

République Algérienne Démocratique Et Populaire  
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed Bougara - Boumerdes  
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie  
Département Gisements Miniers et  
Pétroliers



---

**Mémoire de Fin d'Etude  
En vue de l'obtention du Diplôme :**

**MASTER**

Présenté par

**BENDJARA Ilyas**

**Filière :** Hydrocarbures

**Spécialité :** Géologie Pétrolière

**Thème**

---

**L'Effet de la Fracturation Naturelle Sur les Paramètres Pétrophysiques de  
l'Unité IV (Ordovicien Supérieur) dans le Périmètre de Bourarhat Ouest,  
Bloc242 (BASSIN D'ILLIZI)**

---

**Devant le jury composé :**

ZELLOUF Khemissi	Professeur	UMBB	Président
BELKACEMI Amel	MAA	UMBB	Encadreur
DRICHE Khaled	Ingénieur	Exploration	Encadreur
KECIR Arbia	MAA	UMBB	Examineur
SAADAOUI Moussa	Professeur	UMBB	Examineur

## **Résumé :**

L'Unité IV, en subsurface, d'âge Ordovicien terminal correspond à la Formation de Tamadjert dans les Tassili N'Ajjers.

L'étude de cette unité dans le bassin d'Illizi relève d'une difficulté énorme. Par l'effet de la variation rapide de la lithologie et des épaisseurs des couches, ainsi que la complexité de l'architecture interne de ces dépôts. Ces derniers ont été engendré dans un milieu exceptionnel de type glaciogénétique.

Cependant, les caractéristiques sédimentologiques de cette formation diffèrent nettement de ceux des autres grands ensembles détritiques du Paléozoïque. Cette originalité résulte d'une lithologie grés-argileuse diversifiée, caractérisées par des épaisseurs allant de quelques mètres à plusieurs centaines de mètres dans une même zone et distantes de quelques kilomètres. A cela s'ajoute parfois la présence de fracturation qui affecte directement le débit de production d'hydrocarbures. Cas du Périmètre de Bourarhat Ouest de la partie centro- orientale du bassin d'Illizi.

Ce travail procède l'interprétation des cartes en iso-valeurs et des profils sismiques, la description de la fracturation sur quelques carottes des puits du périmètre, et l'analyse statistiques des paramètres pétrophysiques sur l'échelle verticale et horizontale, afin de mettre en évidence la relation entre ces paramètres et la présence des fractures traversant cette unité réservoir ainsi que leur nature.

## **Abstract:**

Unit IV, in subsurface, of terminal Ordovician age corresponds to the Tamadjert Formation in the Tassili N'Ajjers.

The study of this unit in the Illizi basin is an enormous difficulty. By the effect of the rapid variation of lithology and layer thicknesses, as well as the complexity of the internal architecture of these deposits.

However, the sedimentological characteristics of this formation differ markedly from those of the other large detritic sets of the Paleozoic. This originality results from a diverse Greco-Clay lithology, characterized by thicknesses ranging from a few metres to several hundred metres in the same area and a few kilometres apart. In addition, fracking is sometimes present, which directly affects the flow rate of hydrocarbon production. Case of the Western Bourarhat Perimeter of the central-eastern part of the Illizi Basin.

This work involves the interpretation of the iso-value maps and seismic profiles, the description of the fracturing on some core of the perimeter wells, and the statistical analysis of the petrophysical parameters on the vertical and horizontal scale, in order to show the relationship between these parameters and the presence of fractures crossing this reservoir unit and their nature.

## ملخص :

تمثل دراسة الوحدة الرابعة في حوض إيزي صعوبة هائلة. بسبب تأثير التباين السريع في علم الحجارة وسمك الطبقات، وكذلك البنية الداخلية المعقدة للرواسب.

ومع ذلك، تختلف الخصائص الرسوبية لهذا التكوين بشكل ملحوظ. تتميز بسمك يتراوح من بضعة أمتار إلى مئات الأمتار من منطقة إلى أخرى.

بالإضافة إلى ذلك، وجود الانشقاق في بعض الأحيان، يؤثر بشكل مباشر على معدل تدفق إنتاج المحروقات كما في حالة منطقة بوررهات الغربية في وسط شرق حوض إيزي.

ينطوي هذا العمل على تحليل خرائط المنطقة التكوينية والملاح الزلزالية، ووصف الانشقاق في بعض الآبار المتوفرة، ثم تحليل الخصائص البتروفيزيائية، من أجل إظهار العلاقة بين هذه الخصائص ووجود الانشقاقات الموجودة في المنطقة المدروسة.

# DEDICACE

À ma mère,

*Ma source infinie d'amour. Tu as été mon soutien inébranlable tout au long de ma vie, et ton dévouement indéfectible m'a inspiré à persévérer dans les moments les plus difficiles. Cette dédicace est un témoignage de mon amour et de ma reconnaissance éternelle envers toi.*

À mon père,

*Aucune dédicace ne saurait exprimer mes sentiments, que Dieu te préserve et te procure sante et longue vie.*

*À mes frères Mohamed, Bendaoud et Ahmed.*

*À mes sœurs Bochra, Fadila et Fatima.*

*À Islam.*

*À mes amis et camarades de classes.*

*Cette dédicace est une reconnaissance sincère de toutes ces personnes qui ont contribué à mon parcours de master. Je vous suis profondément reconnaissant et je suis impatient de voir où notre avenir nous mènera.*

*Merci du fond du cœur.*

*Ilyas*

# REMERCIEMENTS

*Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire.*

*Je tiens tout d'abord à remercier madame **BELKACEMI Amel**, promoteur consultant à l'université, qui m'a prêté une attention particulière et qui n'a ménagé aucun effort pour m'apporter une aide précieuse et me faire découvrir les secrets de la géologie pétrolière. Son expertise et son soutien ont été d'une valeur inestimable tout au long de cette étude.*

*Mes remerciements vont ensuite au président de jury et aux membres du jury.*

*Je souhaite exprimer ma profonde gratitude et mes sincères remerciements à monsieur **DRICHE Khaled**, ingénieur à sonathrach, division exploration, pour m'avoir confié la réalisation de cette étude et m'avoir témoigné sa confiance. Ses suggestions et conseils déterminants ont grandement contribué à l'élaboration de ce mémoire.*

*Je suis également reconnaissant envers mes amis et mes camarades de classe qui ont partagé ce chemin avec moi. Vos discussions stimulantes, vos idées inspirantes et votre soutien mutuel ont été d'une valeur inestimable pour moi. Merci d'avoir créé un environnement d'apprentissage enrichissant et encourageant.*

*Enfin, je tiens à remercier toutes les personnes anonymes qui ont participé à cette recherche en tant que participants ou en fournissant des informations et des ressources. Leur contribution a été précieuse et a enrichi mon travail.*

Merci à tous,

Ilyas

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure 1</b> : Situation géologique du bassin d'Illizi. ....	4
<b>Figure 2</b> : Situation géographique du périmètre de Bourarhat ouest avec positionnement des puits : IRLW-1, IRLW-2 et IRLW-3. ....	5
<b>Figure 3</b> : Esquisse structurale schématique de la synclise Est-Algérienne. ....	7
<b>Figure 4</b> : Les principaux évènements qui ont affecté le bassin d'Illizi.....	8
<b>Figure 5</b> : Colonne litho-stratigraphique du bassin d'Illizi. ....	10
<b>Figure 6</b> : Réponse diagraphique type du Gamma-Ray des Unités II, III et IV.....	14
<b>Figure 7</b> : Colonne lithostratigraphique synthétique des séries sédimentaires allant du Cambrien au Silurien Inférieur dans le bassin d'Illizi .....	15
<b>Figure 8</b> : Profil de corrélation diagraphique (GR) de direction Est-Ouest, entre les puits : IRLW-1, IRLW-2 et IRLW-3, à travers l'Unité IV .....	19
<b>Figure 9</b> : Carte en isobathes au toit de l'Ordovicien (Unité IV) avec positionnement des profils sismiques.....	20
<b>Figure 10</b> : Profil sismique N°01 de direction NW-SE.....	21
<b>Figure 11</b> : Profil structural NW-SE entre le socle et le toit de l'Ordovicien.....	21
<b>Figure 12</b> : Profil sismique N°02 de direction NW-SE.....	22
<b>Figure 13</b> : Profil structural NW-SE entre le socle et le toit de l'Ordovicien.....	22
<b>Figure 14</b> : Courbe montrant la distribution schématique de types des réservoirs fracturés.....	27
<b>Figure 15</b> : Exemple des fractures naturelles dans le puits IRLW-2.....	28
<b>Figure 16</b> : Les fractures induites.....	29
<b>Figure 17</b> : Exemple de stylolites d'origine diagénétique.....	30
<b>Figure 18</b> : Exemple de stylolites tectoniques dans le puits IRLW-2. ....	31
<b>Figure 19</b> : Exemple des fractures rencontrées dans le puits IRLW-2.....	32
<b>Figure 20</b> : Exemple des fractures diagénétiques.....	32
<b>Figure 21</b> : Exemple des fractures rencontrées dans le puits IRLW-2.....	33
<b>Figure 22</b> : Exemple des fractures rencontrées dans le puits IRLW-2.....	34
<b>Figure 23</b> : Photos microscopiques montrent la distribution de la porosité dans le micro-faciès... ..	37
<b>Figure 24</b> : Les types de la porosité sur les échantillons de roches.....	38
<b>Figure 25</b> : Porosité utile et résiduelle .....	38
<b>Figure 26</b> : L'effet de l'arrangement des grains sur la porosité. ....	39
<b>Figure 27</b> : L'effet de classement des grains sur la porosité. ....	39
<b>Figure 28</b> : Influence de la cimentation : ciments quartzeux. ....	40
<b>Figure 29</b> : L'effet de la compaction sur la porosité. ....	41
<b>Figure 30</b> : Les types de la perméabilité. ....	42
<b>Figure 31</b> : Évolution de la porosité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-4 / puits IRLW-2). ....	48
<b>Figure 32</b> : Évolution de la porosité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-3 / puits IRLW-2). ....	49
<b>Figure 33</b> : Évolution de la porosité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-2 / puits IRLW-2). ....	50
<b>Figure 34</b> : Évolution de la porosité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-4 / puits IRLW-3). ....	51
<b>Figure 35</b> : Évolution de la porosité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-3 / puits IRLW-3). ....	52

<b>Figure 36</b> : Évolution de la perméabilité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-4 / puits IRLW-2).....	53
<b>Figure 37</b> : Évolution de la perméabilité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-3 / puits IRLW-2).....	54
<b>Figure 38</b> : Évolution de la perméabilité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-2 / puits IRLW-2).....	55
<b>Figure 39</b> : Évolution de la perméabilité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-3 / puits IRLW-3).....	56
<b>Figure 40</b> : Histogramme de la porosité dans le réservoir IV-4 (Puits IRLW-2).....	57
<b>Figure 41</b> : Courbe de distribution de la porosité du réservoir IV-4 (Puits IRLW-2).....	57
<b>Figure 42</b> : Histogramme de la porosité dans le réservoir IV-3 (Puits IRLW-2).....	58
<b>Figure 43</b> : Courbe de distribution de la porosité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-2).....	58
<b>Figure 44</b> : Histogramme de la porosité dans le réservoir IV-2 (Puits IRLW-2).....	59
<b>Figure 45</b> : Courbe de distribution de la porosité du réservoir IV-2 (Puits IRLW-2).....	59
<b>Figure 46</b> : Histogramme de la porosité dans le réservoir IV-4 (Puits IRLW-3).....	60
<b>Figure 47</b> : Courbe de distribution de la porosité du réservoir IV-4 (Puits IRLW-3).....	60
<b>Figure 48</b> : Histogramme de la porosité dans le réservoir IV-3 (Puits IRLW-3).....	61
<b>Figure 49</b> : Courbe de distribution de la porosité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-3).....	61
<b>Figure 50</b> : Histogramme de la perméabilité dans le réservoir IV-4 (Puits IRLW-2).....	62
<b>Figure 51</b> : Courbe de distribution de la perméabilité du réservoir IV-4 (Puits IRLW-2).....	62
<b>Figure 52</b> : Histogramme de la perméabilité dans le réservoir IV-3 (Puits IRLW-2).....	63
<b>Figure 53</b> : Courbe de distribution de la perméabilité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-2).....	63
<b>Figure 54</b> : Histogramme de la perméabilité dans le réservoir IV-2 (Puits IRLW-2).....	64
<b>Figure 55</b> : Courbe de distribution de la perméabilité du réservoir IV-2 (Puits IRLW-2).....	64
<b>Figure 56</b> : Histogramme de la perméabilité dans le réservoir IV-3 (Puits IRLW-3).....	65
<b>Figure 57</b> : Courbe de distribution de la perméabilité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-3).....	65
<b>Figure 58</b> : Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir IV-4 (Puits IRLW-2). ...	66
<b>Figure 59</b> : Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-2). ...	67
<b>Figure 60</b> : Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir IV-2 (Puits IRLW-2). ...	67
<b>Figure 61</b> : Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir IV-4 (Puits IRLW-3). ...	68
<b>Figure 62</b> : Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-3). ...	68

## LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau 1</b> : Nombre et métrage de carottes de l'unité IV (puits IRLW-2).....	25
<b>Tableau 2</b> : Nombre et métrage de carottes de l'unité IV (puits IRLW-3). ....	25
<b>Tableau 3</b> : Classification des réservoirs naturellement fracturés. ....	27
<b>Tableau 4</b> : Evaluation de la porosité en pourcentages.....	37
<b>Tableau 5</b> : Evaluation de la perméabilité des réservoirs. ....	43
<b>Tableau 6</b> : Nombre et métrage de carottes des sous unités de l'unité IV du puits IRLW-2 ....	46
<b>Tableau 7</b> : Nombre et métrage de carottes des sous unités de l'unité IV du puits IRLW-3 ....	47

## Listes de symboles et abréviations

**F** : Faille.

**F.N**: Faille normal.

**F.I** : Faille inverse.

**GR** : Gamma Ray.

**IRLW** : Irlalène Ouest.

**K** : Perméabilité.

**mD** : Milli darcy.

**Ø** : Porosité.

## Sommaire

<b>Introduction Générale</b> .....	1
<b>Chapitre I : Généralités sur le Bassin d’Illizi et le Périmètre Bourarhat Ouest</b> .....	3
1. Situation du bassin d’Illizi et du périmètre Bourarhat Ouest : .....	4
1.1. Situation du bassin d’Illizi : .....	4
1.2. Situation du périmètre Bourarhat : .....	5
2. Historique d’exploration dans le périmètre : .....	6
3. Aspect Structural : .....	6
4. Les Principaux Evènements Tectoniques : .....	7
5. Litho-Stratigraphie : .....	9
5.1. Le Cambro-Ordovicien : .....	9
5.2. Le Silurien : .....	9
5.3. Le Dévonien : .....	9
5.4. Le Carbonifère : .....	9
6. La subdivision des réservoirs cambro-ordoviciens dans le bassin d’Illizi : .....	9
6.1. L’Unité II : .....	11
6.2. L’Unité III : .....	11
6.3. L’Unité IV ou « l’intervalle d’étude » : .....	12
7. Aspect pétrolier : .....	16
7.1. Roches réservoirs : .....	16
7.2. Roches mères : .....	16
7.3. Roches couvertures : .....	16
7.4. Les Pièges : .....	16
<b>Chapitre II : Aperçu Structural</b> .....	17
1. Introduction : .....	18
2. Méthodologie du travail : .....	18
3. Corrélation diagraphique de l’Unité IV : .....	18
4. Interprétation de la carte en isobathes au toit de l’Unité IV : .....	18
5. Analyse des profils sismiques : .....	21
5.1. Le profil sismique N°1 : .....	21
5.2. Le profil sismique N°2 : .....	22
6. Conclusions : .....	23
<b>Chapitre III : Description de la Fracturation Naturelle</b> .....	24
1. Introduction : .....	25

2.	Méthodologie : .....	25
3.	Rappels : .....	26
3.1.	Les réservoirs compacts (tight reservoirs) : .....	26
3.2.	Les réservoirs naturellement fracturés : .....	26
3.3.	Classification des réservoirs naturellement fracturés : .....	27
4.	Les fractures : .....	27
4.1.	Les types des fractures : .....	28
5.	Des figures structurales liées aux types des fracturation : .....	30
5.1.	Les stylolites : .....	30
5.2.	Les fractures : .....	31
6.	Récapitulation des résultats obtenus sur la fracturation naturelle dans la région d'étude : .....	35
6.1.	Dans le puits IRLW-2 : .....	35
6.2.	Dans le puits IRLW-3 : .....	35
7.	Conclusions : .....	35
<b>Chapitre IV : Analyse des Paramètres Pétrophysiques</b> .....		<b>36</b>
1.	Introduction : .....	37
2.	Rappels : .....	37
2.1.	Porosité : .....	37
2.2.	Perméabilité : .....	42
3.	Méthodologie de travail : .....	45
3.1.	Calcul de la moyenne de la porosité : .....	45
3.2.	Calcul de la moyenne de la perméabilité : .....	45
3.3.	Traitement des données géologiques : .....	45
4.	Traitement statistique des données pétrophysiques des subdivisions-réservoir de l'unité IV à travers les puits : .....	46
4.1.	Pour le puits IRLW-2 : .....	46
4.2.	Pour le puits IRLW-3 : .....	47
5.	Evolution verticale de la porosité des réservoirs de l'Unité IV : .....	47
5.1.	Puits IRLW-2 : il s'agit des unités-réservoir suivant : IV-4, IV-3 et IV-2.....	47
5.2.	Puits IRLW-3 : concernant les unités réservoirs IV-4 et IV-3. ....	51
6.	Evolution verticale de la perméabilité des réservoirs de l'Unité IV : .....	53
6.1.	Puits IRLW-2 : nous traitons les unités réservoirs : IV-4, IV-3 et IV-2. ....	53
6.2.	Puits IRLW-3 : Il s'agit des unités réservoirs IV-4 et IV-3. ....	56
7.	Analyse de distribution de la porosité dans les réservoirs à travers les puits : .....	57
7.1.	Puits IRLW-2 : .....	57

## Sommaire

---

7.2. Puits IRLW-3 : .....	60
8. Analyse de distribution de la perméabilité dans les réservoirs à travers les puits :.....	62
8.1. Puits IRLW-2 : .....	62
8.2. Puits IRLW-3 : .....	65
9. Analyse des courbes de corrélation (Porosité/Perméabilité) :.....	66
9.1. Puits IRLW-2 : .....	66
9.2. Puits IRLW-3 : .....	67
10. Conclusions :.....	69
<b>Chapitre V : Conclusions Générales</b> .....	<b>70</b>
<b>Références :</b> .....	<b>72</b>

# Introduction Générale

## **Introduction générale :**

Le bassin d'Illizi fait partie des bassins sahariens qui sont des bassins intracratoniques ayant évolué en bordure de la marge passive du Gondwana durant le Paléozoïque.

Les dépôts dits glaciogéniques d'âge Ordovicien Terminal observés dans les affleurements des Tassili N'Ajjers sont connus sous le nom de la formation de Tamadjert. Ils représentent l'enregistrement sédimentaire d'une glaciation qu'a connu la marge Nord-Ouest du supercontinent Gondwana à la fin de l'Ordovicien.

En subsurface, dans le bassin d'Illizi, ces dépôts glaciogéniques représentent un important réservoir pétrolier dénommé l'Unité IV ou le complexe Terminal, producteur de gaz notamment. Il s'agit d'un réservoir caractérisé par une grande hétérogénéité de faciès. Les corps sédimentaires présentent une géométrie irrégulière marquée par des extensions verticales et des distributions latérales très variables.

Ce réservoir dans le périmètre Bourarhat Ouest, situé dans la partie centro-orientale du bassin d'Illizi, et au fil des forages réalisés, les opérateurs ont constaté des variations de la production d'hydrocarbures à différentes profondeurs de ce même réservoir. Ceci leur a fait croire qu'en plus du problème d'hétérogénéité lithologique et de répartition irrégulière des unités réservoirs, la fracturation naturelle pouvait avoir un rôle dans ce phénomène.

Dans ce sens ce thème a été proposé par Sonatrach « L'Effet de la Fracturation Naturelle Sur les Paramètres Pétrophysiques du l'Unité IV (Ordovicien Supérieur), Périmètre de Bourarhat Ouest, Bloc 242 (Bassin d'Illizi) ». Cette étude rentre dans le cadre de la préparation du mémoire de Master en Géologie pétrolière.

Ainsi, nous allons procéder à :

- Généralités sur le bassin d'Illizi et le périmètre Bourarhat Ouest.
- Aperçu structural de la région d'étude.
- Description de la fracturation naturelle.
- Analyse des paramètres pétrophysiques.
- et en fin, conclusions générales.

# **Chapitre I : Généralités sur le Bassin d'Ilizi et le Périmètre Bourarhat Ouest**

## 1. Situation du bassin d'Ilizi et du périmètre Bourarhat Ouest :

### 1.1. Situation du bassin d'Ilizi :

Le bassin d'Ilizi (Figure 1) est localisé dans la partie Sud-Est du Sahara algérien. Il présente un alignement Nord-Sud d'environ 700 km. Sa largeur dépasse 300 km et ce jusqu'à la frontière Algéro-Libyenne. Il s'étend sur une surface de 108 424 km<sup>2</sup>.

Il se trouve entre les coordonnées géographiques suivantes :

- les latitudes 29° 30'N et 26° 30'N.
- les méridiens 05° 00'E et 09° 50'E.

Géologiquement, il est limité :

- Au Sud par le bouclier du Hoggar dans la région du Tassili n'Ajjer.
- A l'Est par le môle Tihemboka qui le sépare du bassin de Hamra (Libye).
- A l'Ouest, la dorsale d'Amguid El Biod le séparant du bassin de Mouydir et Oued-Mya.
- Au Nord par le môle d'Ahara qui le sépare du bassin de Berkine.

L'individualisation de ce bassin s'est faite par les mouvements tectoniques affectant la région durant le Silurien et le Dévonien inférieur <sup>8</sup>.

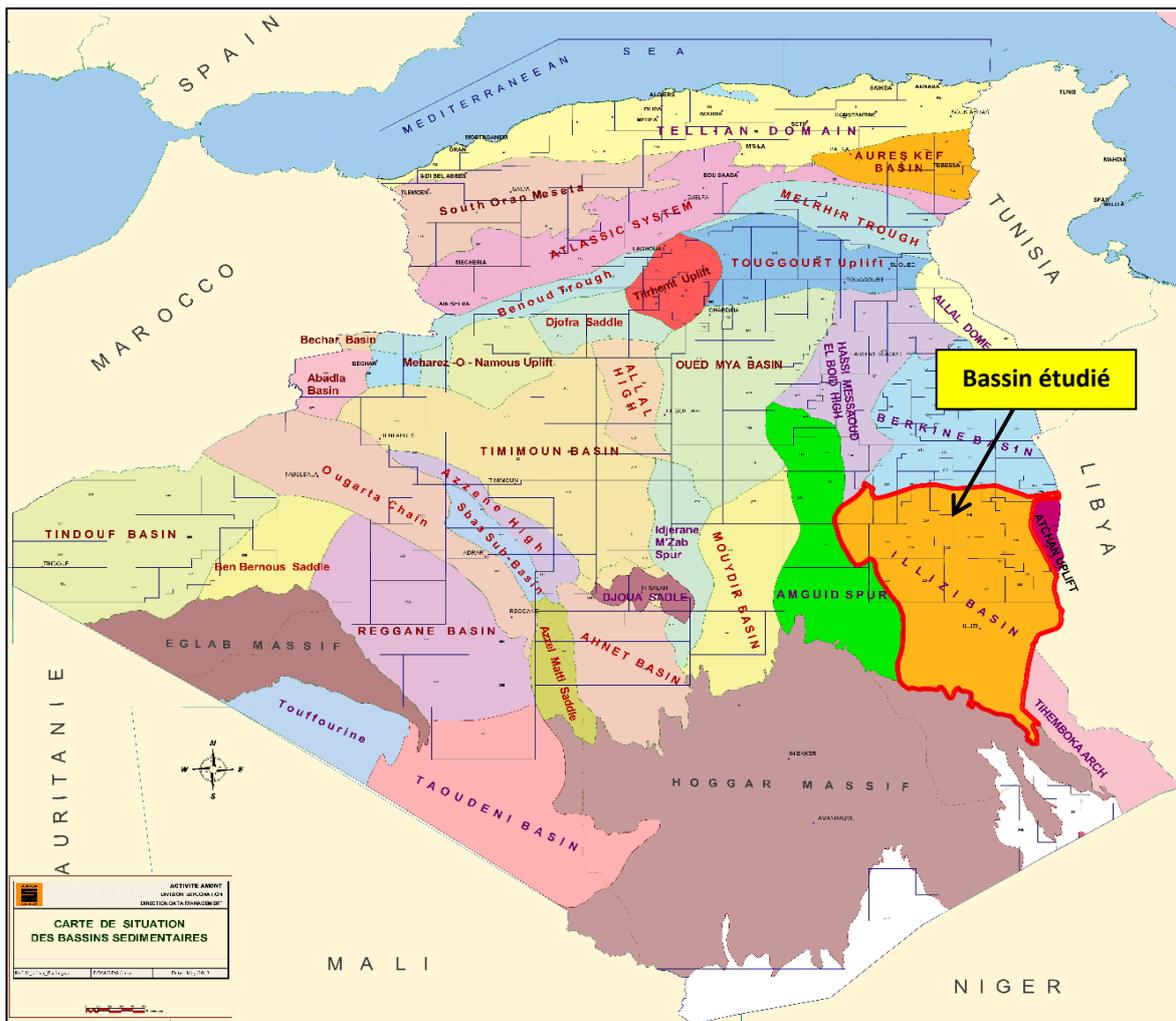


Figure 1 : Situation géologique du bassin d'Ilizi (document de Sonatrach).

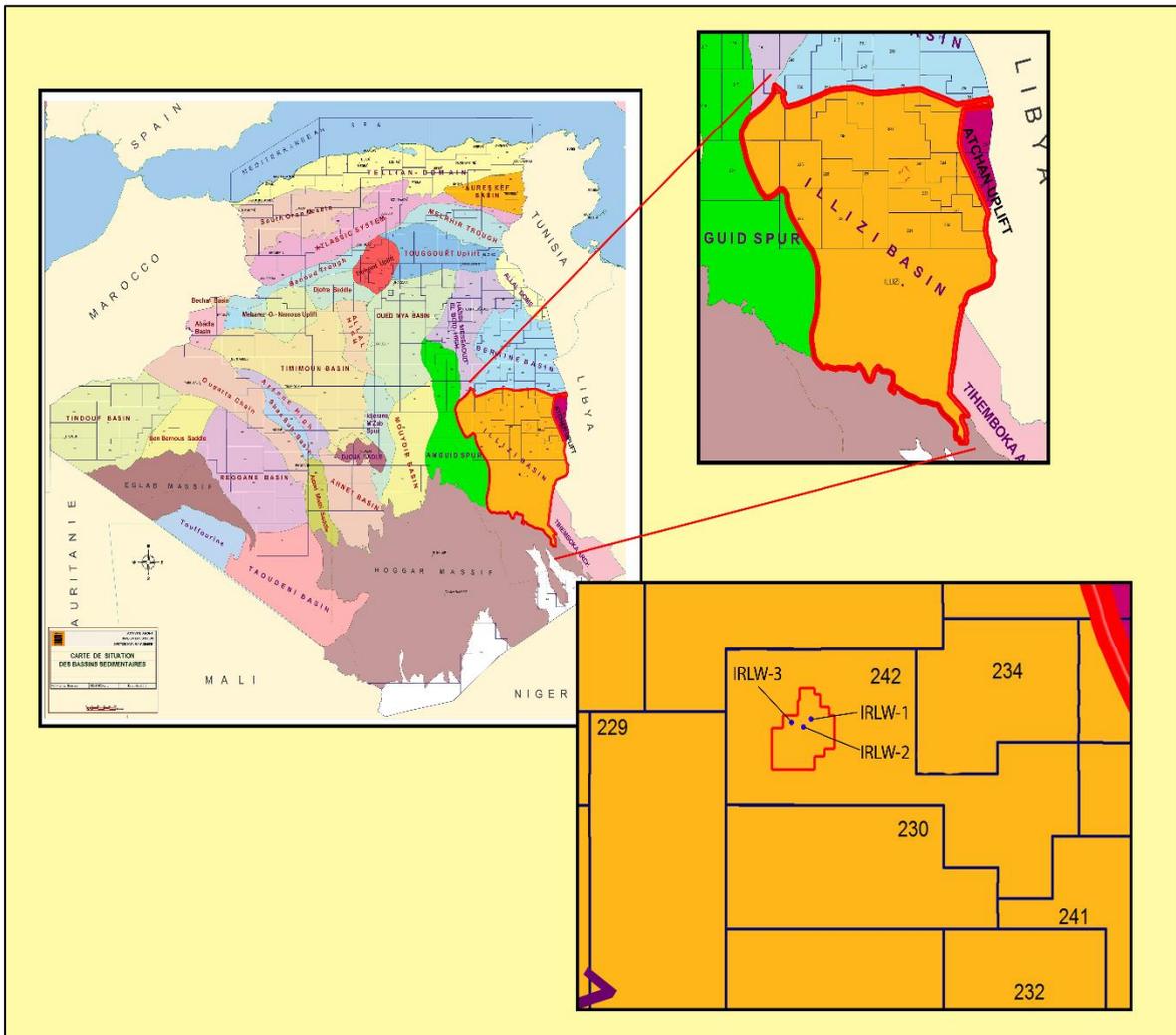
## 1.2. Situation du périmètre Bourarhat :

Le périmètre Bourarhat (Figure 2) est situé dans la partie centre-orientale du bassin d'illizi. Il s'étend sur une superficie totale de 6 100,76 km<sup>2</sup>, avec une surface nette pour l'exploration de 1 068,40 km<sup>2</sup>. Ce périmètre englobe les blocs 230a, 231a et 242.

