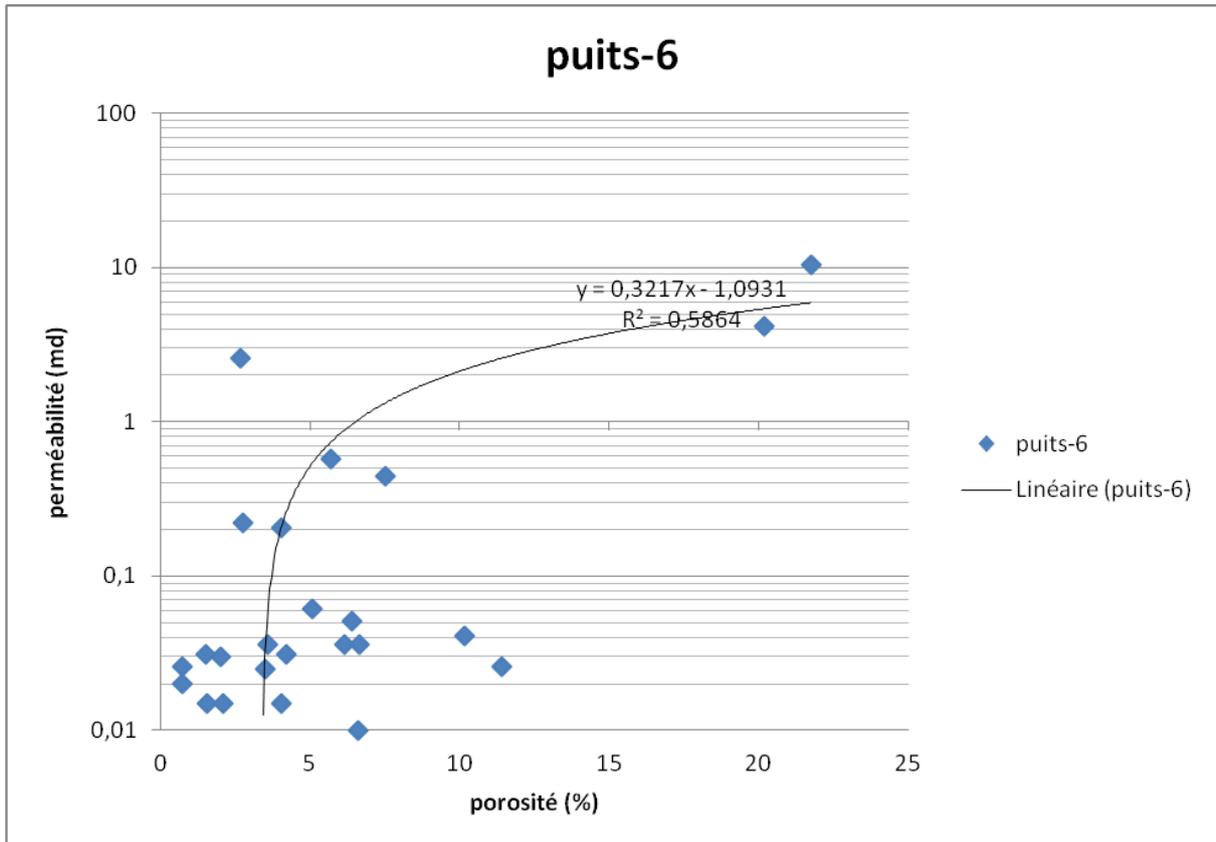
➤ Le puits-5 :



**Fig.III.42** : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-5)

Le graphe de corrélation montre que l'organisation des points est à peu près diagonale dont le coefficient de corrélation est égale à 0.6, cette distribution correspond à un réservoir plus ou moins homogène.

