

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2016

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



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

**Mémoire de Fin d'Etudes**

**En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER 2**

Présenté par

**HEZIL Abdelhamid**

**BOUSSAID Mehmeddine**

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

**Thème**

---

**Caractérisation Pétrophysique du Réservoir Ordovicien (Unité IV-3) du  
Champ In Essene-In Essene Ouest**

**(Bassin d'Illizi)**

---

Devant le jury :

**Belkacemi.A**

**MCB**

**Président  
Examineur  
Rapporteur**

Année Universitaire : 2015/2016



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

Département : Gisements Miniers et Pétroliers

Filière : Hydrocarbures

Option :Géologie Pétrolière

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

**MASTER**

***Thème***

**Caractérisation Pétrophysique du Réservoir Ordovicien (Unité IV-3) du  
Champ In Essene-In Essene Ouest**

**(Bassin d'Ilizi)**

**Présenté par :**  
**HEZIL Abdelhamid**  
**BOUSSAID Mehmeddine**

**Avis favorable de l'encadreur :**  
**Belkacemi.A**

**Avis favorable du Président du jury**  
**Nom Prénom** **Signature**

**Cachet et signature**

# Remerciements

*Au terme de cette étude, nous tenons à remercier **ALLAH** qui nous a donné le courage et la volonté d'aller jusqu'au bout et de ramener ce modeste travail à son point ultime.*

*Nous tenons tout d'abord à remercier notre professeur et promoteur **Mme BELKACEMI AMEL**, qui nous a prêté une attention particulière et qui à aucun moment n'a ménagé son effort et son savoir pour nous apporter de l'aide.*

*Nos remerciements vont également à notre encadreur **Mme MEBBANI DALILA** Pour son aide, ses conseils et sa contribution à l'accomplissement de ce travail.*

*On ne peut s'arrêter là, sans évoquer tout le corps enseignant du département Gisements Miniers et Pétroliers. Puisque grâce à eux nous n'avons eu aucune difficulté à combler nos lacunes théoriques et à satisfaire notre curiosité scientifique.*

*Enfin, à ceux qui ont contribué et collaboré de près ou de loin à l'élaboration de cette étude.*

*Merci à tous.  
Merci pour tout.*

*Boussaid Mehyledine*

*&*

*Hezil Abdelhamid*





# *Dédicaces*

*Je dédie ce travail à  
Ma chère mère  
Et à Mon père paix a son âme*

*HEZIL ABDELHAMID*



# Dédicaces

*Je dédie ce Modeste travail*

*A mes très chers parents qui m'a apporté sans cesse amour,  
Soutien et encouragement ; et qu'ils trouvent ici l'expression de mes  
vives reconnaissances.*

*Mes très chers frères azou et hasni (paix a son âme) et mes très chères  
sœurs;*

*Et*

*Ma fiancée ;*

*ET*

*A tous mes chers amis qui ont montrés le sens de l'amitié :  
Yasser, Mino, Ilyes, Sadame, Rafik, Toto, Bilele, malek, Bobo, Zine , moh,  
Zayd , Zaki, achraf, Souhaib . Ainsi que tous mes amis sans exception.*

*Mon binôme : Hezil Abdelhamid ;*

*Mes amis (es) du groupe : MAGL11.*

**BOUSSAID MEHYEDDINE**



<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>Méthodologie</b> .....	2
<b>Chapitre I : Généralités</b>	
<b>I. Généralités sur le bassin d'Ilizi</b> .....	3
I.1. Introduction .....	3
I.2. Situation géographique et géologique bu bassin d'Ilizi .....	3
I.2.1 Situation géographique .....	3
I.2.2 Situation géologique .....	3
I.3. Historique d'exploration de bassin d'Ilizi .....	6
I.4. Stratigraphie .....	8
I.4.1. Paléozoïque .....	9
a. Le Cambrien .....	9
b. L'Ordovicien .....	9
c. Le Silurien .....	10
d. Le Dévonien .....	10
e. Le Carbonifère .....	11
f. Le Permien .....	11
I.4.2. Le Mésozoïque .....	11
a. Le Trias .....	11
b. Le Jurassique .....	11
c. Le Crétacé .....	11
I.5. Aspect structurale et tectonique du bassin .....	13
I.6. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Ilizi .....	13
I.7. Evolution géodynamique du bassin d'Ilizi .....	16
I.8. Aspect pétrolier .....	18
I.8.1. Roches mères .....	18

I.8.2. Roches réservoirs .....	18
I.8.3. Roches couvertures .....	18
I.8.4. Les piège hydrocarbures .....	18
<b>II. Présentation de la zone d'étude .....</b>	<b>19</b>
II.1.Introduction .....	19
II.2. Situation géographique et géologique de la zone d'étude.....	19
II.2.1. Situation géographique.....	19
II.2.2. Situation géologique.....	19
II.3.Historique d'exploration dans la région .....	22
II.4. Présentation des puits proposés à l'étude .....	23
II.5.Cadre structural .....	25
II.5.1. Aperçu tectonique .....	25
II.5.2. Aperçu paléostrucural .....	25
II.6. Aspect stratigraphique.....	29
II.6.1. Paléozoïque .....	29
a. Le Cambrien .....	29
b. L'Ordovicien .....	29
c. Le Silurien .....	29
d. Le Dévonien .....	29
e. Le Carbonifère .....	30
II.6.2. Le Mésozoïque .....	30
a-Trias .....	30
b- Jurassique .....	30
II.7. Aspect pétrolier .....	32
II.7.1. Roches mères .....	32
II.7.2. Roches réservoirs .....	32

II.7.3. Roches couvertures .....	32
II.7.4. Types des pièges.....	33
<b>Chapitre II : Approche sédimentologique</b>	
<b>I. Introduction .....</b>	<b>34</b>
<b>II. Rappels .....</b>	<b>34</b>
II.1. Les environnements glacières .....	34
II.2. Définition des différents lithofaciès .....	35
II.2.1. Faciès fluviatile .....	35
a. Faciès fluviatile en tresses.....	35
b. Faciès de plaine d'inondation .....	36
II.2.2. Faciès marin .....	37
<b>III. Description des réservoirs Cambro-ordovicien (unités IV, III &amp; II) .....</b>	<b>37</b>
III.1. Unité IV .....	37
III.2. Unité III.....	38
III.3. Unité II.....	38
<b>IV. Description des faciès de l'unité IV-3 .....</b>	<b>40</b>
<b>V. Corrélations diagraphiques.....</b>	<b>40</b>
V.1. Méthode de corrélation .....	40
V.2. Interprétation de la corrélation diagraphique .....	42
<b>Chapitre III : Caractérisation pétrophysique du réservoir</b>	
<b>I. Introduction .....</b>	<b>43</b>
<b>II.1. Définition des paramètres petrophysiques .....</b>	<b>43</b>
II.1. La porosité .....	43
II.2. La perméabilité.....	43
II.3. Relation entre la porosité et la perméabilité.....	44
<b>III. Répartition latérale des paramètres petrophysiques de l'unité IV-3 de la région d'étude.....</b>	<b>45</b>

III.1. Interprétation des différentes cartes en iso-valeurs.....	45
III.1.1. La carte en iso-porosité.....	45
III.1.2. La carte en iso-perméabilité .....	45
III.1.3. La carte en isobathes .....	45
III.1.4. La carte en isopaques .....	45
III.1.5. Conclusion .....	50
<b>IV. Analyse statistique de la porosité et de la perméabilité .....</b>	<b>50</b>
IV.1 Interprétation des histogrammes de la porosité et de la perméabilité .....	50
IV.1.1. Puits N-1 .....	50
IV.1.2. Puits N-2 .....	52
IV.1.3. Puits N-3 .....	54
IV.2. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité.....	56
IV.2.1. Evolution verticale de la porosité .....	56
IV.2.2. Evolution verticale de la perméabilité .....	61
IV.2.3. Conclusion .....	65
 <b>Chapitre IV : Trend-analyse des paramètres du réservoir</b> 	
<b>I. Introduction .....</b>	<b>66</b>
<b>II. Méthodologie .....</b>	<b>66</b>
II.1. Lissage par la méthode des moindres des carrés .....	66
II.2. Les étapes de traitement géostatistique des paramètres du réservoir .....	69
<b>III. Détermination des trends.....</b>	<b>70</b>
<b>IV. Interprétation des résultats .....</b>	<b>71</b>
IV.1. Interprétation des cartes des trends et des anomalies .....	71
IV.2. Conclusion sur la distribution des anomalies .....	72
<b>V. Interprétation de la carte de zonation.....</b>	<b>79</b>
V.1. Etablissement du tableau de catégorie .....	79

# SOMMAIRE

V.2. Interprétation de la répartition des anomalies .....	80
<b>Conclusion générale</b> .....	<b>82</b>

## Chapitre I

Fig.1 : Situation géographique du bassin du bassin d'Ilizi .....	04
Fig.2 : Situation géologique du bassin d'Ilizi et les principaux éléments structuraux d'Algérie .....	05
Fig.3 : coupe géologique de bassin d'Ilizi Sud-Nord .....	08
Fig.4 : La colonne lithostratigraphique du bassin d'Ilizi.....	12
Fig.5 : Schéma structural du bassin d'Ilizi.....	15
Fig.6 : Situation géographique de la zone d'étude .....	20
Fig.7 : Situation géologique du champ In Essrne-In Essene Ouest .....	21
Fig.8 : Plan de position des puits de la région d'étude .....	24
Fig.9 : Carte structurale au toit de l'Ordovicien.....	27
Fig.10 : Section sismique passant par les puits NO-1, N-3 et N-1.....	28
Fig.11 : la colonne stratigraphique de la zone d'étude .....	31

## Chapitre II

Fig.12 : Les environnements glaciaires .....	34
Fig. 13 : Schéma d'un système fluvatile en tresse .....	36
Fig.14 : les environnements de dépôts cambro-ordoviciens de la zone d'étude .....	39
Fig.15 : Description de carottes de l'unité IV-3– Puits N-3 .....	40
Fig.16 : carte montre le positionnement des puits et le profil de corrélation.....	41
Fig.17 : Profil de corrélation diagraphique montrant l'extension des niveaux des réservoirs Ordovicien à travers les puits WA-1, N-7, N-6 et NO-2.....	42

## Chapitre III

Fig.18 : Carte en isoporosité de l'unité IV-3 de l'Ordovicien .....	46
---	----

# LISTE DES FIGURES

Fig.19 : Carte en iso-perméabilités de l'unité IV-3 de l'Ordovicien .....	47
Fig.20 : Carte en isobathes au toit de l'unité IV-3 de l'Ordovicien .....	48
Fig.21 : Carte en isopaque au toit de l'Unité IV-3 de l'Ordovicien.....	49
Fig.22 : Histogramme de perméabilité au niveau du puits N-1 .....	51
Fig.23 : Histogramme de porosité au niveau du puits N-1.....	51
Fig.24 : Corrélacion perméabilité-porosité au niveau du puits N-1 .....	52
Fig.25 : Histogramme de perméabilité au niveau du puits N-2.....	53
Fig.26 : Histogramme de porosité au niveau du puits N-2.....	53
Fig.27 : Corrélacion perméabilité-porosité au niveau du puits N2.....	54
Fig.28 : Histogramme de perméabilité au niveau du puits N-3.....	55
Fig.29 : Histogramme de porosité au niveau du puits N-3.....	55
Fig.30 : Corrélacion perméabilité-porosité au niveau du puits N-3 .....	56
Fig.31: Evolution verticale de la porosité du réservoir Ordovicien-Unité IV-3 de puits N-1.....	58
Fig.32 : Evolution verticale de la porosité du réservoir Ordovicien-Unité IV-3 de puits N-2 .....	59
Fig.33 : Evolution verticale de la porosité du réservoir Ordovicien Unité IV-3 de puits N-3 .....	60
Fig.34 : Evolution verticale de la perméabilité du réservoir Ordovicien-Unité IV-3 de puits N-1 .....	62
Fig.35 : Evolution verticale de la perméabilité du réservoir Ordovicien-Unité IV-3 de puits- N-2.....	63
Fig.36 : Evolution verticale de la perméabilité du réservoir Ordovicien-Unité IV-3 de puits- N-3.....	64

## Chapitre IV

# LISTE DES FIGURES

Fig.37 : Carte du Trend de l'épaisseur utile d'unité IV-3 de l'Ordovicien.....	73
Fig.38 : Carte des anomalies de l'épaisseur utile d'unité IV-3 de l'Ordovicien .....	74
Fig.39 : Carte du Trend de la porosité d'unité IV-3 de l'Ordovicien .....	75
Fig.40 : Carte des anomalies de la porosité d'unité IV-3 de l'Ordovicien.....	76
Fig.41 : Carte du Trend de la perméabilité d'unité IV-3 de l'Ordovicien .....	77
Fig.42 : Carte des anomalies de la perméabilité d'unité IV-3 de l'Ordovicien.....	78
Fig.43 : Carte de zonation de l'unité IV-3 de l'Ordovicien .....	81

# LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau.1</b> : phases tectoniques majeures de bassin d'Ilizi.....	17
<b>Tableau.2</b> : Tableau montrant les coordonnées géographiques des puits forés .....	23
<b>Tableau.3</b> : Les coordonnées orthonormées et les données des puits de l'unité IV-3.....	70
<b>Tableau.4</b> : Tableau des catégories .....	79

In Essene- In Essene-ouest, localisée dans la partie Sud-Est du bassin d'Illizi, c'est le champ où le réservoir Ordovicien (Unité IV-3) est faiblement perspectif pour la recherche d'hydrocarbures, mais reste objectif secondaire dans la majeure partie de la région.

L'exploration devient de plus en plus difficile dans la région. En effet, sachant que pratiquement tous les grands gisements y ont déjà été découverts, l'exploration des petites structures aux bords de ces grands gisements ne suffit pas aux besoins économiques actuels, le département Pôle Sud de la Direction des Gisements (Sonatrach/PED) doit donc se pencher sur la recherche des pièges subtils. Ces derniers qui peuvent receler de grandes quantités d'hydrocarbures sont encore plus difficiles à explorer à cause des problèmes liés à la variation rapide d'épaisseur, de faciès et l'hétérogénéité des paramètres pétrophysiques du réservoir Ordovicien (Unité IV-3).

La méconnaissance relative du réservoir Ordovicien du champ d'In Essene- In Essene-ouest est liée à sa complexité de dépôts Ordoviens, à l'absence de certaines unités (érosions ou non dépôts) et à sa variation de faciès.

Dans ce contexte, et dans le cadre de la collaboration entre l'université de Boumerdes-F.H.C- et la Division (SONATRACH/ PED) ; Notre étude vise de façon précise l'unité IV-3, pour cela le sujet est intitulé : « Caractérisation Pétrophysique du Réservoir Ordovicien unité IV-3 du champ In Essene- In Essene-ouest, bassin d'Illizi».

Pour atteindre notre objectif, nous avons suivi les étapes suivantes :

- Introduction générale.
- Chapitre I : Généralités.
- Chapitre II : Approche sédimentologique.
- Chapitre III : Caractérisation pétrophysique du réservoir.
- Chapitre IV : Trend-analyse des paramètres du réservoir.
- Conclusion générale.

## I. Généralités sur le bassin d'Illizi :

### I.1. Introduction :

La plateforme saharienne appartient au Craton Nord-africain, elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes.

La province orientale, appelée synéclise Est Algérie, se compose des bassins d'Illizi et de BERKIN séparés par le môle d'Ahara.

La série sédimentaire type discordante sur le Précambrien, présente tous les termes, du Cambrien à l'Actuel. Une série sableuse d'âge Mio-pliocène recouvre localement les formations terminales du Mésozoïque.

Enfin le Quaternaire discontinu, de faible épaisseur, constitue le dernier élément de la série stratigraphique.

Au cours de son histoire, le bassin d'Illizi a été, pour l'essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaire paléozoïque.

### I.2. Situation géographique et géologique du bassin d'Illizi :

#### I.2.1. Situation géographique :

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie Sud orientale du Sahara Algérien .Il représente l'une des plus grandes provinces pétro -gazéifères de l'Algérie, se situe entre les longitudes 6°E et 10°E, et les latitudes 29° 45'00'' N et 26° 30'00''N.

Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est dont la plus grande partie se trouve en Algérie, couvrant ainsi une superficie de 100.000 Km<sup>2</sup> jusqu'au massif du Hoggar qui le borde au sud (**Fig.1**).

#### I.2.2 Situation géologique :

Le bassin d'Illizi fait partie de la synéclise Est Algérienne. Il est limité par les môles d'Ahara au Nord qui le sépare du bassin de Berkine, Tihemboka à l'Est, Amguid El Biod à l'Ouest et le massif cristallo-métamorphique du Hoggar au Sud (**Fig.2**).

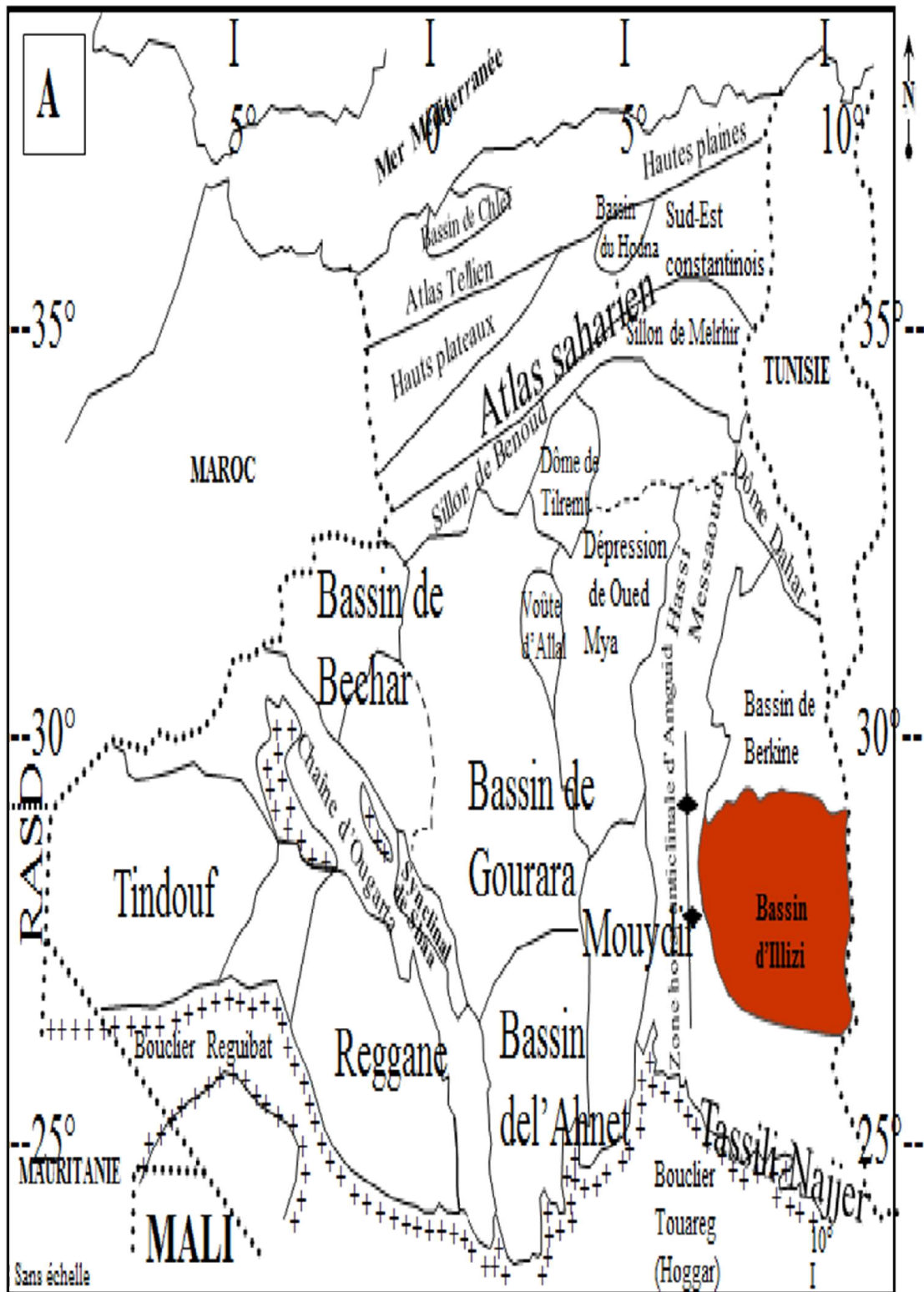
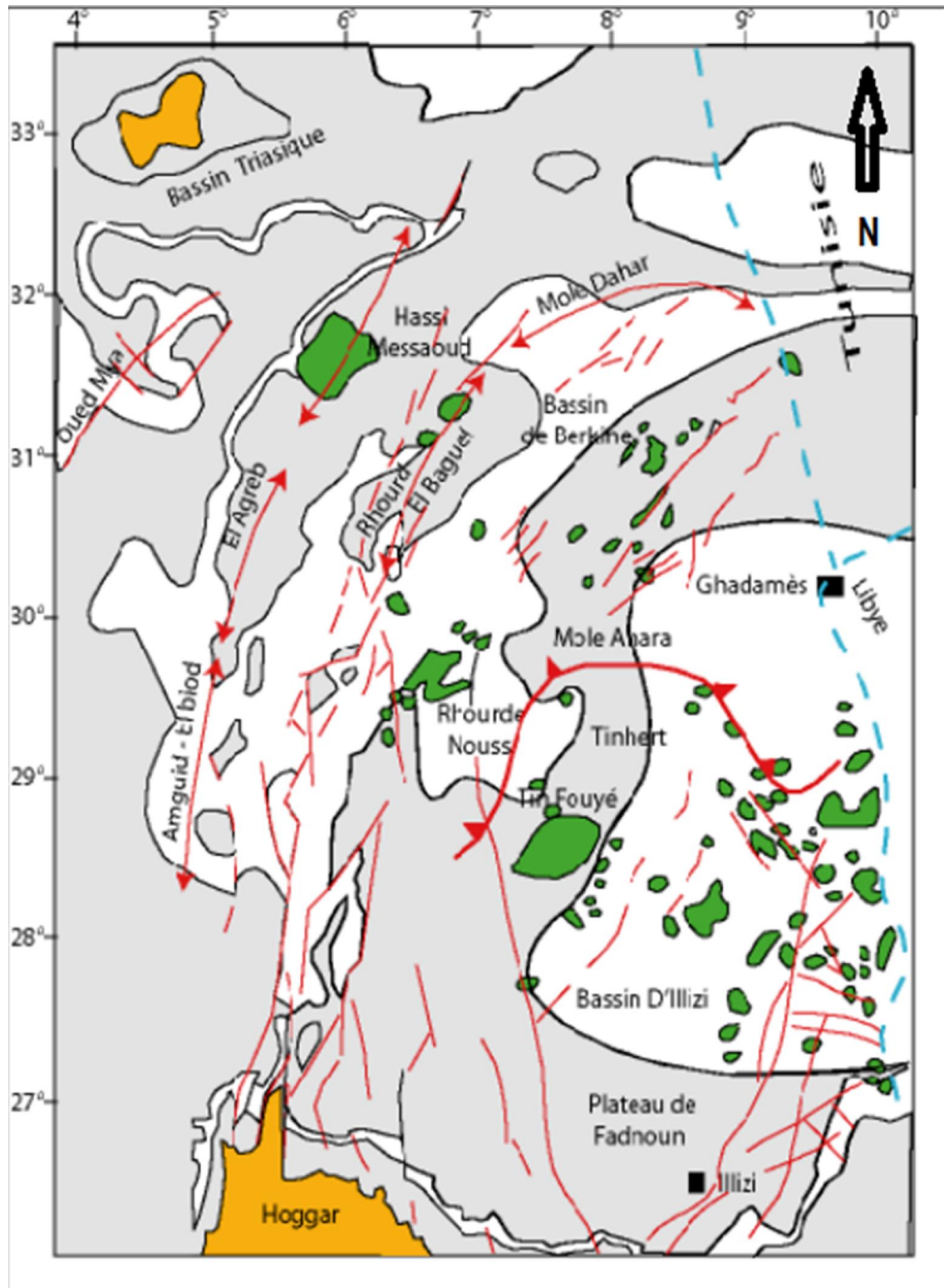


Fig.1: Situation géographique du bassin d'illizi

(Attar .A et Chauouche.A,1988,Modifiée)



**Fig.2 : Situation géologique du bassin d'Illizi et les principaux éléments structuraux d'Algérie**

(Document SONATRACH-2000)

### I.3. Historique d'exploration de bassin d'Illizi :

Les premières esquisses géologiques réalisées dans les bassins de la plateforme saharienne ont été faites grâce aux efforts louables des géologues universitaires suivants : C .KILIAN (1922, 1923, 1931) d'abord et J.FOLLOT (1952), LELUBRE (1952).

C.KILLIAN est le premier géologue qui a décrit les formations paléozoïques au Sud du bassin d'Illizi dans le massif du Hoggar.

Ce sont les italiens DESIO (1936), ROSSI (1939) et le français C.KILLIAN (1925) qui ont établi les bases de données sur le bassin d'Illizi et de Berkine.

Les géologues de la SNREPAL effectuèrent les premiers travaux géologiques des bassins sédimentaires, en réalisant les premiers levés de terrain en novembre 1946.

Par la suite une vaste campagne de gravimétrie débuta à la fin de 1948 dans la partie septentrionale du Sahara.

Les premières demandes de permis de recherche pétrolière furent déposées en 1950 par la société SNREPAL et la compagnie CFPA. Il est à noter que les premiers essais d'investigation par sismique réflexion eurent lieu en 1951.

Après l'échec des premiers essais de la sismique réflexion en 1951, la SNREPAL révéla une large campagne de sismique réfraction en 1951 à la CGG, les résultats furent positifs et servirent de base à l'implantation des premiers sondages stratigraphiques. A cette période on assiste à la découverte des champs géants d'huile de Hassi Messaoud en 1956 et de gaz d'Hassi Rmel en 1956 situés respectivement sur le môle d'Amguid et le bassin d'Oued Mya.

La période entre 1956 et 1962 a été marquée par les découvertes des principaux gisements dans le bassin d'Illizi par des méthodes géophysiques (gravimétrie, magnétométrie, sismique réfraction) et géologiques de terrain.

L'effort s'est traduit par la découverte de 40 gisements dont les plus importants sont : Edjeleh, Zarzaitine (huile), Ohanet (huile), In Amenas (huile) etc. ...

Cette période a connu une grande activité de forages, près de 598 puits ont été forés, dont 152 puits d'exploration, 284 puits de développement et 162 puits d'extension.

L'estimation des réserves initiales en place dans le bassin d'Illizi s'élèvent à environ:

- 735 .106 tonnes d'Huile.
- 479.109 m3 de Gaz.
- 78.106 tonnes de condensât.

Après l'indépendance de l'Algérie en 1962, de nouvelles techniques d'exploration ont été

utilisées afin d'augmenter les chances de succès. De ce fait des compagnies mixtes ont été créés dans le cadre d'un accord Algéro-Français. En 1965, la SONATRACH et la SOPEFAL ont créé une nouvelle association dénommée ASCOOP chargée d'effectuer des opérations de recherche pétrolière en Algérie.

La période 1963 à 1970 est caractérisée par une forte activité d'acquisition sismique réflexion et une baisse dans le nombre de forages. Les principales découvertes réalisées durant cette période sont les suivantes: Tin Fouye (huile+gaz), Tabankort (huile) ; Amassak, Stah (huile) et Tamanjelt.

Les réserves initiales estimées pour ces découvertes sont:

- 478.106 tonnes d'Huile.
- 344.109 m<sup>3</sup> de Gaz.
- 54.106 tonnes de condensât.

Après les nationalisations en 1971, la SONATRACH devient le principal opérateur qui mettra en évidence la découverte de nombreux petits gisements.

La période entre 1970 à 1980 a été marquée par une intense activité sismique (2D) avec l'acquisition d'environ 47000 Km. Des études aéromagnétiques et gravimétrique sont été réalisées par la SONATRACH (1977-1978).

Durant cette période 325 puits ont été forés, 51 puits d'exploration, 243 puits de développements et 31 puits d'extensions. Le résultat de ces travaux s'est concrétisé par la découverte de deux gisements (Mereksen et Dimeta sont les plus importants).

Les réserves initiales sont estimées à :

- 108 106 tonnes d'Huile.
- 84.109 m<sup>3</sup> de Gaz.
- 16.106 tonnes de condensât.

L'exploration pétrolière chute sensiblement entre 1981 à 2008 malgré un effort remarquable en sismique (2D) pendant la période précédente. seulement 80 puits d'exploration ont été forés dont 30 furent positifs, soit un taux de succès de 40%.

L'ouverture du domaine minier algérien (Exploration et Production des hydrocarbures) avec l'avènement de la loi 86-14 a permis à beaucoup de compagnies pétrolières internationales d'investir en Algérie. Parmi les compagnies présentent actuellement en Algérie on note: CEPSA, TOTAL, ANADARKO, REPSOL, PETROCANADA, BRITISH PETROLUM (BP), AGIP, MEDEX etc.

L'exploration dans le bassin d'Illizi a permis la collecte d'un volume important de données sismiques (2D, 3D) et de forages. Globalement: 90 .000 Km de sismique (2D) ont été réalisées et environ 1800 puits toutes catégories confondues ont été forés. Parallèlement de nombreuses études géopétrolières sur le bassin d'Illizi ont été effectuées par différents spécialistes et notamment par les compagnies pétrolières internationales.

**I.4. Stratigraphie:**

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophylliennes et volcaniques.

La coupe lithologique type du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série(Fig.3).