Il est divisé en deux parties distinctes :

- Le Bourarhat Ouest, qui est constitué du bloc 242 et se trouve dans la wilaya d'illizi, avec une superficie contractuelle de 187,72 km<sup>2</sup>. Il se trouve à environ 22 km à l'Ouest de la ville In Amenas et à environ 55 km au nord de la ville d'illizi.
- Le Bourarhat Sud, qui est constitué des blocs 230a et 231a, avec une superficie de 5304,71 km<sup>2</sup>. Il est situé à environ 50 km au Sud-ouest de la ville In Amenas et à environ 70 km au Nord-ouest de la ville d'illizi. Le périmètre Bourarhat Sud englobe les gisements suivants: Tin Mazoukine, Tin Zaouaten.

La surface du périmètre est recouverte par les différents termes du Carbonifère (Tournaisien, Viseen, Namurien et Westphalien) et les récents correspondent aux zones dunaires du périmètre de Bourarhat.



**Figure 2:** Situation géographique du périmètre de Bourarhat ouest avec positionnement des puits : IRLW-1, IRLW-2 et IRLW-3 (document de Sonatrach).

## 2. Historique d'exploration dans le périmètre :

L'exploration pétrolière dans le périmètre Bourarhat a démarré à la fin des années cinquante avec la découverte des gisements de Tiguentourine et de la Reculée dans l'année 1957, puis d'El Adeb Larach et Assekaifaf l'année suivante.

Le gisement de Tiguentourine produit de l'huile dans les réservoirs F2 et F4, du gaz dans le F6 et l'Ordovicien.

Dans les années soixante, les résultats du forage dans Tihigaline sont malheureusement décevants, les réservoirs sont aquifères avec des faibles indices d'huile ou de gaz.

Seules les structures de Gara et Irlalène produisent ; de l'huile et du gaz dans le F6, du gaz dans l'Ordovicien.

En 1963, les gisements Ouest Ihansatène (huile + gaz dans le Cambro-Ordovicien) et Edeyen en 1964 (huile dans le F6) ont été découverts.

Dans les gisements d'Edeyen et d'Irlalène, les puits EDN, IRLS-1 en 1969 et IRLW-1 en 1971 ont été forés pour rencontrer l'anneau d'huile et les puits IRLW-2 et IRLW-3 en 1973 et 1980 pour délimiter l'extension du gisement Ordovicien.

## 3. Aspect Structural :

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (Figure 3) qui sont :

- Le bombement de Tin Fouyé, situé dans la partie nord-ouest du bassin d'Illizi, il correspond à une zone haute orientée nord-sud, s'étendant sur 200 km de longueur et 100 km de largeur.

- Le haut fond de Tihemboka, grand axe structural orienté Nord-Sud affecté par un important accident méridien. Il constitue la limite orientale du bassin d'Illizi.

- Le monoclinale d'Illizi, qui sépare les deux zones hautes de Tin Fouyé et de Tihemboka.

- L'axe de Fadnoun, limite entre le môle de Tihemboka et la dépression centrale d'Illizi. Du Sud-ouest vers le Nord-est, il se suit sur 300 km. Il s'agit d'une ancienne faille majeure d'orientation NNE qui a rejoué plusieurs fois durant le Paléozoïque et même plus récemment.

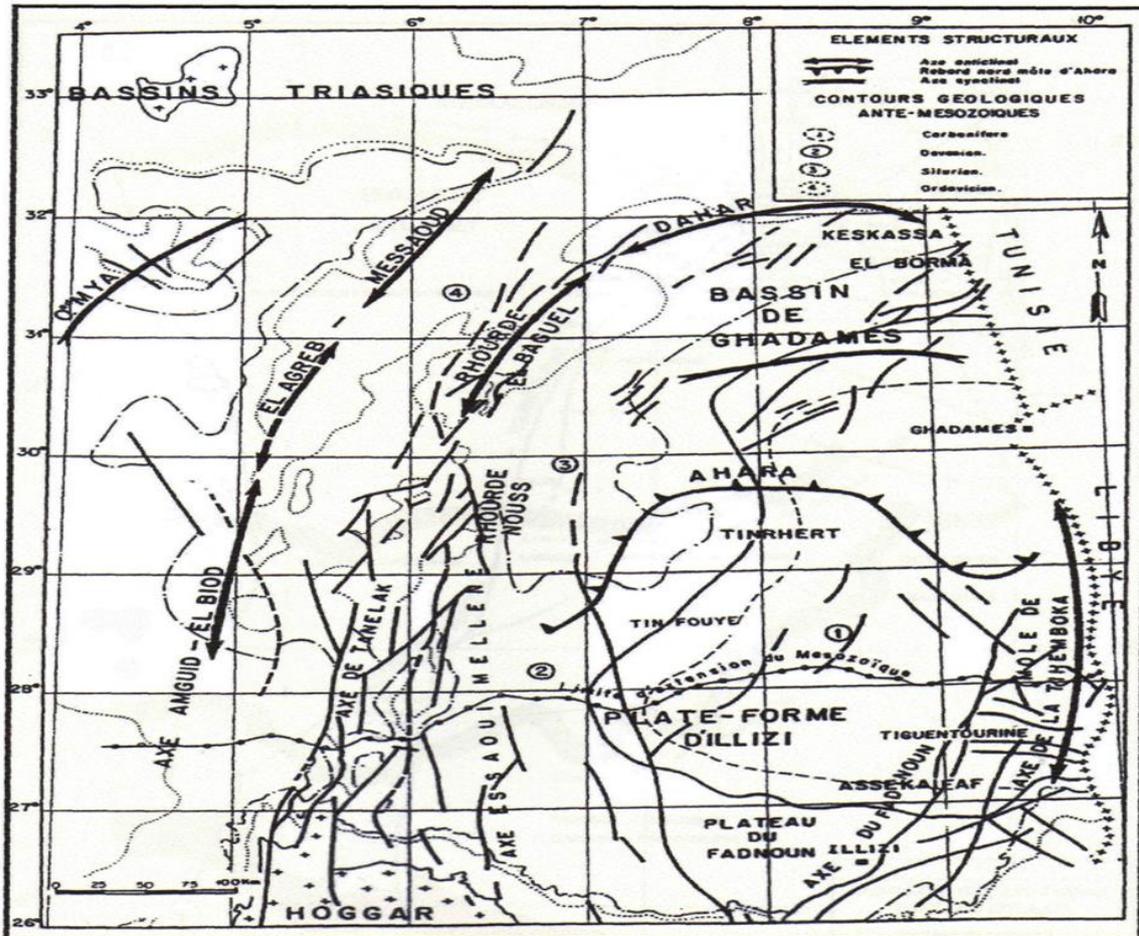
- Le môle d'Ahara, ancienne zone haute constituant la limite septentrionale du bassin et l'axe d'Essaoui-Mellène, de forme allongée, qui représente la limite entre le bassin d'Illizi et la région d'Amguid El Biod à l'Ouest.

- Les plus importantes failles du bassin d'Illizi, d'orientation méridienne n'apparaissent que sur les marges Est et Ouest du bassin, contre les môles de Tihemboka et d'Amguid respectivement.

- Dans le reste du bassin, les principales failles montrent deux orientations dominantes: NNE-SSW (probablement d'anciennes failles paléozoïques) et NNW-SSE (d'origines hercynienne ou autrichienne).

- Au Nord du bassin et sur le môle d'Ahara, apparaissent quelques failles alignées d'orientation E-W (failles mésozoïques probables).

- Les failles du bassin d'Illizi semblent être l'expression superficielle des mouvements le long des grandes fractures du socle Précambrien.



**Figure 3 :** Esquisse structurale schématique de la synclise Est-Algérienne (CHAOUICHE, 1992).

#### 4. Les Principaux Evènements Tectoniques :

Le bassin d'illizi a connu une histoire tectonique complexe, marquée par plusieurs événements majeurs sur une période allant du Précambrien à l'Éocène-Oligocène. Selon la colonne stratigraphique, on peut distinguer les principaux événements tectoniques suivants:

- La distension cambro-ordovicienne.
- La compression taconique à l'Ordovicien supérieur.
- La compression calédonienne du Silurien supérieur au Dévonien inférieur.
- Les différents événements tectono-sédimentaires du Dévonien.
- Les mouvements hercyniens au Carbonifère-Permien.
- Les événements méso-cénozoïques (phases Autrichienne et Alpine).

Ces événements tectoniques (Figure 5) ont contribué à la formation des différents types de pièges à hydrocarbures présents dans le périmètre et ont laissé leur empreinte sur la géologie actuelle du bassin, qui est un site important pour la recherche géologique et l'exploration des ressources naturelles.

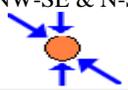
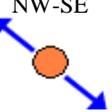
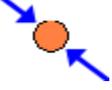
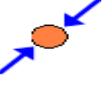
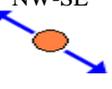
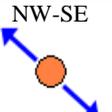
PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINE	EFFET SUR LE SYSTEME DE FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
<b>POST-VILAFRANCHE (Alpine)</b>	N-S 	Basculement et inversion de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique, événement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma
<b>MIOCENE</b>	NW-SE & N-S 	Episode de compression majeure dans le domaine atlasique	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
<b>EOCENE (Pyréenne)</b>	N-S & NW-SE 	Début de chevauchements au Nord résultant de la convergence de la plaque africaine avec la plaque européenne. Décrochement de la faille S.Atlas.	
<b>CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)</b>	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la européenne et de la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod & Illizi). Effet léger sur le bassin de Berkine.
<b>TRIAS-LIAS (Dislocation de la Pangée)</b>	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.
<b>CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)</b>	N 120° 	Mouvement inverse ou décrochement le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée)	Erosion sur les axes NE-SW.
<b>WISEEN (Hercynienne précoce)</b>	N 40° 	Mouvement inverse ou décrochement le long des failles N-S. Début de formation de la Chaîne varisque.	- Erosion sur Tihemboka et Soulèvement de l'OUGARTA.
<b>FRASNIENNE</b>	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	- Non dépôt et érosion locale (mole d'Ahara). - Volcanisme.
<b>CALEDONIENNE (Siluro-dévonien)</b>	E-W 	Mouvement inverse ou décrochement le long des failles N-S	- Erosion le long dans des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka, Ahara).
<b>TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)</b>	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation de structure N-S	- Soulèvement des boucliers Reguibat et Touareg.
<b>CAMBRO-ORDOVICIENNE</b>	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S	- Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par les failles. - Basculement NW de la plateforme Saharienne.
<b>PANAFRICAINE</b>	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures	- Compartimentation du craton du Sahara central.

Figure 4 : Les principaux évènements qui ont affecté le bassin d'Ilizi (document de Sonatrach).

## **5. Litho-Stratigraphie :**

Depuis le Paléozoïque, plus de 3000 m de sédiments se sont déposés sur un socle qui est constitué par des roches granitiques et métamorphiques. On distingue <sup>17</sup> :

### **5.1. Le Cambro-Ordovicien :**

Il est constitué par l'Argilo-Gréseux Inférieur (III-1), les Grès Intermédiaires (III-2) et l'Argilo-Gréseux Supérieur (III-3) à caractère marin. Ainsi par l'Argilo-Gréseux Terminal (unité IV). Cet ensemble est lui-même subdivisé en deux sous-unités : sous-unité IV-3 et la série inférieure ou sous-unité IV/2-1 qui comprend les grès à rides et les grès de Taredert.

### **5.2. Le Silurien :**

Il est composé par deux ensembles lithologiques distincts :

- Silurien argileux : est la principale source génératrice d'hydrocarbures dans le bassin d'Illizi. C'est un ensemble argileux d'épaisseur moyenne de 300m.
- Silurien argilo-gréseux : alternance de séries gréseuses et des séries argilo-siliteuses, qui constitue la partie inférieure du réservoir F6.

### **5.3. Le Dévonien :**

- Dévonien inférieur : il est constitué de la partie supérieure du réservoir F4, F5 et F6, qui sont essentiellement gréseux.
- Dévonien moyen : il est argileux avec des intercalations de niveaux carbonates du milieu de dépôts marins. Il inclut une formation d'une dizaine de mètres, très riche en matière organique constituant 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 siliteuse et des grès fin à moyen au sommet.

### **5.4. Le Carbonifère :**

Cet ensemble à prédominance argilo-gréseuse est complet dans cette zone.

## **6. La subdivision des réservoirs cambro-ordoviciens dans le bassin d'Illizi :**

La connaissance de cette subdivision est nécessaire pour une meilleure compréhension du système pétrolier et des réservoirs du périmètre de Bourarhat Ouest.

Dans le bassin d'Illizi, les termes cambro-ordoviciens présentent une variation significative d'épaisseur, allant de 109 au 1276 mètres. Cette variation est étroitement liée à la configuration paléotopographique du substratum et à l'influence de la tectonique sur ces sédiments.

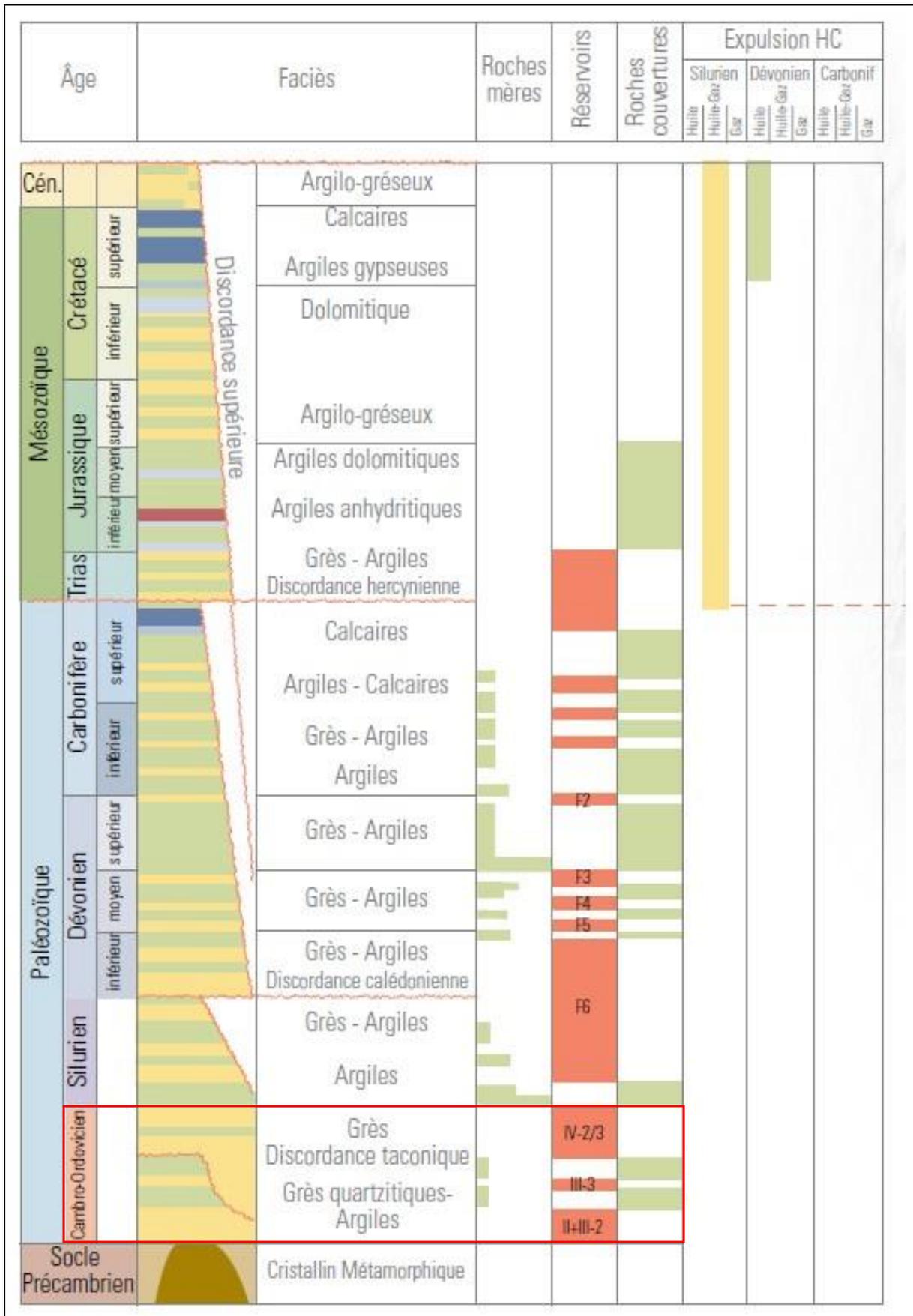


Figure 5 : Colonne litho-stratigraphique du bassin d'Ilizi (WEC, 2007).

De bas en haut <sup>14</sup>, les unités définies sont :

### **6.1. L'Unité II :**

L'Unité II est délimitée à sa base par la discordance infra-tassilienne et à son sommet par une surface transgressive. Sur le log de Gamma-Ray (GR) (Figure 6), la limite supérieure correspond à un pic majeur, indiquant le premier horizon argileux qui recouvre les grès moyens à grossiers et mal classés de l'Unité II.

L'épaisseur de l'Unité II varie à l'échelle du bassin d'Illizi. Elle est significative dans les dépocentres tels que Tin Fouyé Sud, Mazoula, El Adeb Larache, et dans la région de M'Kratta où elle atteint 773 mètres au niveau du sondage MK-1. Cependant, l'Unité II est fortement condensée ou totalement dans les zones élevées telles que le môle d'Ahara, le linéament de Fadnoun et le môle de La Tihemboka.

L'Unité II n'a pas été subdivisée dans le bassin d'Illizi. Dans la région de Hassi Messaoud, elle correspond aux quatre lithozones (R3, R2, Ra et Ri) qui constituent les principaux réservoirs de cette région (par exemple, les champs de Hassi Messaoud, d'El Gassi, d'El Agreb, de Zotti et de Rhourde El Baguel...).

### **6.2. L'Unité III :**

#### **➤ Sous Unité III-1 :**

Sous Unité III-1 correspond à La Vire du Mouflon en affleurement. Son épaisseur moyenne est de 180 mètres. Elle est largement influencée, par l'héritage structural précambrien, et par l'activité tectonique pendant le dépôt. Diagrammiquement, la sous unité III-1 a été subdivisée en trois (03) sous-unités qui s'organisent de bas en haut en :

- **Sous Unité III-1a :** équivalente à la Zone des Alternances et d'une épaisseur moyenne de 60m, avec une tendance argileuse à la base plus en plus gréseuse vers le sommet.
- **Sous Unité III-1b :** équivalente aux Argiles d'El Gassi. Ces argiles présentent une inversion de la courbe du GR à leur sommet, indiquant le retour des grès.
- **Sous Unité III-1c :** est équivalente aux Grès d'El Atchane. Cette sous-unité se caractérise par une prédominance de grès. Bien qu'elle se dépose conformément sur la sous unité III-1b, sa limite inférieure est souvent nette et érosive. Le sommet, est tronquée par la sous unité III-2. Ainsi, la limite supérieure de la sous unité III-1 est une surface érosive qui se manifeste souvent par un pic positif sur le log de GR (Figure 6), et correspondant à une augmentation de l'apport d'argile ou de mica.

La sous unité III-1, par son caractère argileux, est considérée comme un mauvais réservoir. Cependant, elle peut jouer le rôle de roche couverture pour le réservoir situé en dessous (l'Unité II).

#### **➤ Sous Unité III-2 :**

La sous unité III-2, connue sous le nom de Quartzites de Hamra. Avec une épaisseur moyenne d'environ 60 mètres, elle est principalement composée de grès fortement silicifiés, donnant un aspect quartzitique. Sur le log de GR, la sous unité III-2 présente généralement une allure cylindrique. En effet, la limite supérieure est marquée par un horizon argileux représenté par un pic important, ou la valeur de GR est supérieure à 75 API. Cette limite est interprétée comme une surface transgressive, indiquant une remontée relative du niveau marin.

Cette sous unité présente une configuration homogène. Les grès qui la composent sont de taille moyenne à fine et bien cimentés. Cette sous unité est caractérisée également par une densité élevée et des traces d'activité biologique.

La sous unité III-2 est considérée comme un réservoir pétrolier important, par sa faible teneur en argile et par la présence fréquente de fractures naturelles et de stylolithes. Ce réservoir s'étend sous la forme de vastes nappes gréseuses, qui couvrent l'ensemble de la plate-forme saharienne jusqu'en Libye, où elles sont connues sous le nom de formation de Hawaz.

➤ **Sous Unité III-3** : ou la formation d'In Tahouite, son épaisseur est très variée et influencée par l'érosion glaciaire et l'activité tectonique distensive pendant le dépôt. En moyenne, l'épaisseur moyenne est estimée de 60 mètres.

La sous unité III-3 présente un faciès hétérogène, de grès et d'argiles, avec une bioturbation abondante, ce faciès est gréseux vers le Sud du bassin.

La limite supérieure de cette sous unité III-3 n'est pas clairement définie sur les enregistrements diagraphiques en raison de l'ampleur de l'érosion glaciaire et de la lithologie variable des formations sus-jacentes appartenant à l'Unité IV.

Sur plusieurs zones, la sous unité III-3 est considérée comme une répétition de la sous unité III-1, ce qui permet de la subdiviser en trois termes distincts, bien que ces termes ne soient pas toujours présents simultanément. De bas en haut, on distingue :

- **Sous Unité III-3a**, est l'équivalente aux « Grès de Ouargla ». Elle est argileuse à la base et présente un niveau de grès propre au sommet. Son apparence sur le GR présente une courbe arquée, témoignant de l'arrivée progressive des apports clastiques.
- **Sous Unité III-3b**, est l'équivalente aux « Argiles d'Azzel ». Ce niveau est à prédominance argileuse.
- **Sous Unité III-3c**, est correspond aux « Grès d'Oued Saret ». Il s'agit de dépôts gréseux, localement avec des niveaux riches en micas. Cette sous unité est fortement tronquée par l'Unité IV.

La teneur élevée des argileux et des micas, la granulométrie fine des grés et son biseautage latéralement dans les argiles, font de la sous unité III-3 un mauvais réservoir pétrolier. elle peut servir de couverture imperméable aux autres réservoirs, pour l'Unité III-2, et l'Unité III-3c et pourrait assurer aussi l'étanchéité avec l'Unité IV.

### **6.3. L'Unité IV ou « l'intervalle d'étude » :**

L'Unité IV, dans le bassin d'Ilizi, est caractérisée par une forte hétérogénéité lithologique et une variation d'épaisseur rapide. Ainsi, la complexité de l'architecture interne de l'unité rend difficile à établir un modèle structural pour elle.

Concernant l'épaisseur, elle est extrêmement variable, allant de 2 mètres (dans le sondage EHT-1) à 372 mètres (dans le sondage TXA-1). Cette variation est liée à la présence de linéations glaciaires de grande échelle, et à la morphologie du relief tel que les vallées glaciaires en forme d'auge, les rides interglaciaires et les vallées en tunnel. L'impact de cette morphologie glaciaire est associé à la tectonique distensive active à l'Ordovicien supérieur (taconique). Ceci contrôle l'épaisseur des différents corps sédimentaires constituant cette Unité. En outre, l'établissement du modèle sédimentaire et des corrélations stratigraphiques, dans l'Unité IV, est également une tâche difficile

Cependant, l'Unité IV est subdivisée en quatre sous-unités, à savoir : IV-1, IV-2, IV-3 et IV-4.

Cette subdivision a été établie par les géologues pétroliers de Sonatrach en 2000 lors de l'exploration de l'Ordovicien glaciaire. Cependant, une cinquième sous-unité, appelée sous unité IV-0, a été récemment définie à la limite de l'Unité III et l'Unité IV, confirmée ultérieurement par des analyses bio-stratigraphiques.

Dans la région de Tin Fouyé-Tabankort, on observe toutes les sous-unités et sont bien distinguées les unes des autres. Cependant, dans le reste du bassin, seules les sous-unités IV-3 et IV-2 qui sont notables, en raison de l'érosion et de la complexité des faciès sédimentaires.

➤ **Sous Unité IV-0 :**

L'étude du terrain et de carottes indiquent que la sous unité IV-0 est souvent érodée et recyclée dans les unités supérieures (notamment dans la sous unité IV-1), lors de l'avancée initiale des fronts glaciaires. Dans le bassin de Murzuq en Libye, qui présente des similitudes avec le bassin d'Illizi, cette unité correspond à une épaisse série argileuse appelée « la Formation de Melez Chuqran ». Selon les données bio-stratigraphiques et les observations sédimentologiques, cette sous unité est divisée en deux membres.

- **La sous unité IV-0a :** L'examen lithologique révèle que le membre IV-0a présente des similitudes avec la sous unité III-3. Il s'agit de grès fins grano-croissants, bioturbés souvent argileux. La sous unité IV-0a est datée de l'Ashgillien Inférieur - Pushgillien, une période plus récente que celle de la sous unité III-3.

- **La sous unité IV-0b :** Elle est argileuse et contenant des débris graveleux ou sableux, qui sont caractéristiques des dépôts glaciogéniques. Ce type de faciès se retrouve fréquemment à l'échelle de l'Unité IV et appartient à des niveaux stratigraphiques distincts.

➤ **La sous unité IV-1 :** connue sous le nom de « Grès de Taredert », est principalement constituée de dépôts gréseux.