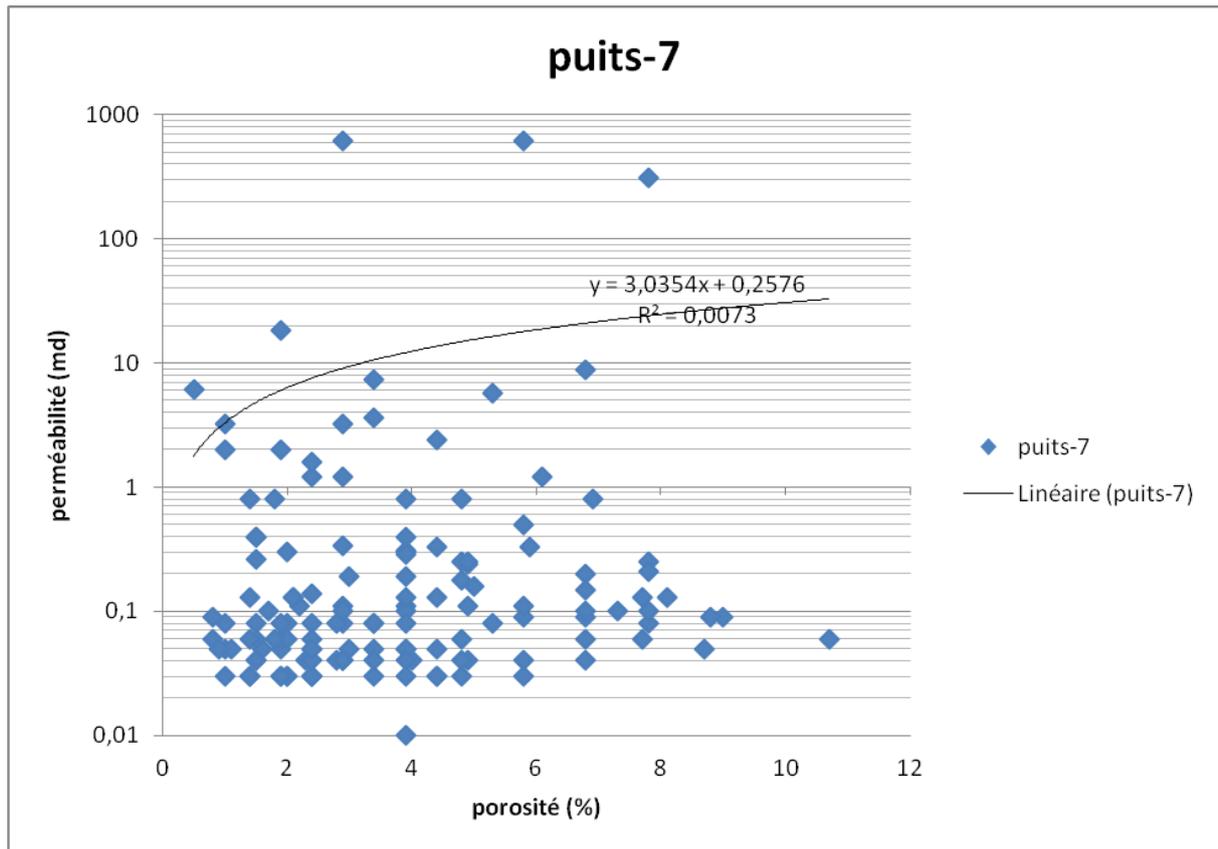
## ➤ Le puits-6 :



**Fig.III.43:** Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-6)

Le graphe de corrélation montre que l'organisation des points est bien organisée avec un coefficient de corrélation égale à 0.76 ce qui indique un réservoir homogène

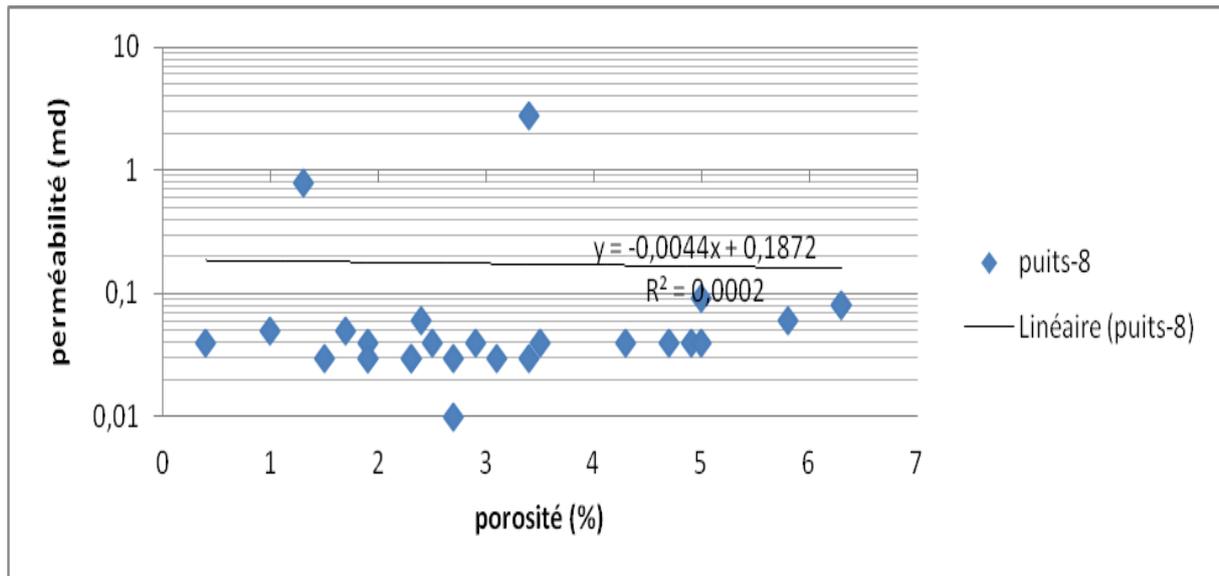
## ➤ Le puits-7 :



**Fig.III.44** : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-7)

Le graphe de corrélation montre que l'organisation des points forme une nuée bien dispersée avec un coefficient de corrélation égale à 0.09 ce qui est très loin d'un réservoir homogène.