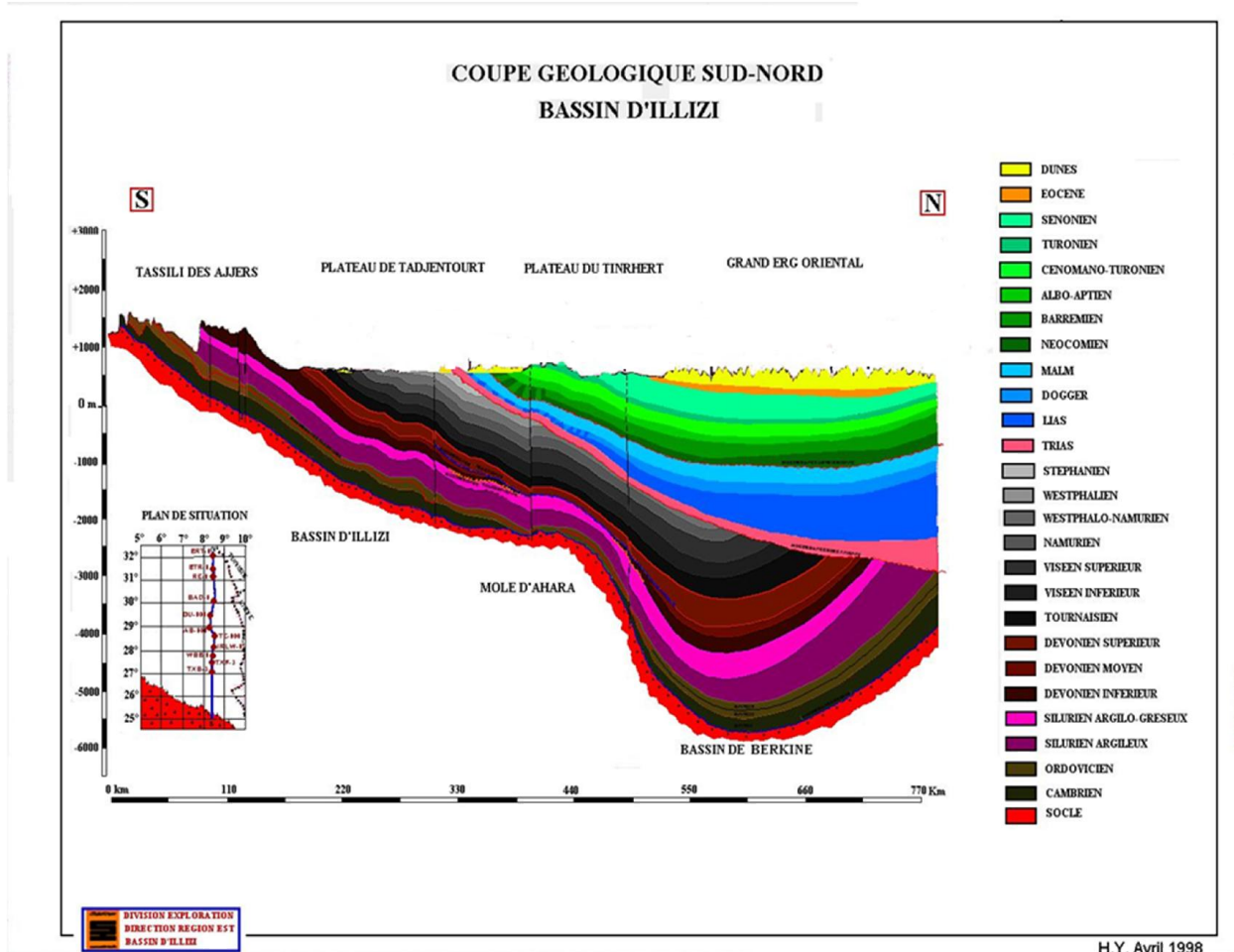


Fig.3: coupe géologique de bassin d'Illizi Sud-Nord

(Document Sonatrach Avril 1998)

La lithostratigraphie des séries paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et al, (1963) et Biju –Duval et Al, (1963 ,1971).

Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires.

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi (**Fig.4**) épaisse de plus de 3 000 m est la suivante :

#### **I.4.1. Le Paléozoïque :**

##### **a. Le Cambrien :**

Il est constitué par une succession de formation détritiques, essentiellement gréseuse.

- **L'unité I:**(conglomérats d'EI Moungar) épaisse de 300m, est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine.
- **L'unité II :** sa puissance est de l'ordre de 200 à 300m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux ; Ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien.

##### **b. L'Ordovicien :**

A l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités.

- **L'unité III-1:** son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.
- **L'unité III-2:** formée essentiellement de grès fins à grossiers à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.
- **L'unité III-3:** elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne constituée de grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux à alternant avec de rares passées d'argilite ; Cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.

- **L'unité IV:** son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grés et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :
  - **L'unité IV-2 :** qui est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés
  - **L'unité IV-3 :** appelée dalle terminale, elle est essentiellement Gréseuse.

#### c. Le Silurien :

Le Silurien est composé de bas en haut par les formations suivantes :

- ✓ **Formation de l'Oued Imirhou :** formée d'argiles à Graptolites d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses ; caractérisée par une série condensée appelée argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30m.
- ✓ **Zone de passage (unité M) :** formant le réservoir basal du F6 épais d'environ 100m. Cette unité est constituée d'alternance de grés, d'argile et de silt, les grés sont fins à moyens à stratifications obliques.
- ✓ **Barre inférieure (unité A) du réservoir F6 :** il s'agit de grés fins à moyens à stratifications obliques d'une épaisseur moyenne de 30 m.
- ✓ **Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6 :** son épaisseur varie de 40 à 50 m. cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grés fins argileux associés à des terriers.

#### d. Le Dévonien :

A l'échelle de la région d'étude il est représenté en général par le Dévonien inférieur d'une puissance de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :

- ✓ **La Barre moyenne (unité C1) du réservoir F6 :**
  - D'âge Gédinien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grés fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.
- ✓ **Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6 :**
  - D'âge Gédinien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances des grés et d'argile silteuses soulignant un environnement fluvio- estuarien.
- ✓ **La Barre supérieure (unité C3) du réservoir F6 :**

D'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100 m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique. Le dévonien moyen et supérieur qui correspondent aux séries de Tin-Meras et de Gara Mas Melouki ne sont représentés d'une manière générale que par le réservoir F2 appelée formation d'Irheme d'âge Strunien. Ce sont de grés fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre de 40 à 70 m.

**e. Le Carbonifère :**

Dans le bassin d'Illizi le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo-gréseuse (de 100m environ) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux. Cette série englobe :

- ✓ Le Tournaisien argilo-gréseux.
- ✓ Le Viséen argilo-gréseux
- ✓ Le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- ✓ La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

**f. Le Permien :** il est totalement érodé par les mouvements Hercyniens qui affectent même le carbonifère supérieur dans certains endroits.

**I.4.2. Le Mésozoïque :** il repose en discordance majeur sur le paléozoïque avec une épaisseur variable du sud vers le nord.

**a. Le Trias :** connu sous le nom de Zerzaitine inférieur, composé de grés fins à grossiers à quelques passées d'argiles.

**b. Le Jurassique :** le Lias et le Dogger correspondent respectivement au Zerzaitine moyen et supérieur composé d'argiles, de grés fins à grossiers et des carbonates, tandis que le malm correspond à la série de Taouratine inférieur composée de grés fins à moyens.

**c. Le Crétacé :** d'épaisseur d'environ 500-600m, composé par une alternance de grés fins à moyens à la base et de carbonates au sommet.

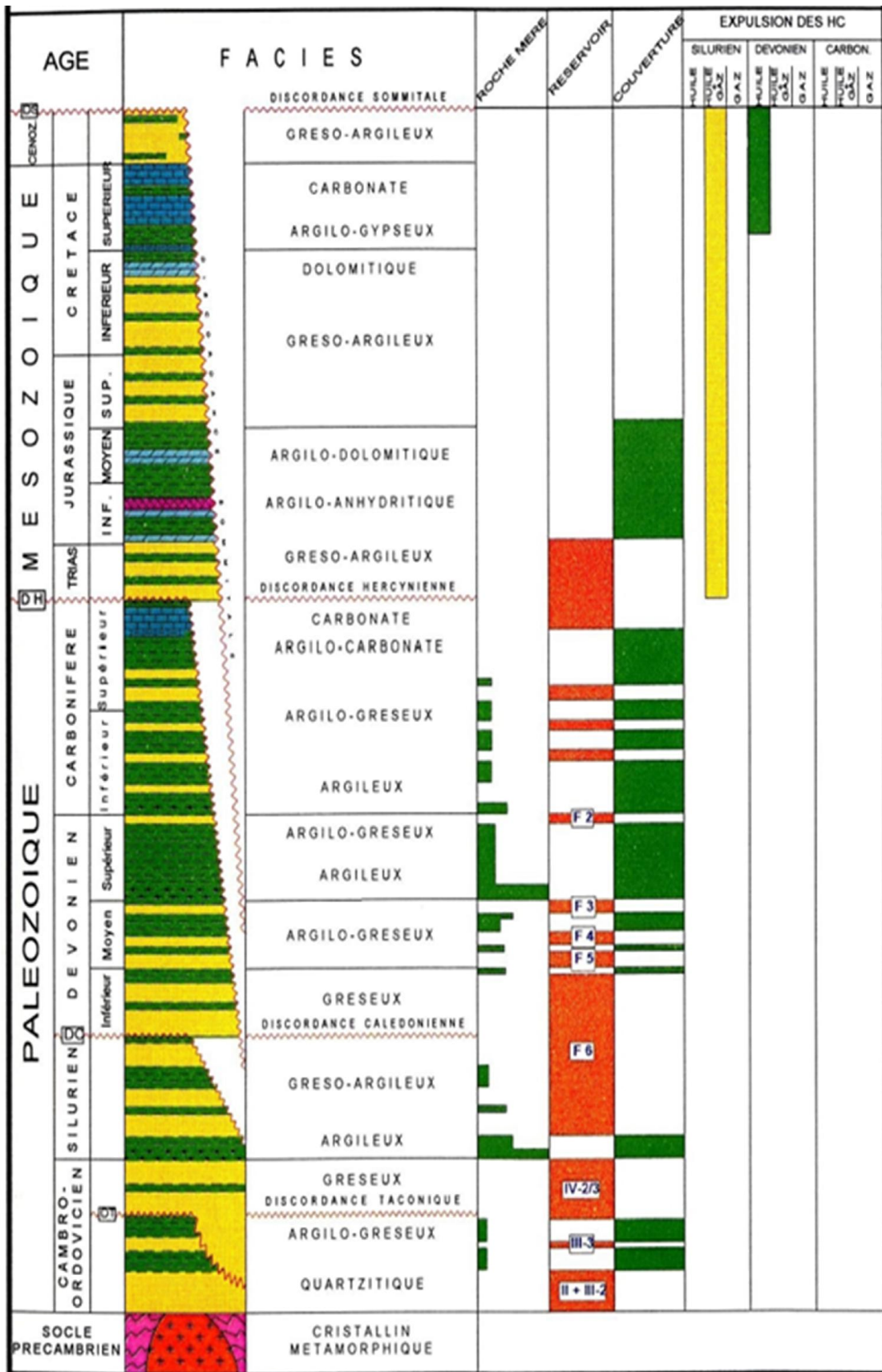


Fig.4 : colonne lithostratigraphique du bassin d'Illizi (Sonatrach – Division Exploration 2002)

### **I.5. Aspect structurale et tectonique du bassin :**

Le bassin d'Illizi ne représente qu'une entité de la plateforme saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins intracratoniques stables de type synclise qui se sont formés dans la partie Nord du Gondwana, et comprenant d'Est en Ouest : les bassins de Kufra et de Murzuk (Libye), du Mouydir, de l'Ahnet, de Sbaa, de Reggane et de Tindouf (Algérie) (**Fig.1**). L'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur.

Le bassin d'Illizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupart panafricains (600 Ma).

Au Nord, cette région est recouverte par le plateau Crétacé supérieur de Tihert.

A son extrême sud, les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar.

### **I.6. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi :**

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (bombement de Tin Fouyé, haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi), il est divisé en une succession de dépressions ou de sillons par une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest en Est (**Fig.5**):

- L'axe d'Amguid El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Est.
- L'axe de Tan Elak, L'axe d'Essaoui Méllene.
- L'axe passant par Maouar Tin Tayart.
- L'axe de Fadnoun, L'axe de la Tihemboka.

Les directions de tous ces axes sont proches de la direction N-S. Ils sont accompagnés de failles importantes dues au jeu de failles profondes du socle.

Celles-ci sont le prolongement des accidents panafricains qui affectent le socle du Hoggar sur des centaines de kilomètres et qui le divisent en plusieurs compartiments.

Ces failles majeures accompagnées de faisceaux de failles secondaires, ont joué au cours des temps géologiques lors des phases tectoniques successives en affectant la couverture sédimentaire du bassin.

En fonction des directions des failles et de celles des contraintes tectoniques, il y a eu des phases de compression, de distension et de décrochement. La plupart des structures anticlinales de la région sont en relation avec des failles.

Un examen rapide du schéma structural du bassin montre l'individualisation structurale de trois régions en raison des orientations majeures des accidents, de leur densité et de leur continuité :

A l'ouest, la région d'Amguid El Biod comprise entre les dépressions Oued Mya - Mouydir (sa bordure Ouest) et le trend englobant le périclinal de Tin Tayart, les anticlinaux d'Elssaouane (Est et Ouest) et celui de Maouar.

Au centre, le bassin d'Illizi proprement dit (nettement moins structuré) où se trouve l'ancien môle d'Ahara orienté approximativement E.W, celui-ci est compris entre le trend précédent et la grande zone d'accidents correspondant au trend de Fadnoun.

A l'Est, le môle de Tihemboka s'étendant entre le trend du Fadnoun et la frontière Algéro-Libyenne (cette région montre un style structural différent de précédente) est caractérisé par trois directions de failles :

- méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs.
- NW-SE à WNW-ESE.
- NE.SW pour les accidents secondaires.

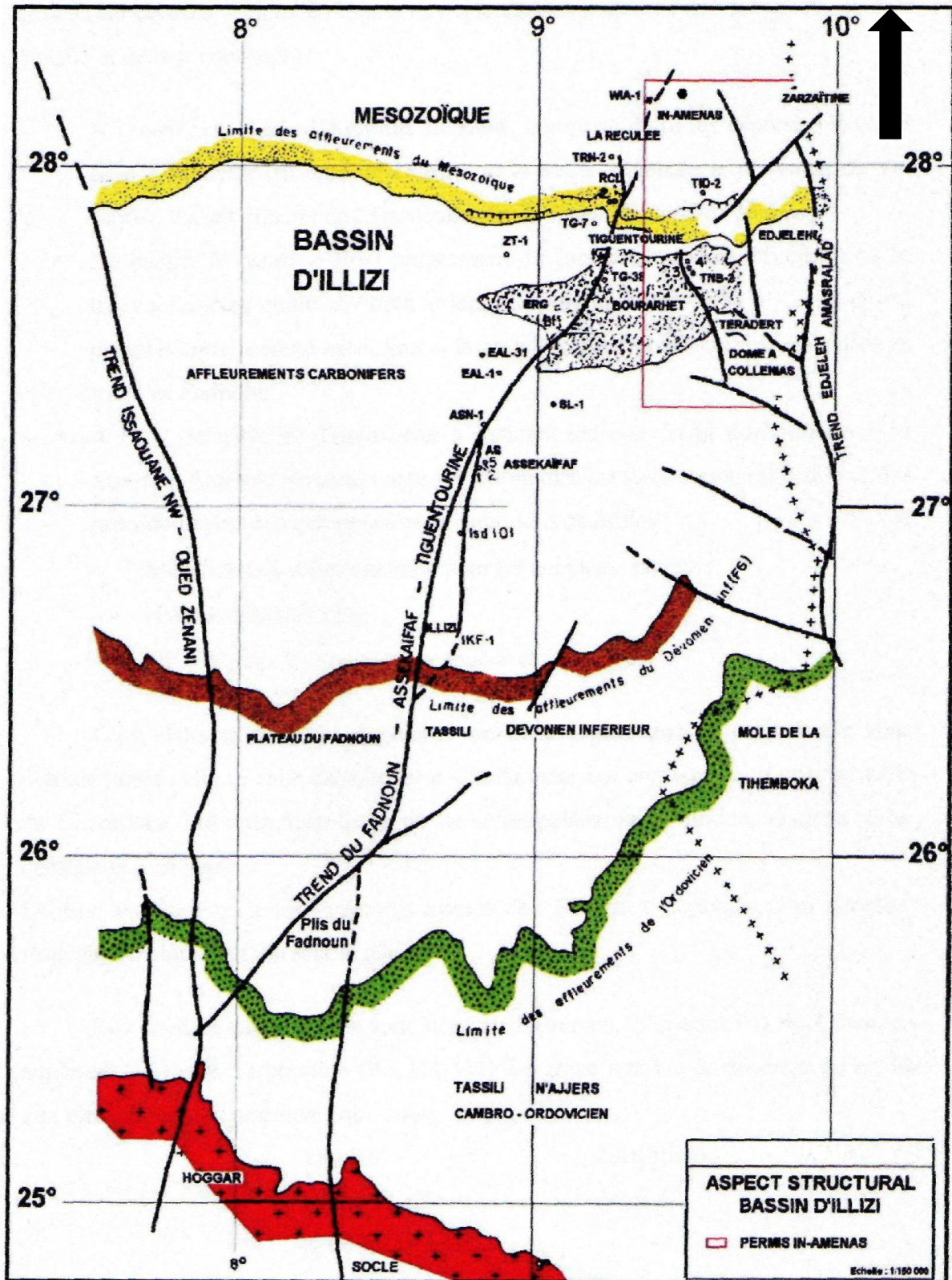


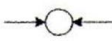

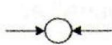





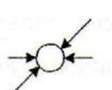



Fig.5: Schéma structural du bassin d'illizi (Document Sonatrach-1988)

### **I.7. Evolution géodynamique du bassin d'Illizi :**

Les principaux événements tectoniques qui ont affecté le bassin d'Illizi se sont déroulés :

- Du Précambrien Terminal-Cambrien inférieur : événement panafricain
- A l'Ordovicien supérieur : phase taconique du Silurien supérieur
- Au Dévonien inférieur : phase Calédonienne
- Au Dévonien supérieur : phase Frasinienne
- Au Carbonifère - Permien : phase Hercynienne
- Au Crétacé inférieur (Aptien) : phase Autrichienne
- Au Tertiaire (Eocène) : phase Pyrenienne. (**tab.1**)

Ces différentes phases tectoniques, (compressives et intensives) se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires.

PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEM FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW.	Compartimentage du Craton du Sahara central.
CAMBRO-ORDOVICIENNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate-forme saharienne volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S.	Soulèvement des boucliers, Reguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Silur-Devonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	<u>Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S &amp; E-W (Tihemboka, Ahara).</u>
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	<u>Non-dépôt et érosion locale (Mole d'Ahara).</u> Volcanisme.
WISEEN (Hercynienne précoce)	N 40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	<u>Erosion sur Tihemboka</u> et soulèvement de l'Ouhgarta.
CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)	N 120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la pangée)	NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4.	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFÉRIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	<u>Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod &amp; Illizi).</u> Effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S & NW-SE 	Début de chevauchement au nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Décrochement de la faille S. Atlas.	
MIOCENE	NW-SE & N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POST-VILAFRANCHIEN (Alpine)	N-S 	Basculement et inversions de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.

Tab.1 : phases tectoniques majeures. (D'après Boudjemaâ ; 1987).

**I.8. Aspect pétrolier:****I.8.1. Roche mère :**

Les principales roches mères dans le bassin d'Illizi sont les argiles du Silurien et du Frasnien ; celles de l'Ordovicien (argiles d'Azzel d'el Gassi) sont considérées ainsi comme roche mère mais à potentiel très faible.

**I.8.2. Roche réservoir :**

Dans le bassin d'Illizi les réservoirs sont liés aux :

- grès du Cambrien.
- grès et grès quartzitique de l'Ordovicien.
- grès du réservoir F6 (Dévonien inférieur - Silurien supérieur), ce niveau couvre l'essentielle de la plate-forme saharienne (la roche réservoir principale dans le bassin d'Illizi).
- grès argileux des réservoirs F5, F4(Emsien).
- grès argileux du réservoir F3 (Dévonien moyen).
- grès du réservoir F2 (Strunien).

La série Mésozoïque ne présente pas de roches couvertures de bonne qualité ce qui donne un faible intérêt pétrolier aux nombreux niveaux de sable et de grès quelle renferme.

**I.8.3. Roche couverture :**

Dans la plateforme saharienne les roches couvertures varient en âge et faciès, les plus anciennes sont de l'Ordovicien, Celle du Trias et Lias à série argilo-évaporitiques présentent des qualités remarquables.

Les roches couverture du bassin d'Illizi sont toutes représentées par des argiles, on a plusieurs niveaux; l'Ordovicien, le Silurien, le Carbonifère et dans le Dévonien (le Praguien argileux constitue la couverture du Dévonien inférieur des bassins sud-est saharien tel que le bassin d'Illizi).

**I.8.4. Les piège hydrocarbures :**

Ce sont des emplacements naturels favorisant l'accumulation des hydrocarbures, et empêchent leur migration à nouveau. Dans les pièges la température et la pression sont plus basses que celle de la roche mère. Dans le bassin d'Illizi, le mode de piégeage est de type structural (champs Stah), par faille Zarzaitine), biseutage stratigraphique (Alrar), mixte (Diméta), barrière de perméabilité (Tiguentourine ; paléovallée au niveau de l'Ordovicien), et hydrodynamique (Tin Fouyé-Tabankort, Irlalène).

## II. Présentation de la zone d'étude :

### II.1. Introduction :

La présente étude intitulée caractérisation du réservoir Ordovicien unité VI-3 du champ In Essene-In Essene Ouest a été initiée suite aux recommandations du département Pôle Sud de la Direction des Gisements (Sonatrach/PED). Plusieurs puits ont été forés dans la région dont certains ont montré des résultats positifs d'autres se sont avérés secs à travers le réservoir Cambro-ordovicien appelé tight Sand.

### II.2. Situation géographique et géologique de la zone d'étude :

#### II.2.1. Situation géographique:

Le gisement In Essene se trouve dans le bassin Illizi. Il est situé approximativement à 40 Km à l'Ouest de la ville d'In Amenas.

L'accès peut se faire à partir du Nord où la route Hassi Messaoud - In Amenas passe à une quarantaine de kilomètres, alors que l'axe In Amenas- Illizi le traverse dans sa partie orientale reliant les gisements de Tiguentourine. (**Fig.6**)

#### II.2.2. Situation géologique:

Les champs les plus proches (**Fig.7**) et qui délimitent notre zone d'étude sont :

- Nord In Amenas à l'Est
- Taouratine et Tiguentourine au Sud
- Horst In Amenas au Nord
- Gara- Gara Sud à l'Ouest.

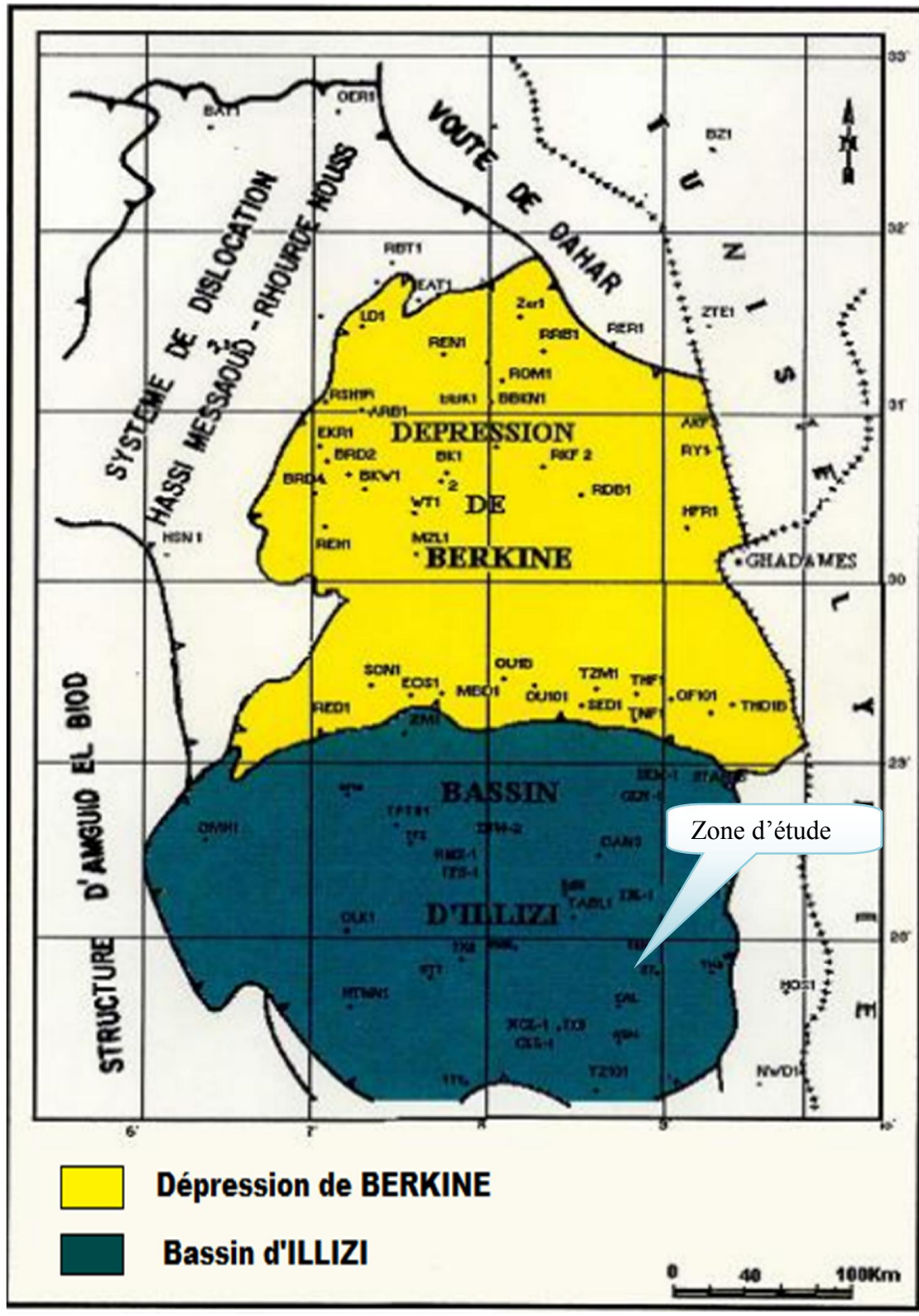


Fig.6 : Situation géographique de la zone d'étude

(Document SONATRACH 1988)

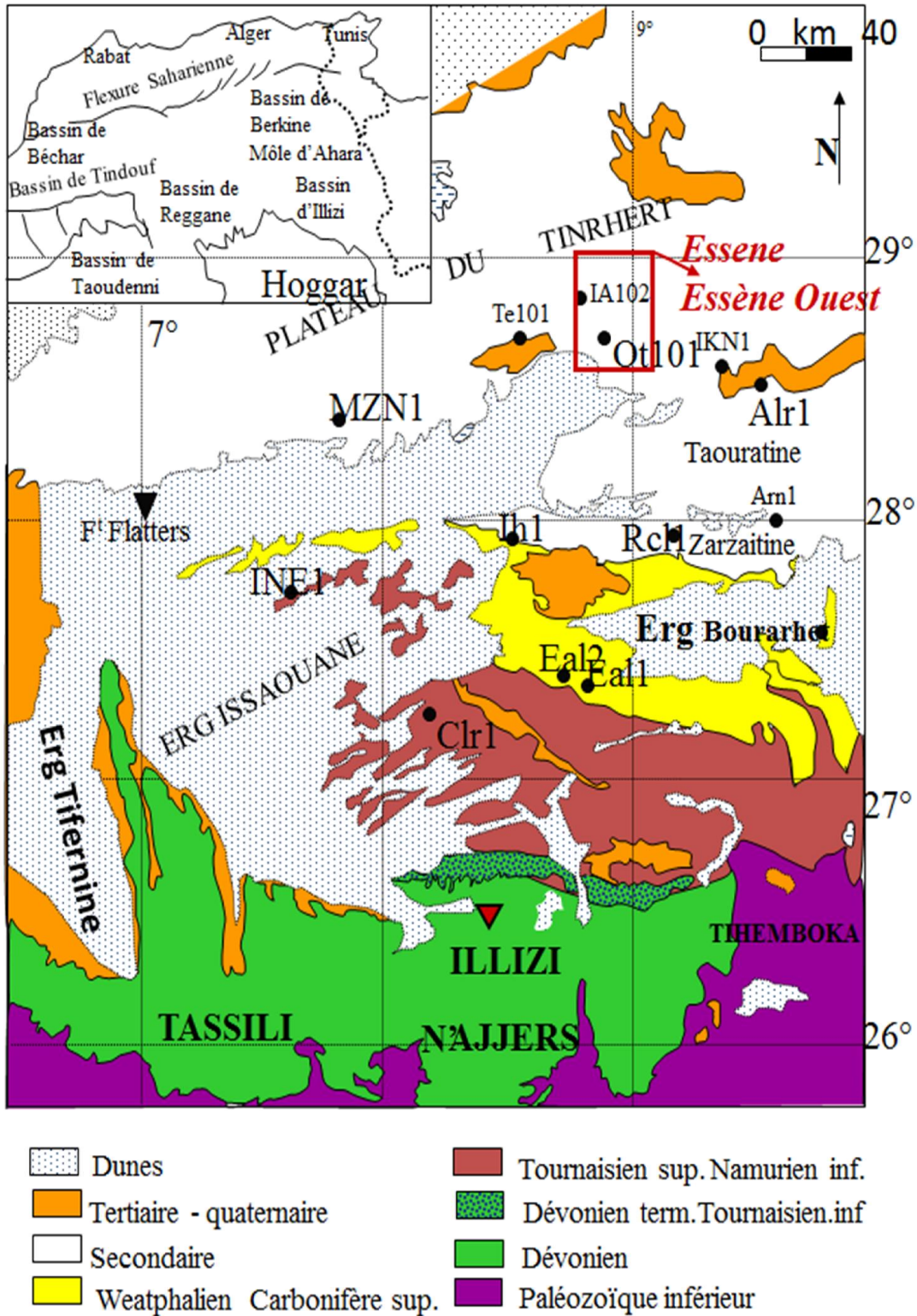


Fig.7 : Situation géologique du champ Essene-Essene ouest(ATTAR et al,1980),

### II.3. Historique d'exploration dans la région :

L'exploration pétrolière dans la région In Essene-In Essene ouest a débuté par l'implantation par la CREPS du forage IA-1 en 1962. Celui-ci a mis en évidence du gaz combustible et des traces d'huile au niveau du réservoir cambro-ordovicien. Les puits avoisinants avaient comme objectifs le Dévonien F2, F4 et le Siluro-dévonien F6 pour la détermination de l'anneau d'huile (F2 et F4) et se sont révélés à gaz. Ce n'est qu'en 2011 que l'anneau d'huile a été découvert. Plusieurs acquisitions sismiques ont permis l'implantation d'autres puits. Parmi ces campagnes la sismique 3D Alrar Sud In Amenas qui a permis de déceler les structures d'In Essene.