➤ **La sous unité IV-2 :**

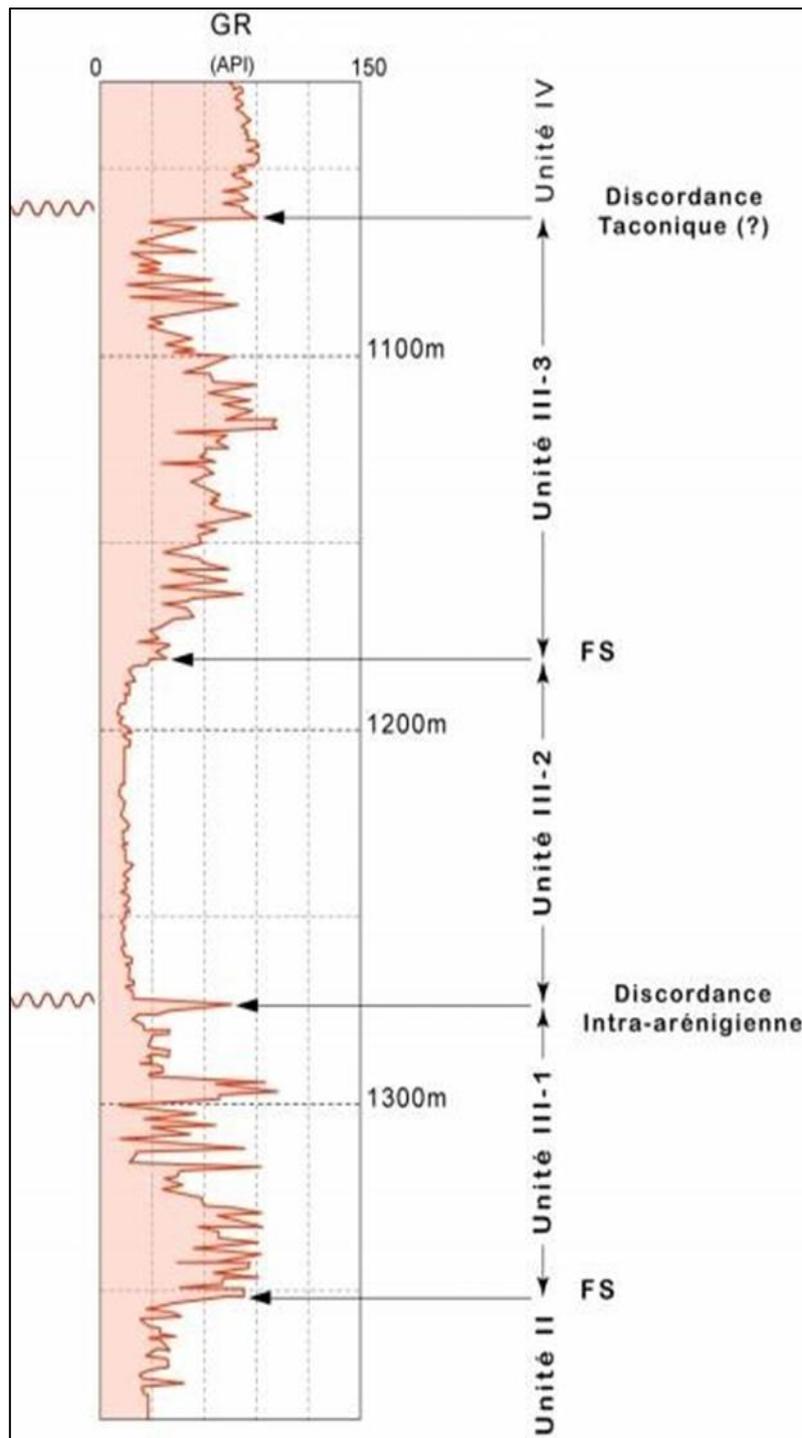
Elle est nommée aussi la Formation d'Argiles Micro-conglomératiques ou Série Tuffoïde, présente une épaisseur moyenne d'environ 55 mètres. Elle est principalement constituée de dépôts argileux, surmontés par des horizons de grès propres à grains très fins.

➤ **La sous unité IV-3 :**

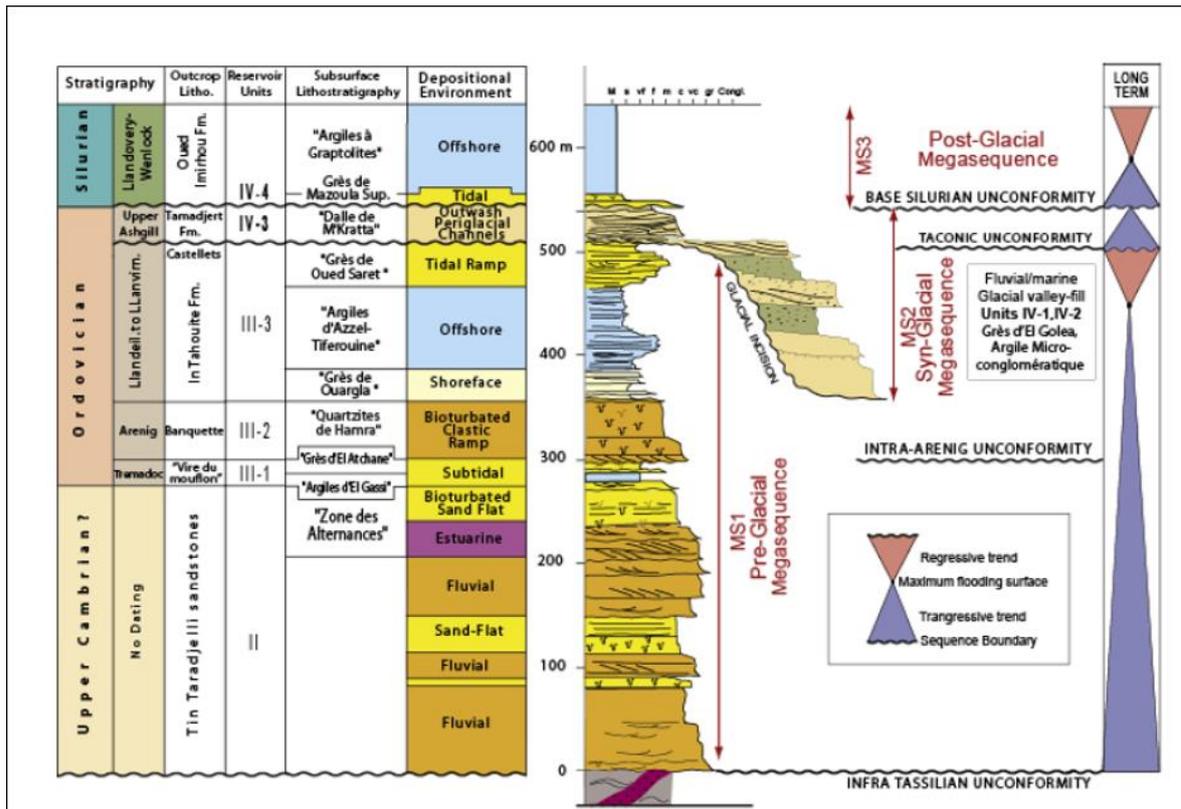
Elle est appelée aussi « la Dalle de M'Kratta » ou « la Dalle Terminale » ou bien « les Grès de Ramade ». Elle est comme un horizon de grès à grains fins à moyens, parfois grossiers et localement quartzitique. Elle considérée comme une cible pétrolière importante dans le périmètre, malgré que son épaisseur soit relativement faible, elle ne dépasse pas 20 mètres ; mais, elle présente une extension très régionale.

➤ **La sous unité IV-4 :**

Elle constitue le sommet de l'Unité IV, connue souvent sous le nom de « Série Argileuse » ou de « Grès de Mazoula ». Cette sous unité est généralement peu épaisse et fréquemment absente dans la série sédimentaire. Lorsqu'elle existe, son extension n'est pas uniforme d'une zone à l'autre, ce qui peut être attribué au remaniement subi pendant le rebond isostatique. L'Unité est recouverte par des argiles radioactives du Silurien <sup>10</sup>.



**Figure 6 :** Réponse diagraphique type du Gamma-Ray des Unités II, III et IV (sondage IKF-1). FS : Flooding surface (Surface transgressive)



**Figure 7 :** Colonne lithostratigraphique synthétique des séries sédimentaires allant du Cambrien au Silurien Inférieur dans le bassin d'Ilizi

(Eschard et al., 2005 ; Deschamps et al., 2013 in Saifi S , 2015)

## **7. Aspect pétrolier :**

### **7.1. Roches réservoirs :**

L'intérêt de l'exploration pétrolière dans le bassin d'Ilizi est principalement lié aux réservoirs paléozoïques. Au début de l'exploration, les réservoirs siluro-dévonien étaient les principaux objectifs explorés dans le périmètre. Aujourd'hui, l'exploration se concentre sur les formations gréseuses et argileuses du Cambro-ordovicien, notamment le dépôt glaciaire de l'unité IV au sommet de l'Ordovicien qui est un ensemble détritique épais.

L'Ordovicien est constitué par l'Argilo-Gréseux Inférieur (III-1), les Grès Intermédiaires (III-2) et l'Argilo-Gréseux Supérieur (III-3) à caractère marin. Ainsi par l'Argilo-Gréseux Terminal (unité IV).

Pour notre réservoir d'étude (l'Unité IV) et ses subdivisions, qui correspondent au Complexe Terminal de l'Ordovicien, ils sont le plus fréquemment imprégnés et ont donné les meilleures productions d'hydrocarbures par rapport aux autres réservoirs cambro-ordoviciens dans le bloc 242. Cela s'explique par la grande extension régionale de l'unité IV et la présence de plusieurs réservoirs superposés dans l'unité ainsi que par des qualités pétrophysiques matricielles souvent meilleurs <sup>11</sup>.

### **7.2. Roches mères :**

Dans le bassin d'Ilizi, la roche mère principale est constituée de schistes noirs, de mudstones et d'argilites du Silurien inférieur et en moins important de l'Ordovicien. Ces roches mères ont une faible porosité et une faible perméabilité, mais contiennent une quantité importante de matière organique. Les schistes noirs, en particulier, sont connus pour leur potentiel élevé en tant que roches mères, et ont été identifiés comme les principales sources de pétrole dans le bassin d'Ilizi.

Dans le bassin d'Ilizi, les schistes noirs de l'Ordovicien supérieur ont une teneur en matière organique qui varie de 1% à 15%. L'épaisseur de ces roches-mères varie considérablement, en allant de quelques mètres à plusieurs centaines de mètres.

Il convient de noter que la roche-mère n'est pas toujours située directement sous la roche réservoir, mais peut être présente à différents niveaux stratigraphiques dans le bassin.

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

La couverture des réservoirs d'Unité IV est assurée par les argiles du Silurien avec une épaisseur variable allant de quelques mètres à plusieurs centaines de mètres.

### **7.4. Les Pièges :**

Les types de pièges d'hydrocarbures dans le bassin d'Ilizi comprennent principalement des pièges structuraux et des pièges stratigraphiques.

Les pièges structuraux sont créés par la déformation de la croûte terrestre, comme les plis, les failles et les anticlinaux. Les structures les plus importantes dans le bassin d'Ilizi sont associées à l'accident du Fadnoun, qui a créé des anticlinaux et des plis asymétriques qui agissent comme des pièges d'hydrocarbures.

Les pièges stratigraphiques, sont formés par des variations dans les propriétés des roches sédimentaires, comme l'épaisseur, la porosité, la perméabilité et la nature des contacts. Dans le bassin d'Ilizi, les pièges stratigraphiques sont principalement associés aux dépôts glaciaires de l'Ordovicien, qui présentent des variations de perméabilité et de porosité dans les sables et les argiles.

# **Chapitre II : Aperçu Structural**

### **1. Introduction :**

L'analyse structurale, de façon générale, nous aide à déterminer la distribution des failles, des plis, des chevauchements et d'autres structures géologiques importantes. Afin de comprendre l'évolution tectonique d'une région et de l'intégrer dans l'architecture globale du bassin. Ceci peut nous soutenir, aussi, à suggérer une éventuelle localisation des systèmes d'hydrocarbures.

Dans cette partie du travail, et en procédant à l'interprétation des profils sismiques et la carte en isobathes au toit de l'unité IV, nous tenterons de tracer l'image structurale des réservoirs ordoviciens de cette unité à travers notre région d'étude.

### **2. Méthodologie du travail :**

Notre étude structurale se déroule en 3 phases :

- Mettre en évidence la distribution des unités-réservoirs dans l'Unité IV sur un profil de corrélation diagraphique (du Gamma Ray) de direction Est-Ouest. Ceci est entre les puits IRLW-1, IRLW-2 et IRLW-3 <sup>12</sup>.
- Décrire la structure de la région et la manière de distribution des failles par interprétation de la carte en isobathes au toit de l'Ordovicien (Unité IV).
- Déterminer approximativement le nombre et le type des failles qui affectent la région sur deux profils sismiques N°1 et N°2.

### **3. Corrélation diagraphique de l'Unité IV :**

Ci-dessous le profil de corrélation diagraphique de direction NW-SE à travers les puits : IRLW-1, IRLW-2 et IRLW-3. (Figure 8)

Nous remarquons que :

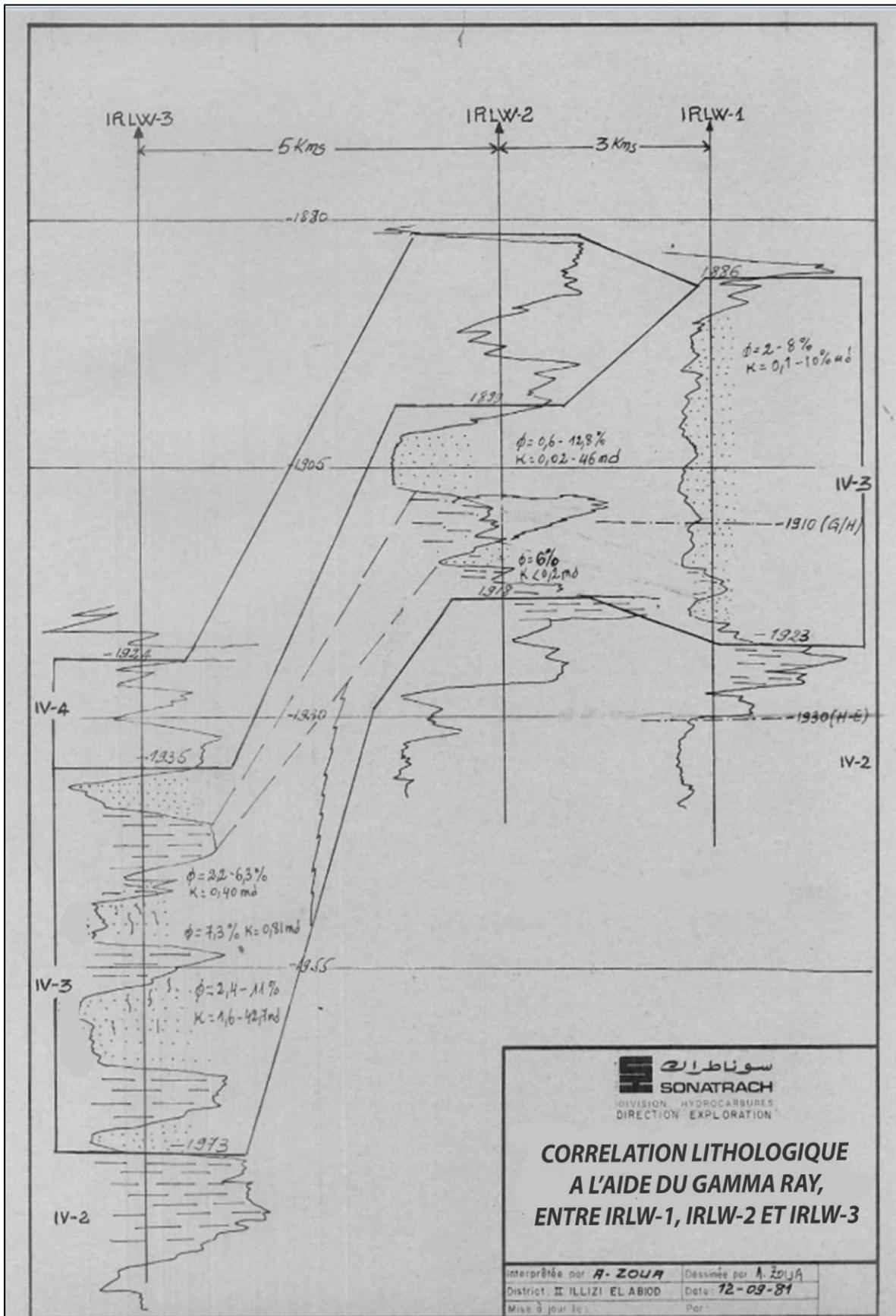
- Les puits IRLW-1 et IRLW-2 sont dans une position plus élevée que IRLW-3.
- Le sommet de l'Ordovicien sur les puits IRLW-2 et IRLW-3 est constitué par l'unité IV-4, qui est essentiellement argileuse. Alors qu'elle est absente sur le puits IRLW-1.
- L'unité IV-3 est gréseuse à IRLW-1, et argilo-gréseuse à IRLW-2 avec un grès important au sommet. Elle est totalement argilo-gréseuse à IRLW-3.
- Malheureusement que la limite inférieure de l'unité IV n'est pas visible sur le profil ; de sorte que l'existence de la sous-unité IV-1 reste incertaine.

### **4. Interprétation de la carte en isobathes au toit de l'Unité IV :**

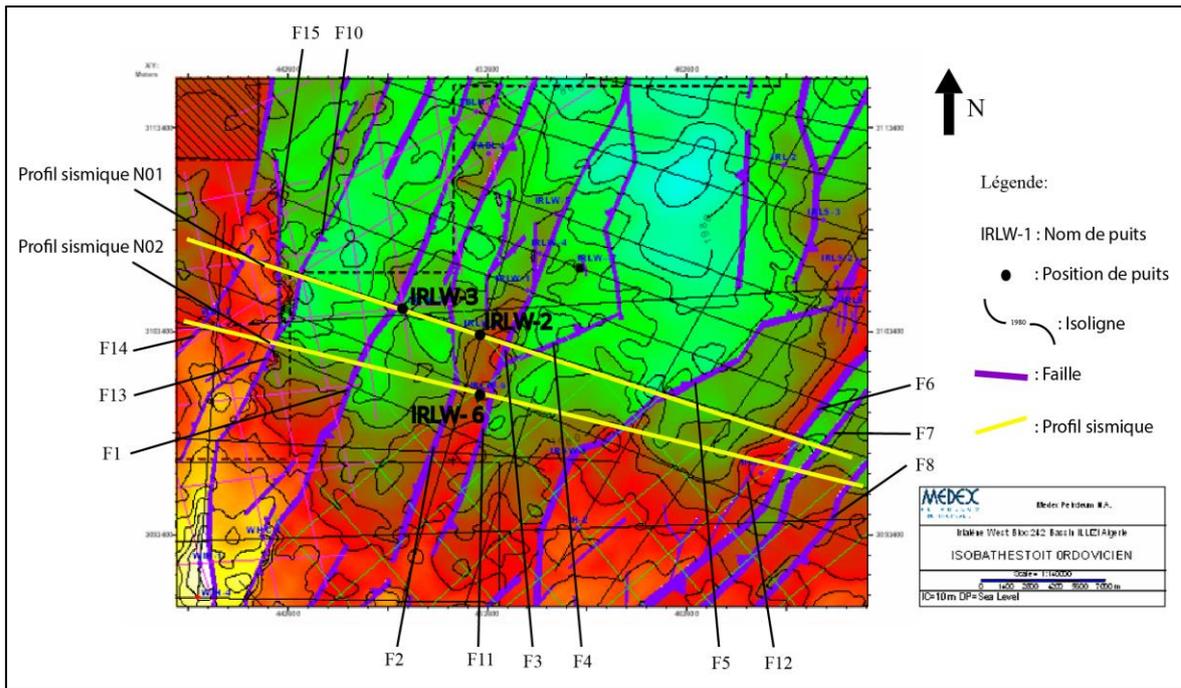
La structure du périmètre Bourarhat ouest résulte de l'interaction complexe entre différents jeux et rejeux de failles, ainsi que de l'évolution des structures plissées. Cette combinaison a façonné la configuration structurale observée sur la carte en isobathes. (Figure 9).

Les différentes structures sur l'horizontal du toit de l'Ordovicien, sont :

- un anticlinorium, composé d'une succession de plis de direction NNE au SSW dont l'aspect générale forme un anticlinal.
- un réseau de failles dense : de direction NNE au SSW et d'autres sont moins répandues de direction NE-SW ; l'ensemble affecte cet anticlinorium. Il paraît aussi qu'elle joue un rôle important dans sa structuration.



**Figure 8 :** Profil de corrélation diagraphique (GR) de direction NW-SW, entre les puits : IRLW-1, IRLW-2 et IRLW-3, à travers l'Unité IV (document de Sonatrach, 1981).



**Figure 9:** Carte en isobathes au toit de l'Ordovicien (Unité IV) avec positionnement des profils sismiques.

## 5. Analyse des profils sismiques :

Ci-dessous deux profils sismiques parallèles de direction NW-SE à travers notre région d'étude, le premier à travers les puits IRLW-2 et IRLW-3 et le deuxième à travers IRLW-6:

### 5.1. Le profil sismique N°1 :

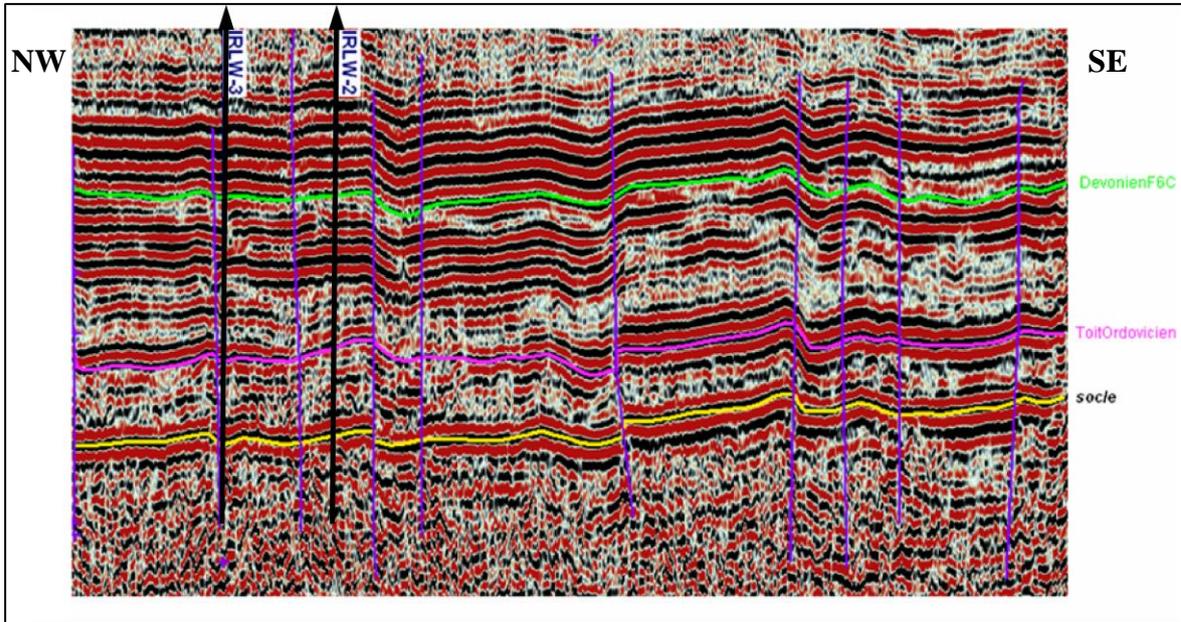


Figure 10 : Profil sismique N°01 de direction NW-SE (Document Sonatrach, 2008).

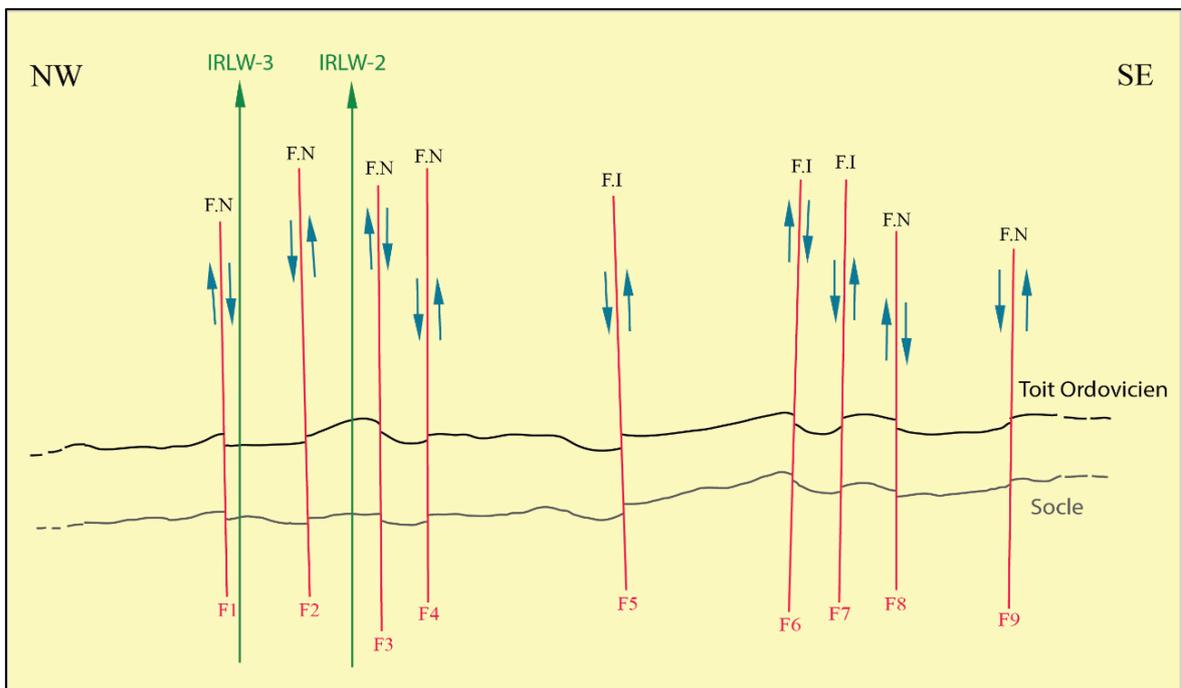


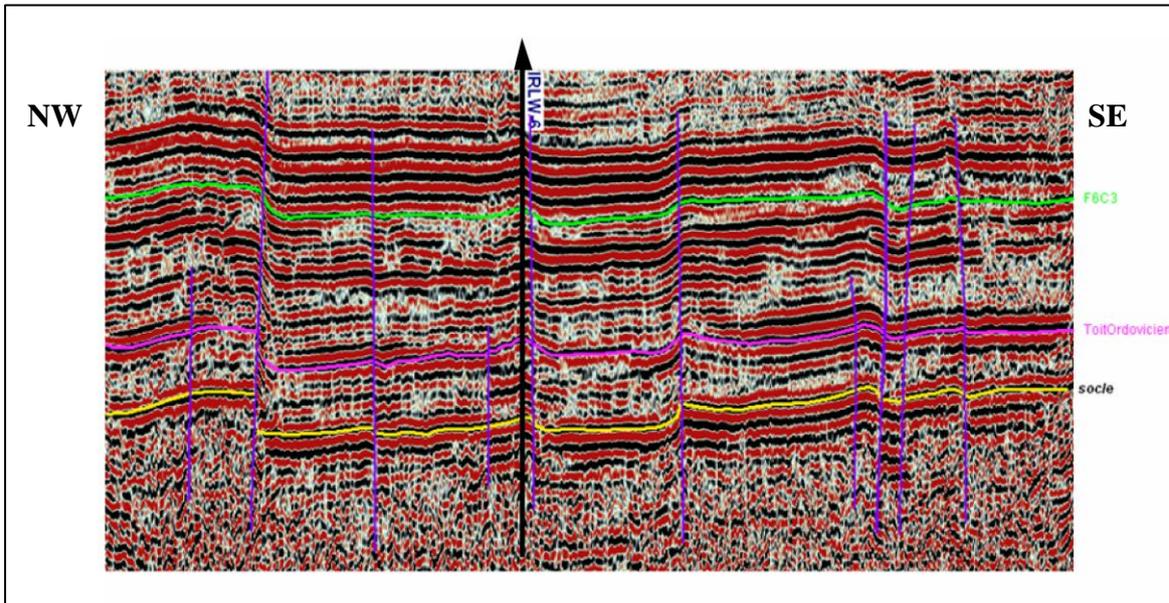
Figure 11 : Profil structural NW-SE entre le socle et le toit de l'Ordovicien (document de Sonatrach).