➤ **Le puits-8 :**



**Fig.III.45:** Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité (puits-8)

Le graphe de corrélation montre l'organisation des points forme une nuée dispersé avec un coefficient de corrélation 0.01, cette distribution correspond un réservoir hétérogène.

### III.3. Conclusion

Plusieurs points ont été déduits à partir de cette étude :

1. En comparant les différents histogrammes de la porosité, on constate qu'ils présentent dans la plus part des cas une distribution bimodale, sauf quelques histogramme, où la distribution est unimodale.

On peut considérer donc, l'existence de deux types de porosité : matricielle et secondaire.

2. En comparant les différents histogrammes de la perméabilité, on constate, qu'ils présentent dans la plus part des cas une distribution bimodale, sauf quelques histogramme. Ces derniers, montrent une distribution unimodale. Le puits-1 montre une distribution polymodale. Donc, on peut déduire qu'on a deux types de perméabilité : matricielle et de fracturation.

3. Les cartes en isoporosité montrent la variation de porosité (porosité moyenne de 10%) qui explique la friabilité des grés du Siegénien - Gédinnien. Les carte en isoperméabilité indique que la perméabilité est très faible ce qui reflète la compaction du réservoir.

4. L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques, la porosité et la perméabilité ont été établies par puits et par réservoirs, afin de déterminer les valeurs moyennes. Les écarts types et les coefficients de corrélation montrent que :

- ✓ Le réservoir Siegénien présente les caractéristiques d'un réservoir hétérogène qui tend parfois vers l'homogénéité.

Plusieurs causes sont à l'origine de l'amélioration ou la détérioration des propriétés pétrophysiques de ces réservoirs. On peut citer parmi ces causes :

1. L'influence de la tectonique.
2. L'influence des conditions diagénétiques.
3. L'influence des conditions sédimentaires.

## **Conclusion générale**

Le bassin de GOURARA-Nord fait partie de la province occidentale de la plateforme saharienne. Sa structuration résulte d'une tectonique intense fini-paléozoïque qui lui confère une forme dissymétrique. Il montre des axes structuraux positifs d'orientation NW-SE, parallèles à la chaîne de l'Ougarta.

L'approche sédimentaire a révélé les points suivants :

- Vu l'absence de données paléontologiques pour séparer le Gédinnien du Siegénien, nous considérons ces deux étages comme une seule entité grés-argileuse.
- Lithologiquement, cette unité comprend deux ensembles :
  - Un ensemble argileux à la base
  - Un ensemble gréseux au sommet

L'analyse de toutes les cartes en iso-paramètres des niveaux réservoirs du Dévonien inférieur montre que les paramètres pétrophysiques, à savoir la perméabilité et la porosité ainsi que les paramètres géologiques sont en général médiocres.

L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques montrent que les niveaux réservoirs du Dévonien inférieur (Gédinnien, Siegénien et Emsien) sont hétérogènes et compacts (Tight réservoir), avec des coefficients de corrélation très faibles, et des valeurs de perméabilité faibles.

Les niveaux réservoirs du Dévonien inférieur sont considérés comme un objectif d'exploitation du gaz, surtout le Siegénien et le Gédinnien, malgré que les caractéristiques pétrophysiques soient mauvaises. Leurs productivités peuvent être améliorées par la fracturation naturelle dans les zones proches des accidents majeurs.

## Références Bibliographiques

**ATTAR et al., 1995**, Le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie, WEC ALGERIE 1995, SONATRACH et SCHLUMBERGER. Published by Schlumberger. Produced by Technical Editing

**BEUF.S. et al., 1968**, Recherche sédimentologique, formations paléozoïques du pourtour du Hoggar.volume IV. Rapport de la mission de reconnaissance.

**DELFAUD J.,1974**, Typologie scalaire des séquences sédimentaires en fonction du milieu.

**SONATRACH division exploration.,2001**, Rapport de fin de sondage des puits Timimoun nord.

**SONATRACH et BHP- pétroleum., 1995**, Rapport des Potentiels pétroliers des bassins de l'Ahnet, Timimoun et Reggane. Sonatrach. Exploration. Boumerdes Alger.

**TOTAL., 2011**, Gaz Non-conventionnels des ressources pour le futur