Dans notre zone d'étude plusieurs compagnies dont : TOTAL, CFP, CREPS et SONATRACH avaient effectué des travaux entre 1960 et 2011. Par conséquent plusieurs puits sont réalisés parmi eux :

**N-1 (2008)** : a mis en évidence la présence de gaz avec un débit de l'ordre de  $8610\text{m}^3/\text{h}$  avec une pression en tête de 1316 psi sous Duse 32/64 dans les niveaux du cambro-ordoviciens.

**N-2** : est situé au SE du bassin d'Illizi, dans le périmètre de recherche In Amenas, à 45 Km environ de la ville d'In - Amenas et plus exactement à :

- 30Km environ au Sud-Ouest de Zarzaitine.
- 8.5 Km environ au Nord de NO -1.
- 10.5 km environ au Nord de TRGE-1.
- 2.93Km à l'est du forage N-1.

**N-3** : est situé au SE du bassin d'Illizi, dans le périmètre de recherche IN-AMENAS, à 30 Km environ de la ville d'In-Amenas et plus exactement à :

- 8 Km environ au Nord de NO -3.
- 3,5 Km environ à l'Est du forage N-2.

**N-4** : est situé à 1.5 km au Sud Est du puits N-1, et à 2 km au Nord- Ouest du sondage N-2.

**N-5** : est situé à 2 km au Nord Est du puits N-1, et à 5 km au Nord- du sondage N-2.

**N-6** : est situé à 2 km au Nord Est, du puits N-1, et à 5 km au Nord du sondage N-2

**N-7** : est situé à 8 km au Sud-Ouest du puits N-1, et à 5 km au Nord du sondage NO-1.

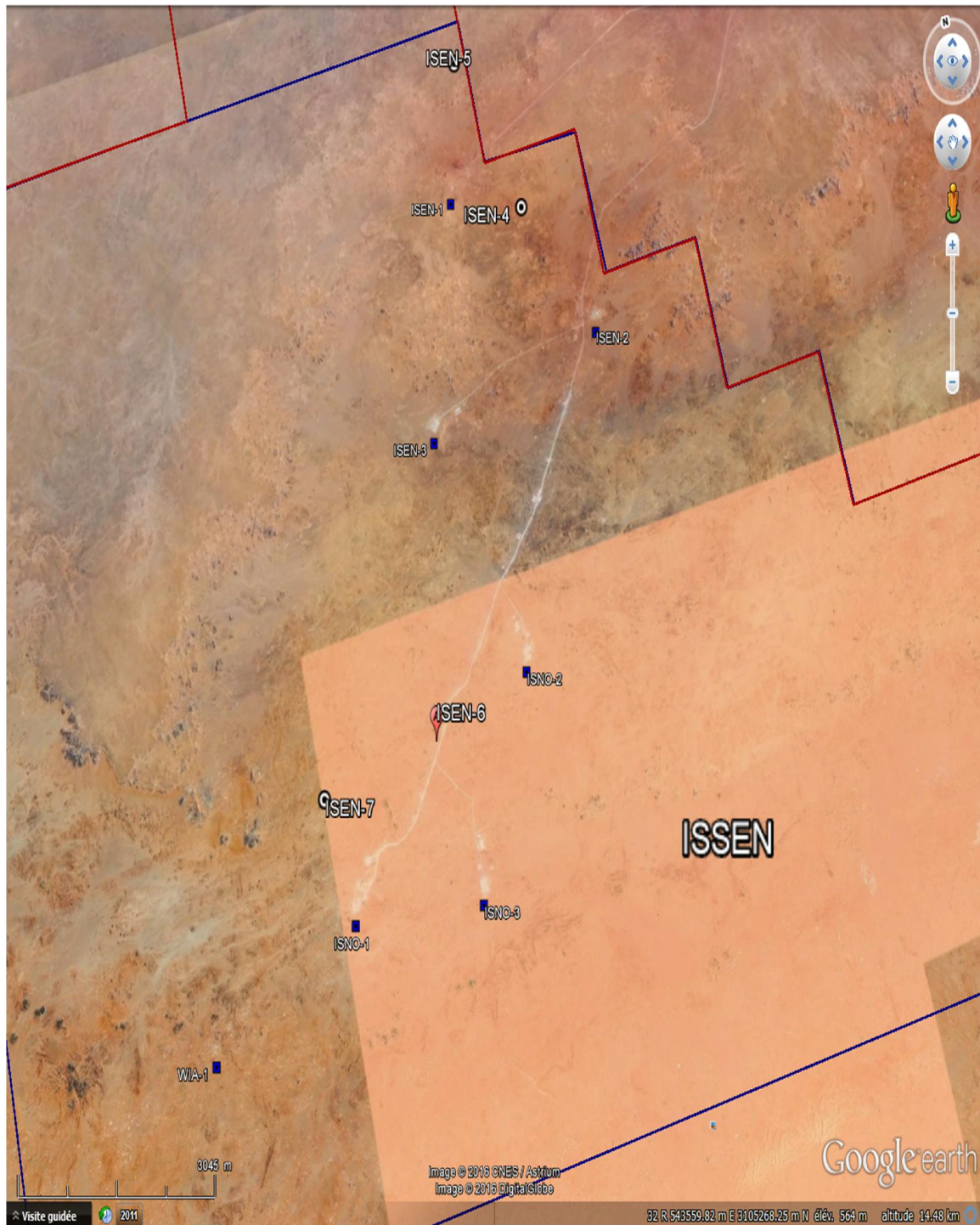
#### II.4. présentation des puits proposés à l'étude :

- Les coordonnées géographiques des puits forés sur la région sont regroupées ci-dessous :

Puits	X (m)	Y (m)	Zs (m)
N-1	538 569.26	3 117 211.28	597
N-2	540578	3115076	587.954
N-3	537579.987	3114516.114	583.963
N-4	539749.980	3116860.017	591.363
N-5	539070.005	3118899.991	607.818
N-6	536794.67	3111289.46	577.762
N-7	534896.510	3111114.465	585.546
NO-1	535064 .33	3109699.98	595.186
NO-2	538418.128	3111620.276	575,688
NO-3	537073.81	3109353.21	603.00
WA-1	532693.16	3108813.80	588.28

Tab.2 : Tableau montrant les coordonnées géographiques des puits proposés a l'étude.

- Le plan ci-dessous montre le positionnement de puits mentionnée dans le tableau précédent (**Fig.8**).



**Fig.8 : Plan de position des puits de la région d'étude**

## II.5. Cadre structural :

### II.5.1. Aperçu tectonique :

La région d'étude se trouve entre deux trends structuraux majeurs. A l'Est, c'est celui du Fadnoun- Assekaifaf- Tiguentourine, de direction NNE-SSW et plus à l'Ouest, c'est le trend de Tin Tayart- Oued Zenani, de direction subméridienne (**Fig.9**).

La réactivation continue du trend du Fadnoun, qui s'est manifestée depuis le Cambro - Ordovicien, se traduit par des variations d'épaisseurs, de faciès et par des surfaces d'érosion. Les mouvements de cet accident majeur ont certainement joué un rôle important dans la distribution de certains réservoirs, à travers l'axe central du bassin d'Illizi. L'essentiel du caractère structural de la zone d'étude s'observe en surface le long de l'accident du Fadnoun et des structures qui lui sont associées.

Les phases tectoniques anté-hercyniennes ont eu une grande influence sur la nature des dépôts et la répartition des épaisseurs et sont aussi responsables de la création des biseaux stratigraphiques. Les mouvements hercyniens quant à eux, ont joué un rôle prépondérant sur la structuration de la couverture sédimentaire paléozoïque.

Les mouvements post-hercyniens ont modifié l'aspect géométrique de cette structuration qui a abouti au modèle actuel.

### II.5.2. Aperçu paléostructural :

Au cours du dépôt du Cambrien, le trend du Fadnoun fut instable. En effet, l'épaisseur de l'unité II n'est que résiduelle. De plus, un pendage existait du Nord vers le Sud. Ceci est certainement en relation avec le soulèvement du môle d'Ahara à cette époque.

Durant l'Ordovicien, c'est dans la région de Tihemboka que ces mouvements sont les plus nets et se concrétisent par une discordance majeure.

A l'Ordovicien supérieur par contre, d'importants mouvements affectent la plateforme saharienne : il s'agit des mouvements tectoniques qui sont apparemment responsables de la première structuration notable de la couverture sédimentaire puisque ce sont eux qui vont conditionner les dépôts glaciaires du Complexe Terminal (unité IV).

A la limite Ordovicien- Silurien, la fonte de l'Inlandsis polaire qui occupait cette partie de la plateforme saharienne, provoque un soulèvement régional important et une transgression marine généralisée qui est responsable de la sédimentation de la puissante assise argileuse du

Silurien. Des mouvements isostasiques se sont effectués le long des grands accidents structuraux.

Les mouvements épirogéniques qui commencent alors à se manifester modifient les conditions de sédimentation provoquant des apports terrigènes qui se déposent en milieu marin.

Après le Silurien argilo-gréseux et une dynamique dans la sédimentation, une surface de discontinuité appelée communément ‘discordance calédonienne’, se place entre les unités inférieures et supérieures du réservoir F6.

Au vu des coupes et cartes géologiques actuelles, nous pouvons donner les grands traits de l'évolution qui seraient les résultats des mouvements hercyniens principalement. On distingue les mouvements précoces et les mouvements majeurs :

- Les premiers sont de type compressionnel orientés N40, et se déroulant au Carbonifère inférieur. Ils se traduisent par un axe d'épaisseur minimum du Tournaisien et Viséen inférieur. Les accidents du Fadnoun et d'Ouest Ihansatène ont pu jouer en décrochement.
- Les seconds ont lieu à la fin du Carbonifère et se traduisent par une deuxième phase de compression orientée N120. Celle-ci crée un basculement de tout le bassin d'Illizi du Nord-Ouest vers le Sud –Est et au niveau des accidents du Fadnoun et d'Ouest Ihansatène, des plis de compression vont apparaître.
- Entre les deux épisodes tectoniques, une période de calme relatif se serait installée, c'est à dire au Viséen supérieur et au Namurien.

Enfin les phases mésozoïques et tertiaires ont eu un effet sur tous les

- accidents subméridien en faisant jouer en inverse puis en décrochement les failles du Fadnoun et d'Ouest Ihansatène particulièrement.

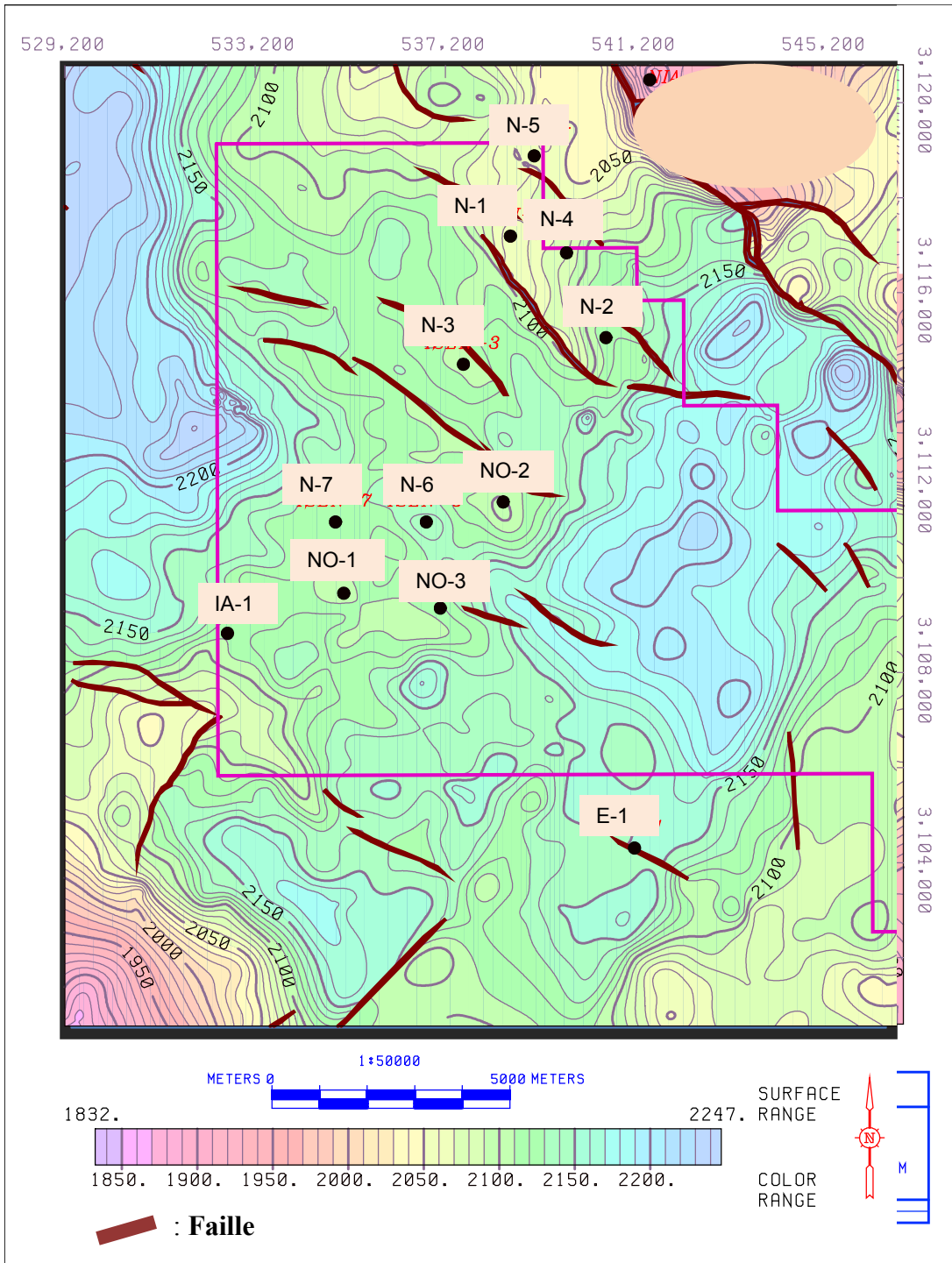


Fig.9 : Carte structurale au toit de l'Ordovicien

(Document Sonatrach Juin 2015)

- La section sismique(Fig.10) montre l'interfluve (paléo high) traversée par les puits N-1 et N-3 et la paléo vallée du puits NO-1.

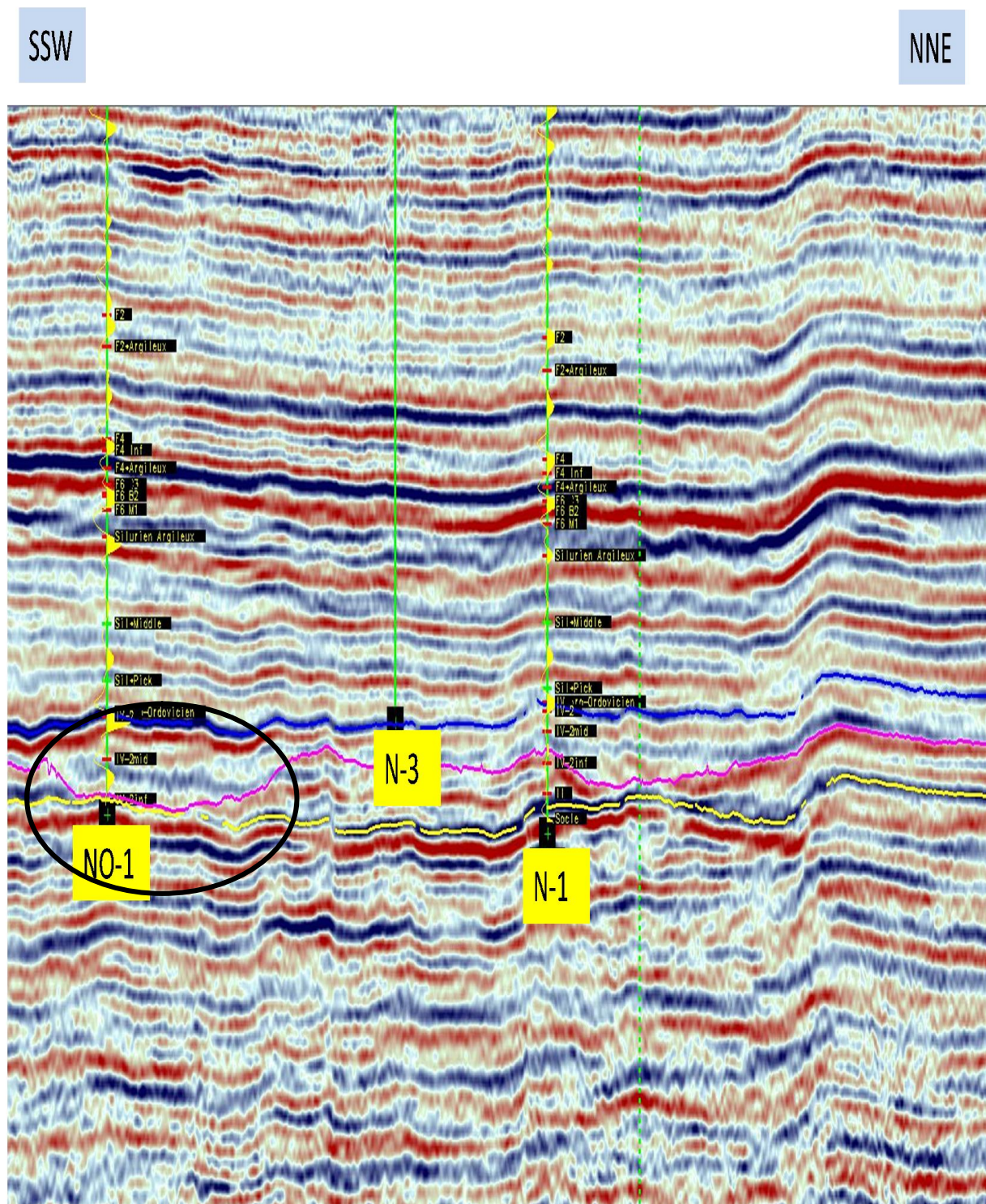


Fig.10: Section sismique passant par les puits NO-1, N-3 et N-1

(Document Sonatrach Juin 2015)

## II .6. Aspect Stratigraphique :

Dans le gisement In Essene, la colonne stratigraphique débute par un socle cristallin et/ou métamorphique et se termine par la série de Zarzaitine supérieure d'âge jurassique (**Fig.11**).

### II .6.1.PALEOZOIQUE :

a. **Cambrien** (unité II): Il est caractérisé par des dépôts clastiques grossiers, de type fluviatile, son épaisseur augmente du Nord vers le Sud.

b. **Ordovicien:**

- **Unité III:** C'est un ensemble argilo- gréseux dont l'extension et son épaisseur sont contrôlées par le ravinement glaciaire. Les dépôts sont d'origine marine.

-**Unité IV:** Il s'agit d'un complexe argilo-gréseux d'origine glaciaire, caractérisé par des variations de faciès et d'épaisseur dues à son caractère ravinant. L'unité IV repose parfois directement sur le socle (Tiguentourine).

c. **Silurien:** Il englobe deux ensembles lithologiques distincts:

- **Silurien argileux:** Puissante assise argileuse ayant une épaisseur moyenne de 300 m qui s'épaissit vers le Sud. C'est la principale source génératrice d'hydrocarbures dans cette partie du bassin d'Illizi.

- **Silurien argileux-gréseux :** Il est constitué d'alternance de séries tantôt gréseuses (M1, A, B2), tantôt argilo-gréseuses à argilo- silteuses (M2, B1).

d. **Dévonien:**

- **Dévonien inférieur:** Il est constitué de la partie supérieure du réservoir F6 (unités C1, C2, C3), et des réservoirs F5 et F4 (Emsien), séries essentiellement gréseuses. Il s'agit de dépôts continentaux.

- **Dévonien moyen à supérieur:** Ensemble lithologique à dominance argileuse avec des intercalations de niveaux carbonatés fossilifères, témoigne l'installation du milieu franchement marin. Cet ensemble s'étend de la discordance Frasnienne à la base du réservoir F2. Au sein de cette série, il existe un passage radioactif d'une dizaine de mètres, très riche en matière organique constituant aussi une des principales roches mères dans le bassin.

- **Dévonien supérieur :** Il correspond au réservoir F2, il est constitué de grès fin à très fin, argileux à la base, d'argile silteuse et des grès fin à moyen au sommet.

e. **Carbonifère** : Cet ensemble à prédominance argilo-gréseuse est complet dans cette zone et peut être subdivisé en plusieurs formations:

- La formation argilo-gréseuse de Hassi Issendjel, d'âge Tournaisien à la base et Viséen inférieur au sommet.
- La formation calcaire- gréseuse d'Assekaifaf, d'âge viséen supérieur à Namurien inférieur, d'une épaisseur moyenne d'environ 200 mètres.
- La formation argilo-calcaire de l'Oued Oubaraket, d'âge Namurien à Westphalien, dont l'épaisseur moyenne est de 220 à 240 mètres.
- La formation d'El Adeb Larache d'âge Westphalien, d'une épaisseur moyenne de 350 m, argileuse à la base et marno- dolomitique au sommet.
- La formation de Tiguentourine d'âge Stéphano- autunien, a une épaisseur variable, il s'agit de dépôts lagunaires constitués essentiellement d'argiles.

## II .6.2. MESOZOIQUE

Les premières séries mésozoïques qui reposent en discordance sur la série de Tiguentourine dans la région d'étude, sont représentées par la formation de Zarzaitine inférieure, d'âge Trias supérieur. Les sédiments rattachés à cet ensemble sont de type continentaux à lagunaires.

a. **Trias** : (Zarzaitine inférieure): Cette série est constituée de grès fin à moyen argileux.

b. **Jurassique** :

- **Lias à Dogger (Zarzaitine moyen)** : Argile plastique, légèrement dolomitique avec des passées de calcaires argileux et de grès.

-**Dogger (Zarzaitine supérieur)**: Alternance de sable moyen à grossier et d'argile versicolore, sableuse, parfois silteuse.

ETAGES	FORMATIONS	PROF		EPAISSEURS	LITHOLOGIE	OBJECTIFS	CAROTTES	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
		SPE	ABS						
CARBONIFERE	Dogger Argileux	Taouratine	225	361	268			Grès carbonaté, argiles à gyps	
		Zaraitine						Sables carbonatés, calcaires dolomitiques	
	Tiguentourine	Tiguentourine	493	83	237			Argile micacé, grès fin, siliceux, pfs carbonaté	
	Westphalien	F	730	-164	145			Calcaires et marnes presence de lignite	
	Westphalien		875	-200	198			Argile gris-noir, intercalée de grès fin et moyen	
	Namurien	E						Argile gris-noir, schisteuse; intercalations de grès fin	
	Namurien	D	1073	-407	174			Argile noire, grès bic oolithes disséminés	
	Visean	C	1247	-871	246			Argile brun noir, schisteuse; intercalations de calcaires	
	Visean	B	1493	-917	212			Calcaire-grès, argile, pyrite et micas	
Tournaisien	A	1705	-1120	200	Grès fin à moy, fines passées d'argile				
DEVONIEN	Strunian	Réservoir F2	1905	-1320	62			Argile brun noir, schisteuse; intercalations de calcaires	
	Famennian	Argiles	1967	-1391	182			Calcaire-grès, argile, pyrite et micas	
	Frasnian							Grès fin à moy, fines passées d'argile	
	Emsian	Réservoir F4	2149	-1673	60			Grès fin, sphérides de sidérite, argile, traces de pyrite	
		Argiles	2209	-1033	40			Grès intercalé d'argile	
	Pragian	F6	Unit C3	2249	-1073			25	Grès fin à moy, argile silteuse
	to		Unit C2	2274	-1008			15	Alternance argile et grès fin silic
	Lochkovian		Unit C1						Alternance argile et grès fin silic
		Réservoir	Unit B2						Argile silteuse grès fin siliceux
			Unit B1						Grès fin-moy, argile silt
	Unit A					Argile, grès fin et silts			
SILURIEN	Ludlow	Unit M2	2289	-1713	15			Grès fin siliceux, argiles silteuse indurée	
		Unit M1	2304	-1728	40			Grès fin, argile indurée	
	Wenlock	Silurien argileux						Grès fin siliceux, argile tendre	
	Uandoverly							Grès fin-moy, siliceux quartzitique	
								Grès fin-moy, argile tendre	
								Grès siliceux, quartzitique. Rares passées d'argile. Conglomérats à la base	
								Roches éruptives et métamorphiques	
ORDOVICIEN	Ashgill	Unité IV-3	2699	-2123	212			Grès fin, argile indurée	
		Unité IV-2/1						Grès fin siliceux, argile tendre	
	Caradoc-Uanmim	Unité III-3						Grès fin-moy, siliceux quartzitique	
	Arenig	Unité III-2						Grès fin-moy, argile tendre	
	Tremadoc	Unité III-1						Grès siliceux, quartzitique. Rares passées d'argile. Conglomérats à la base	
PRE-CAMB		Unité II						Grès siliceux, quartzitique. Rares passées d'argile. Conglomérats à la base	
		Socle	2911	-2335				Roches éruptives et métamorphiques	

Fig.11: la colonne stratigraphique de la zone d'étude

(Document Sonatrach mai.2009)

## **II.7.Aspect Pétrolier :**

### **II.7.1.Roches mères :**

Une roche mère correspond à une roche argileuse contenant de la matière organique qui est à l'origine de la formation des hydrocarbures.

Les principales roches mères dans le bassin d'Illizi sont les argiles du Silurien et du Frasnien ; celles de l'Ordovicien (argiles d'Azzel d'el Gassi) sont considérées ainsi comme roche mère mais à potentiel très faible.

Dans le bassin Illizi deux phases de génération d'huile sont à noter : la première est paléozoïque et la deuxième est mésozoïque.

### **II.7.2. Roches réservoirs :**

Les réservoirs reconnus dans le bassin Illizi et ayant montré des résultats potentiels d'huile et de gaz sont d'âge Paléozoïque:

Le Carbonifère (Edjeleh, zarzaitine Les réservoirs du Dévonien F2, F4 (Adeb Larache) et le Siluro-dévonien F6 (Irlalène, West Ihansatène)

Les réservoirs de l'Ordovicien (unité IV + III-2) où la majorité des puits ont révélé du gaz et de l'huile (Irlalène, Ouest Ihansatène , Horst In Aménas)

Le Cambrien peut constituer un objectif secondaire dans la région sous réserve d'une bonne fracturation.

### **II.7.3. Roches couvertures :**

Les argiles du Silurien assurent la couverture des réservoirs Ordoviciens.

Les argiles intercalaires du Dévonien pour les réservoirs du Silurien argilo-gréseux.

Les argiles du Frasnien pour le réservoir du Dévonien F4.

Les argiles du Tournaisien pour le Strunien F2.

L'unité IV-3 et l'unité IV-2 de l'Ordovicien sont généralement des réservoirs communicants verticalement et sont couverts systématiquement par les argiles du Silurien. Elles peuvent être séparées localement par les argiles micro conglomératiques où on ne peut expliquer le mode de piégeage que par cette hypothèse à l'état actuel des connaissances.

**II.7.4. Types de pièges :**

Les pièges sont souvent de type structural et correspondent à des anticlinaux réguliers associés aux failles d'orientation Nord -Sud, NW-SE et WNW- ESE néanmoins un autre type de piégeage pourrait être mis en évidence au niveau du périmètre In Amenas en relation avec les divers paléo environnements des dépôts du Dévonien et de l'Ordovicien.

## I. Introduction :

L'identification des milieux de dépôts est un élément essentiel pour la caractérisation d'un réservoir et l'étude d'un bassin sédimentaire, à cet effet, on utilise les données élémentaires de surface et de subsurface pour définir les critères d'identification des milieux de dépôts.

Les logs électriques seuls ne peuvent être utilisés pour déterminer des environnements, ils peuvent être interprétés en termes de lithologie et de séquences, pour cela on ajoute la description des carottes pour avoir une caractérisation plus précise des réservoirs Cambro-Ordoviciens.

## II. Rappel :

### II.1. Les environnements glaciaires :

Ce sont des environnements caractérisés par des dépôts sur les continents, dans les lacs, ou dans les mers et océans, et qui résultent de la fonte d'une masse de glace (glaciers ou inlandsis), qui a transporté des matériaux détritiques, résultant de glissements d'avalanches ou d'arrachements. Ces dépôts glaciaires sont représentés par un matériel très hétérogène, allant des fragments ignés, métamorphiques ou sédimentaires, aux argiles (Fig.12). Cette hétérogénéité serait due à :

- la nature du substratum sur lequel le glacier se déplace.
- les caractéristiques morphologiques et la vitesse d'écoulement de la masse de glace.
- la position du matériel transporté par rapport au glacier et le mode de dépôt.
- le remaniement par les eaux de fonte du glacier.

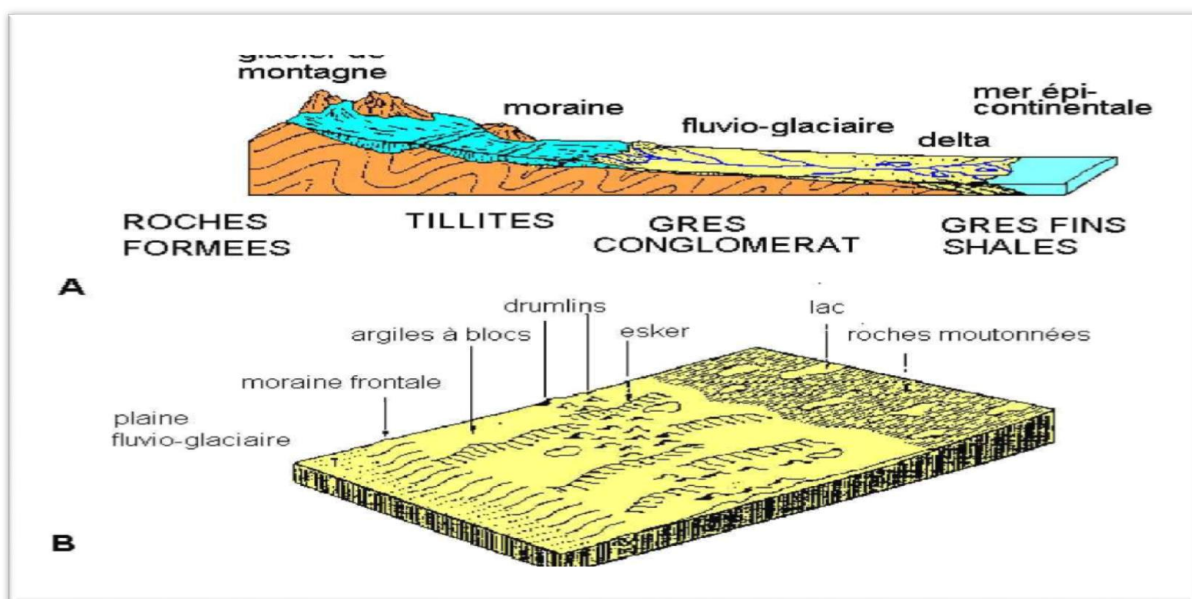


Fig.12: Les environnements glaciaires (Serra.O 1986).