L'analyse de ces deux profils (Figure 10 et 11) montre que :

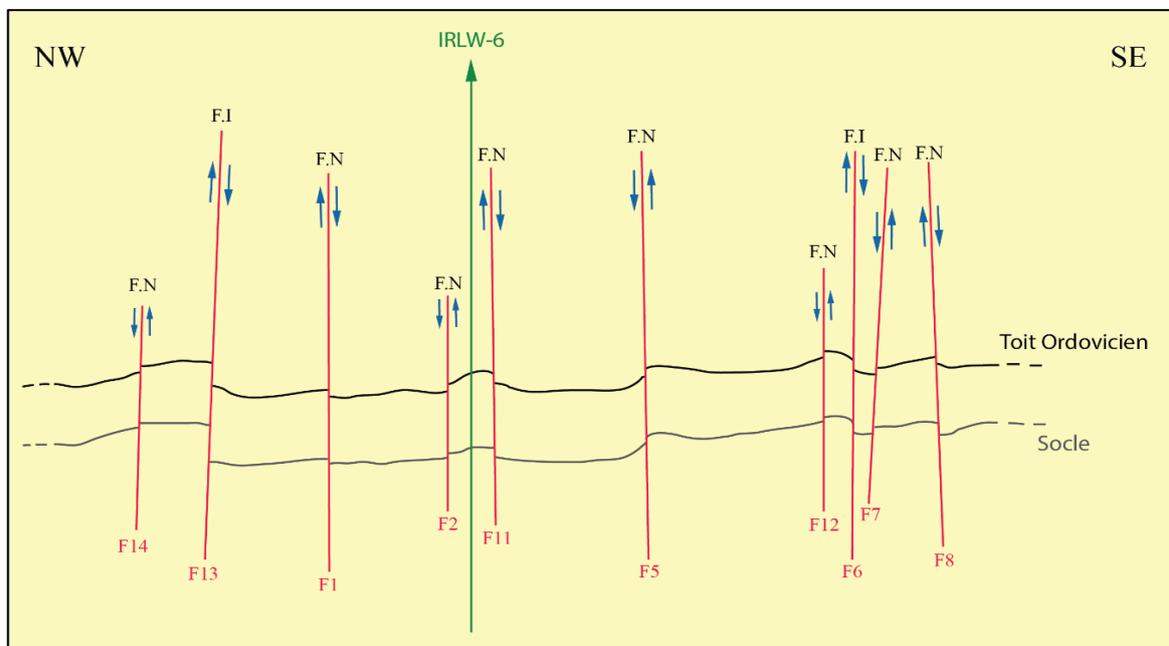
- La zone est affectée par des 9 failles sub-verticales : F1, F2, F3, F4, F5, F6, F7, F8, et F9.

- L'ensemble de ces 9 failles peuvent atteindre le socle et recoupent alors couches supérieures jusqu'au toit du Dévonien inférieur (toit du réservoir F6), Parfois, elles ont pénétré des formations supérieures.
- Cette structuration est caractérisée par : des failles normales F1, F2, F3, F4, F8 et F9 ; et des failles inverses F5, F6 et F7.

### 5.2. Le profil sismique N°2 :



**Figure 12** : Profil sismique N°02 de direction NW-SE (Document Sonatrach, 2008).



**Figure 13** : Profil structural NW-SE entre le socle et le toit de l'Ordovicien (document de Sonatrach).

D'après la figure 12 et 13, nous distinguons que :

- Cette zone est affectée par des 10 failles sub-verticales. Ce sont : F1, F2, F5, F6, F7, F8, F11, F12, F13 et F14.

- Les failles F2, F12 et F14 accèdent le socle et recourent l'ensemble des couches jusqu'au toit de l'Ordovicien.
- Les failles F1, F5, F6, F7, F8, F11 et F13 attirent aussi le socle et recourent les couches jusqu'au toit du Dévonien F6.
- Cette structuration est caractérisée par des failles normales (F1, F2, F5, F7, F8, F11, F12 et F14) et inverses (F6 et F13).

#### **6. Conclusions :**

- ❖ D'après le profil de corrélation diagraphique, on remarque que le niveau structural de l'unité IV sur le puits IRLW-3 est plus basse que IRLW-1 et IRLW-2.
- ❖ Sur cette coupe aussi, il paraît que l'unité IV est représentée par les sous-unités IV-2 et IV-3 ; alors que la sous-unité IV-4 est absente sur le puits IRLW-1.
- ❖ La carte en isobathes montre que la région est structurée en anticlinorium de direction NW-SE. Elle est traversée par des failles de direction NNW-SSE et parfois NE-SW. Ces dernières jouent un rôle important à la structuration de cet anticlinorium.
- ❖ L'analyse des profils sismiques, montre que les failles affectant cette région sont surtout normales et parfois inverses. Elles s'attirent du socle et recourent les couches supérieures.
- ❖ Nous concluons que cette région est fortement structurée.

# **Chapitre III : Description de la Fracturation Naturelle**

### 1. Introduction :

Cette étude se concentre sur l'analyse des différents types de fractures présentes sur les échantillons de carottes prélevées de l'Unité IV.

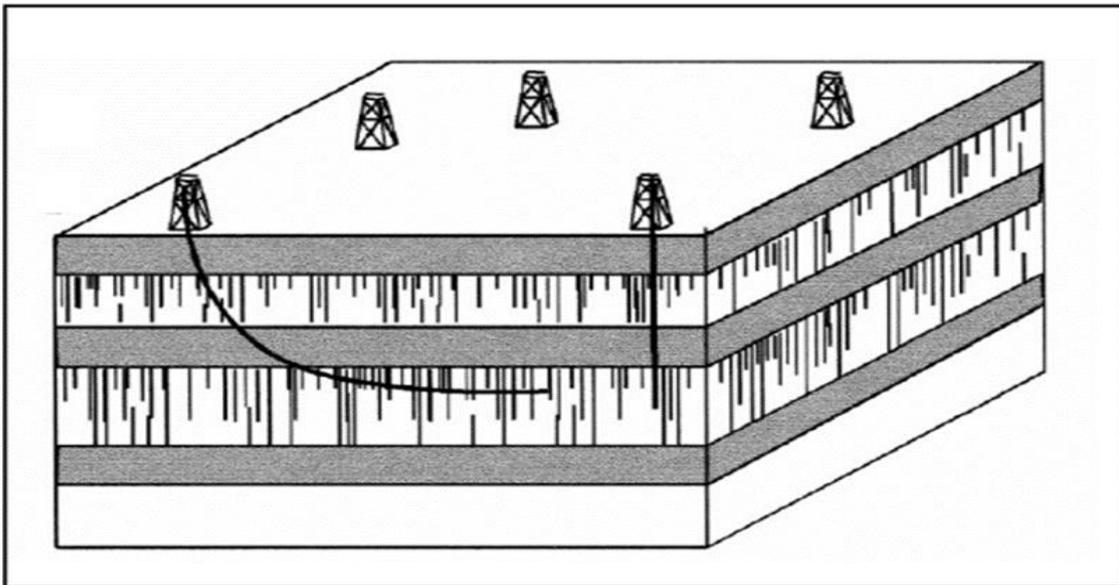
La fracturation peut jouer un rôle très important sur le comportement dynamique de certains réservoirs, surtout dans le cas où les fractures sont ouvertes et de grande dimension. Elles peuvent soit améliorer les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs, soit être associées à des chemins préférentiels de circulation des fluides qui peuvent provoquer dans certains puits des arrivées précoces d'eau de l'aquifère, ou d'injection. Dans le cas contraire, elles peuvent être cimentées, particulièrement silicifiées, jouant ainsi un rôle de barrière.

Les fractures peuvent être précoces ou tardives, ouvertes ou colmatées, diffuses, ou organisée en systèmes associés à la présence de failles.

Une revue qualitative et quantitative des fractures sur carottes. **Parmi l'ensemble des types de fractures et celle liées aux stylolites (S) du fait de leur extension et de leur ouverture peuvent avoir un impact sur la production.**

Dans les réservoirs où le pendage structural est majoritairement sub-horizontale (Figure 13). On soulignera également la difficulté d'identification de certaines fractures observées sur carotte.

Dans un réservoir où la stratification est sub-horizontale, un puits vertical recoupera peu de fractures, tandis qu'un puits horizontal en rencontrera beaucoup.



**Figure 13 :** Relation entre trajectoire de puits et la densité des fractures (Document Sonatrach).

### 2. Méthodologie :

On analyse la fracturation naturelle de l'Unité IV à l'aide des données des deux puits :

- **Le puits IRLW-2 :**

Trois carottes avec un diamètre de 10 cm ont été décrites dans l'unité IV : C#12, C#17 et C#20, ceci concernant les sous-unités IV-2 et IV-3. Elles étalent sur une longueur totale de 39,8 m. La récupération moyenne est de 94,4 %.

N° de carotte	Profondeur (m)	Mètres prélevés	Mètres récupérés	Récupération (%)
12	2363-2380.5	17.5	17.5	100
17	2424-2433	9	8	89
20	2444-2459.5	15.5	14.6	94.2

**Tableau 1 :** Nombre et métrage de carottes de l'unité IV (puits IRLW-2).

• **Le puits IRLW-3 :**

Trois carottes aussi, ont été décrites dans l'unité IV : C#1, C#2 et C#3. Il s'agit des unités IV-4 et IV-3 d'une longueur totale de 22.5 m et de diamètre de 10 cm. La récupération moyenne est de 83.3 %.

N° de carotte	Profondeur (m)	Mètres prélevés	Mètres récupérés	Récupération (%)
01	2386-2395	9	6	67
02	2400.25-2409.25	9	7.5	83
03	2409.25-2418.25	9	9	100

**Tableau 2 :** Nombre et métrage de carottes de l'unité IV (puits IRLW-3).

**3. Rappels :**

**3.1. Les réservoirs compacts (tight reservoirs) :**

Les réservoirs compacts sont des formations géologiques rocheuses qui présentent une faible porosité et perméabilité. Cette caractéristique est due à l'enfouissement et à l'accumulation des couches sédimentaires au cours du temps géologique. En conséquence, ces réservoirs ont une capacité limitée à la circulation des fluides, rendant l'extraction des hydrocarbures qu'ils contiennent extrêmement difficile. Ces types de réservoirs sont classés dans la catégorie des « réservoirs non conventionnels ».

**3.2. Les réservoirs naturellement fracturés :**

Les réservoirs naturellement fracturés sont des formations géologiques qui présentent des fissures naturelles dans leur structure. Ces fissures peuvent être créées par des contraintes tectoniques, des mouvements de terrain ou des changements de température.

Ces fractures peuvent améliorer la perméabilité de la formation rocheuse et permettre une circulation plus facile des fluides.

Les réservoirs naturellement fracturés peuvent être considérés comme des réservoirs conventionnels ou non conventionnels en fonction de la nature et de l'étendue des fissures, ainsi que de leur impact sur l'exploitation des hydrocarbures.

L'exploitation des réservoirs naturellement fracturés peut nécessiter des techniques de forage et de stimulation spécifiques pour maximiser la production d'hydrocarbures <sup>6</sup>.

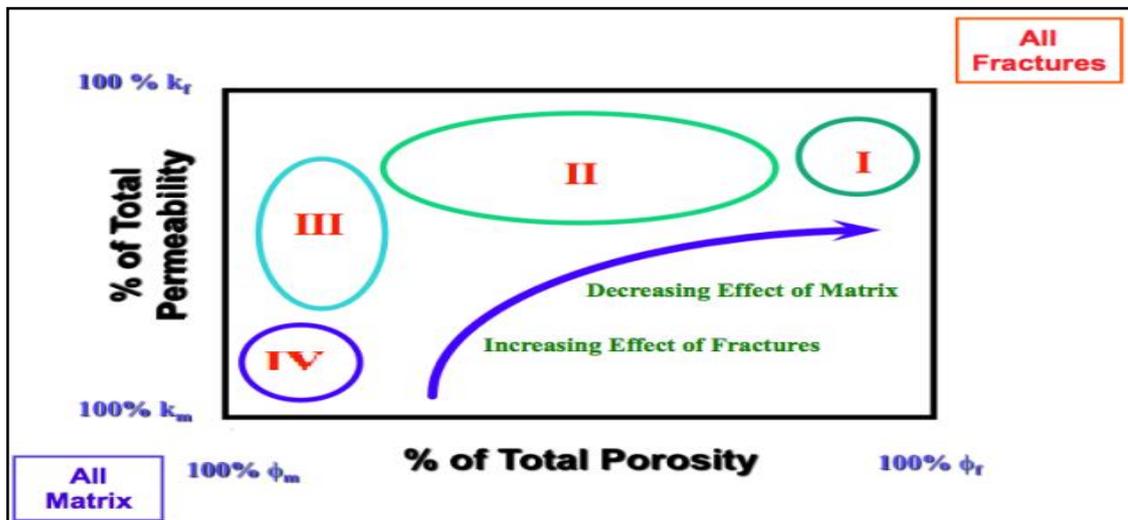
### 3.3. Classification des réservoirs naturellement fracturés :

La classification des réservoirs naturellement fracturés en fonction des types de fractures (Tableau 3) présentes permet d'identifier les zones les plus productives et d'optimiser l'exploitation des hydrocarbures.

En fonction des données de porosité-perméabilité (Figure 14), il est possible de déterminer la catégorie à laquelle appartient la roche réservoir étudiée, ce qui peut aider à évaluer sa productivité et à développer des stratégies d'exploitation efficaces.

Classification des réservoirs naturellement fracturés	
<b>Type I</b>	La fracturation contribue dans l'essentiel de la porosité et la perméabilité.
<b>Type II</b>	La fracturation contribue dans l'essentiel de la perméabilité du réservoir.
<b>Type III</b>	La fracturation stimule la perméabilité dans la production du réservoir,
<b>Type IV</b>	La fracturation ne contribue pas à l'amélioration des paramètres pétrophysiques mais crée les conditions d'une meilleure anisotropie du réservoir.

**Tableau 3 :** Classification des réservoirs naturellement fracturés (R.A Nelson 1999).



**Figure 14 :** Courbe montrant la distribution schématique de types des réservoirs fracturés (R.A Nelson 1999).

### 4. Les fractures :

En géologie, une fracture est une fissure ou une cassure dans une roche ou une formation géologique. Les fractures peuvent varier en taille, forme, orientation, densité et disposition spatiale, et peuvent être visibles à l'échelle microscopique ou macroscopique. Les fractures peuvent avoir des implications significatives pour l'exploration et l'exploitation des ressources naturelles telles que les hydrocarbures, les minéraux, l'eau souterraine, et d'autres ressources géologiques. Par exemple, les fractures peuvent affecter la perméabilité et la porosité des roches réservoirs, ce qui peut avoir un impact important sur la production de pétrole et de gaz naturel.

#### 4.1. Les types des fractures :

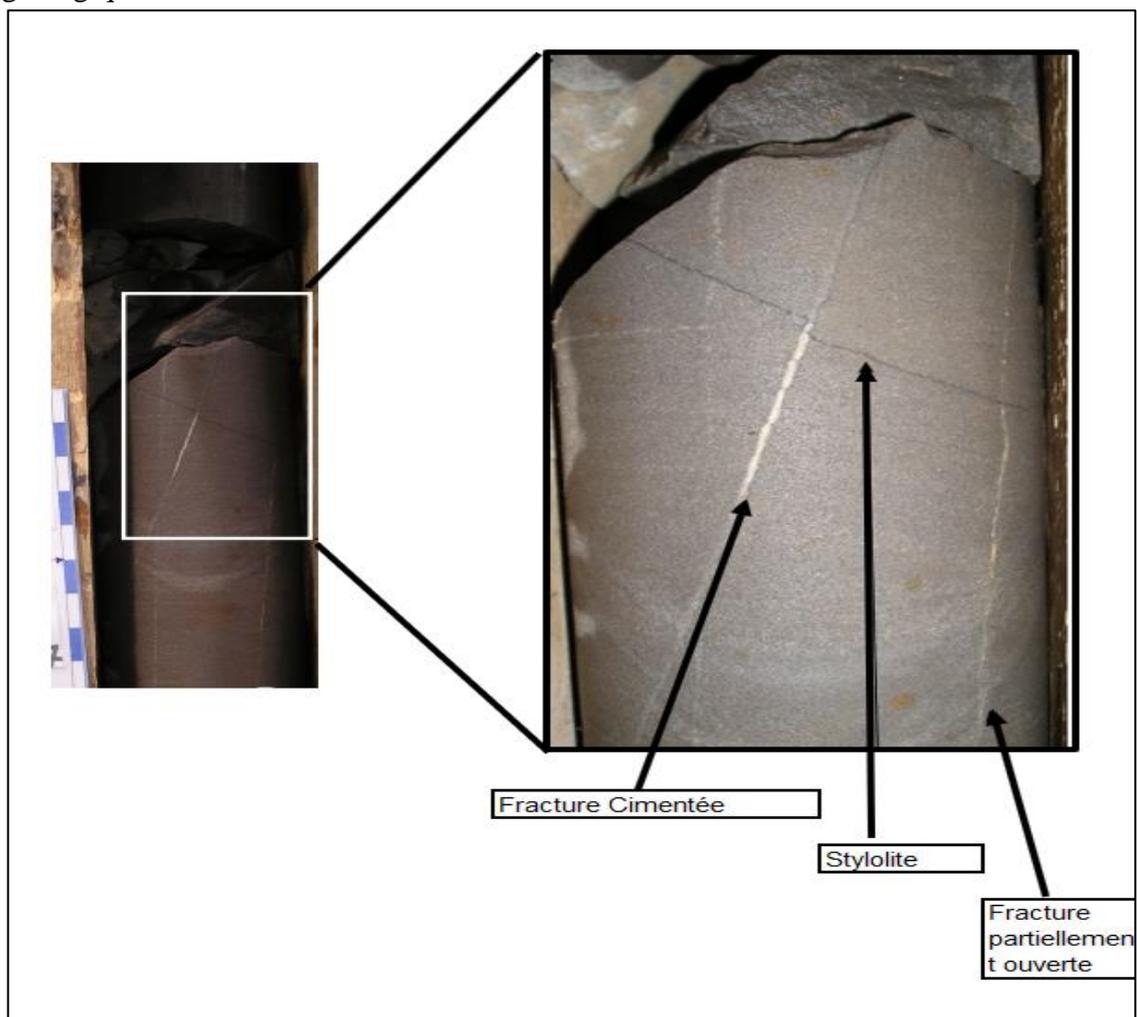
##### 4.1.1. Fractures naturelles :

Les fractures naturelles (Figure 15) se forment de manière naturelle dans les roches en réponse à des contraintes géologiques, sans aucune intervention humaine directe. Ces fractures peuvent être créées lors de processus tels que la déformation tectonique, les mouvements de la croûte terrestre. Les fractures naturelles peuvent avoir différentes orientations, formes et tailles, et elles peuvent jouer un rôle important dans la perméabilité et la fluidité des formations géologiques. Elles peuvent également faciliter la migration et l'accumulation des hydrocarbures.

- **Fractures naturelles ouvertes** : sont des fractures dans lesquelles les surfaces de fracture sont encore séparées l'une de l'autre, créant un espace ouvert. Ces fractures permettent généralement la circulation des fluides à travers elles.

- **Fractures naturelles colmatées** : sont des fractures où les surfaces de fracture sont partiellement ou entièrement remplies par des matériaux tels que des minéraux, des sédiments ou d'autres substances. Ces fractures peuvent réduire ou empêcher la circulation des fluides à travers elles.

Il est important de noter que les fractures naturelles peuvent évoluer au fil du temps, passant d'un état ouvert à un état colmaté, ou vice versa, en fonction des processus géologiques et des interactions avec les fluides et les matériaux environnants.



**Figure 15** : Exemple des fractures naturelles dans le puits IRLW-2.

#### 4.1.2. Fractures induites :

Les fractures induites (Figure 16) peuvent également être créées lors de forages, d'injections de fluides ou d'autres activités d'ingénierie qui peuvent modifier la structure et la composition des roches.

L'objectif de ces fractures provoquées est d'accroître la capacité des réservoirs à libérer les hydrocarbures emprisonnés, en améliorant la communication entre les pores de la roche réservoir et le puits de production. Cela permet d'augmenter l'efficacité de l'extraction des hydrocarbures et d'optimiser la production.

L'une des techniques couramment utilisées est la fracturation hydraulique. Elle consiste à injecter de l'eau sous haute pression dans une formation rocheuse. La pression élevée génère des fractures dans la roche, créant ainsi des fissures par lesquelles les hydrocarbures peuvent s'écouler plus facilement. Ces fractures permettent d'augmenter la surface de contact entre le réservoir et le puits de production, améliorant ainsi la perméabilité et la production d'hydrocarbures.

D'autres méthodes de fracturation, telles que la fracturation acide ou la fracturation au propane, peuvent également être utilisées pour modifier la perméabilité des réservoirs. Ces techniques impliquent l'injection de produits chimiques spécifiques dans la roche réservoir pour provoquer des réactions chimiques ou physiques, favorisant ainsi l'ouverture et l'élargissement des fractures existantes.

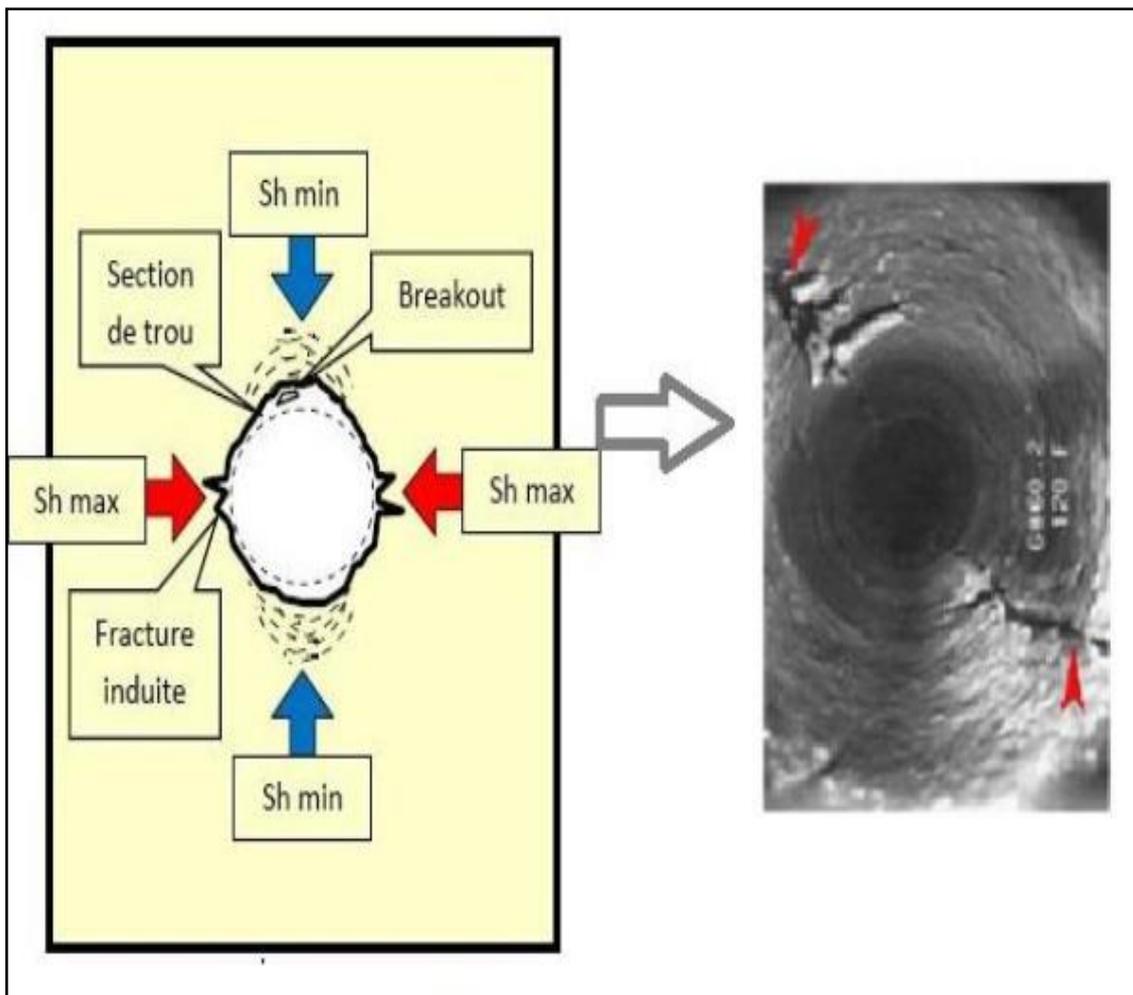


Figure 16 : Les fractures induites.

## 5. Des figures structurales liées aux types des fracturation :

### 5.1. Les stylolites :

Les stylolites sont des figures géologiques assez représentées dans les réservoirs de l'Ordovicien glaciaire. Cependant la majorité des stylolites observés à une amplitude souvent inférieure au centimètre.

Les stylolites sont des structures en forme de cônes ou des pics s'interpénétrant au sein de roches en dessinant des joints irréguliers. Ces joints correspondent à des surfaces de dissolution sous pression. Ils indiquent notamment l'orientation des pressions qui sont à l'origine de leur formation. La pression est parallèle à l'allongement des cônes.

Les 2 principaux types de stylolites rencontrés sont :

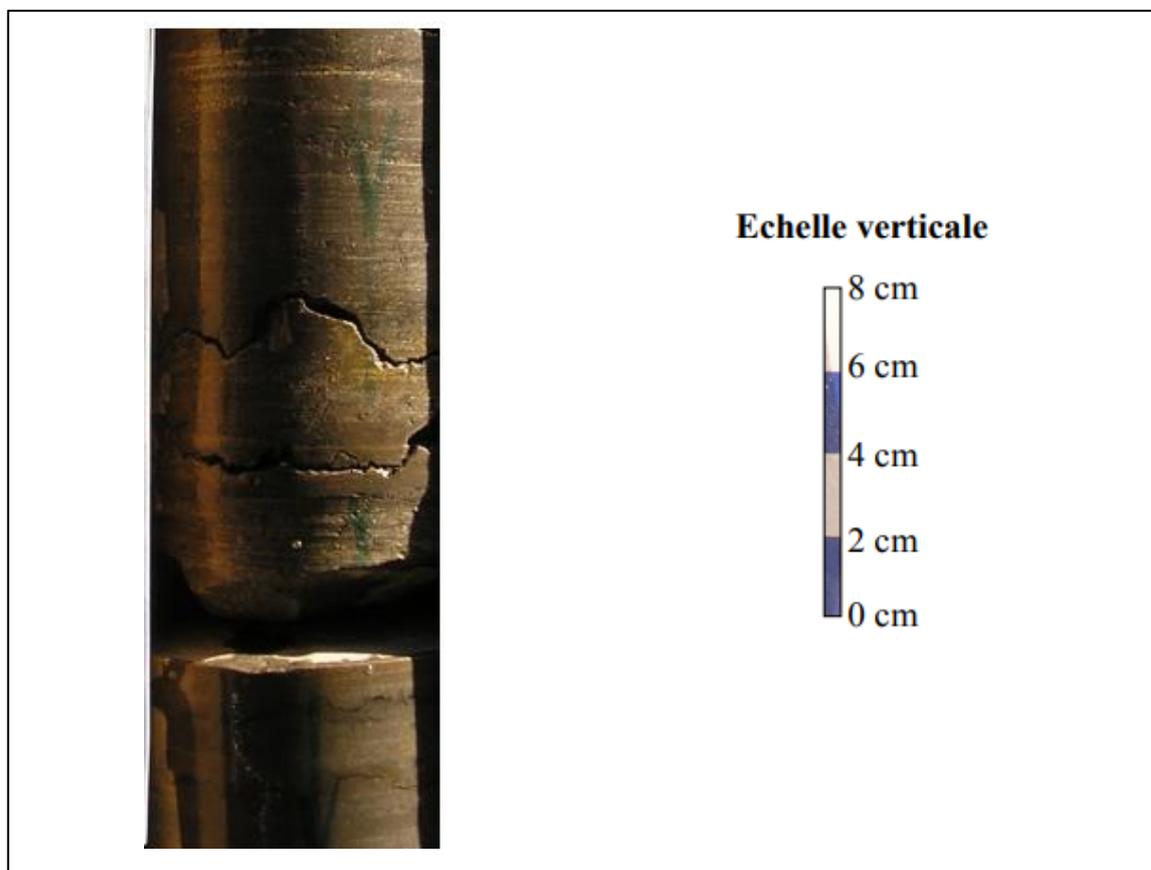
- **Stylolites d'origine diagénétique :**

Il s'agit des stylolites développés pendant la compaction du sédiment (Figure 17). La direction de la contrainte principale appliquée est sub-verticale. Dans cet état de contrainte, les pics stylolitiques sont verticaux, parallèles à la contrainte maximale, et les plans stylolitiques sont horizontaux.