## II.2. Définition des différents lithofaciès :

À partir des données disponibles (carottes, logs et données de terrain), la description détaillée des lithofaciès qui s'est basée sur la lithologie, la taille des grains, la texture, les structures sédimentaires, la couleur et enfin les fossiles, a permis de définir les associations de faciès et les environnements de dépôts. Il ne sera traité et d'une manière globale que les associations de faciès reconnues au niveau des puits étudiés et par corrélations diagraphiques en fonction de la disponibilité des données.

Les différents faciès reconnus se résument en trois principales associations regroupées en :

- **Faciès fluviatile** : il regroupe les différents types de réseaux, les dépôts de plaine d'inondation et de levée.
- **Faciès de plaine côtière** : il regroupe tous les faciès de transition (de barres, de plaine alluviale et tidal).
- **Faciès marin** : il est associé aux dépôts de shoreface et à tous les dépôts marins plus ou moins profonds.

### II.2.1. Faciès fluviatile :

Parmi les faciès fluviatile nous avons distingué :

#### a. Faciès fluviatile en tresses :

il est formé de succession de chenaux d'origine fluviatiles a faible sinuosité a la base .Chaque chenal est constitué de grés moyen à grossier, de couleur jaunâtre a grisâtre parfois blanchâtre, mal classé, faiblement argileux parfois micacé. Les structures sédimentaires sont des stratifications entrecroisées. La bioturbation est rare, la base de chaque chenal est formée d'un microconglomérat de couleur jaunâtre a grisâtre dont les grains de quartz sont subarrondis. Vers le sommet ces grés deviennent de moins en moins grossiers jusqu'à devenir fin et argileux, mal a moyennement classées avec des stratifications entrecroisées et des stylolittes tapissées de matière organique. Ces grés sont intercalés par de minces bancs centimétriques a décimétriques d'argile noires et stratification lenticulaires, très compactes et micacé et de silt argileux (**Fig.13**).

La base de chaque chenal est érosive soulignée par des galets de quartz, de microconglomérat et d'argiles. Le gamma ray est cylindrique avec a sa base un contact franc du probablement a la présence de galets d'argiles. Ce faciès constitue le faciès le plus proximal de la région d'étude de l'unité II et l'unité IV-3.

La nature grossière et conglomératique de ces dépôts suggèrent un fort régime hydrodynamique, représenté par un système fluviatile en tresses avec faible sinuosité. Les

mesures réalisées par Beuf et Al 1971 sur les affleurements indiquent que ce système fluvial s'est écoulé vers le NNW.

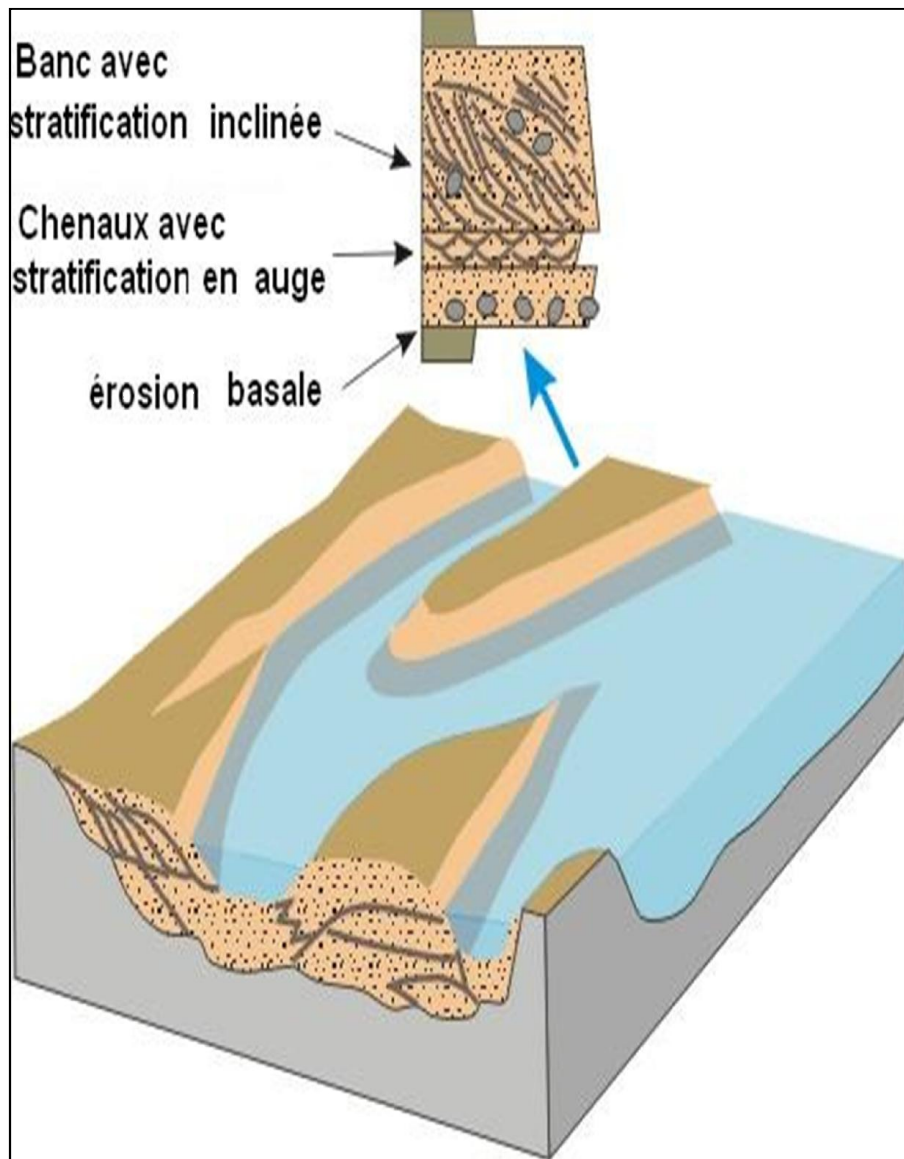


Fig.I3: Schéma d'un système fluvial en tresse (Cojan & Renard, 2006)

#### b. Faciès de plaine d'inondation :

Il est constitué de silts et d'argiles essentiellement associées à de minces niveaux des grès très fins, mal classés à lamination horizontales planes fréquentes. Les minces bancs argileux et silto-argileux peuvent être des dépôts de levée, ou déposés dans des lacs temporaires. Des chenaux ont été développés et préservés à travers ces rivières en tresses, ils caractérisent les plaines d'inondation et sont souvent bioturbés.

**II.2.2. Faciès marin :** nous décrivons ici un faciès marin d'une façon générale indifférenciée qu'il soit dominé par les vagues ou pas, on distingue deux types :

- Le premier est formé de grès fins à moyens à rides alternants avec des argiles et silts noirs à gros graviers de quartz, il peut correspondre à des dépôts mixtes, marins avec influence fluvio-deltaïque ou franchement marin. Ce faciès est observé dans l'unité IV-2 et IV-1.
- Le deuxième type de faciès est constitué d'argile noire feuilletée, silteuse avec de très fines lentilles de grès ou silt.

### III. Description des réservoirs Cambro-ordovicien (unités IV, III & II) :

**III.1. Unité IV :** L'unité IV correspond au Complexe Terminal de l'Ordovicien (connue sous le nom des grès de Tamadjert en affleurement) et les réservoirs dans ce dernier sont le plus fréquemment imprégnés et ont donné les meilleures productions d'hydrocarbures du Cambro- Ordovicien dans le bassin Illizi et la région d'étude (**Fig.14**). Cela s'explique par la grande extension régionale de l'unité IV et la présence de plusieurs réservoirs superposés ainsi que par des qualités pétrophysiques matricielles souvent meilleures que dans les autres unités du Cambro- Ordovicien. L'unité IV s'est déposée suivant les axes des paléovallées.

Les principales caractéristiques sédimentaires du Complexe Terminal sont les suivants :

- Les grès sont dans une position structurale favorable,
- Ils correspondent le mieux au réflecteur sismique,
- La couverture est assurée par les argiles à Graptolites,
- Grande extension régionale,
- La présence de plusieurs réservoirs superposés,
- Des qualités pétrophysiques matricielles souvent meilleures que dans les autres unités du Cambro- Ordovicien,
- Dépôts glaciaires à péri glaciaires avec de rapides variations de faciès (entre les séries gréseuses et argilo- gréseuses, d'où les difficultés de prévoir l'existence et l'extension des réservoirs ainsi que leurs épaisseurs.
- L'importance de la discordance de ravinement qui met en contact le Complexe Terminal avec les différentes unités sous-jacentes, et parfois, même avec le socle comme à NO et Tiguentourine.

L'extension des corps gréseux poreux-perméables et des séries argilo-gréseuses jouant le rôle de couverture est influencée par la morphologie glaciaire- paléovallées et interfluves et par la

tectonique qui a structuré le bassin antérieurement au dépôt du Complexe Terminal. Ce dernier repose en discordance sur les formations antérieures par l'intermédiaire d'une surface de ravinement.

**III.2. Unité III :** Dans le gisement In Essene-Essene Ouest, les trois unités III ne sont pas présentes partout. Le ravinement glaciaire a été important au niveau des puits N-2, N-4 et N-5 mettant en contact le Complexe Terminal avec l'unité II du Cambrien parfois le socle (IA-1, NO-1).

-L'Argilo-gréseux inférieur (III-1) est constitué d'alternances de grès fins blancs siliceux et d'argiles noires, avec de fortes bioturbations (tigillites). Cette unité ne renferme pas de réservoir potentiel. La porosité fluctue entre 1 et 5% et la perméabilité moyenne ne dépasse guère le millidarcy.

-Les grès intermédiaires (III-2) ne sont pas présents due à un non dépôt ou une érosion.

-L'argilo- gréseux supérieur ou unité III-3 est une unité à sédimentation essentiellement marine, argilo- gréseuse, admettant parfois la présence de corps gréseux dont l'extension est malheureusement dépendante de l'intensité et de l'extension du ravinement glaciaire.

**III.3. L'unité II :** Les grès de l'ensemble grés- conglomératique de base(GCB) ou unité II repose en discordance sur le socle. Ils sont caractérisés par leurs rapides variations granulométriques, leurs stratifications obliques et leur cimentation siliceuse ou kaolinique. Ce sont des dépôts fluviatiles de type anastomosé où les corps gréseux s'interdigitent les uns les autres.

Les épaisseurs des grès du GCB ont été très fortement influencés par différentes érosions, et ce n'est que lorsqu'ils sont recouverts par les dépôts de l'argilo- gréseux inférieur (AGI) ou unité III-1 que l'épaisseur sédimentaire originelle est préservée. Par contre, on retrouve les grès du GCB partiellement érodés lors des glaciations du Complexe Terminal, ou entièrement érodés sur une paléo- structure comme c'est le cas à IA-1 et NO-1.

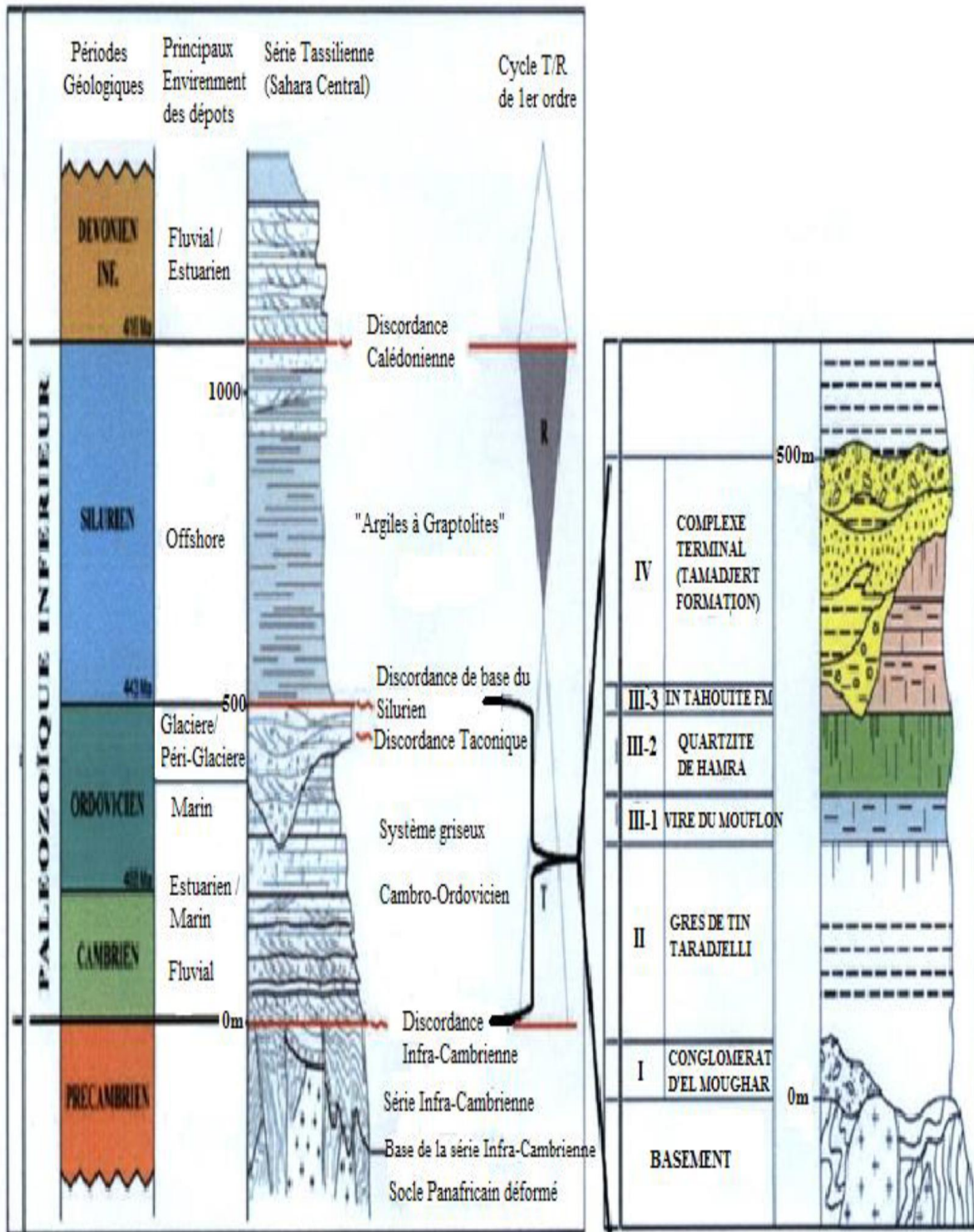


Fig.14: les environnements de dépôts cambro-ordoviciens

(EXP/SH-2015)

#### IV. Description des faciès de l'unité IV-3 :

Cette unité est connue sous le nom de Dalle de M'Kratta, Dalle Terminale et Grès de Ramade. En surface elle est associée à des cordons de direction nord-sud, ce sont des corps gréseux isolés ou non connectés à figures d'échappement (dewatering). Elle constitue le réservoir principal d'une épaisseur de 20-30m. Sa base est érosive localement associée à des stries glaciaires(Tassili). Elle est constituée par des grès grossiers souvent conglomératiques, mal classés, mal cimentée, à stratifications faiblement développées. L'unité IV-3 est issue d'une sédimentation rapide probablement alluvial fan. Dans la zone d'étude l'unité IV-3 a été carottée à N-3. La figure (Fig.15). Montre le faciès argilo-silteux de l'unité IV-3

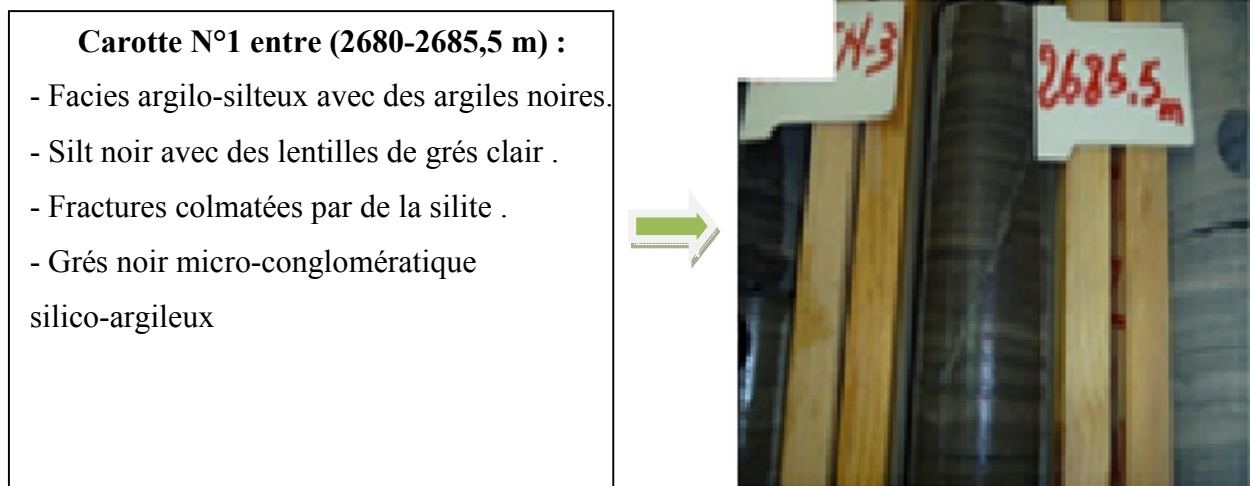


Fig.15: Description de carottes de l'unité IV-3– Puits N-3

#### V. Corrélations diagraphiques :

##### V.I. Méthode de corrélation :

Le profil de corrélation est de direction SW-NE passe par les puits suivants WA-1, N-7 et NO-2 (Fig.16).

Cette corrélation est réalisée dans le but de suivre l'extension spatiale des unités et définir la géométrie des corps gréseux elle est essentiellement basée sur la description des faciès à partir de la description des carottes disponible collées avec des enregistrements diagraphiques (Gamma ray).

Elle devienne difficile de faite des variations latérales de faciès et d'épaisseur pour l'unité IV globalement ces variations sont du a la complexité de milieu de dépôt.

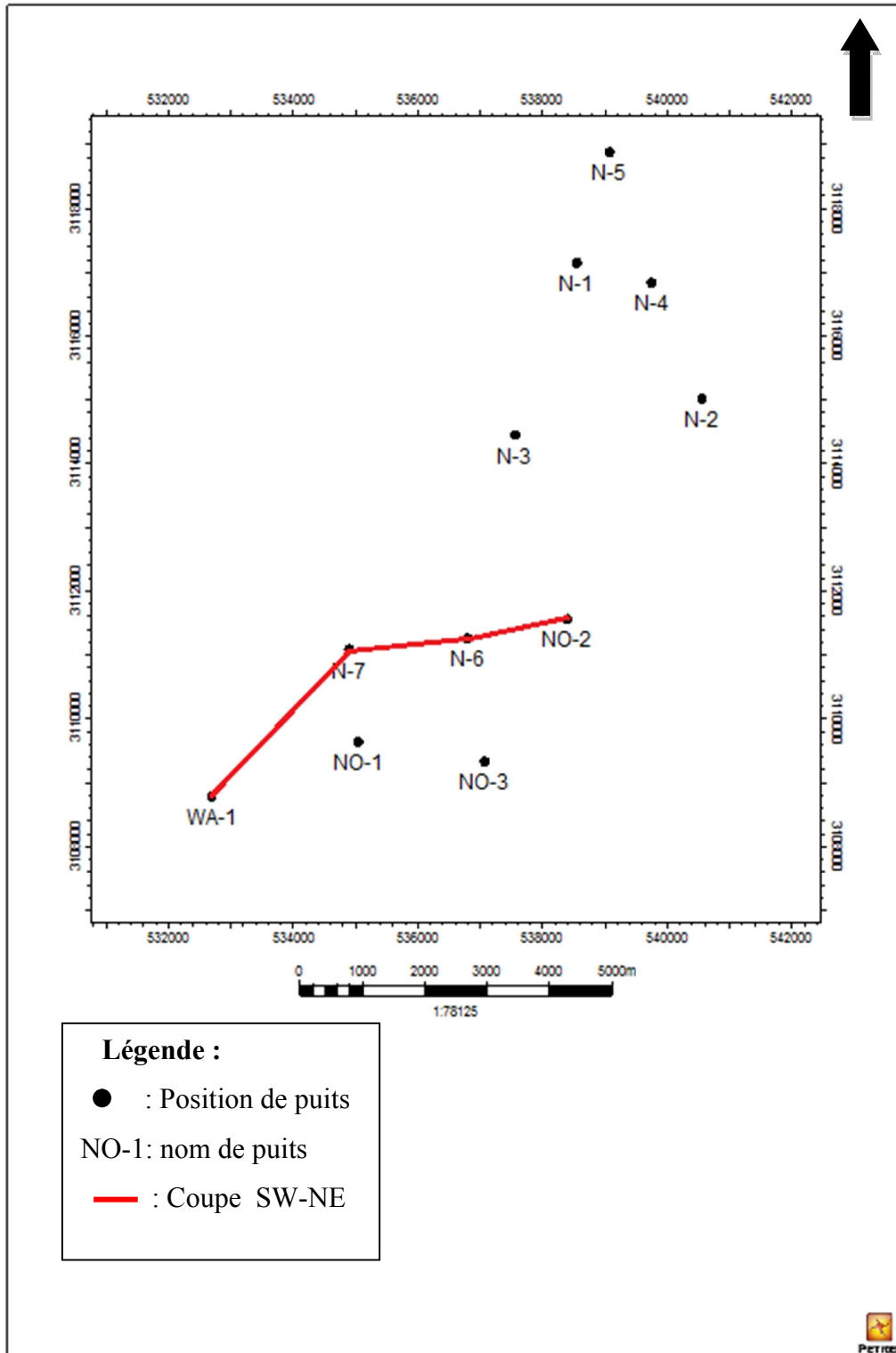
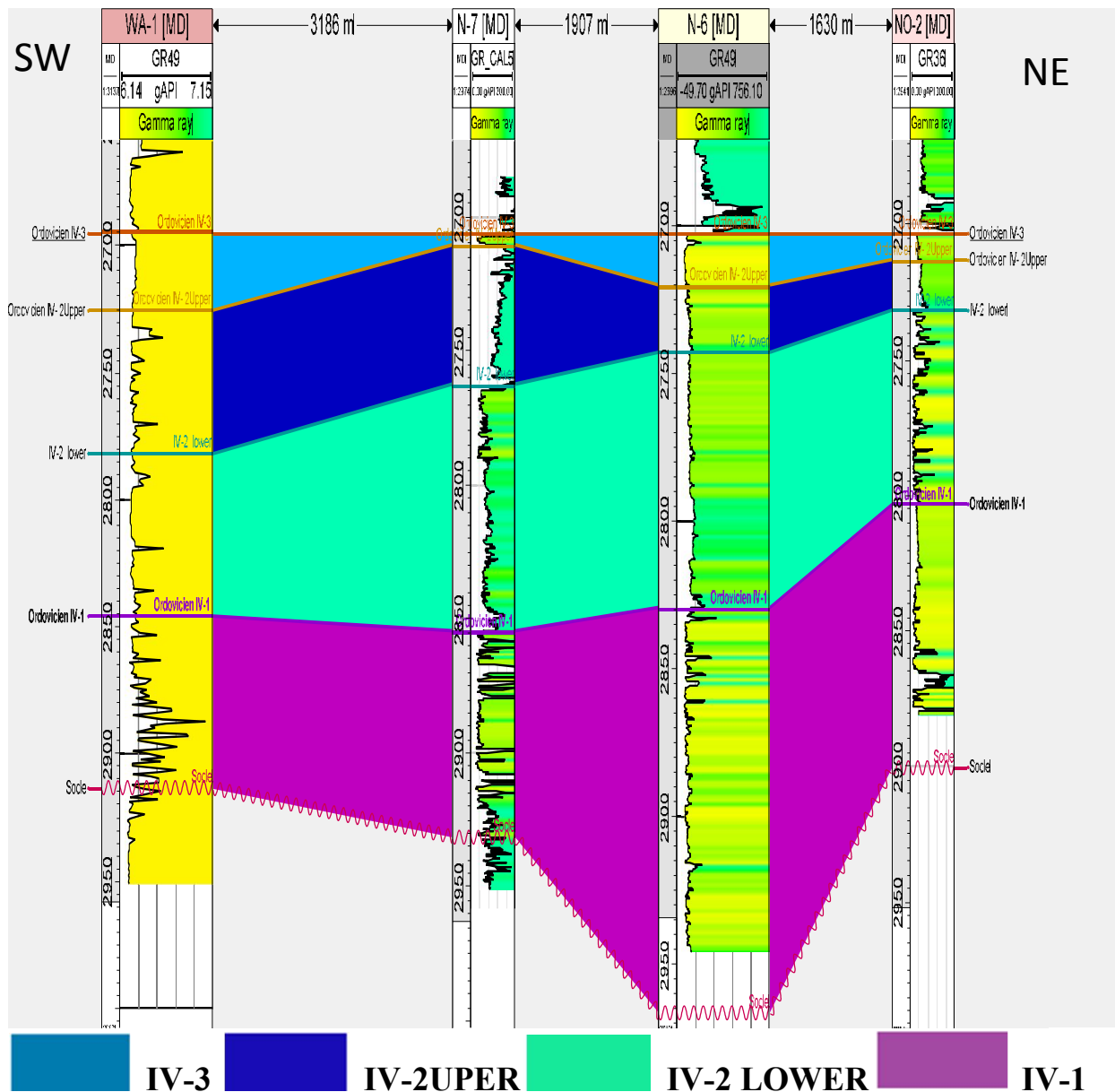


Fig.16: carte montre le positionnement des puits et le profil de corrélation

**V.2. Interprétation de la corrélation diagraphique :**

Ce profil de corrélation montre que l'unité IV-3 du complexe terminal existe continuellement sur tout le profil mais avec des variations d'épaisseurs sont parfois considérable (Fig.17).

- L'épaisseur de l'unité IV-3 atteint 4.7 m au puits N-7 c'est puisque ce puits se présente dans une zone haute par rapport aux autres, l'épaisseur atteint 29.7 m à WA-1 ou le faciès est nettement gréseux, En allant vers le NE le faciès devient argilo-silteux.



**Fig.17: Profil de corrélation diagraphique montrant l'extension des niveaux des réservoirs Ordovicien à travers les puits WA-1, N-7, N-6 et NO-2.**

## I. Introduction :

Notre approche dans ce chapitre consiste à traiter et à analyser l'unité IV-3 (Ordovicien terminal), le but de cette démarche est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir associé à notre zone d'étude.

## II. Définition des paramètres petrophysiques:

### II.1. La porosité :

La porosité est définie comme étant le rapport du volume des vides ( $V_v$ ) sur le volume total de l'échantillon de roche ( $V_t$ ), elle est évaluée en pourcentage.

La méthode la plus utilisée Consiste à mesurer le volume du solide avec le prosimètre à immersion de type corrélable dans le mercure. Le volume solide ( $V_s$ ) est obtenu par la poussée d'Archimède dans le xylène, après saturation des échantillons par ce liquide. Le volume total est obtenu par la mesure de la poussée d'Archimède sur l'échantillon, en calculant le poids spécifique exercé par la phase solide, la porosité sera donnée par la formule suivante en (%) :

$$\Phi = \frac{V_t - V_s}{V_t} = 1 - \frac{V_s}{V_t}$$

Où :

- $V_T$  : Volume total de l'échantillon ;
- $V_S$  : Volume du solide ;
- $V_V$ : Volume des vides

#### ➤ Echelle quantitative de la porosité.

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

### II.2. La perméabilité :

Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores communiquent entre eux, on dit alors qu'il est perméable.

La perméabilité notée K est la capacité avec laquelle un fluide s'écoule à travers une formation poreuse; elle est exprimée en milli Darcy (md), elle dépend fortement de la taille

des grains d'où les sédiments à grains grossiers ont une grande perméabilité alors que les grains fins ont une basse perméabilité.

➤ **La loi de Darcy :**

Henry Darcy réalisa une série d'expériences sur l'écoulement de l'eau dans une couche filtrante de sable. Il en déduit en 1856 la loi éponyme qui montre que le débit par unité de surface d'un filtre était, toutes choses égales par ailleurs, proportionnel à la différence de charge existant entre ses deux faces.

$$K = \frac{(Q \cdot L \cdot \mu)}{S \cdot (P_2 - P_1)}$$

Où :

- **Q** : volume d'eau écoulé par unité de temps [cm<sup>3</sup>/s en unités CGS]
- **P<sub>1</sub>** : pression entrante [atm en unités CGS]
- **P<sub>2</sub>** : pression sortante [atm en unités CGS]
- **S** : surface de la couche filtrante [cm<sup>2</sup> en unités CGS]
- **k** : perméabilité [Darcy en unités CGS]
- **μ** : viscosité du fluide [centipoise en unités CGS]
- **L** : longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS]

➤ **Echelle quantitative de la perméabilité :**

- 10 < K < 50 md** Faible ;
- 50 < K < 200 md** Moyenne ;
- K > 200 md** Bonne.

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

**II.3. La relation entre la porosité et la perméabilité:**

Une relation exponentielle entre la porosité et la perméabilité est généralement constatée. En effet, un graphique du logarithme de la perméabilité en fonction de la porosité donne approximativement une droite avec des pentes différentes suivant les formations. , la structure des pores est indiquée de manière qualitative par la relation entre la porosité et la perméabilité.

### III. Répartition latérale des paramètres petrophysiques de l'unité IV-3 de la région d'étude :

#### III.1. Interprétation des cartes en iso-valeurs:

Afin de caractériser la structure de réservoir Ordovicien Unité (IV-3), nous avons établi les cartes en iso-valeurs.

##### III.1.1. la carte en iso-porosité:

Nous observons que les valeurs moyennes de la porosité sont très faibles dans tout le champ d'étude. Elles sont diminuées vers le N, les isolignes sont orientées globalement NE-SW, la valeur maximale est de (5.69 %) enregistrée au niveau du puits NO-1, avec des isolignes serrées qui est expliqué par un changement brusque des paramètres pétrophysiques et donc une hétérogénéité des réservoirs, l'hétérogénéité due à la répartition des argiles et l'influence du phénomène de la compaction (Fig.18).

##### III.1.2. la carte en iso-perméabilité:

On remarque que les valeurs de la perméabilité sont très faibles généralement inférieures à 0.1 md, l'augmentation est remarquable en allant de NW vers le SE, la valeur la plus importante est enregistrée au niveau du puits N-2 à l'Est, avec une valeur de 0.069 md. Les valeurs faibles sont interprétées à cause de l'influence des argiles qui peuvent colmater les pores et les fissures, l'effet de la compaction et la grande profondeur d'enfouissement (Fig.19).

##### III.1.3 la carte en isobathes au toit:

La carte en isobathe au toit de l'Ordovicien Unité IV-3 montre la présence de deux zones hautes au nord et au sud de la zone d'étude ayant pour sommet les puits : N-1 (-2053 m) au nord et NO-2 (-2041 m) au sud ainsi que la présence de deux zones basses à l'Est et au Sud-Ouest ayant pour sommets les puits : N-2 (-2099 m) à l'Est et N-7(-2111 m) au sud-ouest. La structure de la région d'étude est marquée par deux anticlinaux l'un se trouve au Nord traversée par le puits N-1 et l'autre située au Sud traversée par le puits N-2, ainsi que deux synclinaux l'un à l'Est et l'autre à l'Ouest (Fig.20).

##### III.1.4. la carte en isopaques:

La carte en isopaques au toit de l'Ordovicien (Unité IV-3) montre que l'épaisseur du réservoir varie de 9 à 23 m, elle diminue en allant vers nord et nord-ouest. Cette variation d'épaisseur totale est due probablement à un affaissement au de la zone d'étude (Fig.21).

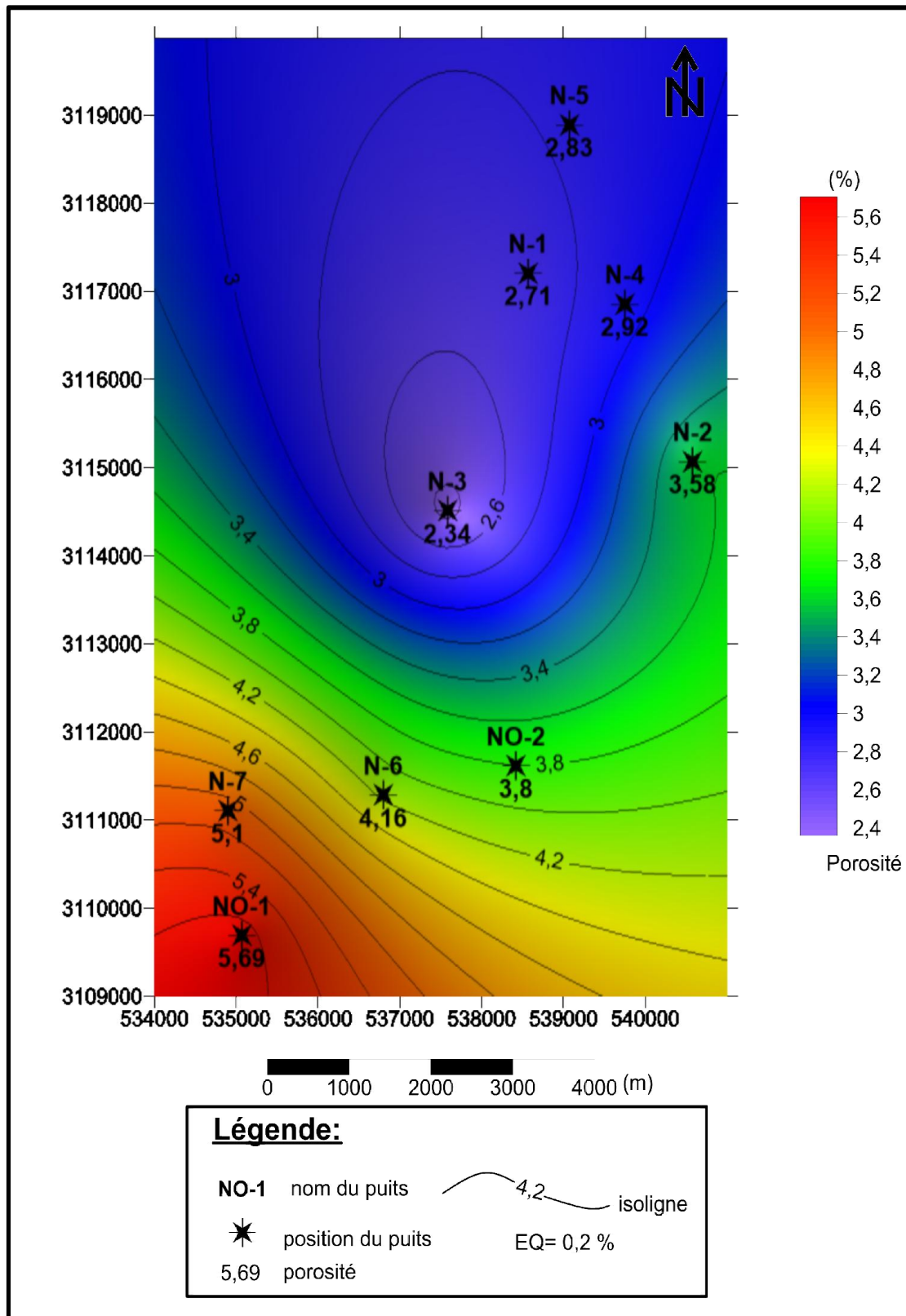


Fig.18: Carte en isoporosité de l'unité IV-3 de l'Ordovicien.

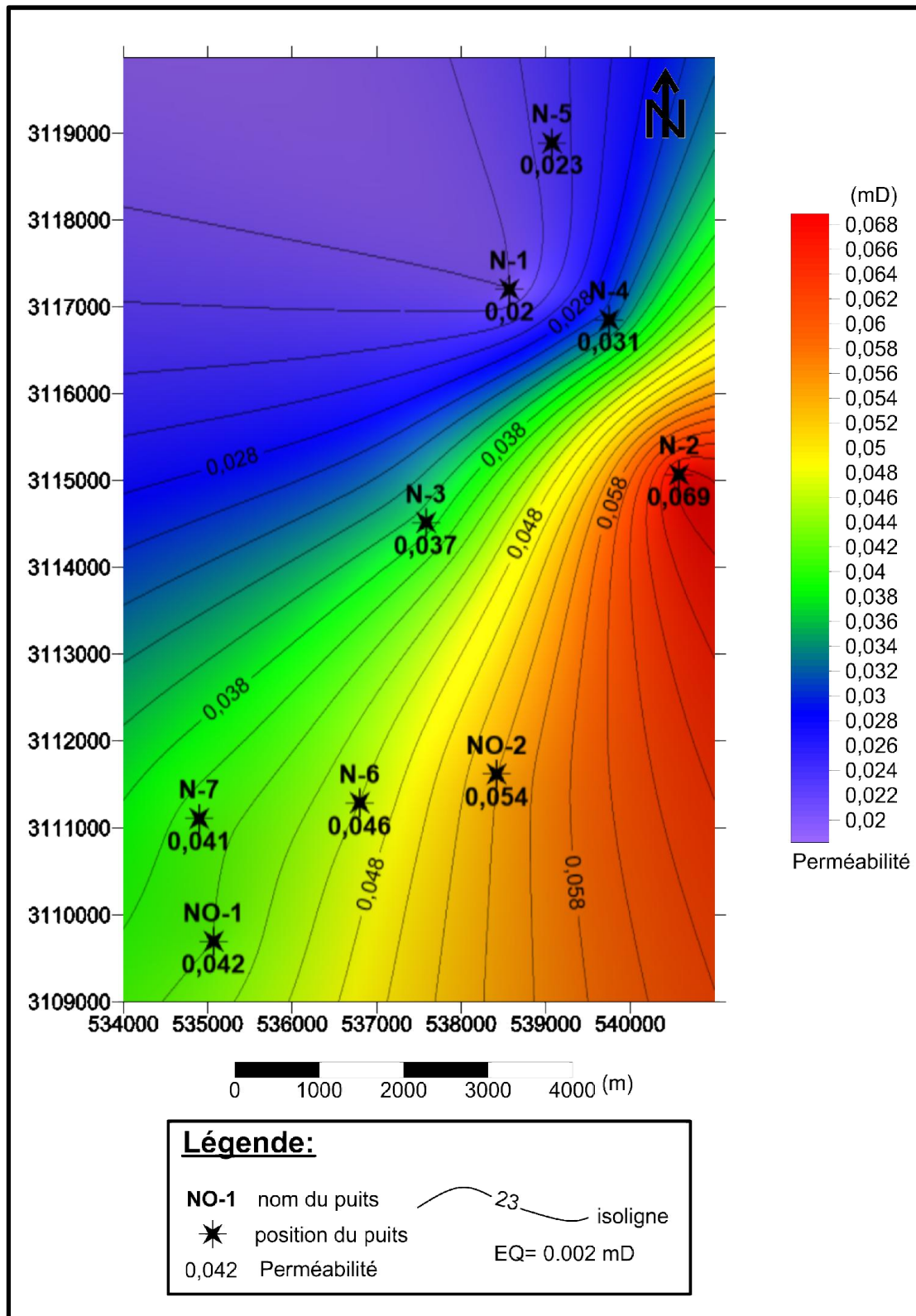


Fig.19: Carte en iso-perméabilités de l'Unité IV-3 de l'Ordovicien.

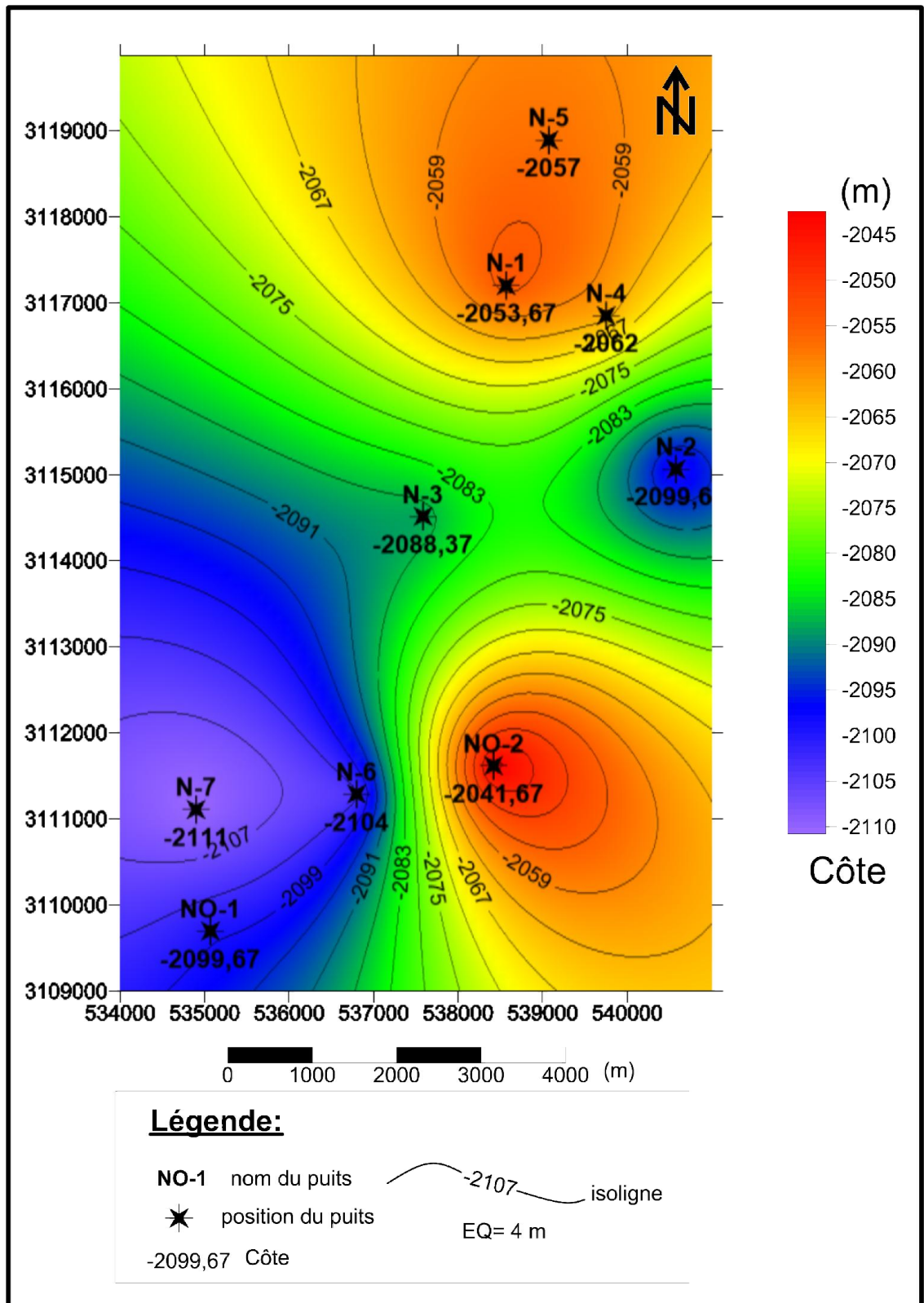


Fig.20: Carte en isobathes au toit de l'unité IV-3 de l'Ordovicien.

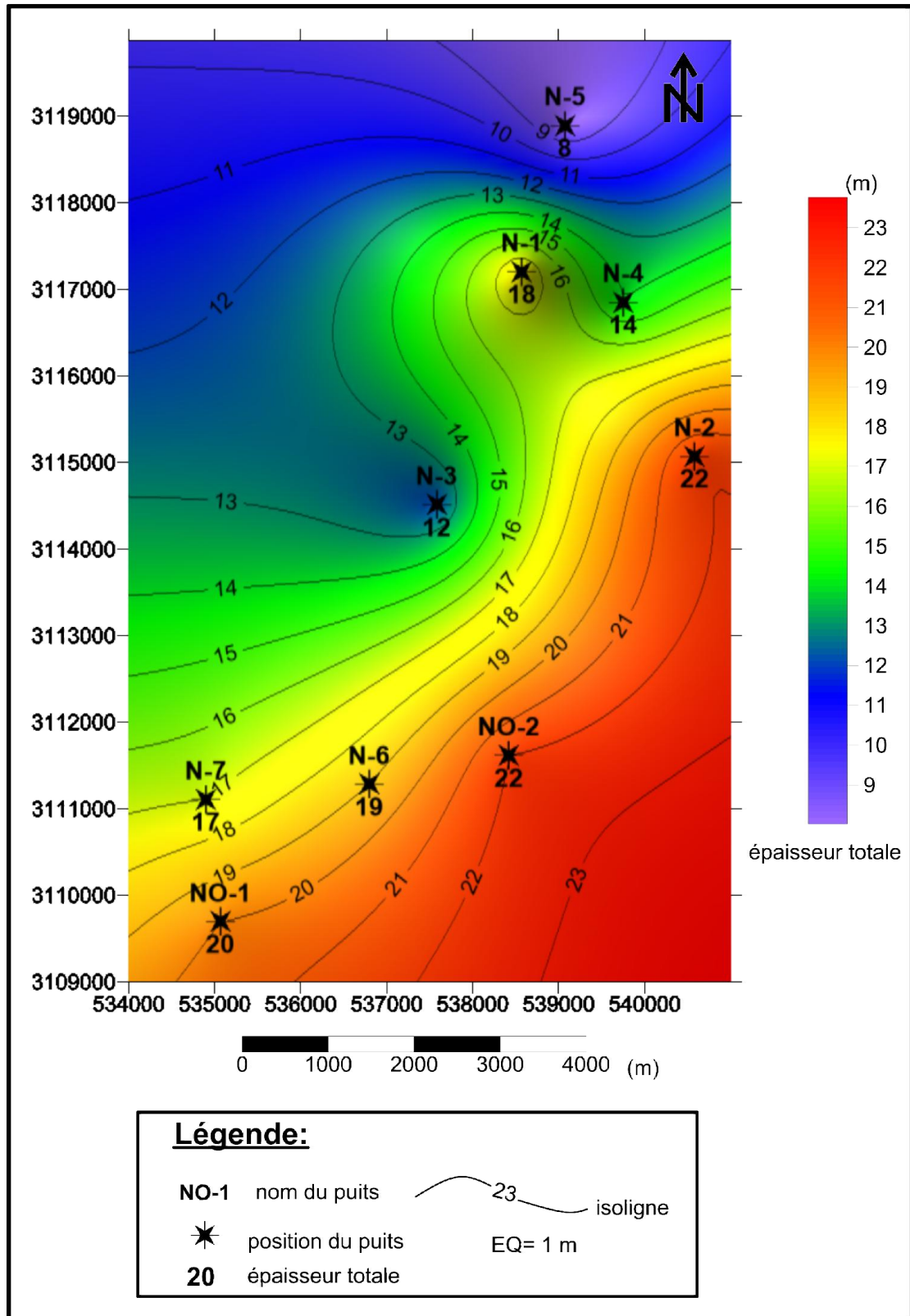


Fig.21: Carte en isopaque au toit de l'unité IV-3 de l'Ordovicien.

### III.1.5. Conclusion:

D'après l'analyse des cartes en iso-valeurs réalisées sur la région d'étude nous pouvons déduire ce qui suit:

- la structure champ est marquée par des anticlinaux et synclinaux
- l'unité IV-3 est présentée dans toute la région d'étude avec une épaisseur variable.
- Les faibles valeurs de porosité (inférieures à 5%) due à la compaction.
- Les valeurs très faibles de perméabilité (inferieur a 0.1md) sont expliqués par l'influence de la compaction.

## IV. Analyse statistique de la porosité et de la perméabilité :

### IV.1. Interprétation des histogrammes de la porosité et de la perméabilité :

Le réservoir Ordovicien-Unité IV dans la région d'étude est constitué de quatre niveaux caractérisés par des paramètres pétrophysiques variables, de ce fait, nous représenterons les résultats de l'analyse statistique de l'unité IV-3 de ce réservoir par les puits : N-1, N-2 et N-3.

#### IV.1.1. Puits N-1 :

- L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution uni modale. asymétrique, l'asymétrie est gauche, le mode prédominant appartient à la classe **[0-0,015[md**, avec une fréquence de **67%**, il existe un seul type de perméabilité c'est la perméabilité de fracturation (**Fig.22**).
- L'histogramme des classes de la porosité, présente une distribution uni modale à asymétrie gauche, en effet **79%** des mesures réalisées dans l'intervalle d'étude sont comprises entre **2** et **4%**, Il existe un seul type de porosité à savoir la porosité primaire (**Fig.23**).
- La courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité présentent un coefficient de corrélation  **$R^2 = 0.1887$** .Ce qui montre une mauvaise corrélation entre la porosité et la perméabilité .ce qui montre une hétérogénéité dans le puits N-1(**Fig.24**).

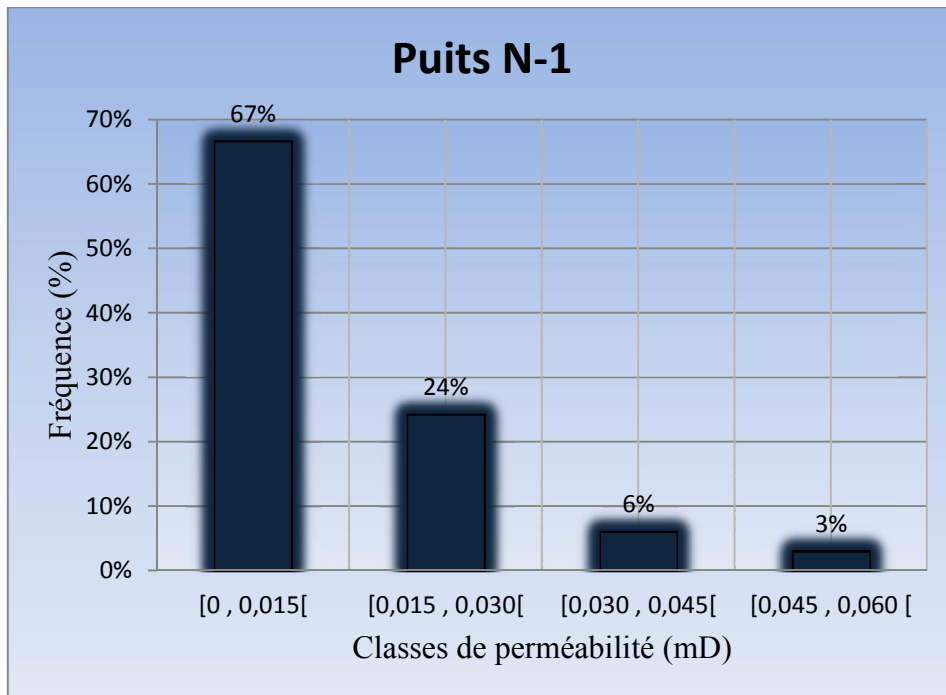


Fig.22: Histogramme de perméabilité au niveau du puits N-1.

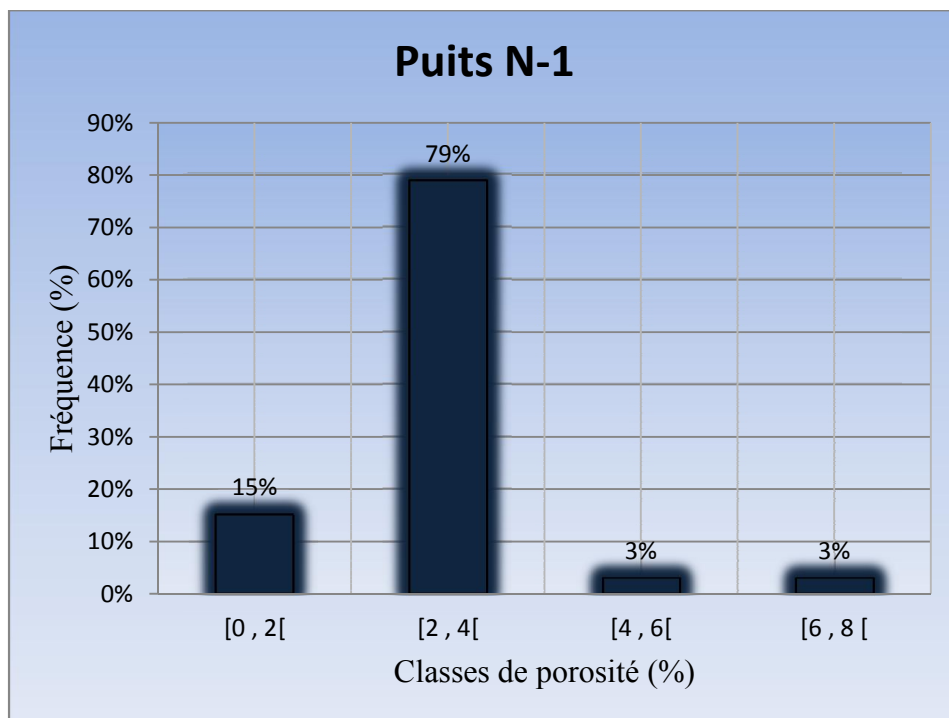
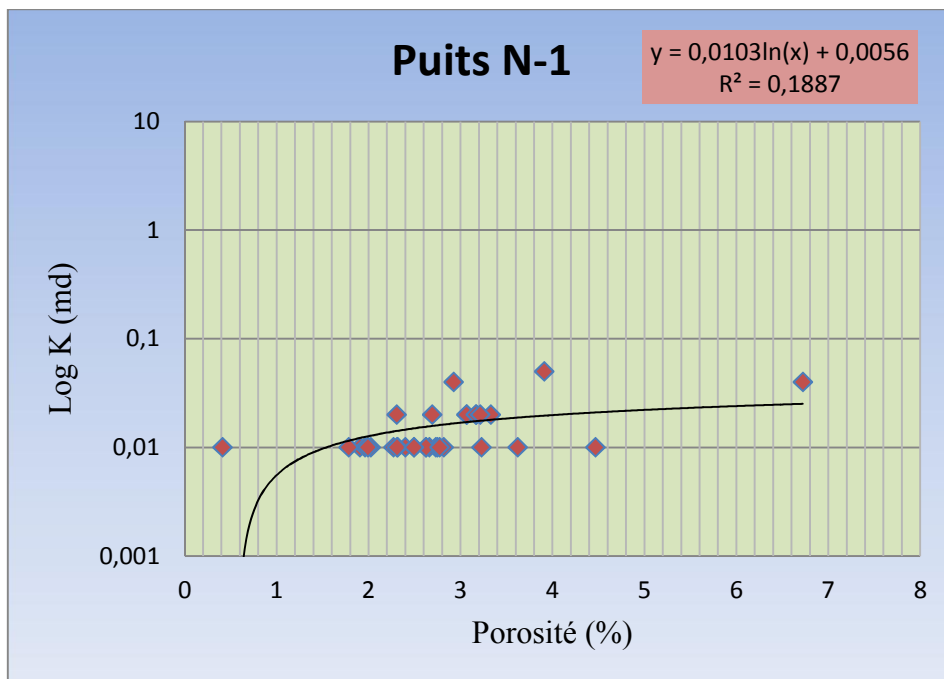


Fig.23: Histogramme de porosité au niveau du puits N-1.



**Fig.24: Corrélation perméabilité-porosité au niveau du puits N-1.**

#### IV.1.2. Puits N-2 :

- L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution bimodale, asymétrique, l'asymétrie est gauche dont le premier mode correspond à la classe [0- 0,5[md, avec une fréquence de 97%, et le deuxième mode appartient à la classe [1,5-2[md avec une fréquence de 3%, cette distribution indique qu'il existe une certaine influence de la fracturation (Fig.25).
- L'histogramme de la porosité montre une allure uni modale, la classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes présente 47% des valeurs de porosité comprises entre 4 et 6%, Cette distribution de la porosité signifie l'existence d'un seul type de porosité. (Fig.26).
- A partir de la courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité, on remarque que ces dernières sont réparties en un nuage de points avec une relation inverse, c'est-à-dire que pour une évolution de la porosité la perméabilité reste plus ou moins constante, cette relation peut être expliquée par des modifications diagénétiques, le coefficient de corrélation est mauvais de  $R^2 = 0.0119$ . Ce qui montre une hétérogénéité dans le puits N-2 (Fig.27).

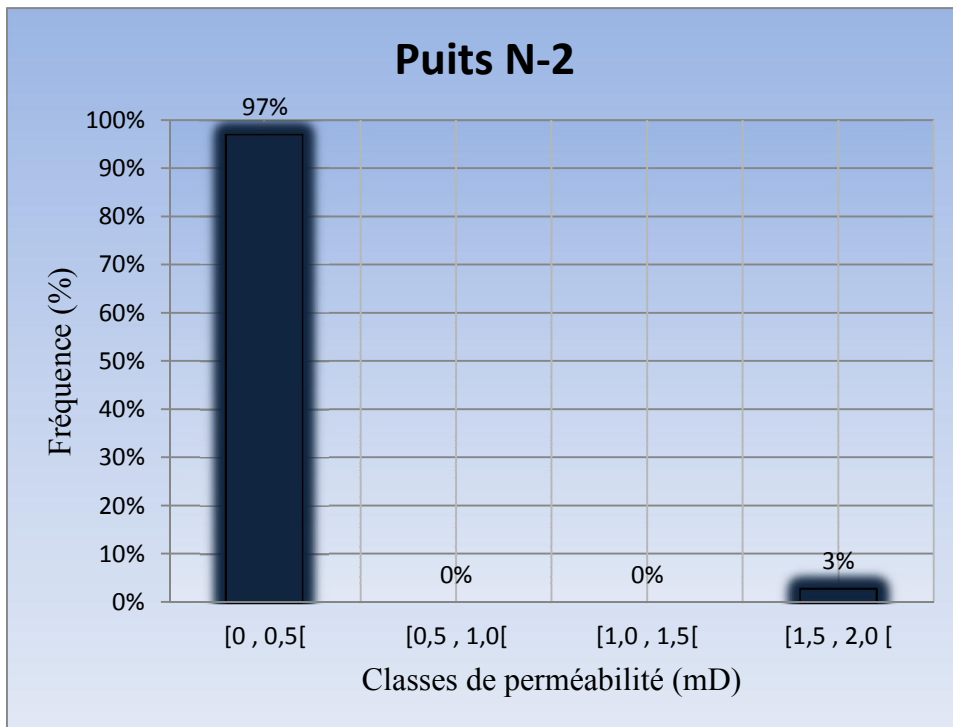


Fig.25: Histogramme de perméabilité au niveau du puits N-2.