Dans cette catégorie, nous avons pu observer deux principaux types de stylolites, distingués sur la base de l'amplitude des pics.

Les stylolites stratiformes : Leur amplitude est inférieure à 5 cm, et leur extension latérale peut être hectométrique.

Les micro-stylolites: De faible amplitude (< 2 mm) et souvent en grand nombre, les micro-stylolites observés semblent s'être formés à partir de fines lamines argileuses noires.

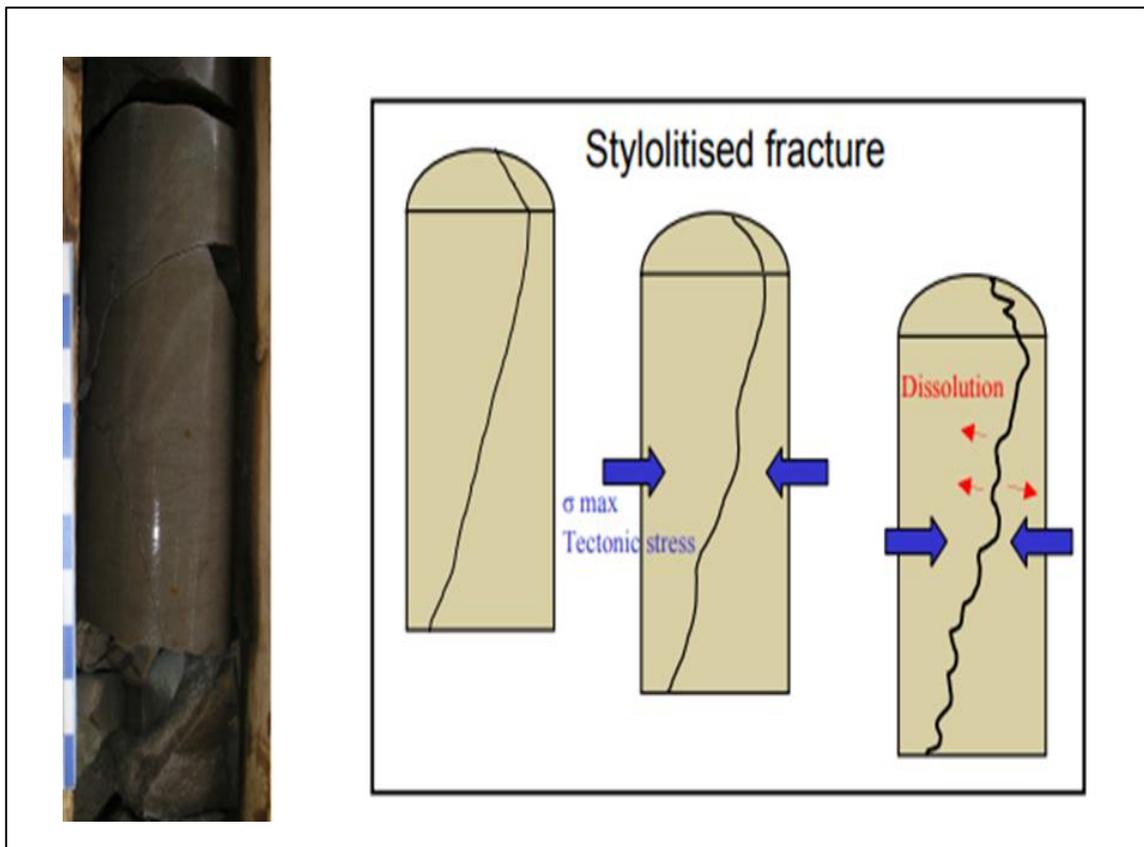


**Figure 17 :** Exemple de stylolites d'origine diagénétique.

- **Les stylolites tectoniques :**

La direction de la contrainte principale appliquée est dans ce cas sub-horizontale, les pics stylolitiques sont alors sub-horizontaux et les plans stylolitiques sub-verticaux.

L'extension des stylolites tectoniques (Figure 18) est moins importante que celle des stylolites stratiformes.



**Figure 18 :** Exemple de stylolites tectoniques dans le puits IRLW-2.

## 5.2. Les fractures :

La surface d'une fracture peut-être plane, ou ondulée avec une amplitude plus ou moins importante. Les fractures observées sont toujours sub-verticales, et peuvent présenter une cimentation qui peut être partielle ou totale. Sur la base de ces critères plusieurs types de fractures ont été définis à partir des carottes. On distingue :

- ❖ Les fractures qui ont toutes une origine géologique. Ce sont les fractures naturelles.
- ❖ Les fractures indéterminées. Elles peuvent avoir une origine naturelle ou artificielle.

### ➤ **Fractures naturelles :**

- Des fractures très précoces :

Elles témoignent de phénomènes de pré-compaction et n'ont donc pas une origine tectonique. La plupart de ces fractures sont totalement cimentées. Elles se caractérisent par un rapport longueur/épaisseur très petit et un pendage souvent faible (entre 40° et 70°). Ces fractures sont généralement très petites. Leur longueur varie entre 2 et 10 cm. Leur impact sur la production est très majoritairement nul. (Figure 19)



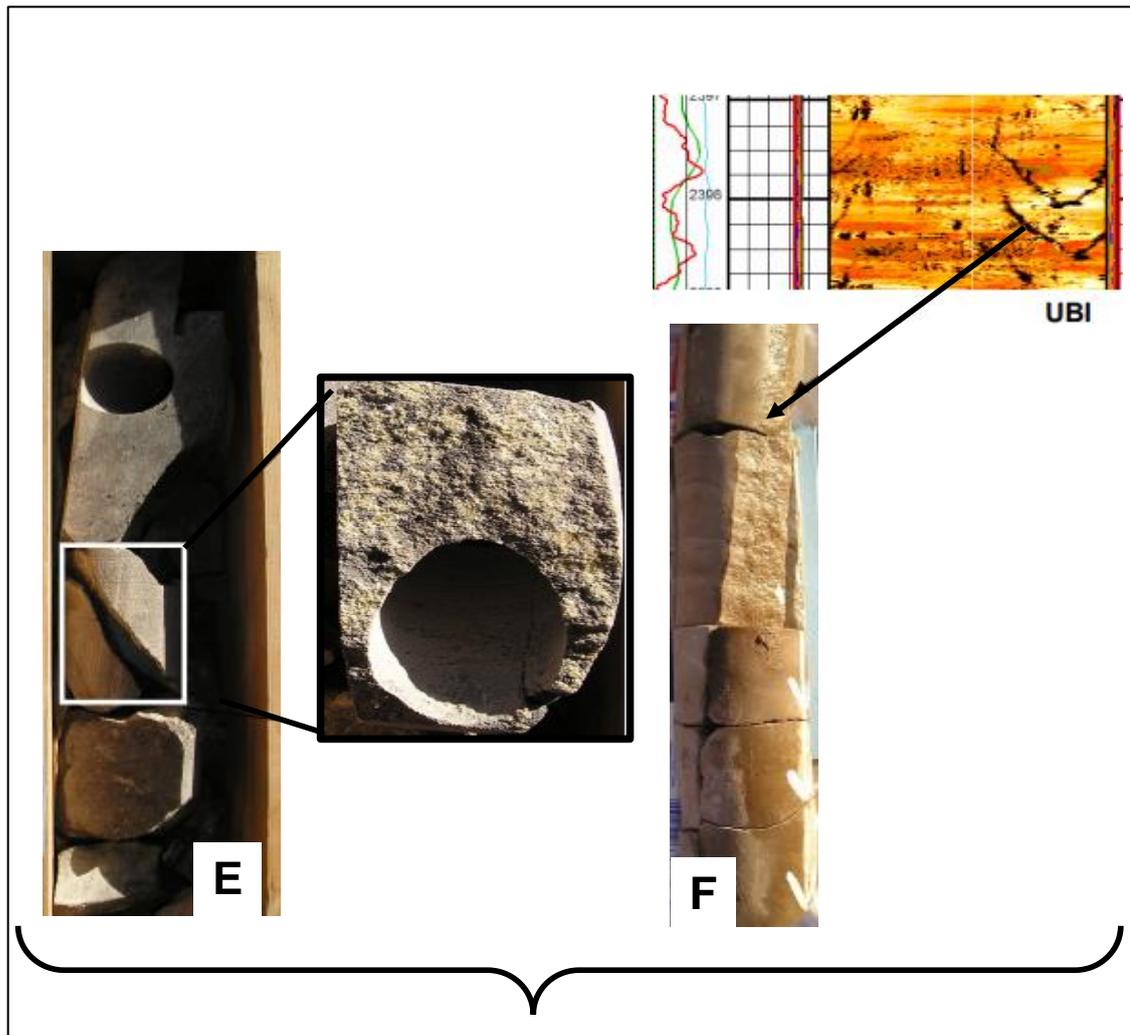
**Figure 19 :** Exemple des fractures rencontrées dans le puits IRLW-2.

- Des fractures diagenétiques : Elles ont une forme plus plane et sont plus sécantes, leur extension verticale est souvent supérieure à 10 cm et le rapport longueur/épaisseur est compris entre 10 et 100. Leur pendage est aussi plus important (sub-vertical). Elles sont généralement totalement cimentées. Leur impact sur la production est généralement nul. (Figure 20)



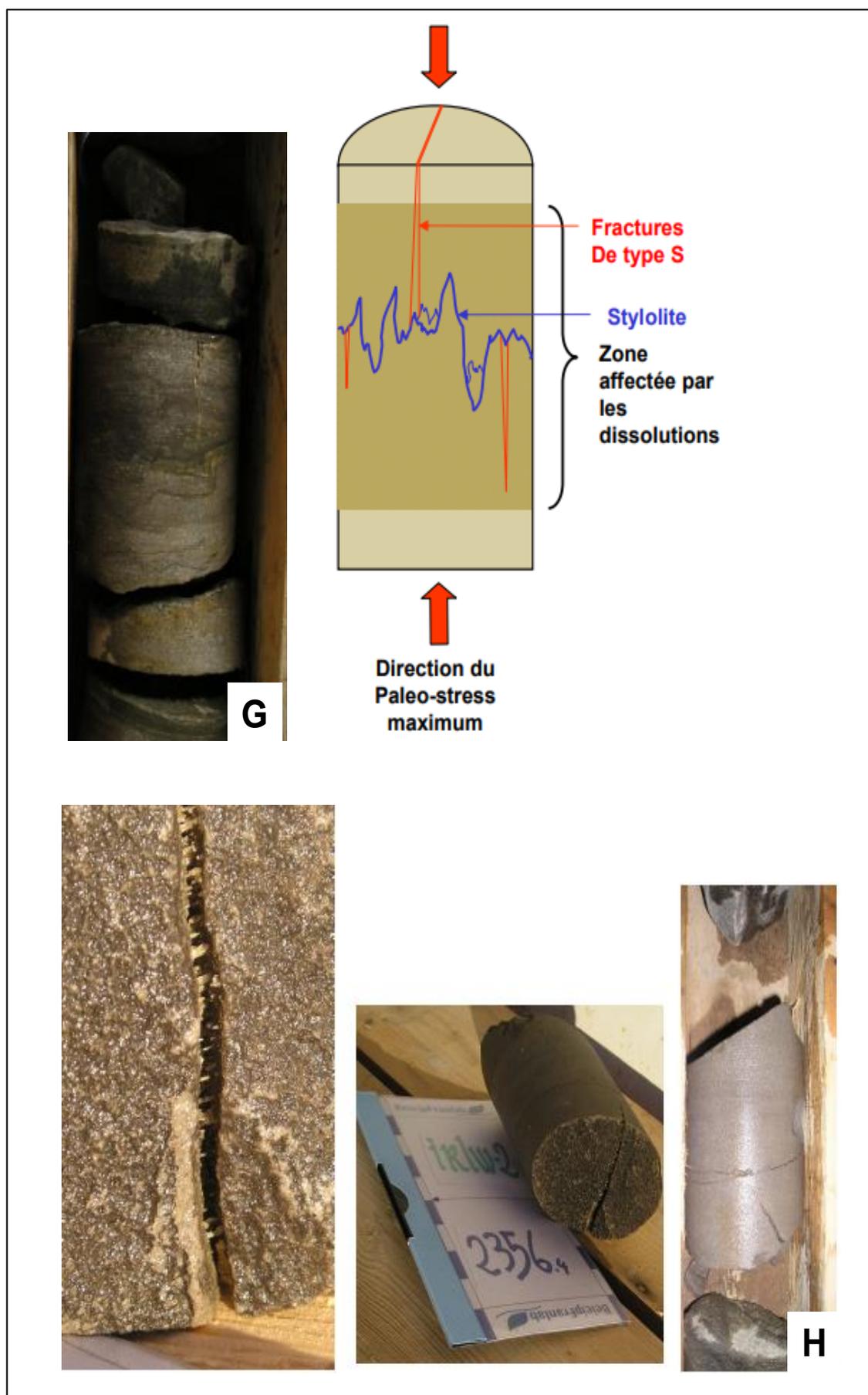
**Figure 20 :** Exemple des fractures diagenétiques.

- Des Fractures d'origine tectoniques : Ces fractures ont un plan qui recoupe véritablement la roche compactée. Elles sont subverticales. Leur extension verticale est grande (jusqu'à 1 m sur les carottes). Elles présentent généralement un grand rapport longueur/épaisseur. Il arrive que ces fractures soient associées à des stries de déplacement comme c'est le cas sur la carotte au niveau du puits IRLW-2, où le déplacement est lié à la présence d'argiles. Dans un cas plus général, ces fractures ne présentent pas de critères de déplacement et sont « partiellement cimentées ». (Figure 21)



**Figure 21** : Exemple des fractures rencontrées dans le puits IRLW-2.

- Des Fractures liées à la présence de stylolites : Elles se situent souvent dans un environnement riche en fentes de tension, qui résultent directement du mécanisme de pression/solution à l'origine des stylolites. L'intervalle qui contient chaque stylolite est souvent plus compact que la matrice, le matériel dissous lors de la stylolitisation va colmater l'environnement immédiat. Elles appartiennent, dans le cadre de cette étude, à la catégorie des fractures « partiellement ouvertes ». Sur cet exemple la cristallisation très nette forme des ponts qui vont maintenir ouverte en condition réservoir les deux lèvres de la fracture. (Figure 22)



**Figure 22 :** Exemple des fractures rencontrées dans le puits IRLW-2.

➤ **Fractures indéterminées :** Dans le cas où l'origine tectonique d'une fracture n'est pas certaine, c'est-à-dire d'une fracture ouverte, dont les faces ne présentent ni cristallisation, ni placage minéralogique, la fracture est dite « uncemented ». Cette fracture peut être induite par le forage, la manipulation des carottes.

## **6. Récapitulation des résultats obtenus sur la fracturation naturelle dans la région d'étude :**

### **6.1. Dans le puits IRLW-2 :**

- **Les fractures :**

Ce puits contient des argiles associées à des fractures précoces. La plupart de ces fractures sont colmatées. Sachant que leurs impacts sur le réservoir est nul.

Les fractures tectoniques sont faiblement représentées, cas d'une fracture se trouve sur la côte 2371.8m où le miroir est avec des stries de glissement <sup>13</sup>.

- **Stylolites :**

Ce puits présente de nombreux microstylolites, liée à une importante proportion d'argiles. Les intervalles les plus affectés sont situés dans les carottes C#12, C#17 et C#20 <sup>13</sup>.

### **6.2. Dans le puits IRLW-3 :**

- **Fractures :**

Les carottes de ce puits sont peu fracturées. On peut compter généralement 6 fractures sont surtout précoces. Notons qu'aucune fracture tectonique n'a été déterminée dans le présent puits <sup>13</sup>.

- **Stylolites :**

Sur les carottes de ce puits, on a observé très peu de stylolites <sup>13</sup>.

## **7. Conclusions :**

La description de la fracturation sur carottes prélevées des puits IRLW-2 et IRLW-3, montre que :

- ❖ Les carottes du puits IRLW-2 présentent un niveau moyen de fracturation. Les fractures sont précoces, certaines fractures sont d'origine tectonique. On observe aussi une forte stylolitisation.
- ❖ Les carottes du puits IRLW-3 présentent un niveau faible de fracturation, avec aucune fracture tectonique n'a été distingué. Alors que la stylolitisation est également faible.

# **Chapitre IV : Analyse des Paramètres Pétrophysiques**

## 1. Introduction :

Dans le chapitre précédent, nous avons exploré la nature de la fracturation naturelle au niveau de notre réservoir. La présence de fractures joue un rôle vital dans la détermination de la perméabilité, la porosité et la nature du réservoir.

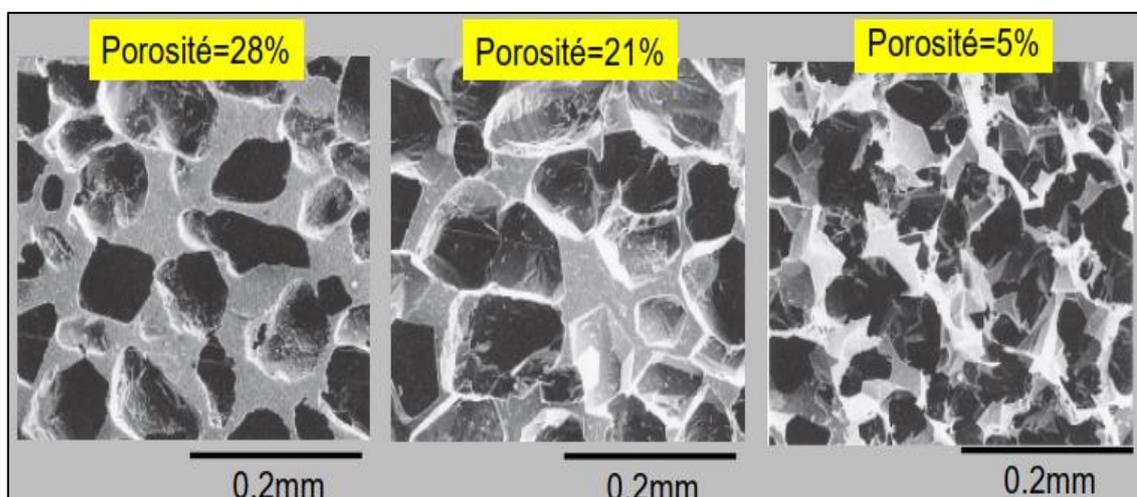
Pour mieux comprendre le comportement du réservoir, la circulation des fluides à travers les pores, il est nécessaire d'avoir une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir en question.

À cet effet, il est recommandé d'établir des histogrammes, des courbes de distribution et des courbes de corrélation (perméabilité-porosité) en fonction des puits du périmètre.

## 2. Rappels :

### 2.1. Porosité :

Le volume relatif des vides par rapport au volume total de la roche est appelé porosité : ce paramètre a une énorme importance en prospection pétrolière, puisqu'il détermine le volume potentiel de pétrole dans un gisement.



**Figure 23 :** Photos microscopiques montrent la distribution de la porosité dans le micro-faciès.

Dans la pratique, on admet l'appréciation ci-dessous :

L'intervalle	Evaluation de porosité
3 à 5 %	Porosité très faible.
5 à 10 %	Porosité faible.
10 à 15 %	Porosité moyenne.
15 à 20 %	Porosité bonne.
Supérieure à 20 %	Porosité très bonne.

**Tableau 4 :** Evaluation de la porosité en pourcentages.

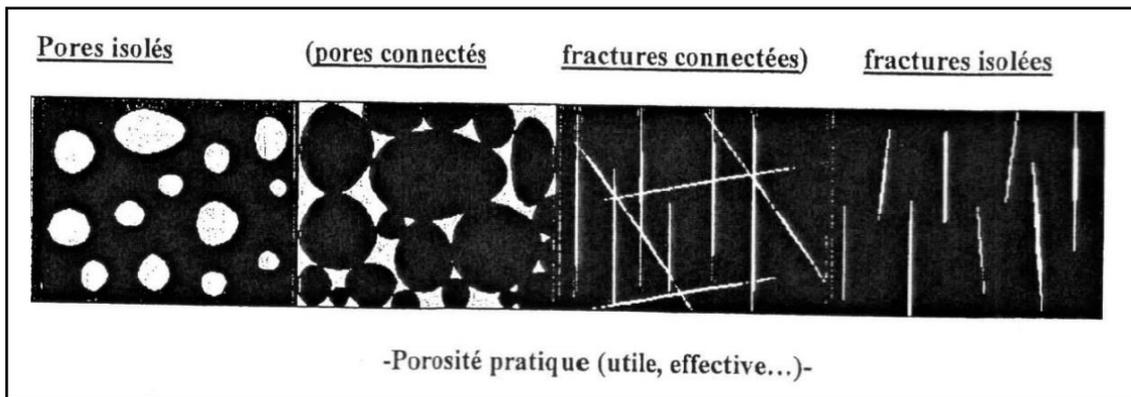


Figure 24 : Les types de la porosité sur les échantillons de roches.

Deux valeurs sont nécessaires pour évaluer la porosité d'un réservoir :

- **La porosité totale ( $\Phi_t$ )** : elle représente le volume total des vides, c-à-d, c'est la somme de la porosité utile et de la porosité résiduelle.

- **La porosité effective ou pratique ( $\Phi_{eff}$ )** : qui a trait au volume des seuls vides reliés entre eux, pouvant contenir les fluides.

➤ **La porosité résiduelle ( $\Phi_r$ )** : c'est la porosité due aux pores qui ne communiquent pas entre eux ou avec le milieu extérieur.

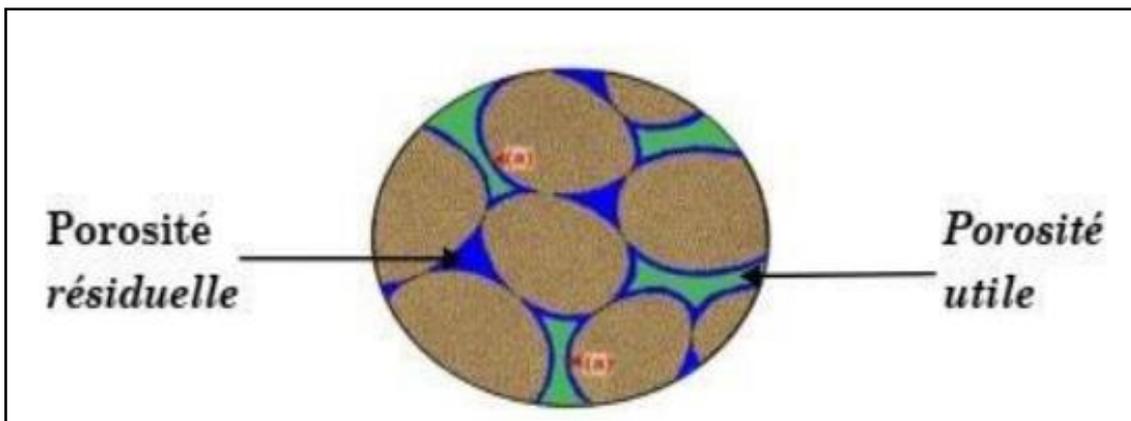
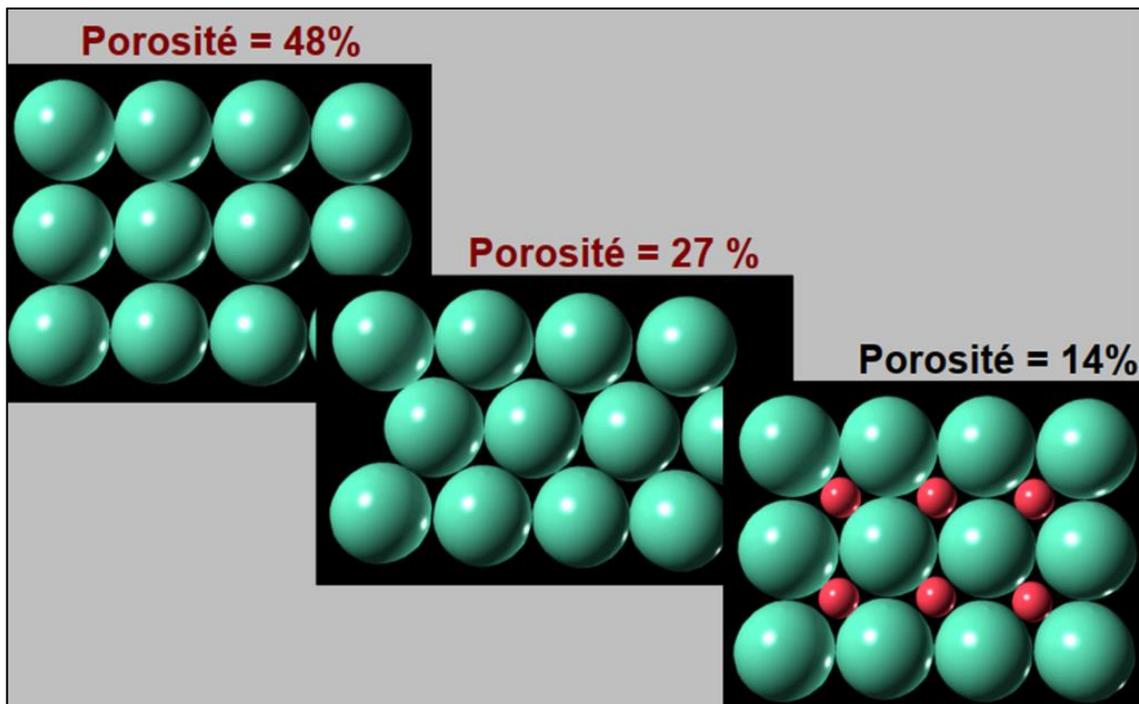


Figure 25 : Porosité utile et résiduelle (Robertson, 2000).