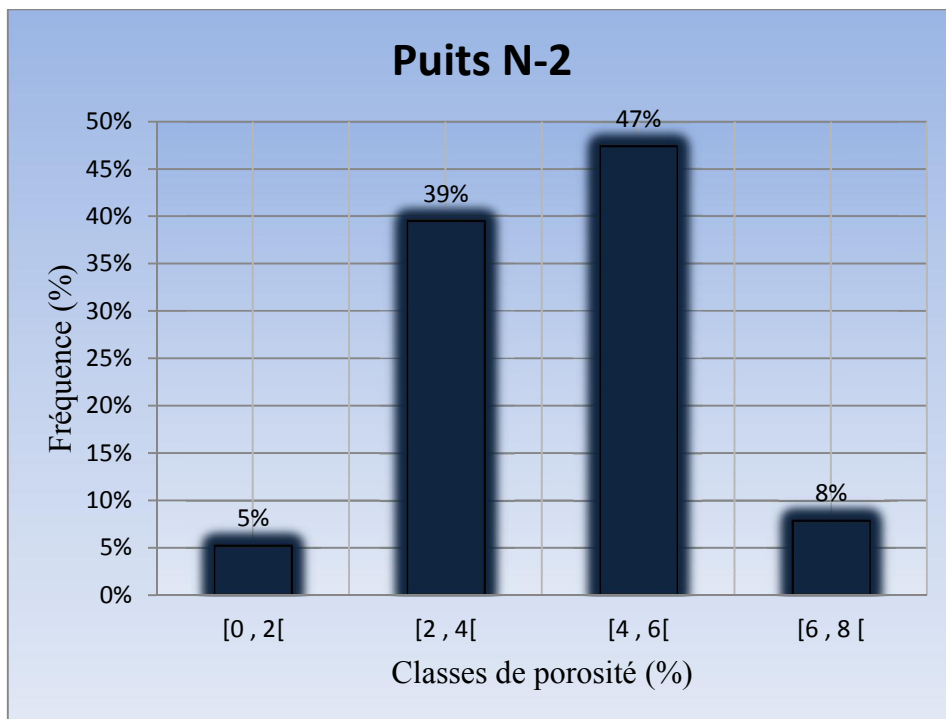
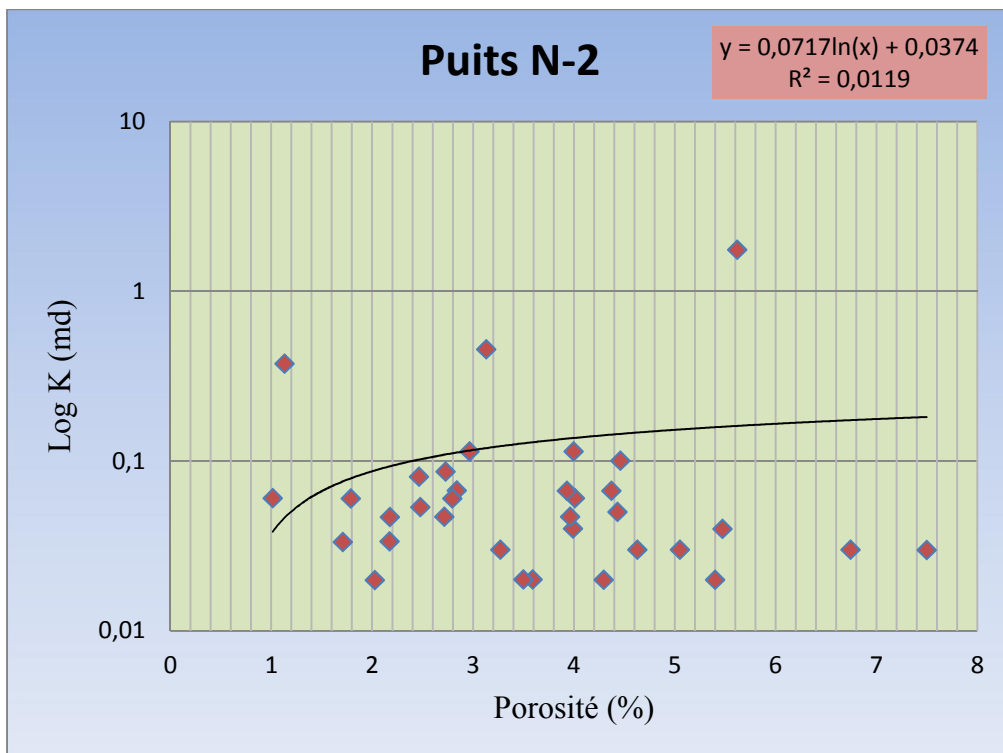


Fig.26: Histogramme de porosité au niveau du puits N-2.



**Fig.27: Corrélation perméabilité-porosité au niveau du puits N-2.**

#### IV.1.3. Puits N-3 :

- L'histogramme des classes de la perméabilité présente une distribution uni modale à caractère asymétrique, l'asymétrie est gauche, le mode correspond à la classe [0-0,05]md avec une fréquence de 81%.donc il existe un seul type de perméabilité (Fig.28).
- L'histogramme des classes de la porosité montre aussi une distribution uni modale, le mode appartient à la classe [4-6]% avec une fréquence de 56% . Cette distribution de la porosité en un seul mode s'explique par la présence d'un seul type d'arrangement des sédiments (Fig.29).
- La courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité est une fonction logarithmique, avec un mauvais coefficient de corrélation,  $R^2 = 0.0725$ , traduisant ainsi une mauvaise corrélation entre ces deux paramètres donc le réservoir est hétérogène (Fig.30).

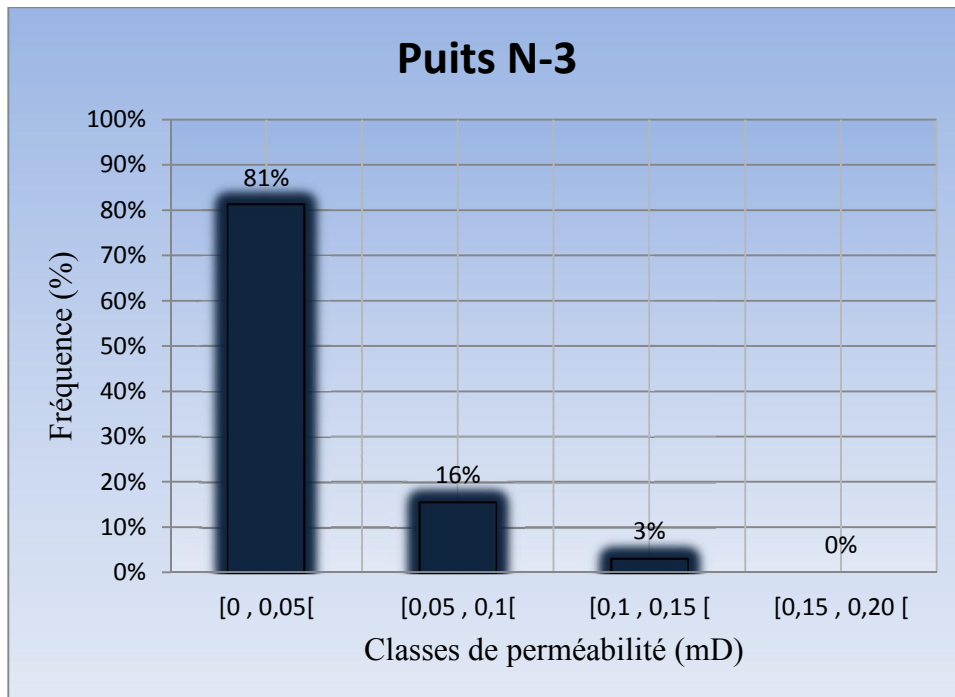


Fig.28: Histogramme de perméabilité au niveau du puits N-3.

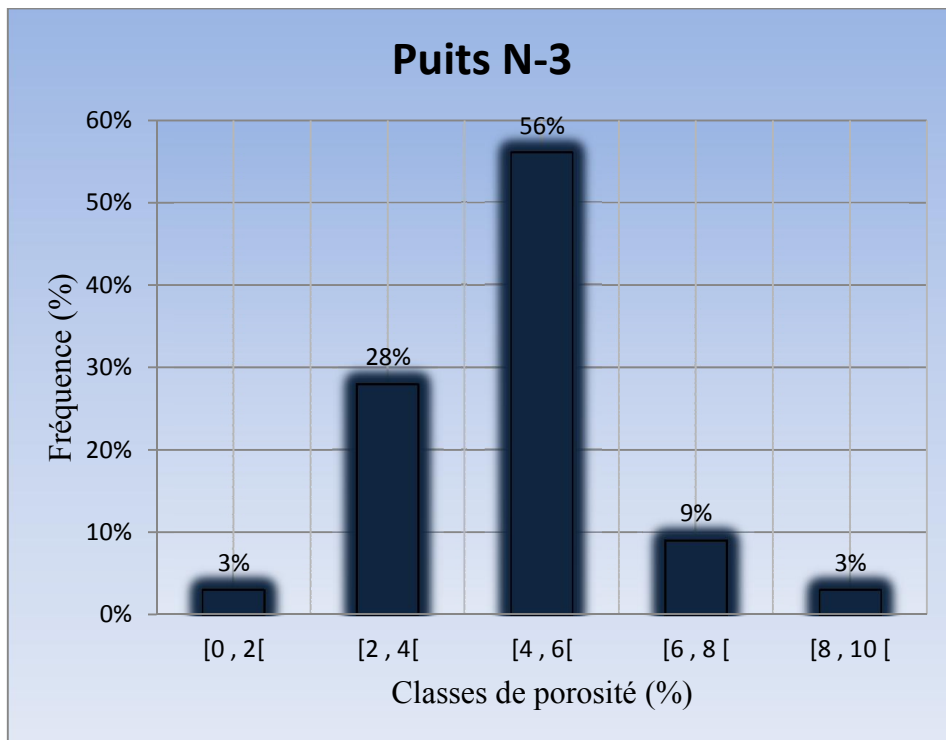


Fig.29: Histogramme de porosité au niveau du puits N-3.

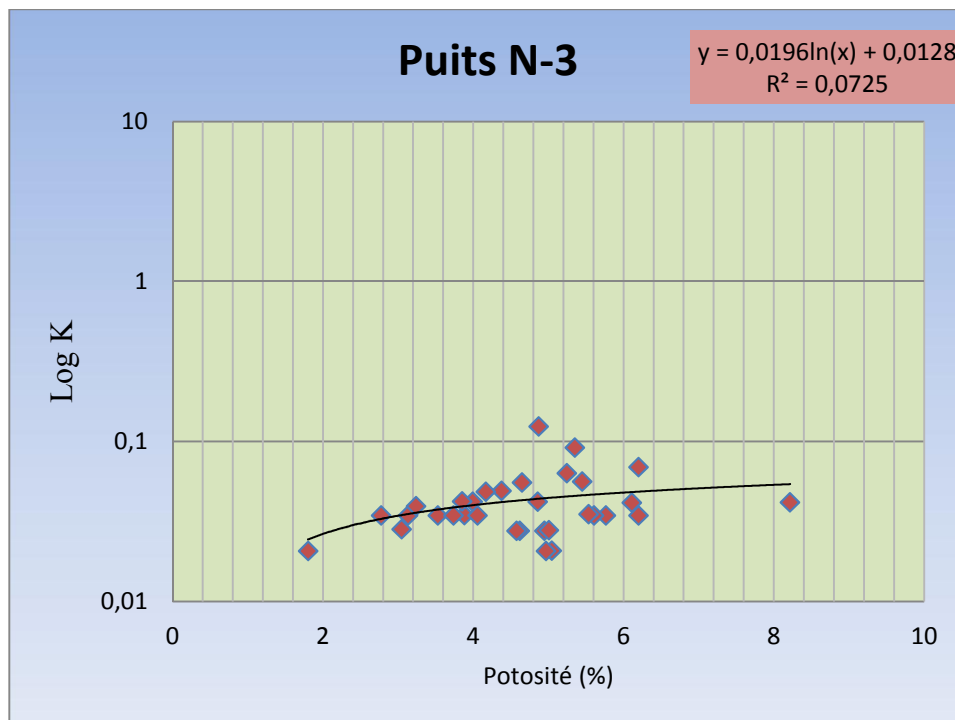


Fig.30: Corrélation perméabilité-porosité au niveau du puits N-3.

## IV.2. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité :

### IV.2.1. Evolution verticale de la porosité :

L'étude de l'évolution verticale de la porosité a été établie sur trois puits verticaux, les valeurs de porosité sont tirées des mesures effectuées sur les échantillons de carotte.

#### ➤ Le puits N-1 :

L'évolution verticale de la porosité montre une distribution plus au moins stable le long du puits N-1 dans l'intervalle (2684,15-2692,8 m), avec une moyenne de **2,79%**, à 2685.83 m la porosité atteint une valeur maximale de **4.47%**. Cette augmentation est expliquée par la présence d'une fissuration. A 2685.5 m la porosité atteint une valeur minimale 0.41%, est le niveau devient compact (**Fig.31**).

#### ➤ Le puits N-2 :

Les valeurs de la porosité varient verticalement entre 1,88% et 6,16% (dans l'intervalle [2761.02-2770,75 m]), avec une moyenne de **4,02%**, marquant quelques pic de **5 à 6%** cela due à la fissuration (**Fig.32**).

➤ **Le puits N-3 :**

L'évolution verticale de la porosité montre une distribution variable en trois intervalles du haut en bas :

- ✓ A l'intervalle (2793,53-2795,33m) :

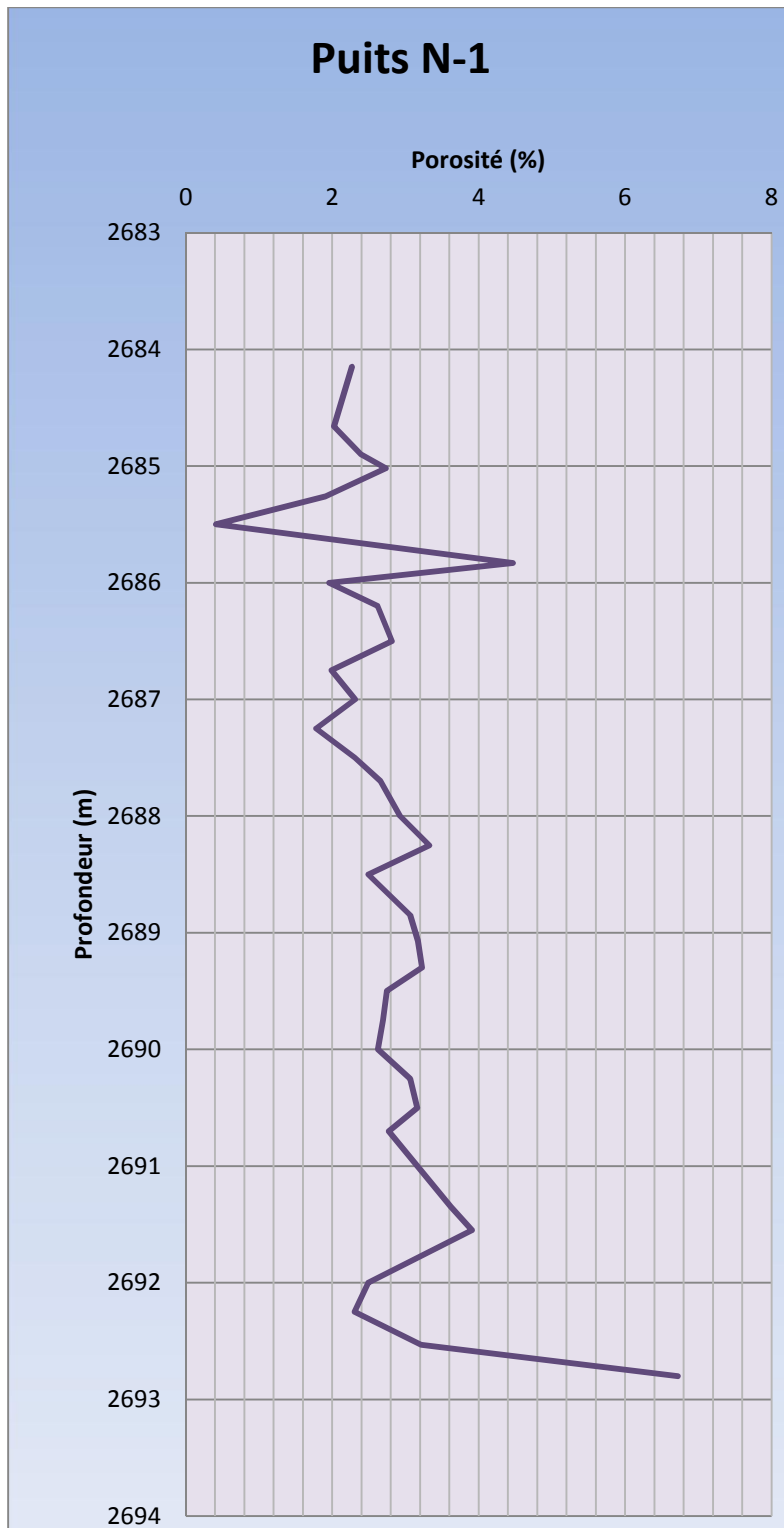
Les valeurs de la porosité montrent une certaine constance qui oscille autour de **4%** avec une moyenne de **4,77%**.

- ✓ A l'intervalle (2795,33-2797,83) :

Les valeurs de la porosité sont marquées par une augmentation ascendante, avec une moyenne de **4,94%**, cette légère augmentation est expliquée probablement par la fissuration.

- ✓ A l'intervalle (2797,83-2801,85m) :

Les valeurs de la porosité marquent une certaine constance qui oscille autour de 5% sauf le pic signalé à 2800,11m avec une valeur de **1,8%**, donc le réservoir est plus compact (**Fig.33**).



**Fig.31: Evolution verticale de la porosité du réservoir Ordovicien-Unité IV-3 (du puits N-1).**

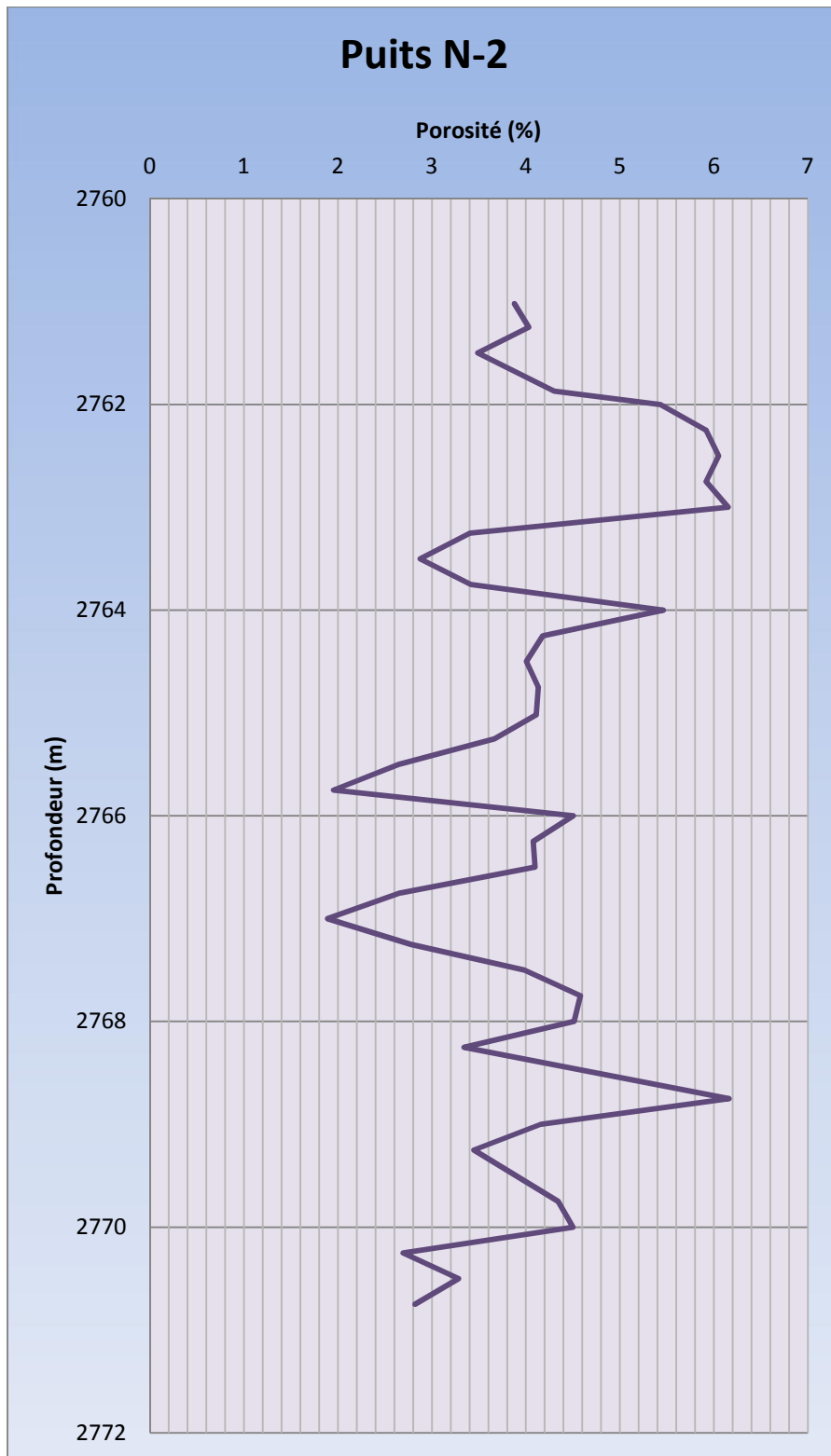


Fig.32: Evolution verticale de la porosité du réservoir Ordovicien-Unité IV-3- (du puits N-2).

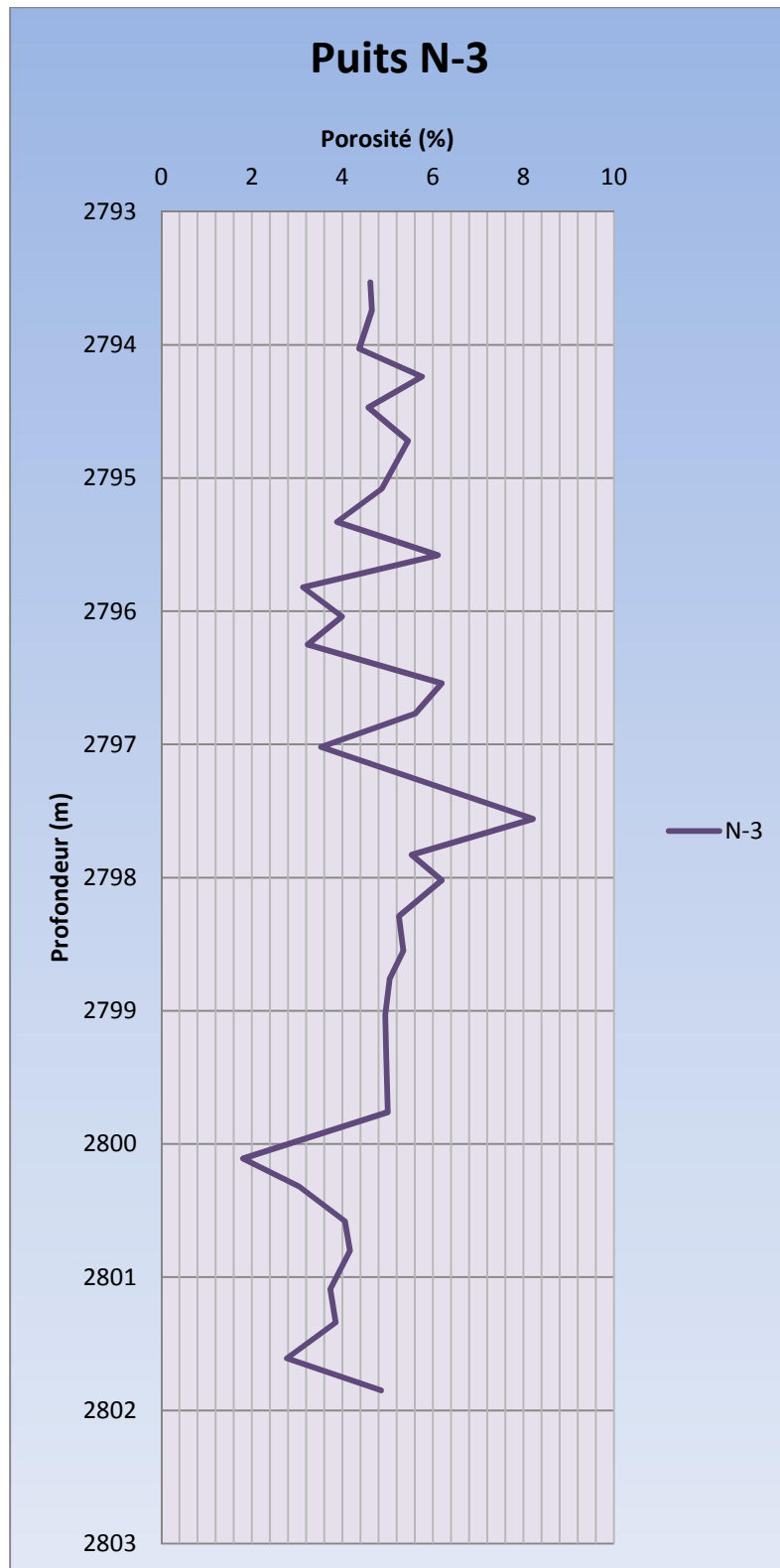


Fig.33: Evolution verticale de la porosité du réservoir Ordovicien Unité IV-3 (du puits N-3).

#### IV.2.2. Evolution verticale de la perméabilité :

L'étude de l'évolution verticale de perméabilité sera réalisée pour les mêmes puits verticaux décrits précédemment.

##### ➤ Puits N-1 :

L'évolution verticale de la perméabilité montre une distribution différente en deux intervalles :

- ✓ Entre (2684,15-2687,5 m) : où la perméabilité est constante et présente des valeurs très faibles autour **0,01 md**.
- ✓ -Entre (2684,15- 2692,8 m) : une légère augmentation de la perméabilité, les valeurs de la perméabilité ont une moyenne de **0,02 md**, c'est due probablement à la fissuration (**Fig.34**).

##### ➤ Puits N-2 :

L'évolution verticale de la perméabilité est marquée par des valeurs faibles autour de **0,5 md**, avec une moyenne de **1,12md**. Nous observons un pic de perméabilité correspond à une valeur de **1.75 md**, liée à la fissuration (**Fig.35**).

##### ➤ Puits N-3 :

Les valeurs de la perméabilité varient verticalement entre **0,02md** et **0,12md** dans l'intervalle (2793,53-280,185m), avec une moyenne de **0,04md**. Quelques pics peuvent atteindre **0,12md** sont remarquable nettement (**Fig.36**).

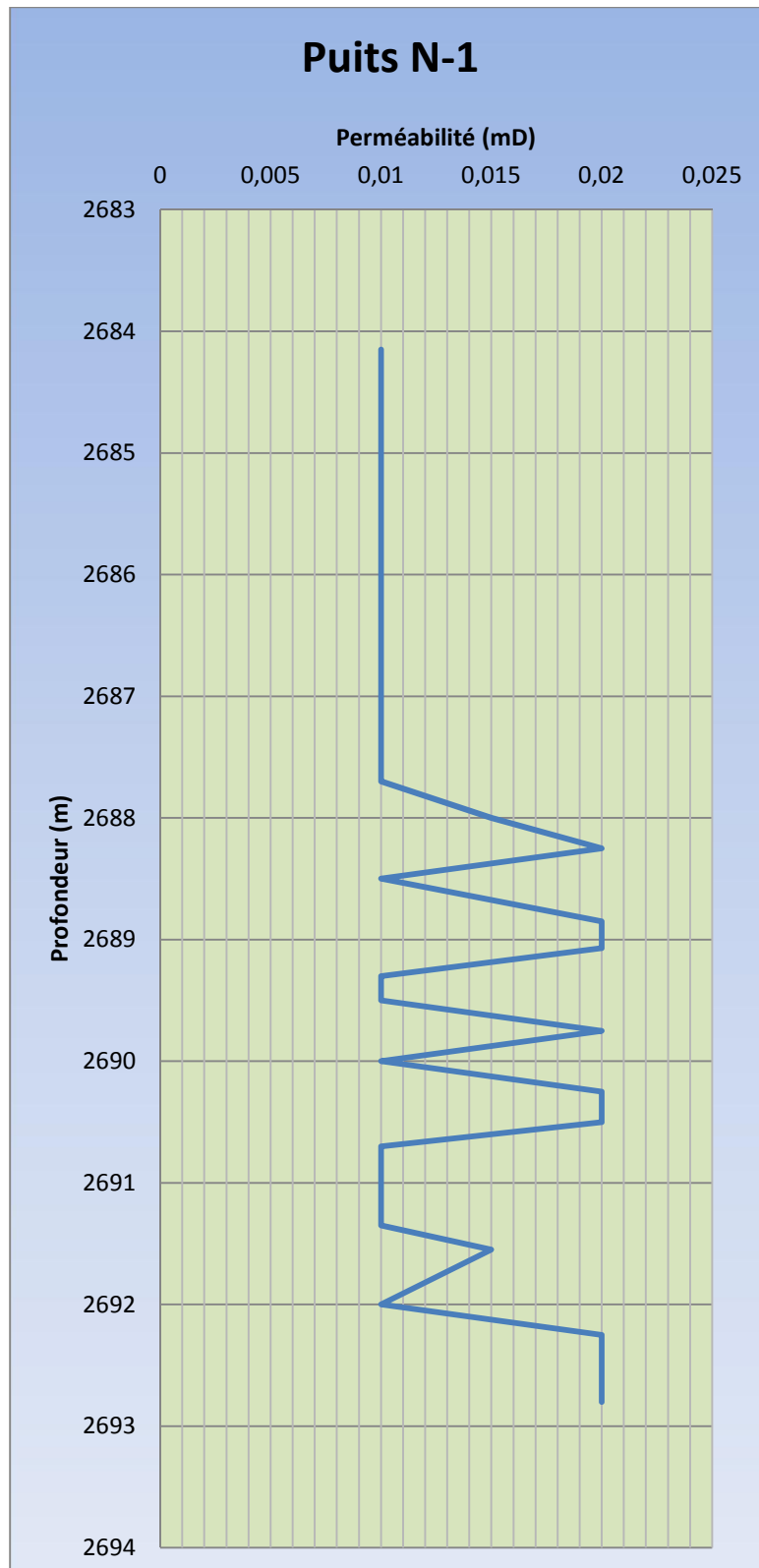


Fig.34: Evolution verticale de la perméabilité du réservoir Ordovicien-Unité IV-3 (du puits- N-1).

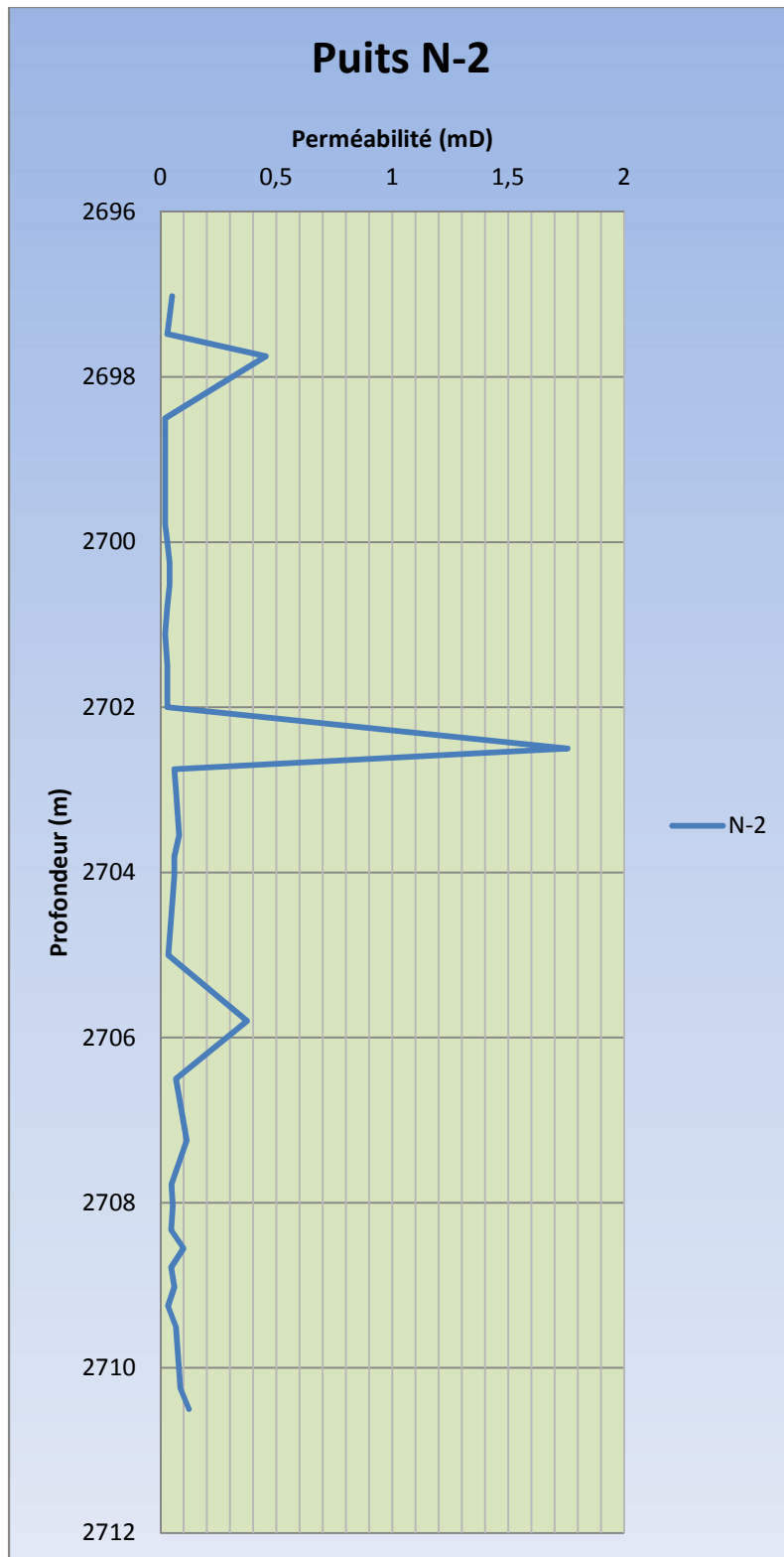


Fig.35: Evolution verticale de la perméabilité du réservoir Ordovicien-Unité IV-3 (du puits- N-2).

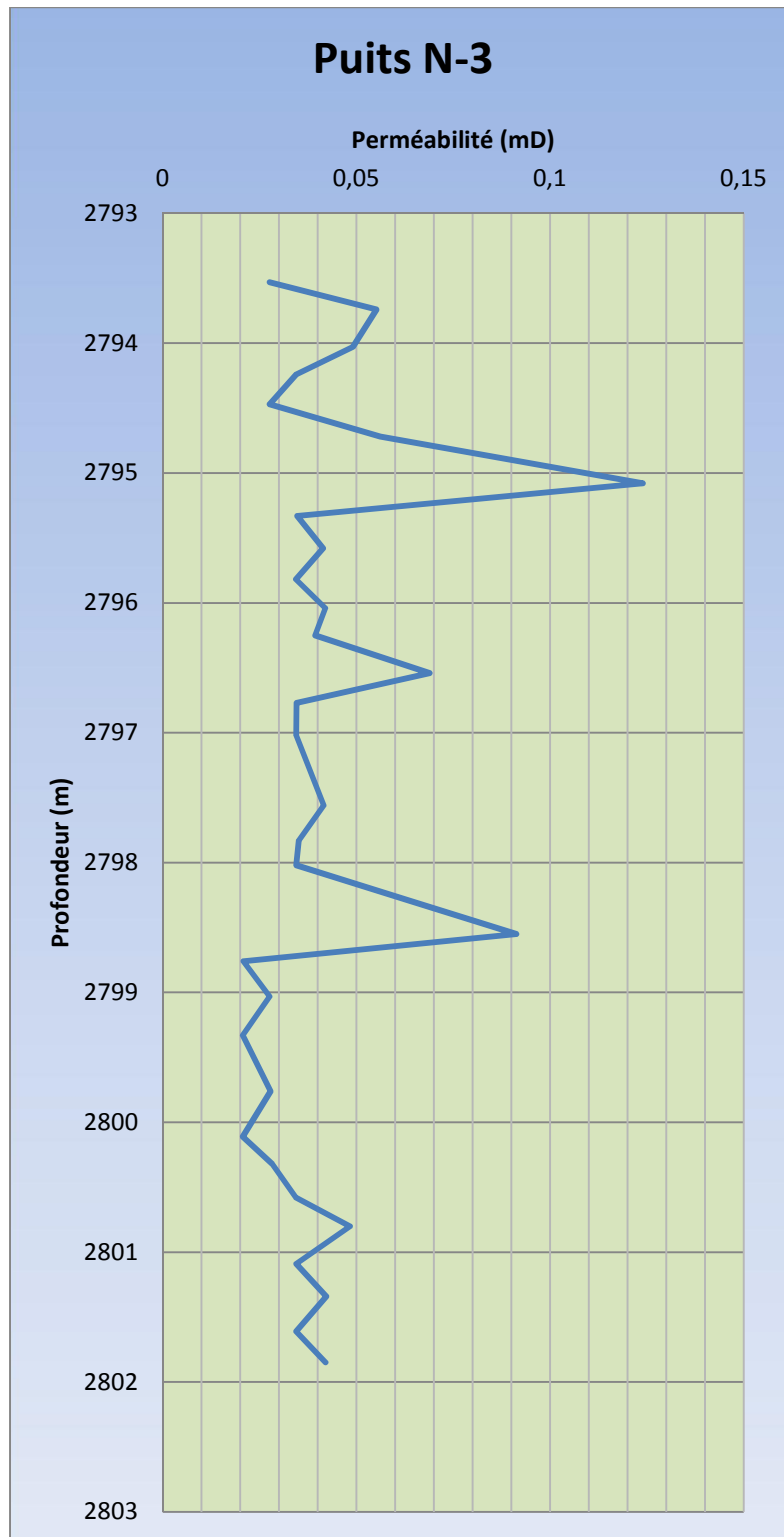


Fig.36: Evolution verticale de la perméabilité du réservoir Ordovicien-Unité IV-3 (Du puits- N-3).

**IV.2.3. Conclusion :**

L'analyse des paramètres pétrophysiques au niveau du champ montre que :

- L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques montre la présence de plusieurs types de porosité et de perméabilité, dûe à l'hétérogénéité du facies ou à la fracturation, ou bien à des modifications diagénitiques.
- D'après les histogrammes de corrélation porosité-perméabilité on remarque que le coefficient de corrélation est faible, ce qui nous conduit à conclure que le réservoir de l'unité IV-3 de l'Ordovicien est hétérogène.

## I. Introduction :

Pour donner une meilleure idée sur la variation des propriétés pétrophysiques dans le réservoir d'unité IV-3 de l'Ordovicien du champ In Essene -In Essene Ouest, On a utilisé la méthode de Trend-Analyse.

Cette méthode est basée sur la recherche des tendances pour l'ensemble d'une population des paramètres du réservoir et à extraire de cette dite population des sous-ensembles ayant certains caractères particulières dans le cas de variable à deux dimensions.

Le lissage des valeurs avec Trend-Analyse est dirigé à rechercher une générale tendance de l'évolution d'un phénomène et d'explorer les zones positives liés à l'anomalie en faveur des bonnes qualités de la production du réservoir.

Pour chaque paramètre du réservoir (épaisseur utile, porosité et perméabilité) et d'après les cartes du trend, on peut déterminer les anomalies positives et négatives liées aux paramètres étudiés.

Ensuite, par la superposition des cartes des anomalies d'épaisseur utile, de porosité et de perméabilité, nous conduit à délimiter les zones de bonne, moyennes et mauvaises caractéristiques du réservoir.

## II. Méthodologie :

Dans notre cas où les données correspondent à une surface tridimensionnelle, les irrégularités locales peuvent obscurcir la répartition régionale. Donc pour ressortir beaucoup mieux les anomalies on retranscrit les variations régionales.

La surface du Trend est celle qui représente le mieux la distribution des paramètres étudiés. Le plan qu'on choisit pour la surface du Trend est déterminé au mieux par rapport à l'ensemble des données avec la méthode des moindres carrés.

### II.1. Lissage par la méthode des moindres carrés :

L'équation utilisé est :  $Z(x,y) = ax+by+c$  , tel que  $Z(x,y)$  est la variable étudiée. Les coefficients  $a$ ,  $b$  et  $c$  sont obtenus en minimisant la somme des carrés entre les valeurs calculer ( $Z$ ) et ( $Z'$ ). Tel que l'équation de Trend est :  $Z'(x,y) = ax+by+c$

➤ **Formule de calcul :**

On a :  $Z(x,y) = Z'(x,y) + \varepsilon(x,y)$  tel que  $\varepsilon(x,y)$  c'est l'écart-type.

$$S = \sum (Z_i - Z'_i)^2 = \text{minimum}$$

$Z'(x,y) = ax + by + c$ , on remplace  $Z'$  par sa valeur, on aura :

$$S = \sum (Z_i - ax - by - c)^2 = \text{minimum}$$

En suit en faisant les dérivées partielles par rapport aux coefficients **a**, **b** et **c**. Nous aurons un complexe de matrices qui permettra de les calculer, donc d'obtenir l'équation du plan du paramètre considéré.

$$\frac{\partial S}{\partial a} = -2 \sum_{i=1}^n (Z_i - ax_i - by_i - c) \cdot x_i = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial b} = -2 \sum_{i=1}^n (Z_i - ax_i - by_i - c) \cdot y_i = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial c} = -2 \sum_{i=1}^n (Z_i - ax_i - by_i - c) = 0$$

➔

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n (Z_i - ax_i - by_i - c) \cdot x_i = 0 \\ \sum_{i=1}^n (Z_i - ax_i - by_i - c) \cdot y_i = 0 \\ \sum_{i=1}^n (Z_i - ax_i - by_i - c) = 0 \end{cases}$$

Donc :

$$\begin{cases} a \sum X^2 + b \sum X \cdot Y + c \cdot X \cdot n = \sum Z \cdot X \\ a \sum X \cdot Y + b \sum Y^2 + c \cdot Y \cdot n = \sum Z \cdot Y \\ a \sum X + b \sum Y + c \cdot n = \sum Z \end{cases}$$

Pour résoudre ce système des équations, on utilise la méthode des matrices :

$$\Delta = \begin{bmatrix} \sum X^2 & \sum XY & \sum X \\ \sum XY & \sum Y^2 & \sum Y \\ \sum X & \sum Y & n \end{bmatrix}$$

Pour résoudre le déterminant  $\Delta$ , il faut avoir d'abord les valeurs des nombres de la matrice. Pour cela, il faut établir des tableaux de calculs.

Une fois que  $\Delta$  est calculé on peut déterminer les coefficients **a**, **b** et **c** :

$$a = \frac{\Delta a}{\Delta}$$

$$b = \frac{\Delta b}{\Delta}$$

$$c = \frac{\Delta c}{\Delta}$$

Avec :

$$\Delta a = \begin{bmatrix} \sum ZX & \sum XY & \sum X \\ \sum ZY & \sum Y^2 & \sum Y \\ \sum Z & \sum Y & n \end{bmatrix} \quad \Delta b = \begin{bmatrix} \sum X^2 & \sum ZX & \sum X \\ \sum XY & \sum ZY & \sum Y \\ \sum X & \sum Z & n \end{bmatrix} \quad \Delta c = \begin{bmatrix} \sum X^2 & \sum XY & \sum ZX \\ \sum XY & \sum Y^2 & \sum ZY \\ \sum X & \sum Y & \sum Z \end{bmatrix}$$

Les coordonnées X et Y des points A, B et C choisis aléatoirement pour le triangle d'interpolation sont données en dixième de centimètre par rapport aux repère orthonormé, sur la carte de base à l'échelle 1/200 000.

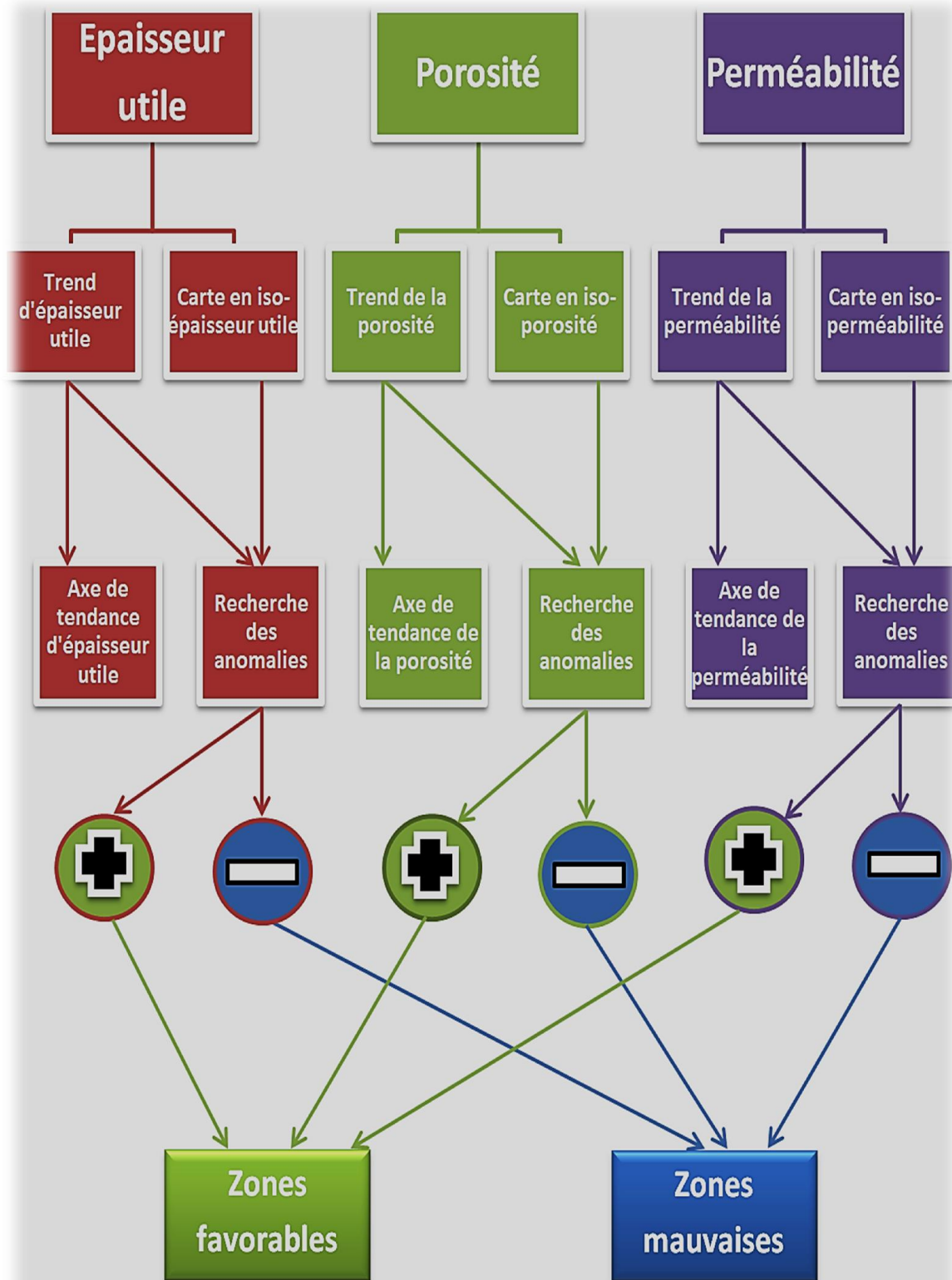
Le triangle d'interpolation choisie est formé par les points :

**A(2.17 ; 7.09)**

**B(5.12 ; 6.79)**

**C(1.16 ; 1.17)**

II.2. Les étapes de traitement géostatistique des paramètres du réservoir :



### III. Détermination des trends :

Les coordonnées orthonormées et les données des puits (de l'unité IV-3) sont résumées dans le tableau ci-dessous : (Tab.3)

N°	Puits	Coordonnées		Épaisseur Utile (m)	Porosité moy (%)	Perméabilité moy (mD)
		X	Y			
01	N-1	3.667	6.29	15.6	2.71	0.02
02	N-2	4.871	4.889	19	3.58	0.069
03	N-3	3.1	4.533	9.5	2.34	0.037
04	N-4	4.4	6.06	12	2.92	0.031
05	N-5	3.99	7.39	5	2.83	0.023
06	N-6	2.63	2.43	14	4.16	0.046
07	N-7	1.51	2.33	15	5.1	0.041
08	NO-1	1.62	1.42	18.6	5.69	0.042
09	NO-2	3.61	2.69	19	3.8	0.054

Tab.3 : Les coordonnées orthonormées et les données des puits de l'unité IV-3

Les équations des trends pour chaque paramètre sont :

➤ **L'épaisseur utile : ( $E_U$ )**

$$\left. \begin{array}{l} a = 2.8 \\ b = -2.62 \\ c = 15.96 \end{array} \right\} \longrightarrow EU(x,y) = 2.8x - 2.62y + 15.96 \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} E_U(A) = 3.46 \\ E_U(B) = 12.53 \\ E_U(C) = 16.15 \end{array} \right.$$

➤ **La Porosité : ( $P_o$ )**

$$\left. \begin{array}{l} a = -0.25 \\ b = -0.34 \\ c = 5.99 \end{array} \right\} \longrightarrow Po(x,y) = -0.25x - 0.34y + 5.99 \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} Po(A) = 2.97 \\ Po(B) = 2.32 \\ Po(C) = 5.29 \end{array} \right.$$

➤ **La Perméabilité : ( $K$ )**

$$\left. \begin{array}{l} a = 0.01 \\ b = -0.01 \\ c = 0.03 \end{array} \right\} \longrightarrow K(x,y) = 0.01x - 0.01y + 0.03 \longrightarrow \left\{ \begin{array}{l} K(A) = 0.01 \\ K(B) = 0.04 \\ K(C) = 0.03 \end{array} \right.$$

## IV. Interprétation des résultats:

### IV.1. Interprétation des cartes des Trends et des anomalies :

➤ **L'épaisseur utile :**

✓ **Carte du Trend :** D'après la carte du Trend (**Fig.37**) qui est représenté par des lignes du plan représentant la moyenne statistique de l'épaisseur utile, ces lignes montrent une augmentation orientée NW-SE. Cette dernière se fait avec un gradient d'environ 2 m/km.

✓ **Carte des anomalies :** L'intersection entre les isopaques utiles et les lignes du Trend (**Fig.38**) montre trois (3) zones, deux (2) zones positives à épaisseur utile favorable située sur un axe NNE-SSW. l'autre zone est mauvaise à épaisseur défavorable.

➤ **La porosité :**

✓ **Carte du Trend :** Les lignes du Trend-Analyse (**Fig.39**) montrent que la porosité augmente de NE vers le SW contrairement à l'épaisseur utile, avec un gradient faible de 0.26% /km. Cela indique que la porosité est postsédimentaire.

✓ **Carte des anomalies :** L'intersection entre les lignes de porosité et les lignes du Trend (**Fig.40**) montre quatre (04) zones des anomalies, Deux zone positives au Sud à porosité favorable avec une bonne extension, et au Nord deux (02) zones négatives à porosité mauvaise.

➤ **La perméabilité :**

✓ **Carte du trend :** Le trend de la perméabilité (**Fig.41**) montre que la tendance régionale est statiquement du NNW-SSE. Mais d'après la carte en isoperméabilité, la perméabilité d'unité IV-3 régionalement négligeable (réservoir compacte) sauf qu'une seule zone.

✓ **Carte des anomalies :** L'intersection entre les lignes de perméabilité et les lignes du Trend (**Fig.42**) montre trois (03) zones des anomalies une seule zone à perméabilité favorable, le reste du champ est une zone mauvaise.

**IV.2 : Conclusion sur la distribution des anomalies :**

D'après les valeurs réelles des paramètres pétrophysique d'unité IV-3 données par les puits et d'après les résultats de l'utilisation de la méthode du Trend-Analyse, On remarque qu'il y a dissimilitude de tendance de ces paramètres entre-elles. Donc, ce fait nous conduit à déduire que les caractéristiques pétrophysiques du réservoir Ordovicien d'unité IV-3 sont post-sédimentaires, sauf qu'une seule zone où la perméabilité n'est pas originale (perméabilité due à des phénomènes tectoniques).

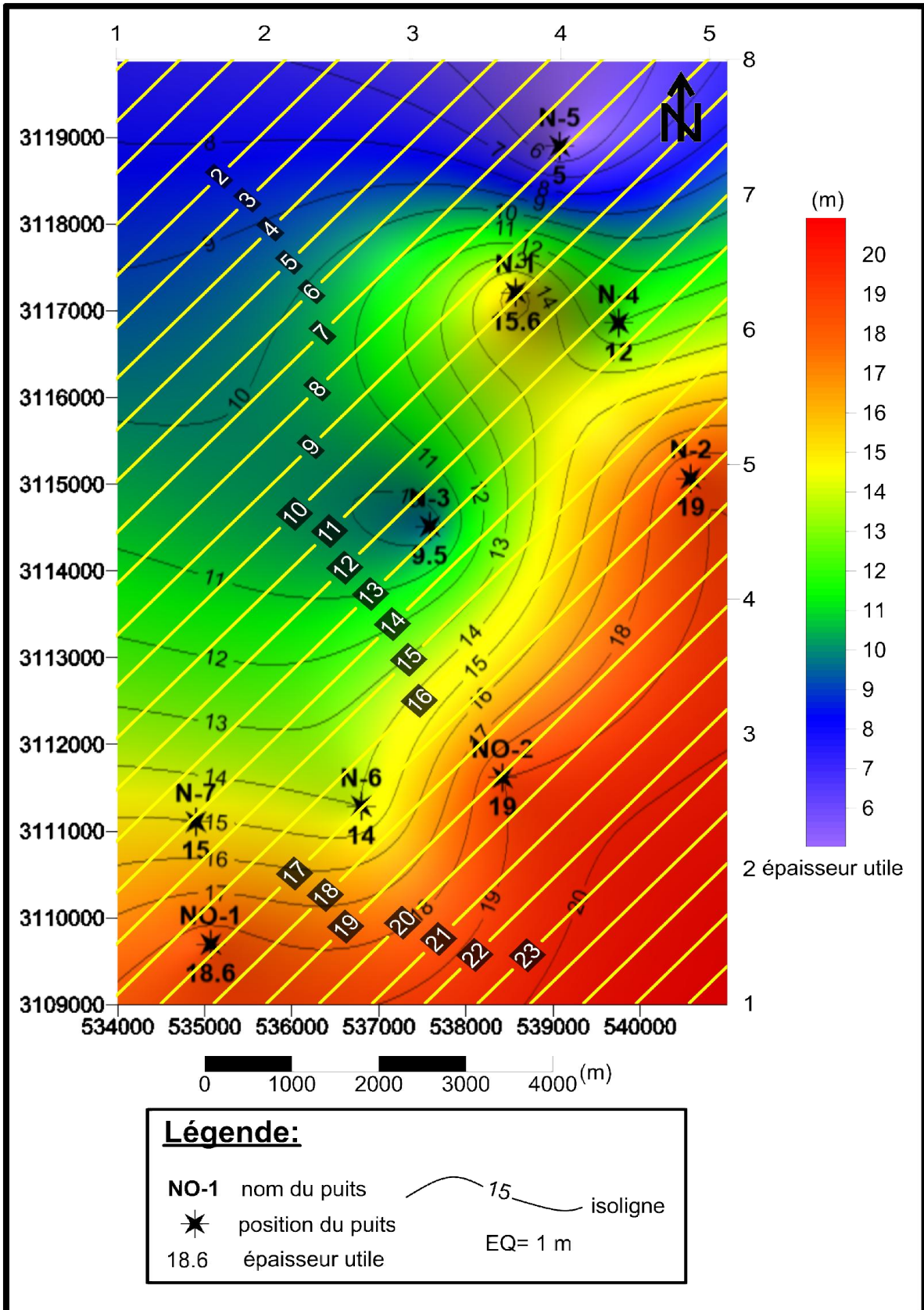


Fig.37: Carte du Trend de l'épaisseur utile d'unité IV-3 de l'Ordovicien.

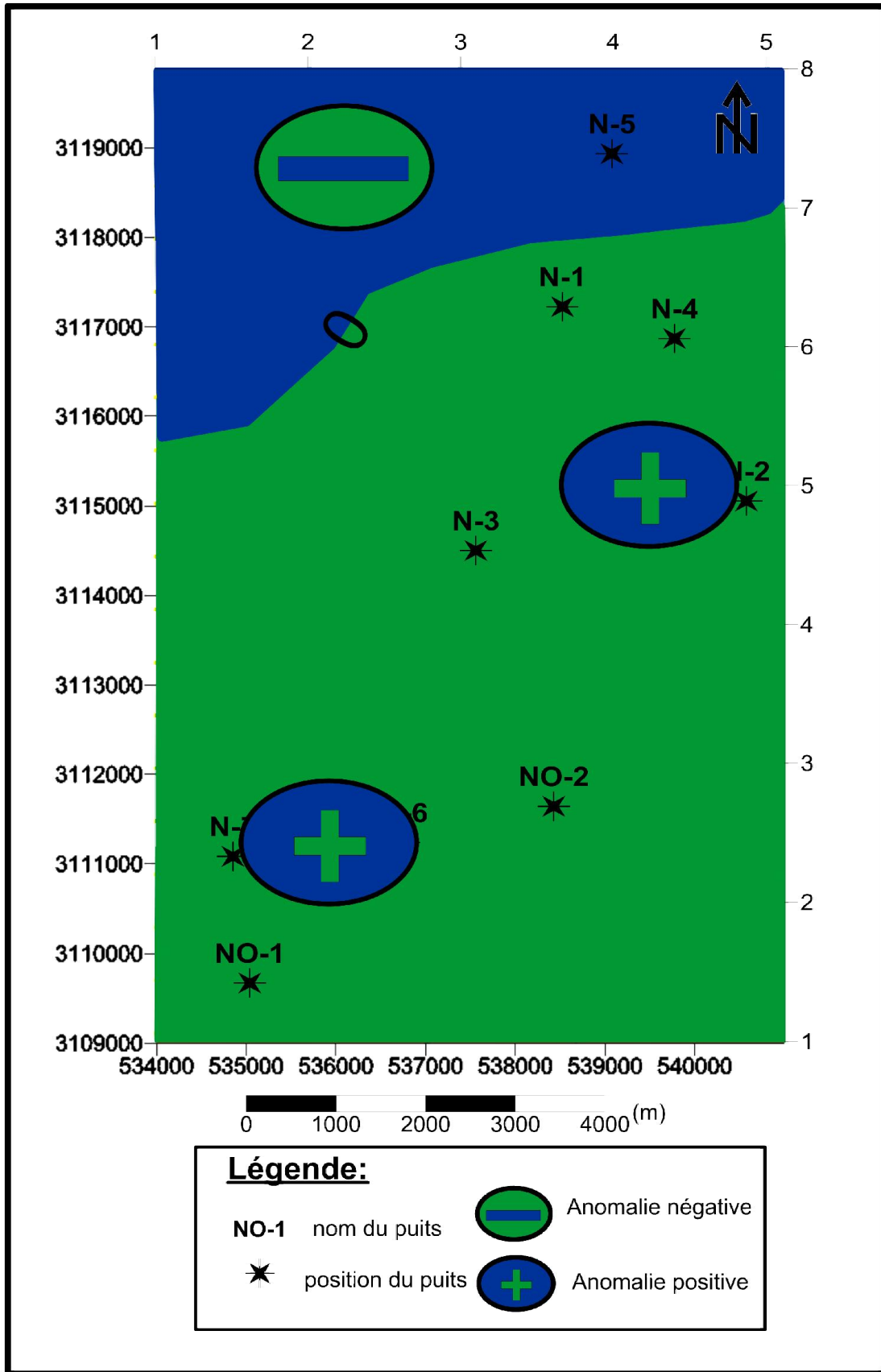


Fig.38: Carte des anomalies de l'épaisseur utile d'unité IV-3 de l'Ordovicien.