La qualité de la porosité d'une roche dépend des facteurs suivants :

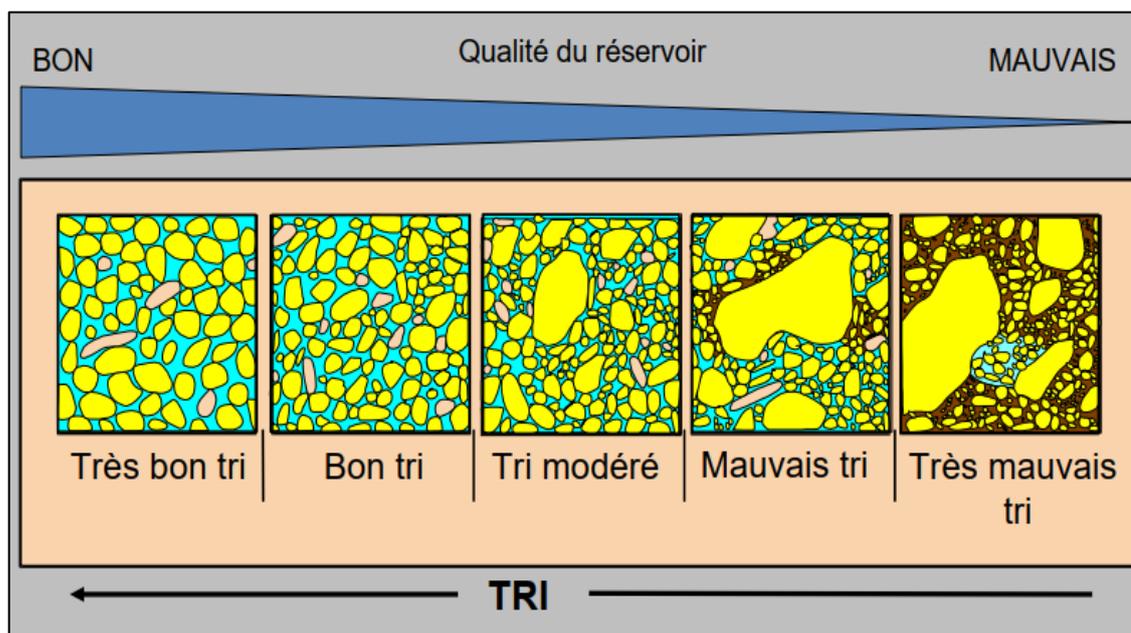
➤ **Facteurs primaires (liés au dépôt)** :

- **Taille des grains** : plus elle est petite, plus la surface spécifique ( $m^2 / m^3$  ROCHE) est grande, donc porosité élevée. Ceci est valable pour des grains  $> 40\mu$ .
- **Arrangement des grains** : L'arrangement des grains fait référence à la manière dont les grains constituant une roche sont disposés les uns par rapport aux autres. Il peut s'agir d'un arrangement désordonné et aléatoire, où les grains sont entremêlés sans un ordre spécifique, ou d'un arrangement ordonné, où les grains sont agencés de manière régulière selon un motif spécifique.



**Figure 26 :** L'effet de l'arrangement des grains sur la porosité.

- Forme des grains : plus l'arrondi augmente, la porosité diminue ; et plus l'arrondi diminue, la porosité augmente.
- Classement des grains : plus une roche a une granulométrie homogène, plus sa porosité est grande ; et plus l'écart entre la taille des éléments est grand, plus le classement est mauvais, donc porosité faible.



**Figure 27 :** L'effet de classement des grains sur la porosité.

➤ Facteurs secondaires (liés à la diagenèse)

- Cimentation : La cimentation a un effet direct sur la porosité des roches. La cimentation fait référence au processus au cours duquel des minéraux se déposent dans

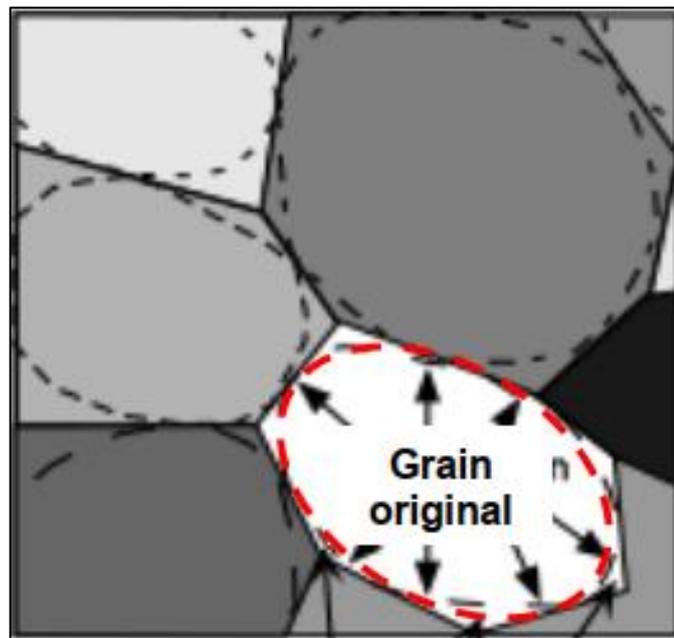
les espaces vides entre les grains constituant une roche. Ces minéraux cimentent les grains ensemble, renforçant ainsi la cohésion de la roche.

L'effet de la cimentation sur la porosité dépend du type et de la quantité de ciment présents. Si la cimentation est abondante, les minéraux de ciment peuvent remplir les pores et réduire la porosité de la roche. Cela se produit lorsque les minéraux de ciment se déposent dans les espaces vides, les obstruant et limitant ainsi la capacité de la roche à stocker des fluides.

Cependant, dans certains cas, la cimentation peut augmenter la porosité de la roche. Cela se produit lorsque les minéraux de ciment se déposent sous forme de ponts entre les grains, créant des espaces vides supplémentaires. Ces espaces vides, appelés porosités intergranulaires, peuvent augmenter la porosité totale de la roche.

Il est important de noter que l'effet de la cimentation sur la porosité dépend également de la nature des minéraux de ciment. Certains minéraux de ciment, tels que le quartz, peuvent avoir un effet minimal sur la porosité, tandis que d'autres, comme les carbonates, peuvent réduire considérablement la porosité.

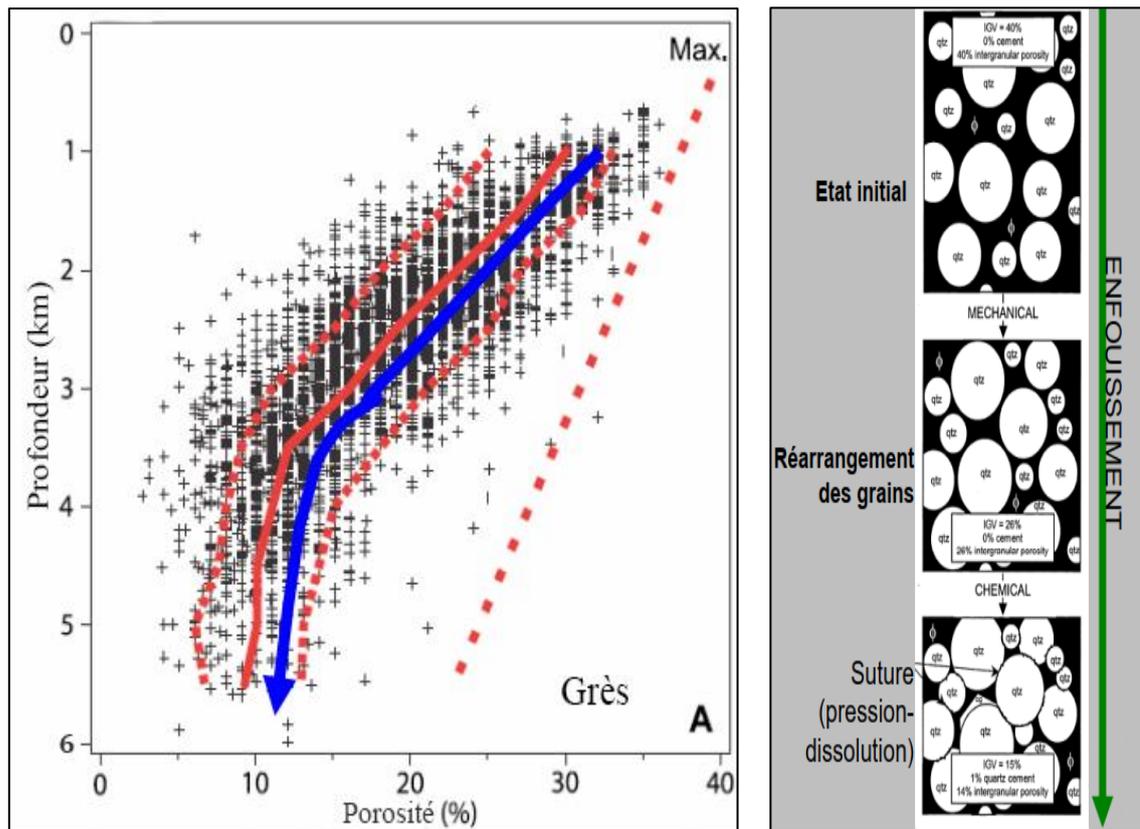
Les ciments quartzeux (Figure 28), également connus sous le nom de « ciments syntaxiaux », se forment souvent dans les grès. Ils se développent en continuité optique avec les grains de quartz détritiques présents dans la roche.



**Figure 28 :** Influence de la cimentation : ciments quartzeux.

• **Compaction mécanique et chimique :** La compaction mécanique et chimique joue un rôle majeur dans la diminution de la porosité des réservoirs gréseux en profondeur. (Figure 29)

Les espaces vides entre les grains se réduisent en raison de la compression mécanique et de l'envahissement des pores par les minéraux cimentaires. Cette diminution de la porosité a un impact significatif sur la capacité de stockage et de circulation des fluides dans les réservoirs gréseux, affectant ainsi leur potentiel en tant que réservoirs d'hydrocarbures ou d'eau souterraine.



**Figure 29** : L'effet de la compaction sur la porosité (Paxton et al., 2002).

Il est important de noter que l'intensité de la compaction mécanique et chimique peut varier en fonction de divers facteurs tels que la profondeur, la composition de la roche, la température, la pression des fluides interstitiels et la durée des processus diagenétiques. Ces facteurs influencent la quantité de compaction et la réduction de la porosité observée dans les réservoirs gréseux en profondeur <sup>4</sup>.

➤ **Méthodes de mesure :**

• Méthodes directes :

Les techniques de mesure de la porosité varient en fonction de la nature de l'échantillon et de ses dimensions. Parmi ces techniques, on peut mentionner celle utilisée à Hassi Messaoud (CRD).

La méthode consiste à évaluer le volume solide en utilisant un porosimètre de type CORELAB qui utilise l'immersion dans le mercure. Le volume de la phase solide ( $V_s$ ) est déterminé en mesurant la force d'Archimède dans le xylène après que les échantillons ont été saturés par ce liquide.

Le volume total est déterminé en mesurant la poussée d'Archimède exercée sur l'échantillon et en calculant le poids spécifique de la phase solide.

$$\Phi = V_v / V_t.$$

$$\Phi = (V_t * V_s) / V_t - 1 - (V_s / V_t).$$

• Méthodes indirectes :

La mesure s'effectue grâce aux :

- Neutron C. N. L (Compensated Neutron Log).
- F. D.C (Formation Density Compensated).
- Macro et Micro résistivités.

Les mesures réalisées par les diagraphies électriques reposent sur l'utilisation de la formule d'Archie, qui établit une relation entre le facteur de formation (F) et la porosité, ainsi que la forme et la taille des pores, qui sont à leur tour influencés par la résistivité de la formation.

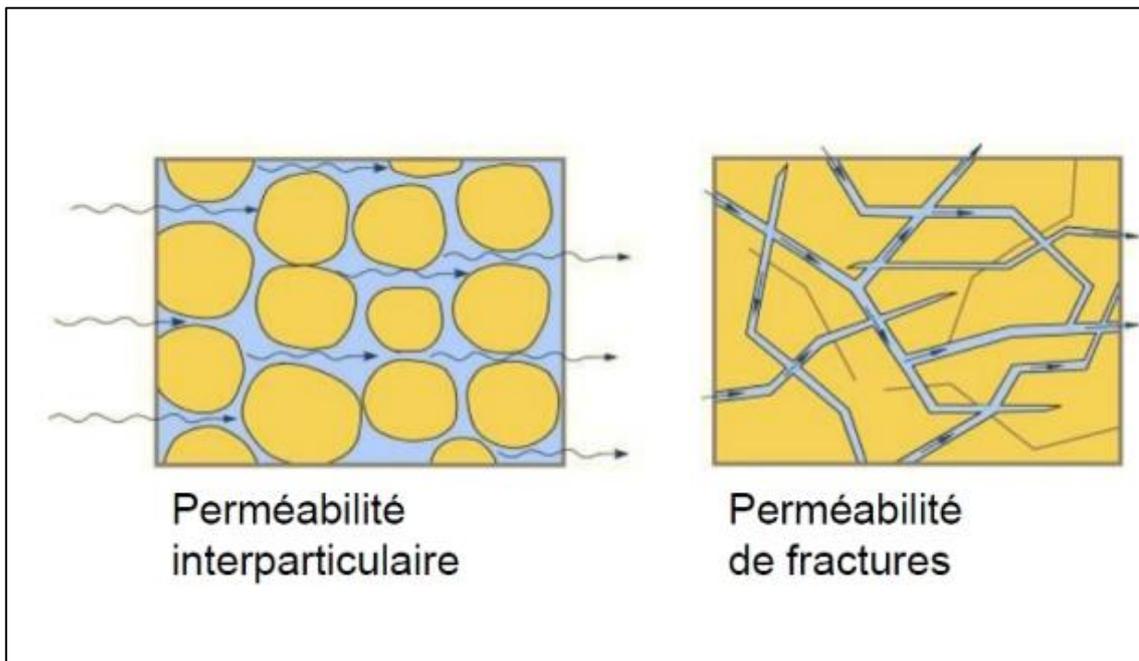
$$F = \frac{a}{\Phi^m} = \frac{RQ}{Rw}$$

Où :

- **a** : Coefficient empirique (0.81 pour les sables ; 1 pour les roches compactes) ;
- **m** : Coefficient de sédimentation =2.
- **F** : Facteur de la formation.
- **RQ** : Résistivité de la formation saturée en hydrocarbures (Om).
- **Φ** : Porosité utile en %.
- **Rw** : Résistivité de la formation saturée en eau (Om).

**2.2. Perméabilité :**

C'est une caractéristique pétrophysique qui représente la facilité qu'à un matériau à permettre la circulation d'un fluide au travers d'un réseau connecté.



**Figure 30 :** Les types de la perméabilité.

La Loi de Darcy permet de relier un débit à un gradient de pression appliqué au fluide grâce à un paramètre caractéristique du milieu traversé : la perméabilité k.

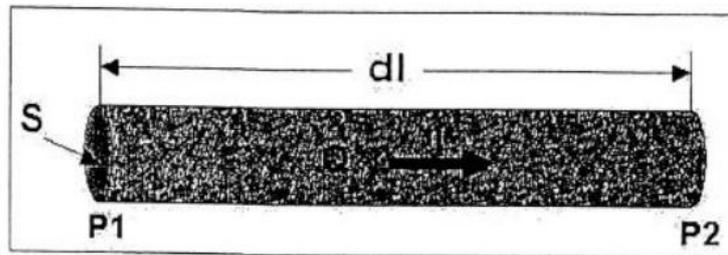
La loi de Darcy s'exprime :

$$\frac{Q}{S} = \frac{K}{\eta} * \frac{dP}{dL}$$

La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (T) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (dL), sous une pression différentielle (dP) nécessaire à son passage.

La perméabilité k est donc :

$$K = \frac{Q}{S} * \frac{dL}{dP} \eta$$



- Avec :**
- Q :** cm<sup>3</sup>/sec
  - K :** darcys
  - S :** cm<sup>2</sup>
  - η :** centipoises
  - dP :** atmosphères
  - dL :** centimètres

On utilise en pratique le milliDarcy (mD) comme unité de mesure.

L'intervalle	Evaluation de perméabilité
0.1 à 1 mD	Perméabilité négligeable.
1 à 5 mD	Perméabilité médiocre.
5 à 10 mD	Perméabilité moyenne.
10 à 100 mD	Perméabilité bonne.
100 à 1000 mD	Perméabilité très bonne.

**Tableau 5 :** Evaluation de la perméabilité des réservoirs.

Pour l'exploitant pétrolier, la perméabilité est la qualité essentielle de la roche réservoir, car c'est elle qui, compte tenu de la viscosité de l'huile et de la pression existant dans le gisement, régit le rythme de production des puits, le nombre de puits nécessaires à

l'exploitation d'un champ, la durée de vie des gisements et enfin le taux de récupération, c'est-à-dire le pourcentage d'huile ou de gaz qui pourra être extrait des gisements.

➤ **Méthodes de mesure :**

• **Mesure de la perméabilité au laboratoire :**

La mesure de la perméabilité est réalisée par un dispositif basé sur la loi de Darcy. On injecte du gaz traversant le plug lavé, le gaz sortant de l'échantillon sera monté le niveau d'eau dans un tube gradué.

On tire la perméabilité à partir de la formule empirique suivante :

$$K = (C*Q*L*H_w) / (A*D)$$

- **K** est mesurée en darcy ou en milli darcy.
- **C = DP=P2-P1** : constante contrôlée à partir du volume de mercure. Pour les mesures effectuées à Hassi Messaoud elle est Généralement égale à 60.
- **Q** : débit constant (mm<sup>2</sup> /heure).
- **L** : longueur standard de l'échantillon.
- **H<sub>w</sub>** : hauteur de l'eau dans le tube gradué.
- **A** : section standard de l'échantillon.
- **D** : longueur totale du tube gradué.

• **Mesure de la perméabilité à partir des diagraphies :**

A partir du gradient de la résistivité, la perméabilité est donnée par

$$K = C \left[ \frac{\Delta R}{\Delta D} \frac{1}{R_0} \frac{2,3}{\rho_m - \rho_h} \right]^2$$

**Avec :**

- **C** : constante généralement =2.
  - **ΔR** : changement de la résistivité de R<sub>0</sub> à R<sub>x</sub> en ohm.
  - **ΔD** : changement de la profondeur (en pieds) correspond à ΔR.
  - **R<sub>0</sub>** : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en ohm.
  - **ρ<sub>w</sub>** : densité de l'eau de la formation en gr/cm<sup>3</sup>.
  - **ρ<sub>H</sub>** : densité de l'huile en gr/cm<sup>3</sup>.
- **Mesure de la perméabilité à partir des tests de puits :**

$$Kh = \frac{526,7 * Q * \mu_0 * b_0}{m}$$

**Avec :**

- **Q** : Débit en m<sup>3</sup>/s ou en l/s.
- **μ<sub>0</sub>** : Viscosité d'huile =0.2cp.
- **B<sub>0</sub>** : Facteur volumétrique de fond (F V F) d'huile = 1.7m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- **m** : Pente du graphe P = f [log (T+t / t)].

Et en connaissant la valeur de la hauteur utile on tire la perméabilité :  $K = HK/h$

### 3. Méthodologie de travail :

#### 3.1. Calcul de la moyenne de la porosité :

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

$$\theta_{moy} = (X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n) / n$$

Avec :

- **Ma** : moyenne arithmétique.
- **Xi** : valeur mesurée.
- **n** : nombre des valeurs mesurées.

#### 3.2. Calcul de la moyenne de la perméabilité :

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

$$K_{moy} = (X_1 * X_2 * \dots * X_n)^{\frac{1}{n}} ; \text{ en mD}$$

#### 3.3. Traitement des données géologiques :

##### • Détermination de la population :

Une population de volume J caractérisant un paramètre péetrophysique X étudié tel que :

$$J = j_1 + j_2 + j_3 + j_4 + j_5 + \dots + j_i$$

##### • Détermination du nombre de groupe :

Cette population sera divisée en groupes (N) appelés classes. On détermine le nombre de groupes par la formule de **STURGESS** comme suit :

$$N = 1 + 3,322 * \text{LOG}(J)$$

Où :

- **N** : nombre de groupe.
- **Log** : logarithme décimal.
- **J** : volume de la population.

##### • Détermination de la largeur du groupe :

La longueur du groupe est calculée par la formule suivante :

$$d = (h \text{ maximale} - h \text{ minimale}) / N$$
$$d = E / N$$

- **E** : étendue de la population.
- **d** : intervalle de la population regroupée.

#### 4. Traitement statistique des données pétrophysiques des subdivisions-réservoir de l'unité IV à travers les puits <sup>1</sup> :

Ces valeurs sont tirées des mesures effectuées sur les échantillons de carotte prélevés tous les 25 cm.

Grace à des valeurs tirées des mesures effectuées sur les échantillons de carotte prélevés tous les 25 cm, nous avons établi :

- des barres de variation verticale de porosité puis de perméabilité pour les puits IRLW-2 et ILRW-3.
- des histogrammes de distribution et des courbes de fréquence de la porosité et de la perméabilité dans chaque unité-réservoir.
- et des courbes de corrélation porosité/perméabilité.

##### 4.1. Pour le puits IRLW-2 :

Le tableau suivant montre les données de carottes du puits IRLW-2 :

Unité-réservoir	Intervalle (m)	Epaisseur total (m)	Carottes			
			Numéro de carotte	Intervalle (m)	Récupération	Intervalle analysé (m)
IV-4 (Argile et grès)	2337-2355	18	11	2345 - 2363	100%	2345 – 2353
IV-3 (Grès)	2355-2374	19	11	2345 - 2363	100%	2353 - 2363
			12	2363 - 2380.5	100%	2363 - 2372
IV-2 (Grès)	2374 - 2451.5	77.5	12	2363 - 2380.5	100%	2372 - 2380.5
			13	2382 - 2388	81.6%	Toute la carotte
			14	2388 - 2406	100%	Toute la carotte
			15	2406 - 2407	0%	/
			16	2410 - 2424	94.6%	Toute la carotte
			17	2424 - 2433	89%	Toute la carotte
			18	2434 - 2436.25	69%	Toute la carotte
			19	2437.25 - 2439	90.4%	Toute la carotte
20	2444 – 2459.5	94.2%	Toute la carotte			

**Tableau 6** : Nombre et métrage de carottes des sous unités de l'unité IV du puits IRLW-2.

#### 4.2. Pour le puits IRLW-3 :

Le tableau ci-dessous représente aussi les données du puits IRLW-3 :

Unité-réservoir	Intervalle (m)	Epaisseur total (m)	Carottes			
			Numéro de carotte	Intervalle (m)	Récupération	Intervalle analysé (m)
IV-4 (Argile)	2390-2401	11	01	2386 - 2395	66.7%	2388.25 - 2389.5
IV-3 (Grès et argile)	2401-2439	38	02	2400.25 - 2409.25	83.3%	2405.25 - 2407.75
			03	2409.25 - 2418.25	100%	2409.25 - 2418.25

**Tableau 7 :** Nombre et métrage de carottes des sous unités de l'unité IV du puits IRLW-3.

#### 5. Evolution verticale de la porosité des réservoirs de l'Unité IV :

5.1. Puits IRLW-2 : il s'agit des unités-réservoir suivant : IV-4, IV-3 et IV-2.

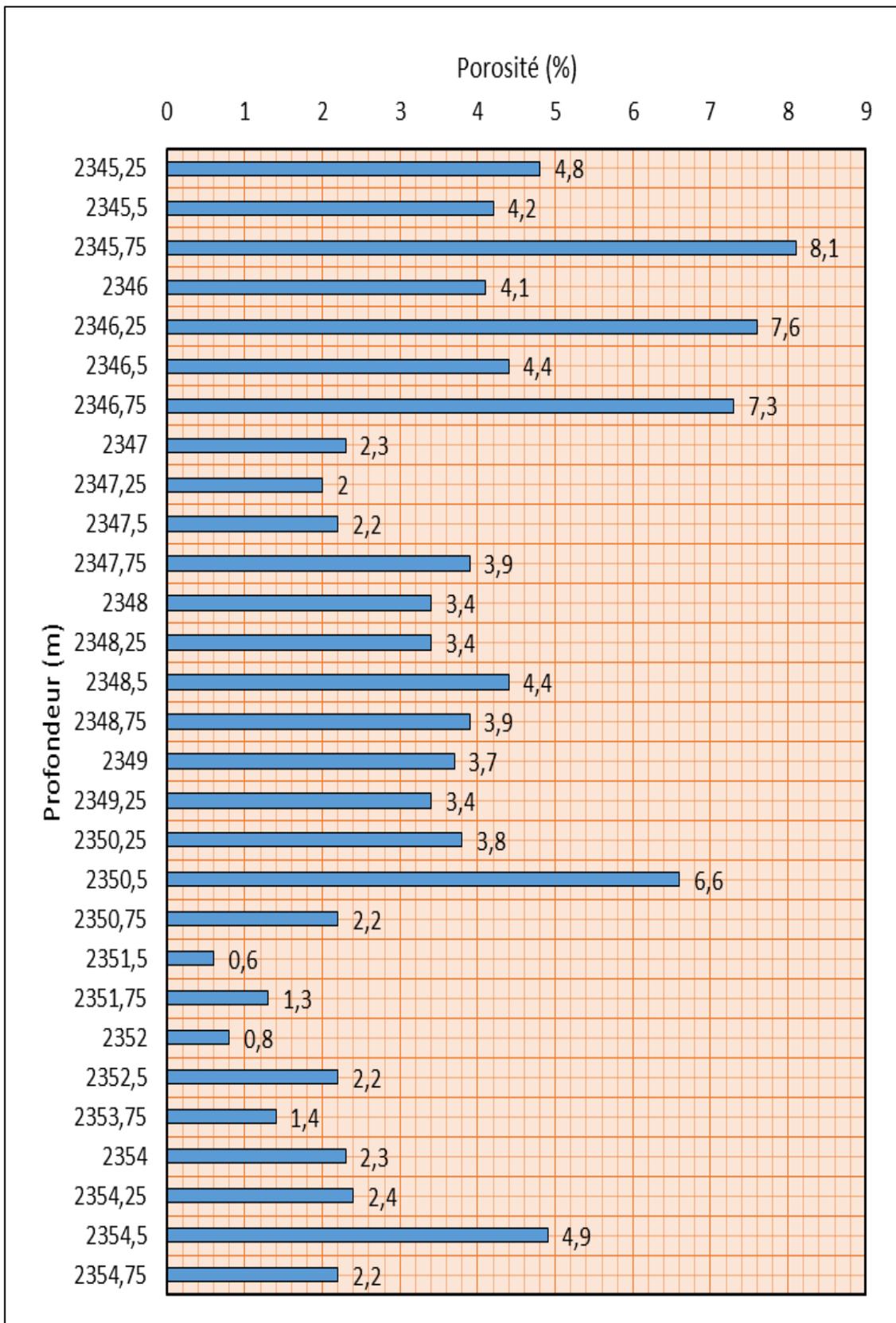
##### ➤ Réservoir IV-4 :

Les valeurs de la porosité sont généralement faibles varie de 0% au 8,1% (Figure 31).

Ces valeurs sont distribuées en 03 intervalles :

- Intervalle supérieur : [2345,25-2346,75[m, où les valeurs sont plus au moins élevées (7% en moyenne).
- Intervalle intermédiaire : [2347-2350,5[m, où la porosité varie de 2,2% jusqu'à 6,6%.
- Intervalle inférieur : [2345,45-2354,75[m, avec des faibles valeurs de porosité.

Des valeurs ne dépassent pas 1,3%, sont enregistrées surtout sur les profondeurs [2351,5-2352[m.