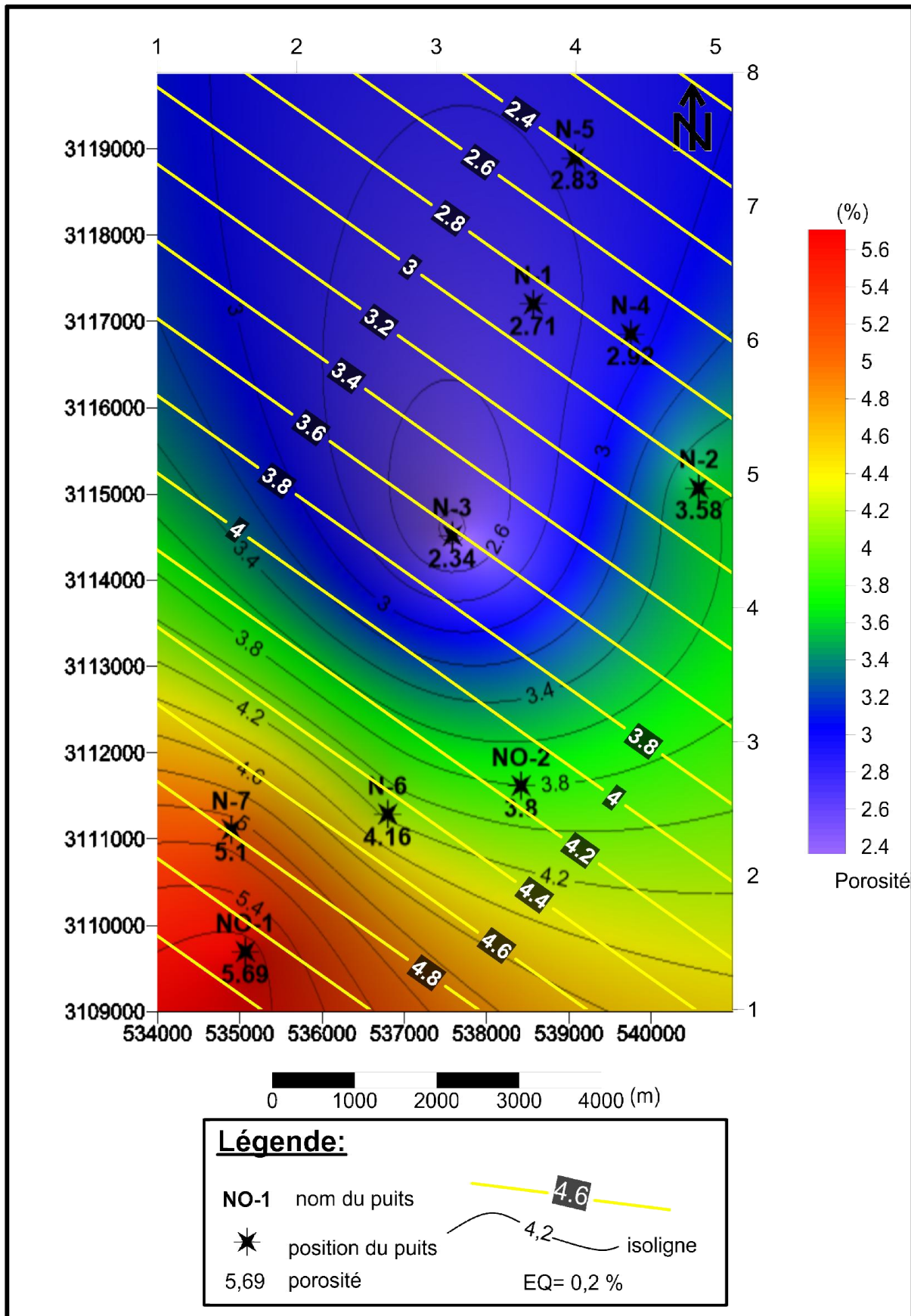


Fig.39: Carte du Trend de la porosité'unité IV-3 de l'Ordovicien.

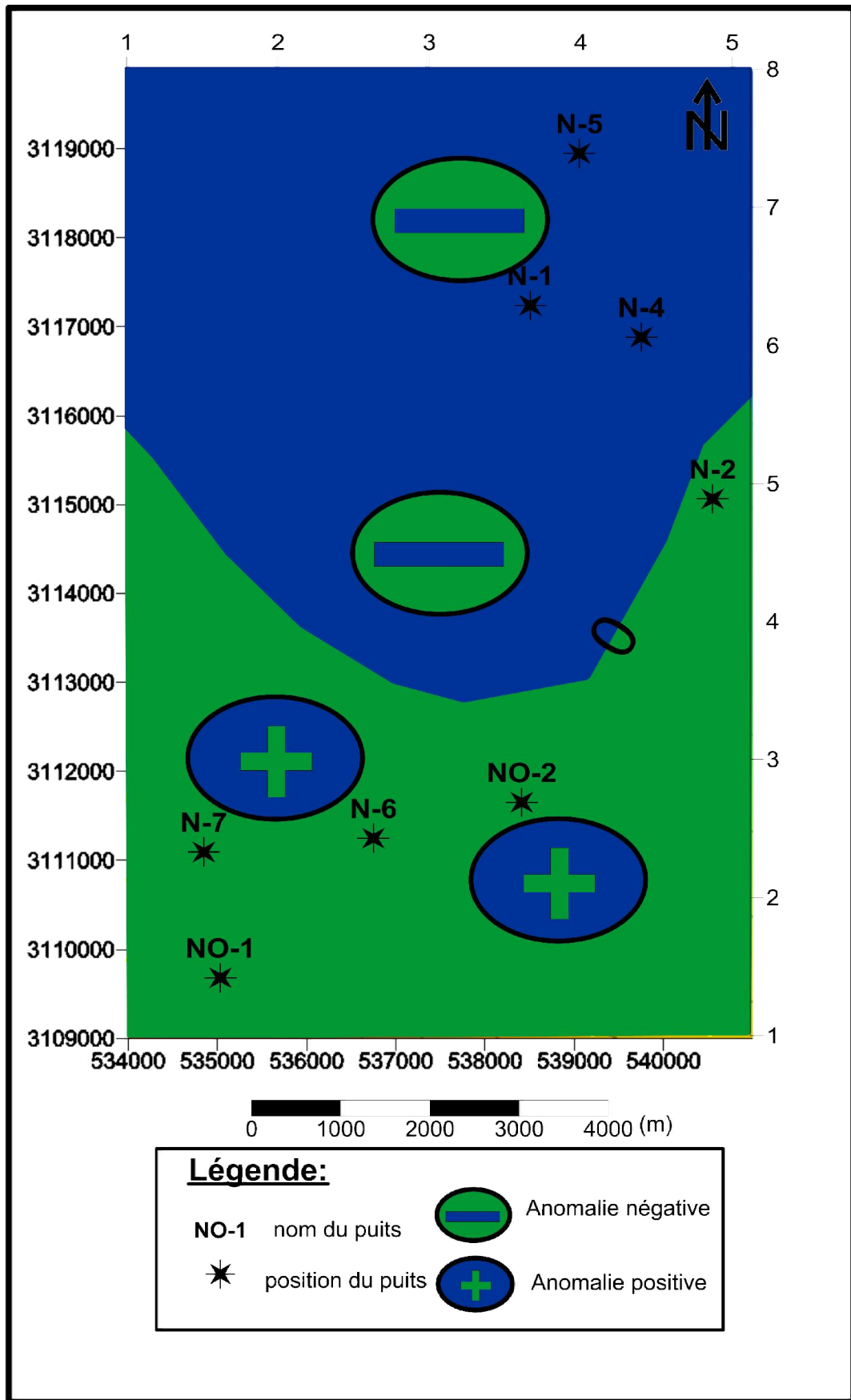


Fig.40: Carte des anomalies de la porosité d'unité IV-3 de l'Ordovicien.

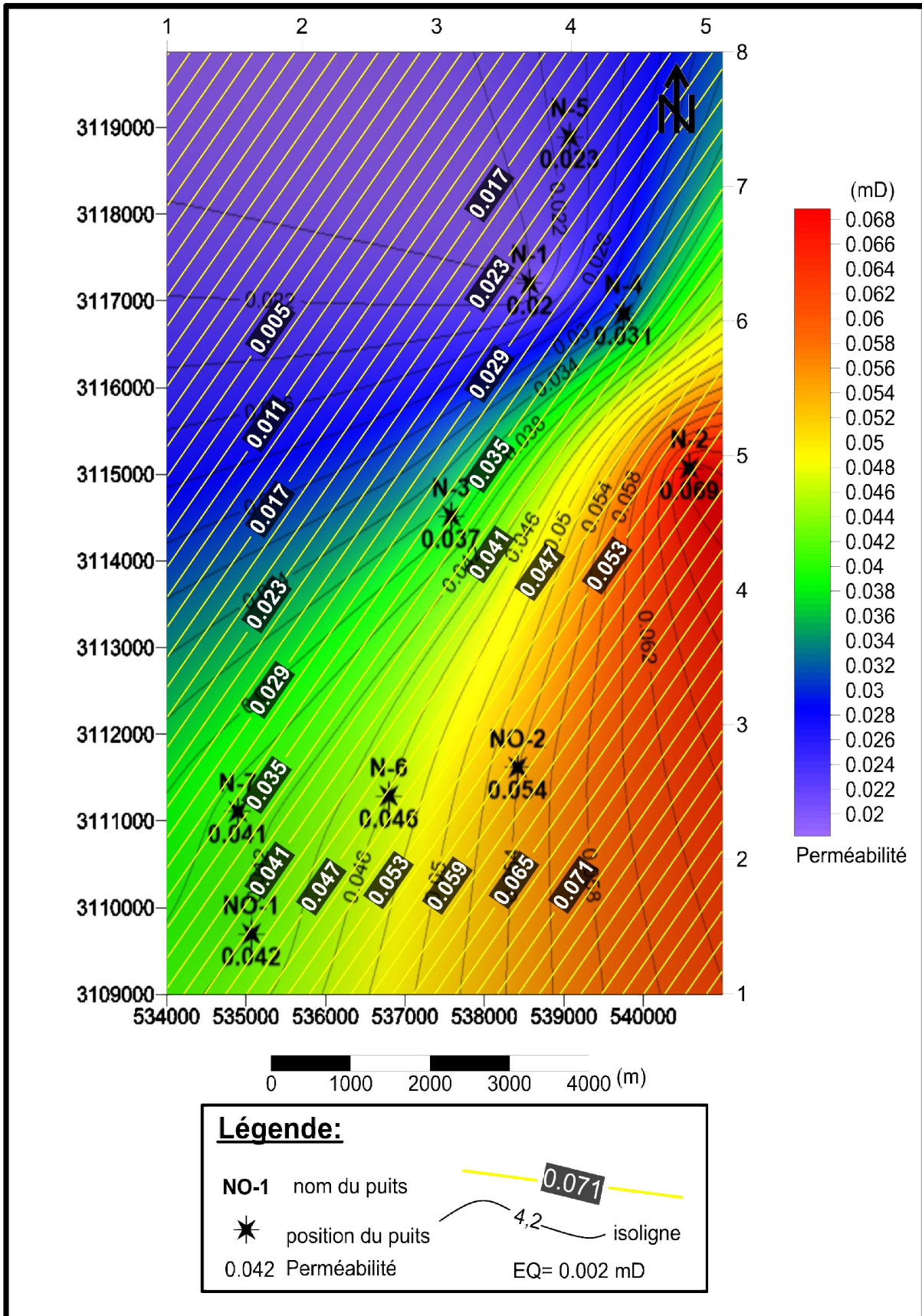


Fig.41: Carte du Trend de la perméabilité d'unité IV-3 de l'Ordovicien.

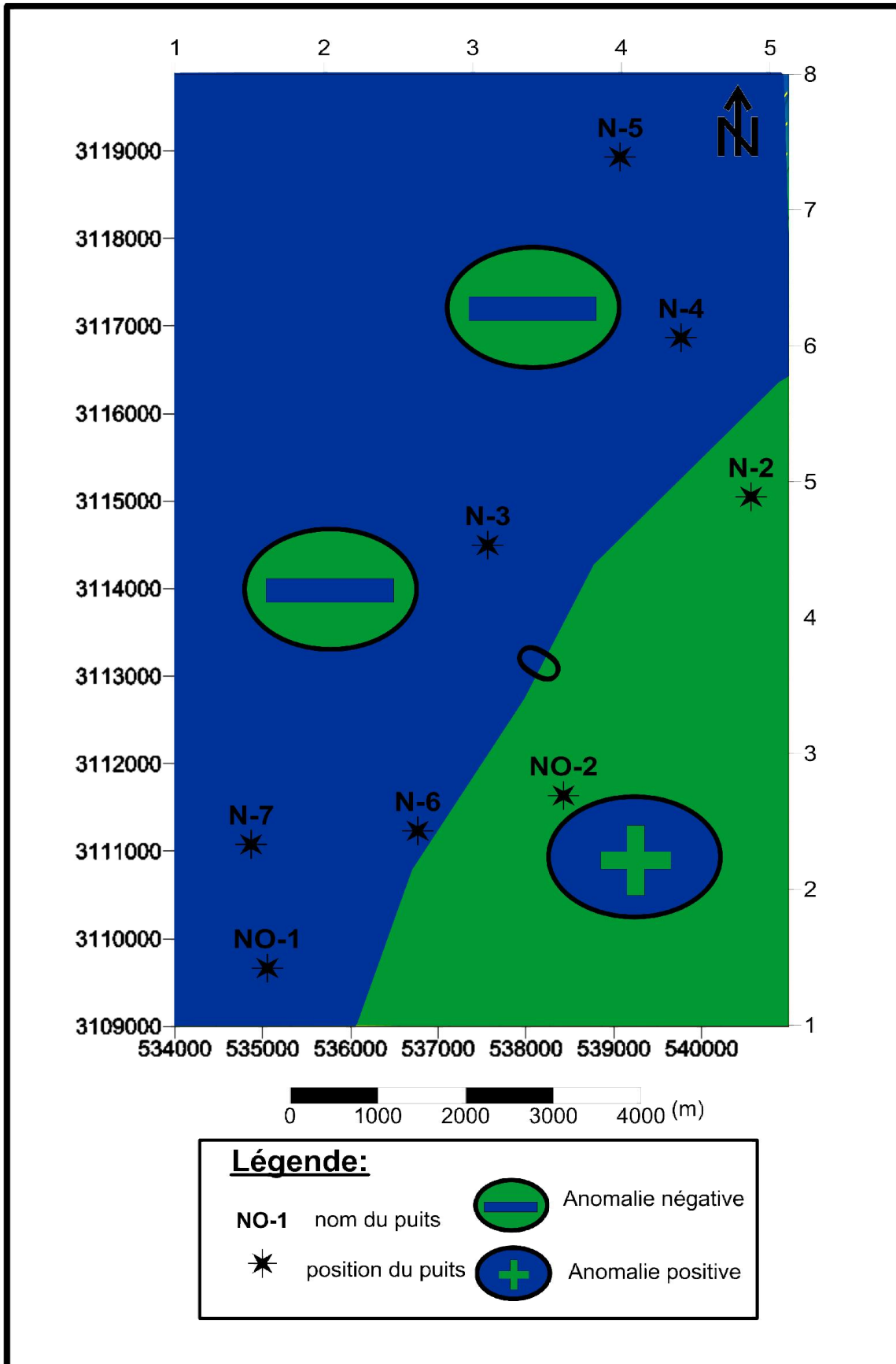


Fig.42: Carte des anomalies de la perméabilité d'unité IV-3 de l'Ordovicien

## V. Interprétation de la carte de zonation :

### V.1. Etablissement du tableau de catégorie :

L'établissement de ce tableau est basé sur la qualité de la distribution des anomalies des paramètres étudiés (épaisseur utile, porosité et perméabilité), à savoir positives ou négatives, permettant aussi d'établir plusieurs catégories déterminant des zones à plusieurs qualités pour l'accumulation des hydrocarbures (Tab.4).

Paramètres Catégories	Epaisseur utile	Porosité	Perméabilité	Qualité des catégories
<b>Catégorie I</b>	+	+	+	<b>Très bonne</b>
<b>Catégorie II</b>	+	+	-	<b>Bonne</b>
<b>Catégorie III</b>	+	-	+	<b>moyenne</b>
<b>Catégorie IV</b>	+	-	-	<b>Moyenne</b>
<b>Catégorie V</b>	-	-	-	<b>pauvre</b>

Tab.4 : Tableau des catégories

## V.2. Interprétation de la répartition des anomalies :

D'après la carte de zonation (**Fig.43**) qui est le résultat de la superposition des cartes des anomalies des paramètres du réservoir, on peut classer les anomalies en cinq catégories, comme suite :

**Catégorie I :** Les anomalies positives se localisent dans la partie Sud-Est du champ.

- ❖ La zone de la **catégorie I** est la meilleure zone pour les travaux d'exploitation du réservoir Ordovicien (unité VI-3) avec un bon intérêt économique.

**Catégorie II :** Les anomalies de cette catégorie sont localisées dans la partie Sud-Ouest du champ et à l'Ouest de la **catégorie I**. Avec une perméabilité négative.

**Catégorie III :** Les anomalies de cette catégorie occupent une petite surface par rapport aux autres catégories avec une porosité négative (faible).

**Catégorie IV :** Seulement l'épaisseur utile est positive (importante), les anomalies de cette catégorie sont localisées au Nord du champ d'étude.

- ❖ Les zone des **catégories I, II et IV** avec leur bonne extension représente des zones favorables à des travaux de développement et d'exploitation dans le future par augmenter la perméabilité de la couche réservoir en utilisant les processus de la fracturation des roches.

**Catégorie V :** Tous les paramètres sont négatives, Les anomalies de cette catégorie sont localisées au Nord notre champ.

- ❖ La zone de **catégories V** peut exploiter comme une zone injectrice, pour augmenter la pression de la couche productive dans la zone favorable, par combinaison de la fracturation et l'injection pour laisser la circulation des fluides injectrices vers les zones favorables.

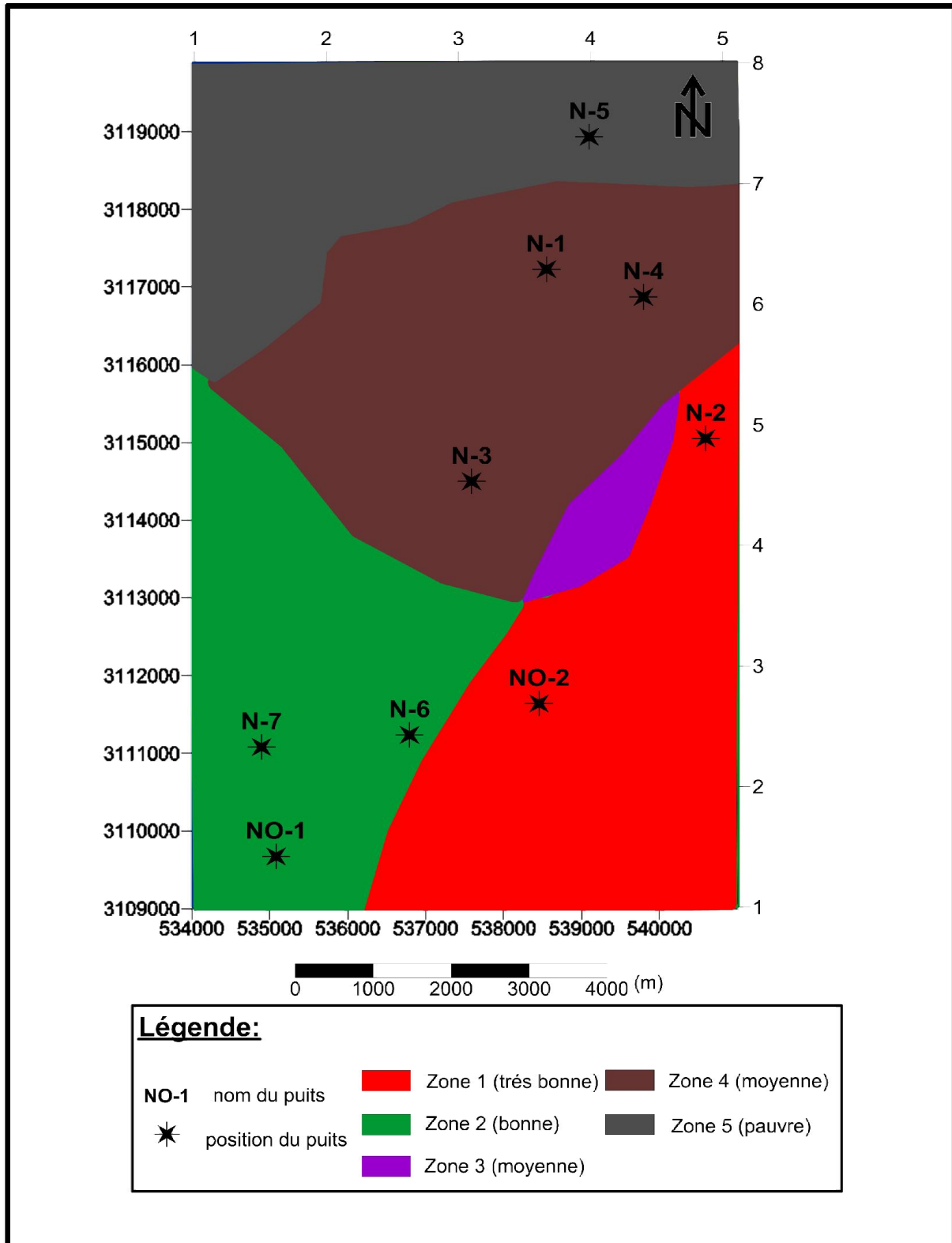


Fig.43: Carte de zonation de l'unité IV-3 de l'Ordovicien.

## Conclusion générale

L'Évaluation du réservoir Ordovicien unité IV-3 du champ In Essene-In Essene Ouest, (bassin d'Ilizi) nous a conduits à faire la conclusion suivante :

- L'approche sédimentologique nous a montré que les dépôts de l'unité IV-3 sont fluvio-glaciaires, déposés durant la période glaciaire,
- La caractérisation du réservoir à l'aide des différentes cartes en iso-valeur établies à partir des données pétrophysiques nous a donné une vue sur leur qualité qui est généralement de caractère médiocre.
- Le Trend-analyse a montré en plus des mauvaises qualités réservoir, l'existence de plusieurs types de porosité et de perméabilité et une hétérogénéité du réservoir Ordovicien, unité IV-3 de la région d'In Essene-In Essene Ouest ainsi que la distinction des zones favorables pour l'exploitation des zones non favorables.
- Ce travail nous a permis d'avoir une idée sur les caractéristiques du réservoir Ordovicien de la région d'In Essene-In Essene Ouest qui demeure un champ un peu complexe. Il nous a donné l'opportunité de se familiariser avec le logiciel de Schlumberger « PETREL », qui peut fournir des éléments supplémentaires et permet d'obtenir des résultats plus concluants.
- Notre région d'étude est caractérisée par des paramètres pétrophysiques médiocres, Les porosités dépassent rarement les 5% et les perméabilités généralement inférieures à 0, 1mD, ce qui fait que le réservoir est classé parmi les Tight réservoirs.

## Annexe I : Tableaux utilisés pour l'établissement des histogrammes :

Classe	[0- 0,015[	[0,015-0,030[	[0,030-0,045[	[0,045-0,060[
Fréquence	0,67	0,24	0,06	0,03

**Tableau montrant les classes de perméabilité du puits N-1**

Classe	[0 -0,5[	[0,5-1,0[	[1,0-1,5[	[1,5-2,0[
Fréquence	0,97	0	0	0,03

**Tableau montrant les classes de perméabilité du puits N-2**

Classe	[0-0,05[	[0,05-0,1[	[0,1-0,15[	[0,15-0,20[
Fréquence	0.81	0.16	0.03	0

**Tableau montrant les classes de perméabilité du puits N-3**

Classe	[0-2[	[2-4[	[4-6[	[6-8[
Fréquence	0.15	0.79	0.3	0.3

**Tableau montrant les classes de porosité du puits N-1**

Classe	[0-2[	[2-4[	[4-6[	[6-8[
Fréquence	0.5	0.39	0.47	0.8

**Tableau montrant les classes de porosité du puits N-2**

Classe	[0-2[	[2-4[	[4-6[	[6-8[	[8-10[
Fréquence	0.03	0.28	0.56	0.09	0.03

**Tableau montrant les classes de porosité du puits N-3**

## Annexe II : Tableaux utilisés pour l'établissement des profils verticaux :

Puits N-1		Puits N-2		Puits N-3	
Perméabilité (md)	Profondeur (m)	Perméabilité (md)	Profondeur (m)	Perméabilité (md)	Profondeur (m)
0,01	2684,15	0,050132	2697,02	0,027579	2793,53
0,01	2684,66	0,030042	2697,48	0,055248	2793,74
0,01	2684,9	0,454254	2697,75	0,049126	2794,03
0,01	2685,02	0,019991	2698,5	0,034419	2794,24
0,01	2685,26	0,020028	2699,25	0,027637	2794,47
0,01	2685,5	0,019931	2699,58	0,056184	2794,72
0,01	2685,83	0,020079	2699,78	0,123965	2795,08
0,01	2686	0,029952	2700	0,034676	2795,33
0,01	2686,2	0,03988	2700,25	0,041407	2795,58
0,01	2686,5	0,03989	2700,52	0,034411	2795,82
0,01	2686,75	0,030055	2700,77	0,042	2796,04
0,01	2687	0,019863	2701,11	0,039325	2796,25
0,01	2687,25	0,029944	2701,5	0,068929	2796,54
0,01	2687,5	0,030022	2702	0,034507	2796,77
0,01	2687,7	1,75644	2702,5	0,03445	2797,02
0,04	2688	0,060278	2702,75	0,04156	2797,56
0,02	2688,25	0,06671	2703	0,035148	2797,83
0,01	2688,5	0,080705	2703,55	0,034418	2798,02
0,02	2688,85	0,060001	2703,81	0,063252	2798,29
0,02	2689,07	0,060317	2704,04	0,091362	2798,55
0,01	2689,3	0,033611	2705	0,02079	2798,76
0,01	2689,5	0,374333	2705,8	0,027567	2799,03
0,02	2689,75	0,066989	2706,5	0,020646	2799,33
0,01	2690	0,114009	2707,25	0,027876	2799,76
0,02	2690,25	0,047035	2707,78	0,020618	2800,11
0,02	2690,5	0,053579	2708,04	0,028251	2800,32
0,01	2690,7	0,047022	2708,33	0,034408	2800,58
0,01	2691,35	0,100424	2708,55	0,048365	2800,8
0,05	2691,55	0,046751	2708,78	0,034449	2801,09
0,01	2692	0,060252	2709,02	0,042257	2801,34
0,02	2692,25	0,033318	2709,25	0,034425	2801,61
0,02	2692,53	0,066662	2709,5	0,04206	2801,85
0,04	2692,8	0,086544	2710,25	/	/
<b>MOY = 0,015455</b>		<b>MOY = 0,122698</b>		<b>MOY = 0,042229</b>	

# Annexe

Puits N-1		Puits N-2		Puits N-3	
Porosité (%)	Profondeur (m)	Porosité (%)	Profondeur (m)	Porosité (%)	Profondeur (m)
2,27	2684,15	3,879	2761,02	4,617	2793,53
2,023	2684,66	4,031	2761,25	4,651	2793,74
2,398	2684,9	3,487	2761,5	4,375	2794,03
2,731	2685,02	4,299	2761,87	5,764	2794,24
1,906	2685,26	5,432	2762	4,575	2794,47
0,412	2685,5	5,918	2762,25	5,45	2794,72
4,468	2685,83	6,049	2762,5	4,869	2795,08
1,96	2686	5,917	2762,75	3,884	2795,33
2,621	2686,2	6,152	2763	6,112	2795,58
2,816	2686,5	3,403	2763,25	3,132	2795,82
1,99	2686,75	2,874	2763,5	3,994	2796,04
2,315	2687	3,415	2763,75	3,237	2796,25
1,782	2687,25	5,464	2764	6,198	2796,54
2,309	2687,5	4,18	2764,25	5,609	2796,77
2,659	2687,7	4,006	2764,5	3,528	2797,02
2,925	2688	4,131	2764,75	8,215	2797,56
3,327	2688,25	4,111	2765,02	5,533	2797,83
2,493	2688,5	3,668	2765,25	6,2	2798,02
3,067	2688,85	2,646	2765,5	5,247	2798,29
3,17	2689,07	1,954	2765,75	5,35	2798,55
3,228	2689,3	4,504	2766	5,045	2798,76
2,746	2689,5	4,077	2766,25	4,946	2799,03
2,692	2689,75	4,098	2766,5	4,968	2799,33
2,624	2690	2,66	2766,75	5,006	2799,76
3,065	2690,25	1,889	2767	1,802	2800,11
3,163	2690,5	2,777	2767,25	3,048	2800,32
2,772	2690,7	3,984	2767,5	4,058	2800,58
3,622	2691,35	4,579	2767,75	4,169	2800,8
3,91	2691,55	4,513	2768	3,737	2801,09
2,493	2692	3,342	2768,25	3,852	2801,34
2,306	2692,25	6,161	2768,75	2,775	2801,61
3,214	2692,53	4,158	2769	4,859	2801,85
6,721	2692,8	3,447	2769,25	/	/
/	/	4,343	2769,75	/	/
/	/	4,499	2770	/	/
/	/	2,692	2770,25	/	/
/	/	3,283	2770,5	/	/
/	/	2,819	2770,75	/	/

# Annexe

## Annexe II : Tableaux utilisés pour le calcul du trend de l'épaisseur utile, la porosité et la perméabilité.

	X(m)	Y(m)	Z (Et)	Z(Eu)	Z(Po)	Z(k)	X <sup>2</sup>	Y <sup>2</sup>	XY	Z(Et)X	Z(Et) Y	Z(po)X	Z(po)Y	Z(k)X	Z(k)Y	Z(Eu)X	Z(Eu)Y
N-1	3,7	6,28	18	15,6	2,71	0,02	13,69	39,4384	23,236	66,6	113,04	10,027	17,0188	0,074	0,1256	57,72	97,968
N-2	4,93	4,8	22	19	3,58	0,069	24,3049	23,04	23,664	108,46	105,6	17,649 4	17,184	0,34017	0,3312	93,67	91,2
N-3	3,15	4,53	12	9,5	2,34	0,037	9,9225	20,5209	14,269 5	37,8	54,36	7,371	10,6002	0,11655	0,1676 1	29,925	43,035
N-4	4,43	6,05	14	12	2,92	0,031	19,6249	36,6025	26,801 5	62,02	84,7	12,935 6	17,666	0,13733	0,1875 5	53,16	72,6
N-5	4,07	7,38	8	5	2,83	0,023	16,5649	54,4644	30,036 6	32,56	59,04	11,518 1	20,8854	0,09361	0,1697 4	20,35	36,9
N-6	2,68	2,49	19	14	4,16	0,046	7,1824	6,2001	6,6732	50,92	47,31	11,148 8	10,3584	0,12328	0,1145 4	37,52	34,86
N-7	1,52	2,37	17	15	5,1	0,041	2,3104	5,6169	3,6024	25,84	40,29	7,752	12,087	0,06232	0,0971 7	22,8	35,55
NO-1	1,65	1,4	20	18,6	5,69	0,042	2,7225	1,96	2,31	33	28	9,3885	7,966	0,0693	0,0588	30,69	26,04
NO-2	3,64	2,67	22	19	3,8	0,054	13,2496	7,1289	9,7188	80,08	58,74	13,832	10,146	0,19656	0,1441 8	69,16	50,73
Σ=	29,77	37,97	152	127,7	33,13	0,363	109,572	194,972	140,31	497,28	591,08	101,62	123,911	1,21312	1,3963	414,995	488,883