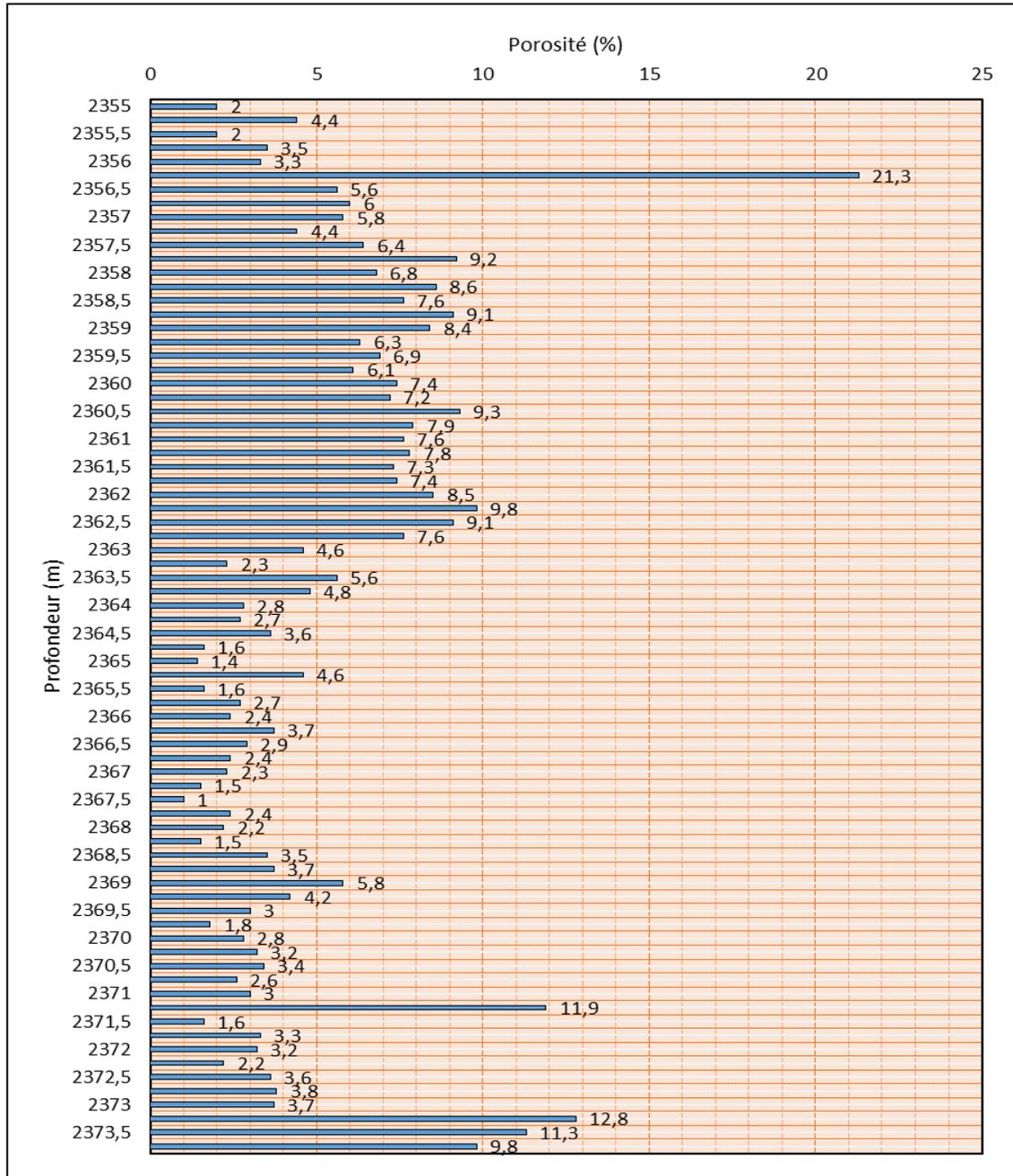


**Figure 31 :** Évolution de la porosité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-4 / puits IRLW-2).

➤ **Réservoir IV-3 :**

La porosité estimée, dans cette sous unité, est généralement faible, varie entre 1 et 10% (Figure 32). Elle est distribuée verticalement en 02 intervalles :

- intervalle supérieur : [2355-2362[m, dont la porosité varie de 5% à 10% ; la valeur 21.3% est la plus élevée et enregistrée à 2356,25m de profondeur.
- Intervalle inférieur : [2363-2373[m, avec des faibles valeurs (inférieur à 5%), elle ne dépasse pas 1% autour de la profondeur 2367,5m.

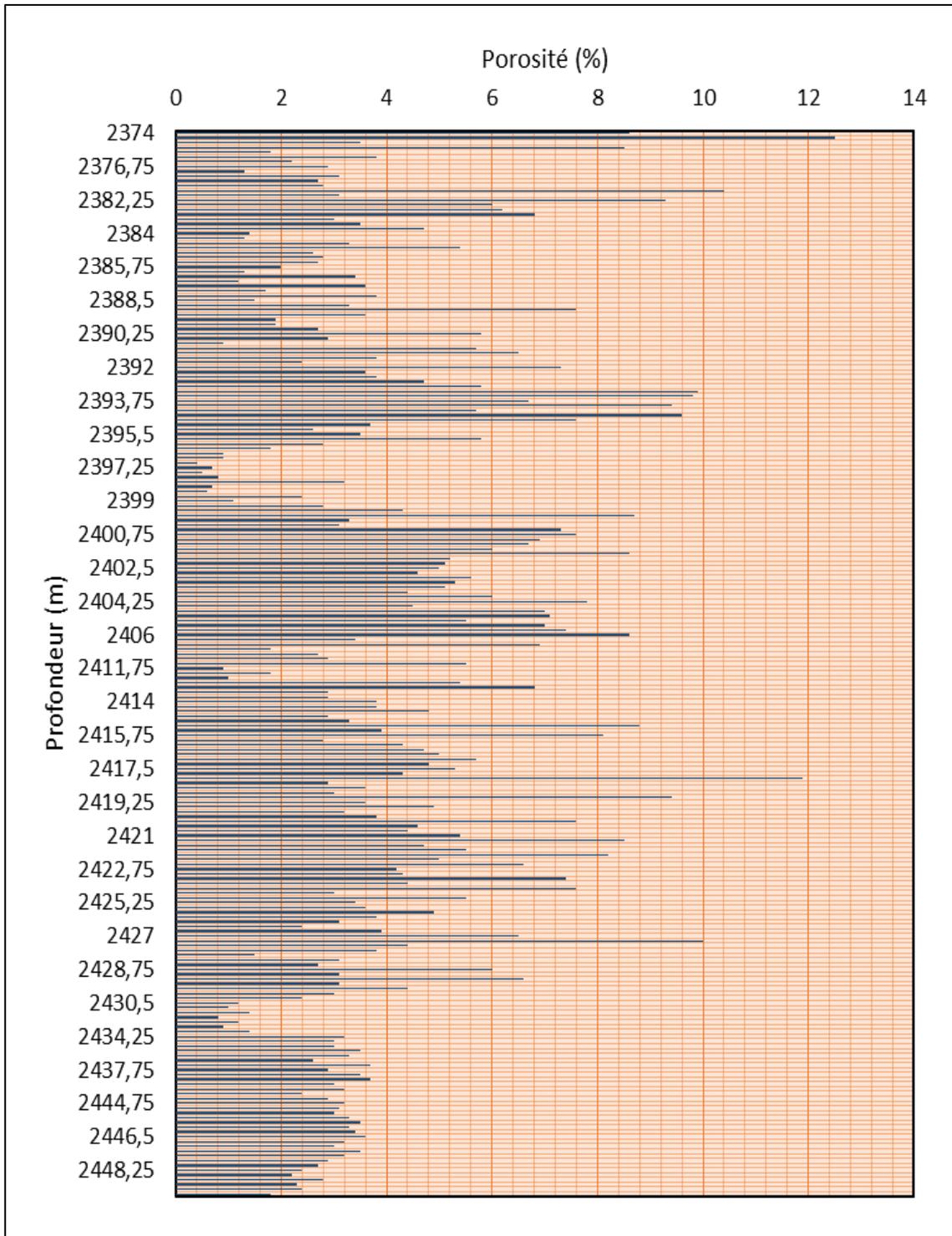


**Figure 32 :** Évolution de la porosité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-3 / puits IRLW-2).

➤ **Réservoir IV-2 :**

La porosité est faible à moyenne évaluée entre 0.4 et 12.5% avec une valeur moyenne de 4.2% (Figure 33).

La valeur maximum de 12,5% est enregistrée au sommet du réservoir à la profondeur de 2374m.

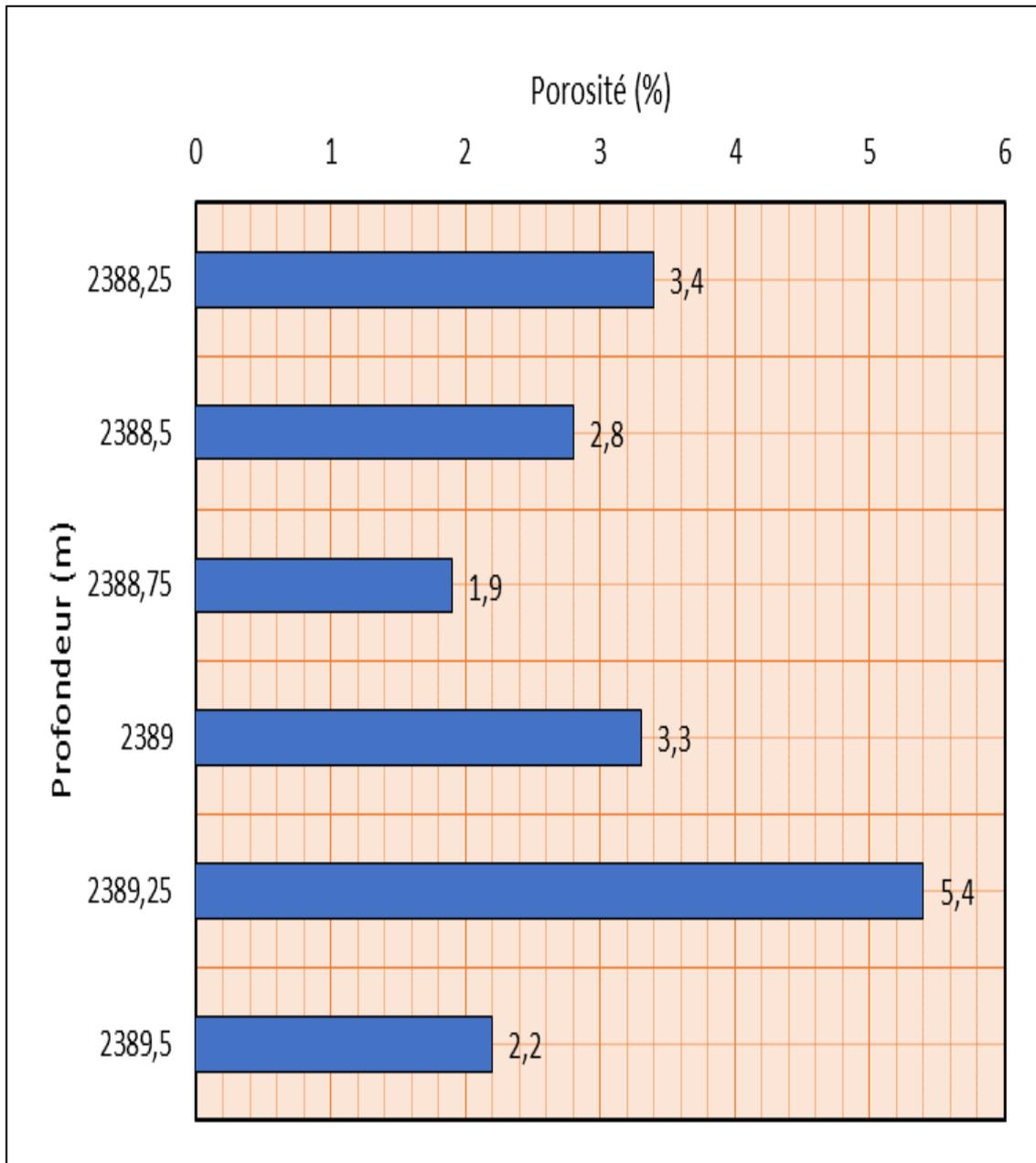


**Figure 33 :** Évolution de la porosité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-2 / puits IRLW-2).

**5.2. Puits IRLW-3** : concernant les unités réservoirs IV-4 et IV-3.

➤ **Réservoir IV-4** :

La porosité totale, de cette sous unité, montre encore des valeurs faibles, elle varie de 1,9% et 5,5% avec une moyenne de 3,17%. La valeur 5,5% est enregistrée à la profondeur de 2389,25m (Figure 34).

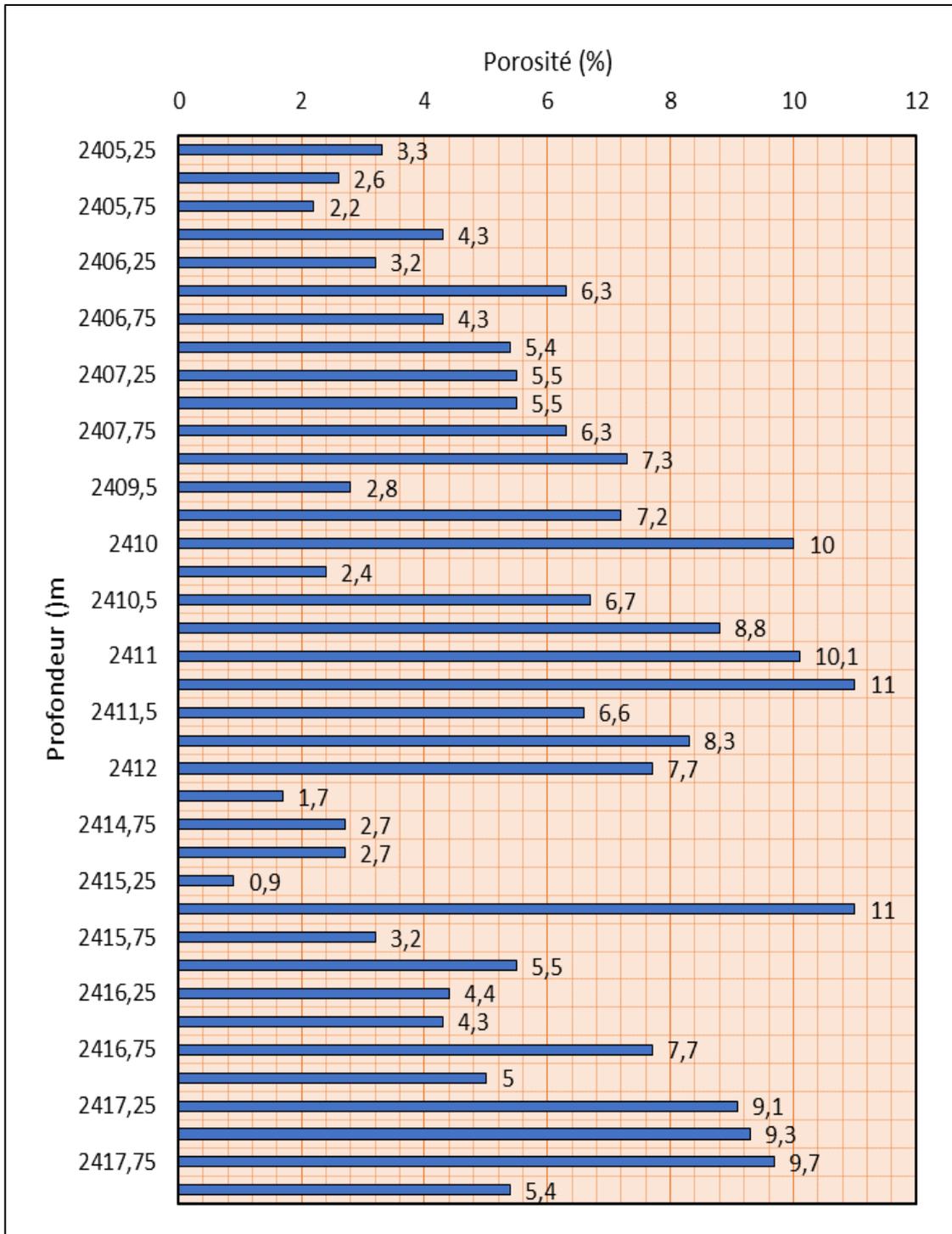


**Figure 34** : Évolution de la porosité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-4 / puits IRLW-3).

➤ **Réservoir IV-3 :**

La porosité est généralement faible à moyenne dans ce réservoir. Elle varie verticalement entre 0,9% et 11% avec une moyenne de 5,8%.

La valeur maximum (11%) est enregistrée à la profondeur de 2411m et à 2415,5m. Par contre la valeur 0,9% est marquée à la profondeur de 2415,25m (Figure 35).



**Figure 35 :** Évolution de la porosité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-3 / puits IRLW-3).

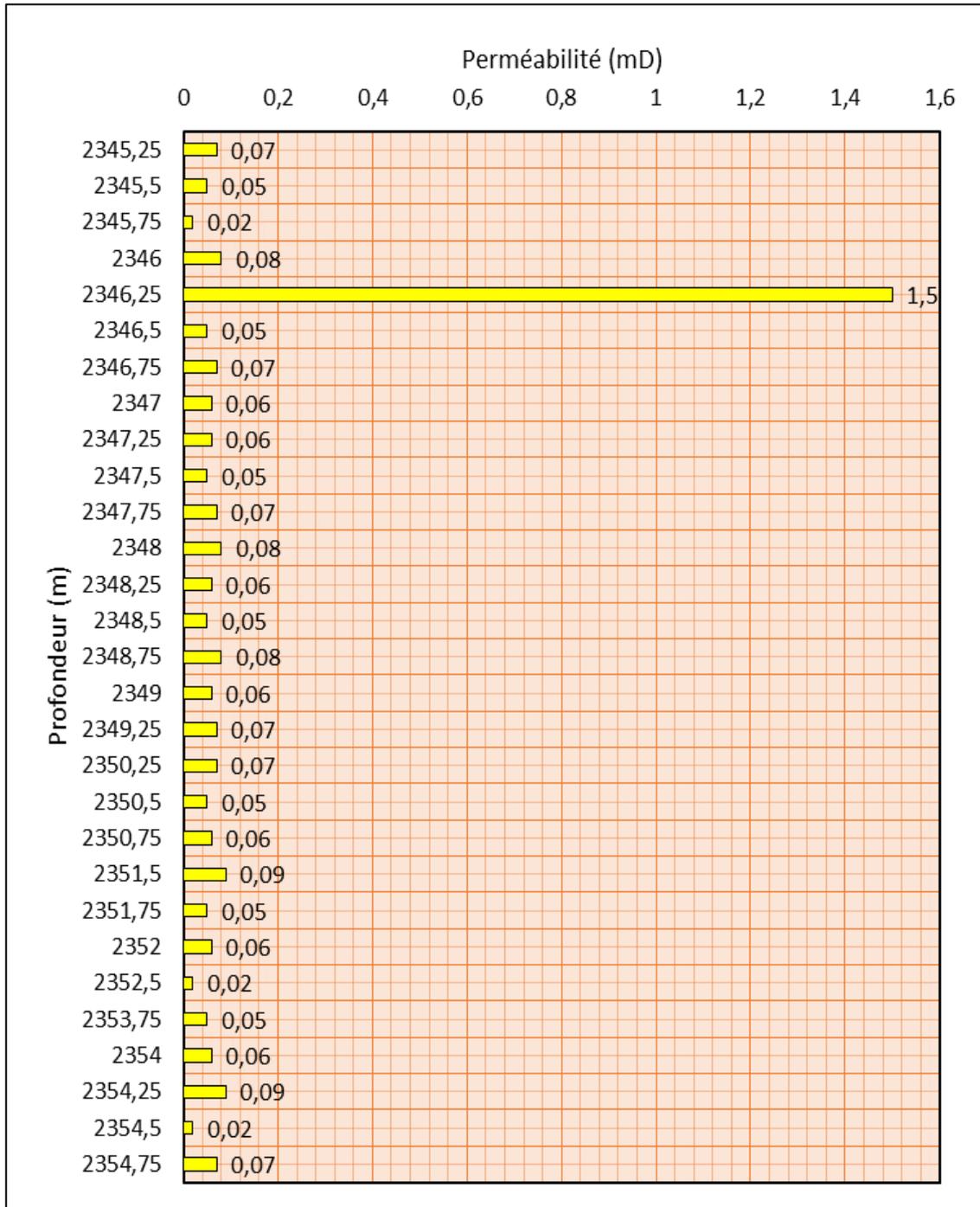
**6. Evolution verticale de la perméabilité des réservoirs de l'Unité IV :**

**6.1. Puits IRLW-2 :** nous traitons les unités réservoirs : IV-4, IV-3 et IV-2.

➤ **Réservoir IV-4 :**

La perméabilité montre des très faibles valeurs et varie dans l'intervalle [0-0,1]mD avec une moyenne de 0,06mD.

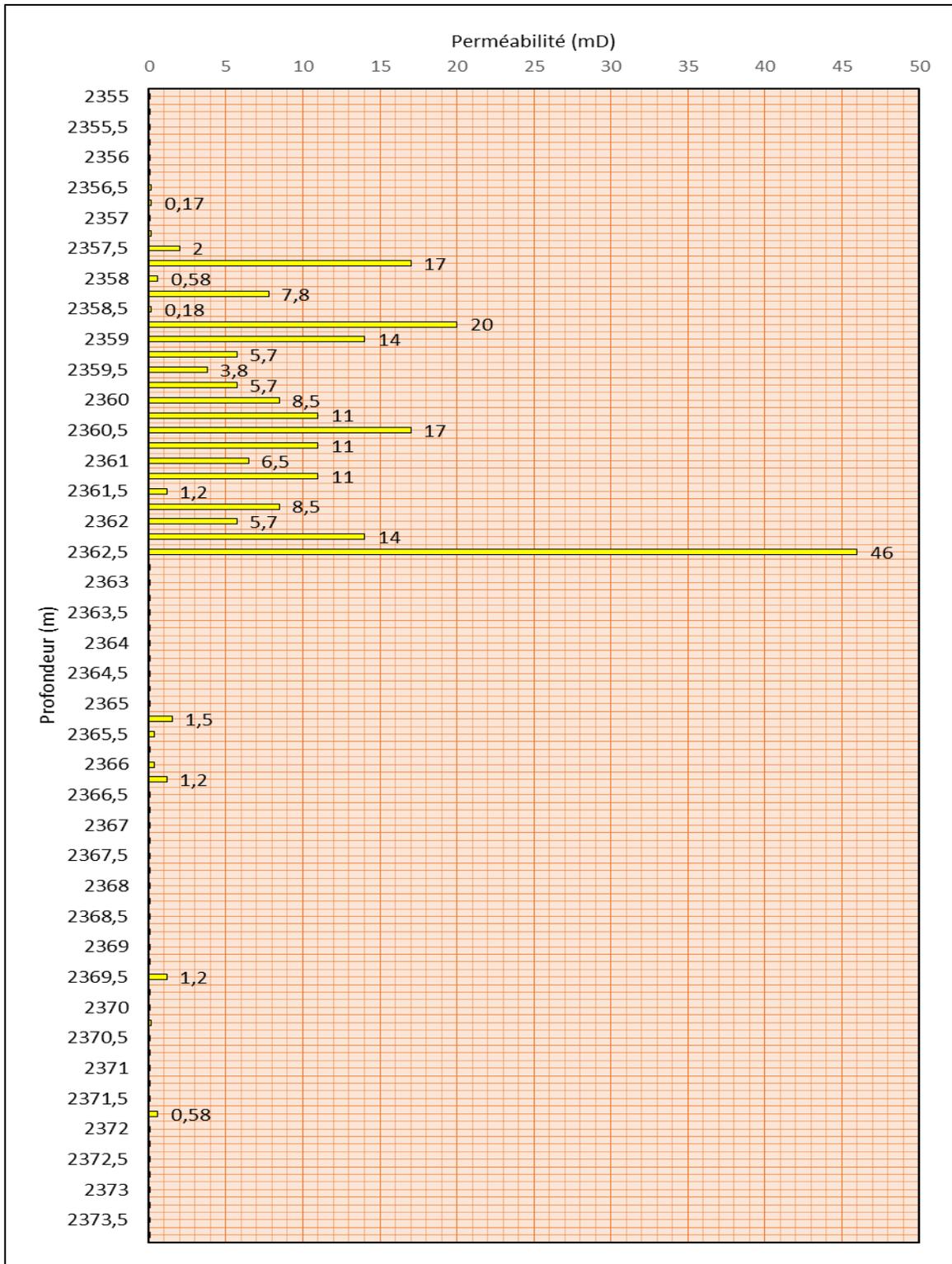
La valeur la plus élevée (1.5mD) est enregistrée à la profondeur de 2346,25m (Figure 36).



**Figure 36 :** Évolution de la perméabilité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-4 / puits IRLW-2).

➤ **Réservoir IV-3 :**

La perméabilité montre des faibles à bonnes valeurs ; elles varient entre 3 et 20mD dans l'intervalle de 2357,5m à 2362,5m de profondeur ; avec une valeur moyenne de 0,27mD. La valeur maximum est enregistrée à la profondeur 2362,5m. La perméabilité est presque nulle dans plusieurs points de profondeur (Figure 37).

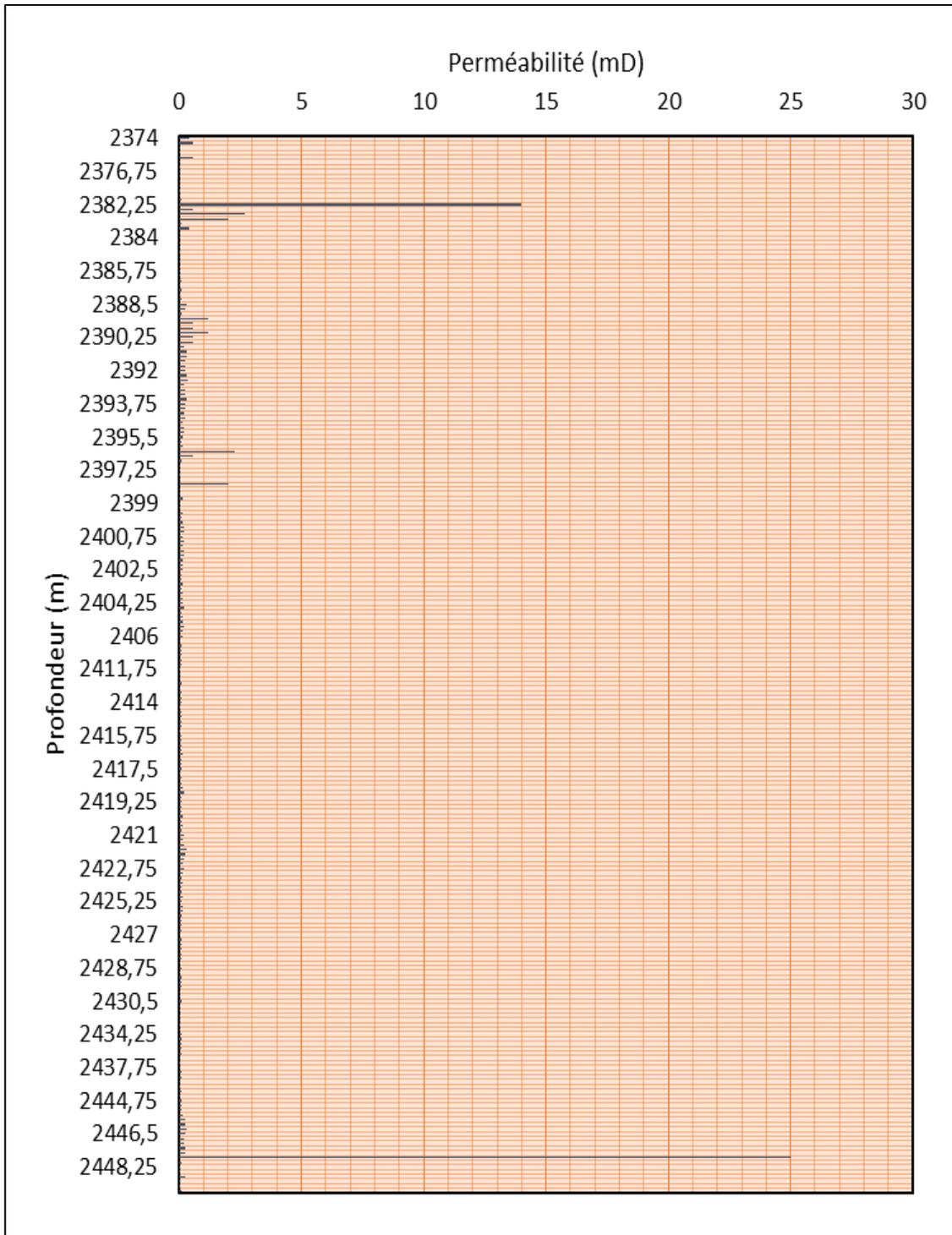


**Figure 37 :** Évolution de la perméabilité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-3 / puits IRLW-2).

➤ **Réservoir IV-2 :**

L'évolution verticale de la perméabilité (Figure 38) montre que la majorité des valeurs sont presque nulles avec une moyenne de 0,13mD.

La valeur élevée est de 25mD a été enregistrée à la profondeur de 2447m, avec une autre moyenne valeur de 14mD à la profondeur de 2382m.



**Figure 38 :** Évolution de la perméabilité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-2 / puits IRLW-2)

**6.2. Puits IRLW-3 :** Il s'agit des unités réservoirs IV-4 et IV-3.

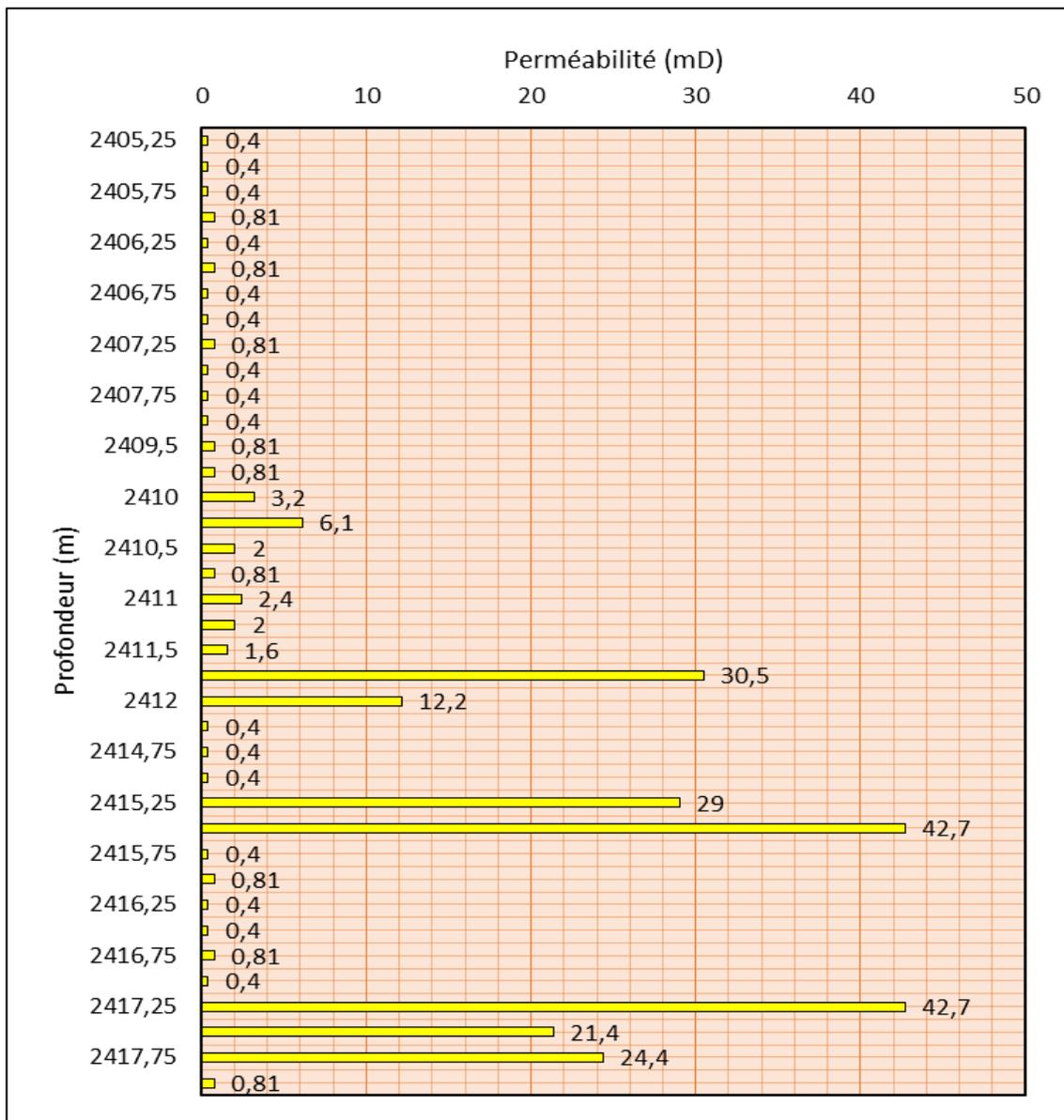
➤ **Réservoir IV-4 :** la perméabilité est constante et égale à 0.4mD sur tout ce réservoir.

➤ **Réservoir IV-3 :**

L'évolution verticale de la perméabilité montre qu'il y a de très faibles valeurs au sommet du réservoir, et de bonnes valeurs distribuées sur 03 intervalles, ainsi : (Figure 39)

- Intervalle supérieur : [2410-2412[m, où elle varie de 2mD au 30,5mD.
- Intervalle intermédiaire : [2415,5-2415,75[m, avec de valeurs entre 29mD et 42,7mD.
- Intervalle inférieur : [2417,25-2417,75[m, dans lequel elle varie de 21,4mD et 42,7mD.

La valeur moyenne de la perméabilité est égale à 1,38mD. Le maximum est enregistré sur les profondeurs 2415,75m et 2417,25m et égale à 42,7mD.



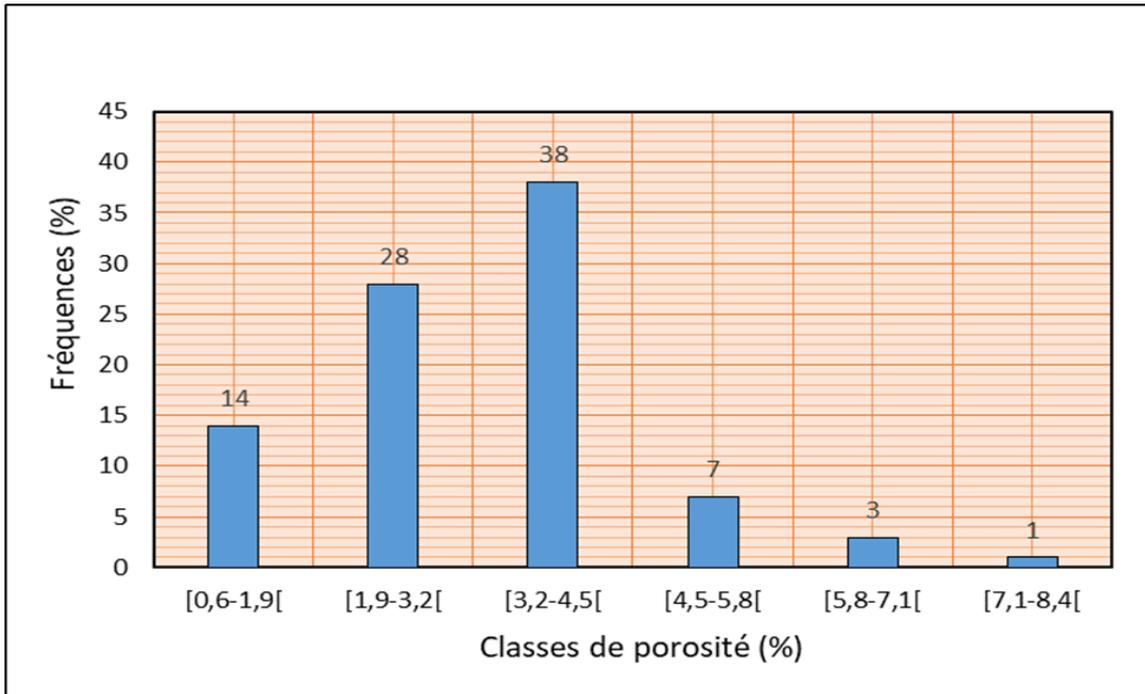
**Figure 39 :** Évolution de la perméabilité en fonction de la profondeur (Réservoir IV-3 / puits IRLW-3)

## 7. Analyse de distribution de la porosité dans les réservoirs à travers les puits :

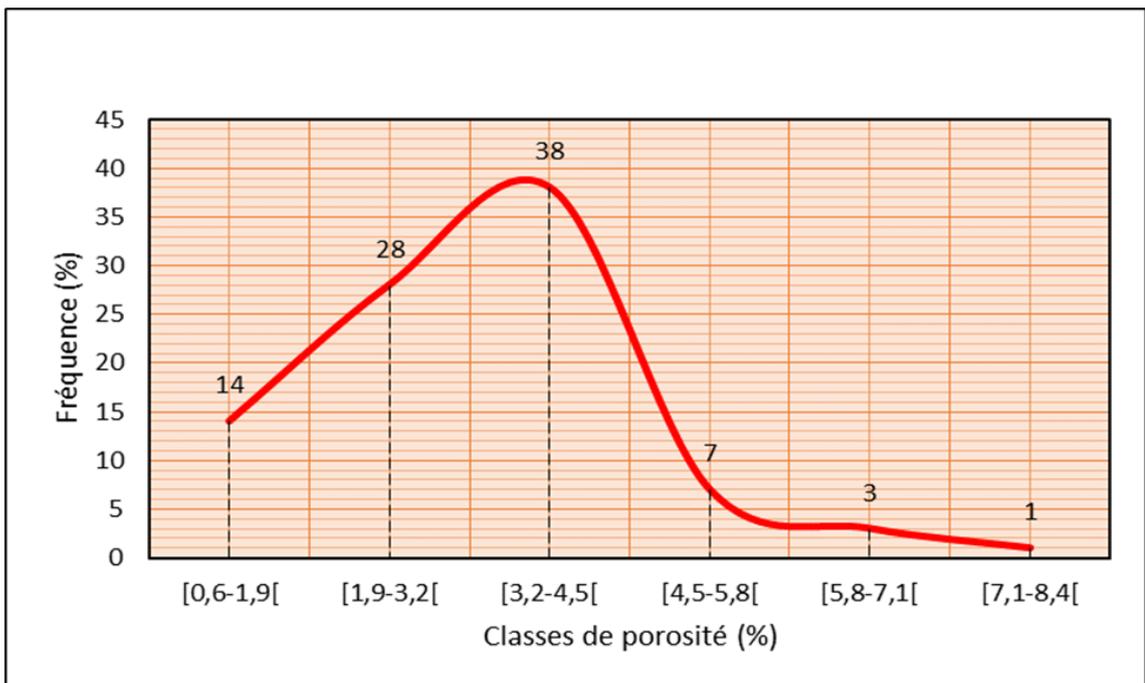
### 7.1. Puits IRLW-2 :

#### ➤ Réservoir IV-4 :

L'histogramme de la porosité, représenté sur la figure 40, montre que la porosité varie de 0.6% à 8.1% avec une moyenne arithmétique de 3.6% ; dont la distribution des valeurs est uni-modale. En effet 38% des mesures sont comprises entre 3.2 et 4.5%. Sur la courbe de distribution des valeurs, l'asymétrie est dirigée vers la gauche, donc les valeurs faibles sont prévalent.



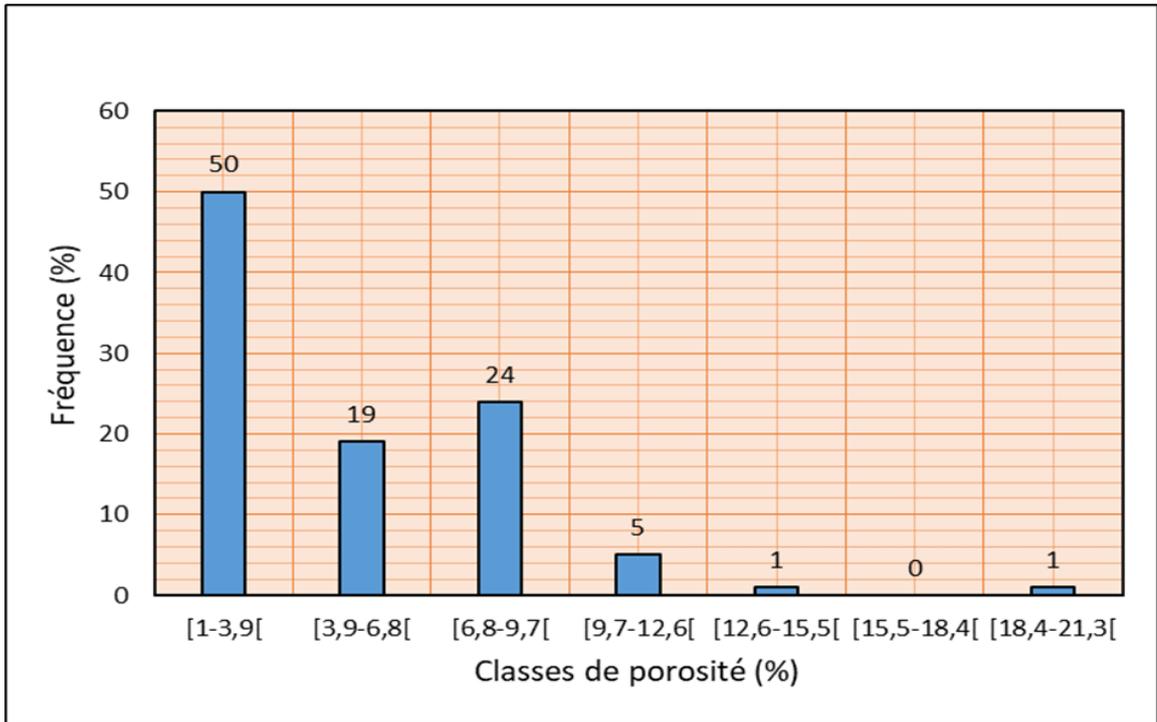
**Figure 40 :** Histogramme de la porosité dans le réservoir IV-4 (Puits IRLW-2).



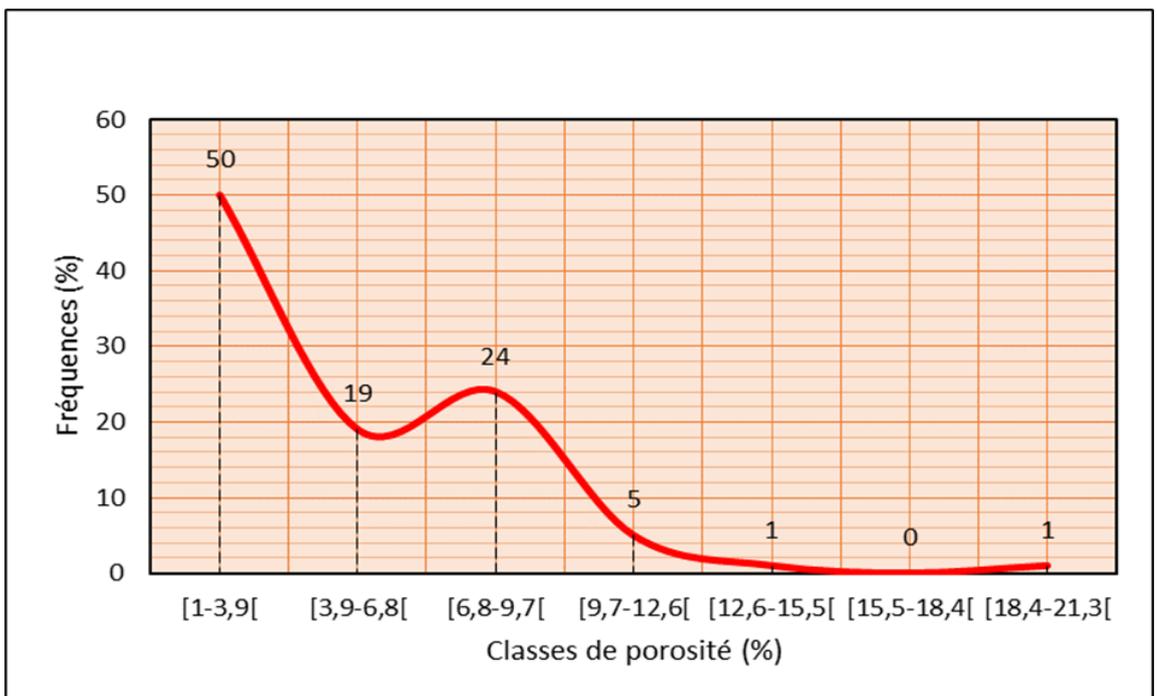
**Figure 41 :** Courbe de distribution de la porosité du réservoir IV-4 (Puits IRLW-2).

➤ **Réservoir IV-3 :**

Sur l’histogramme de porosité (Figure 42), on distingue que ses valeurs varient de 1% à 21.3% avec une moyenne arithmétique de 5.2%. Alors que sa distribution est bimodale. Ces valeurs sont regroupées dans plusieurs classes avec prédominance de la classe [1-3.9 [% avec une fréquence de 50%. Suivie par la classe modale [6.8-9.7 [% où la fréquence atteint 24%. Sur la courbe de distribution des valeurs, l’asymétrie est à gauche, de ce fait, les faibles valeurs prédominantes (Figure 43).



**Figure 42 :** Histogramme de la porosité dans le réservoir IV-3 (Puits IRLW-2).

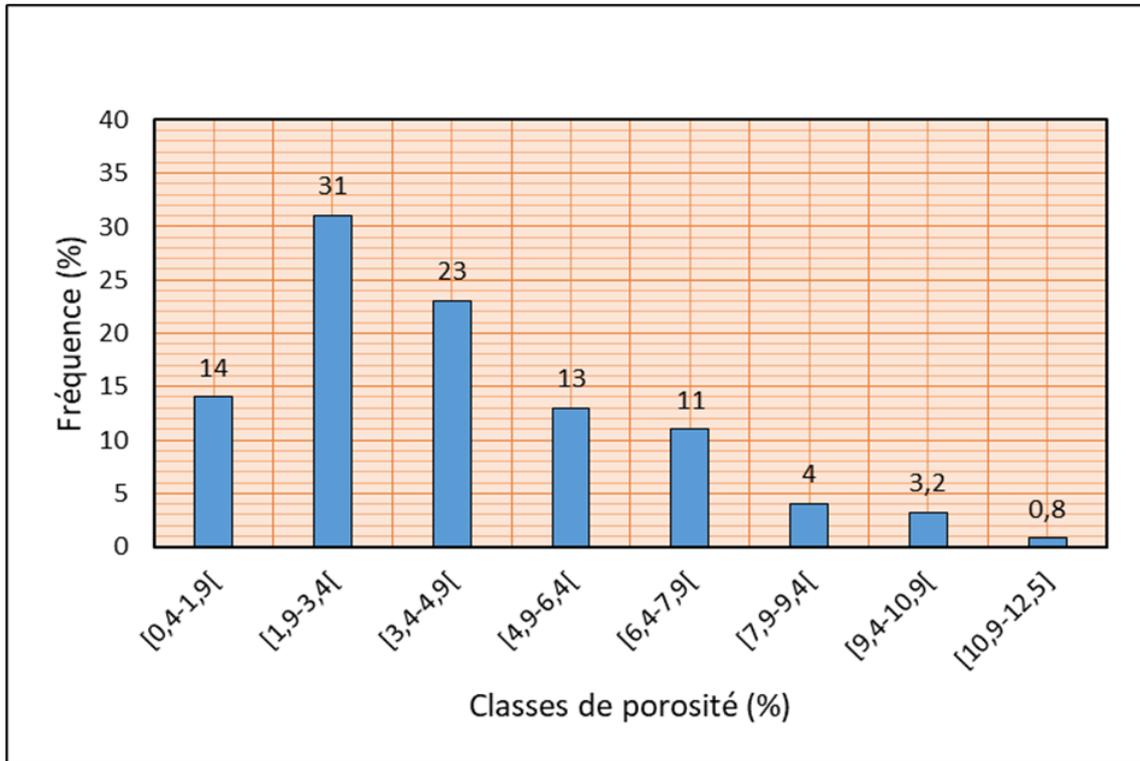


**Figure 43 :** Courbe de distribution de la porosité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-2).

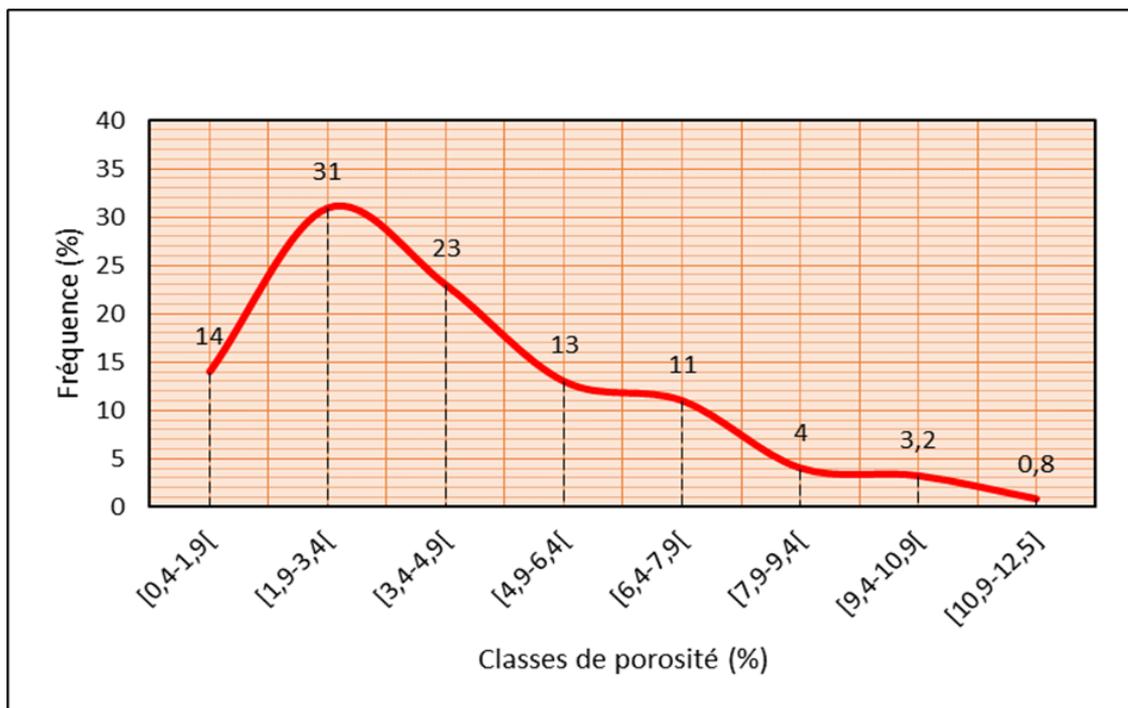
➤ **Réservoir IV-2 :**

D'après l'histogramme de la porosité (Figure 44), les mesures de la porosité varient de 0.4% à 12.5% avec une moyenne arithmétique de 4.2%. La distribution est encore uni-modale où 31% des mesures sont comprises dans l'intervalle de 1.9 au 3.4%.

L'asymétrie de la courbe de la figure 45 est déversée à gauche, par conséquent, les valeurs faibles sont répandues.



**Figure 44 :** Histogramme de la porosité dans le réservoir IV-2 (Puits IRLW-2).



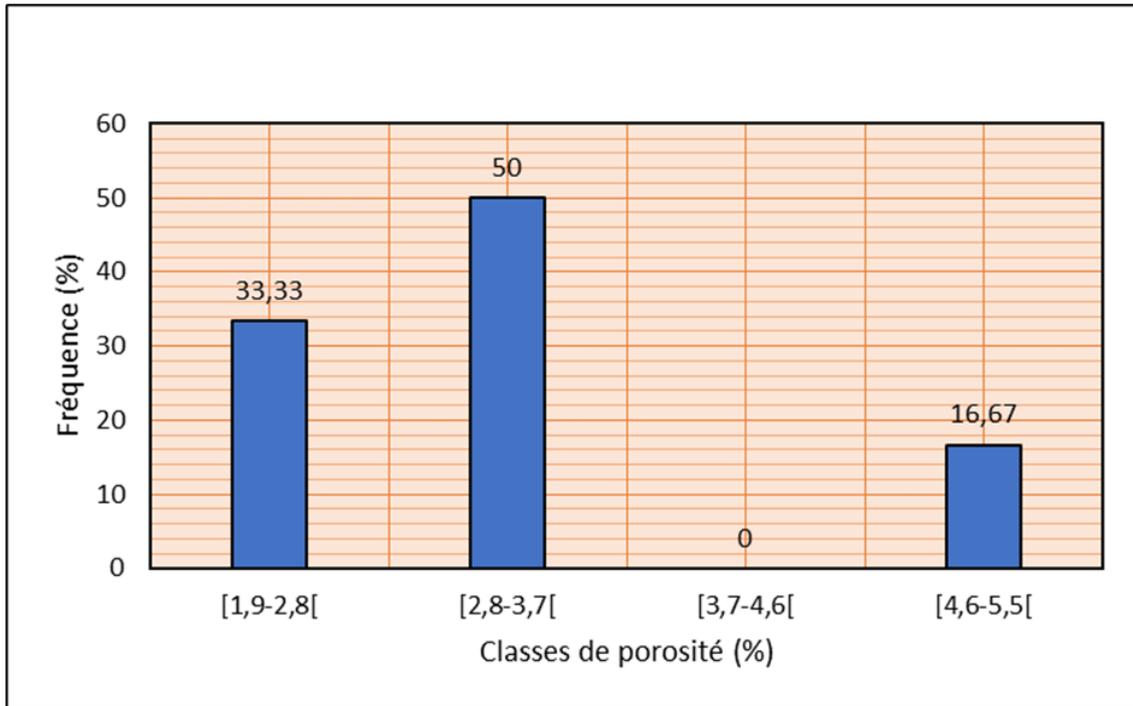
**Figure 45 :** Courbe de distribution de la porosité du réservoir IV-2 (Puits IRLW-2).

## 7.2. Puits IRLW-3 :

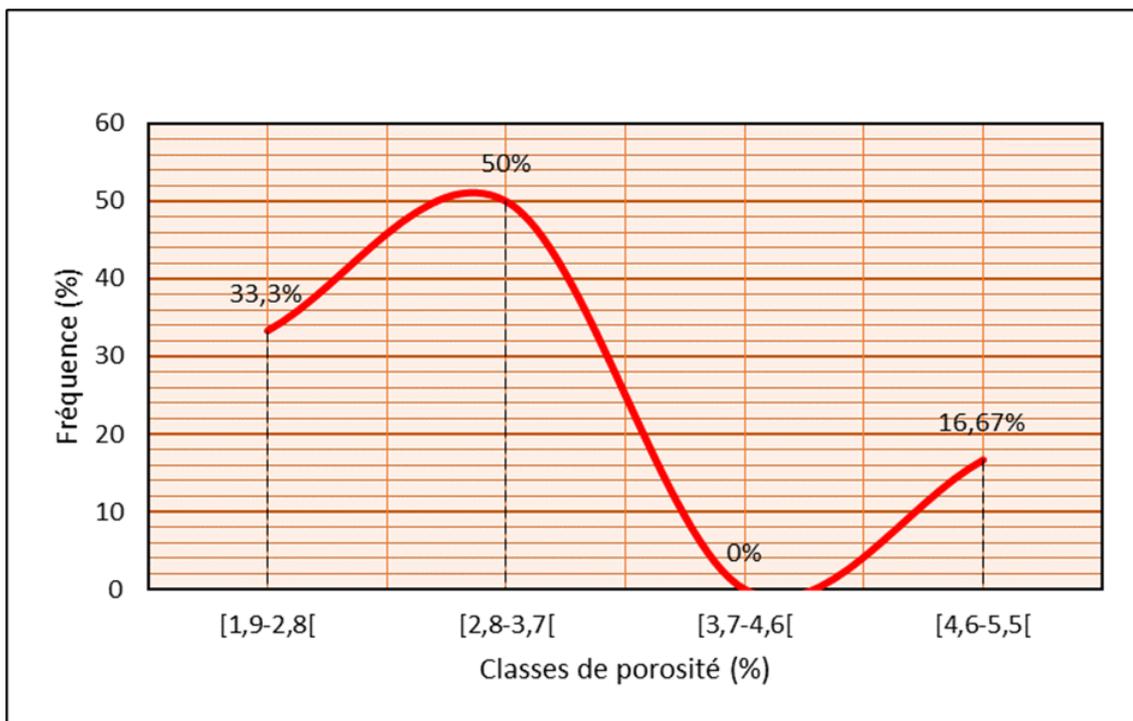
### ➤ Réservoir IV-4 :

D'après la figure 46, la porosité varie entre 1.9% et 5.4% avec une moyenne arithmétique de 3.17%. Sachant que la distribution est encore uni-modale avec des valeurs maximales représentées dans la classe [2.8- 3.7 [%], d'où la fréquence atteint 50%.

L'asymétrie à gauche, indique toujours que les faibles valeurs sont les plus prédominantes (Figure 47).



**Figure 46 :** Histogramme de la porosité dans le réservoir IV-4 (Puits IRLW-3).

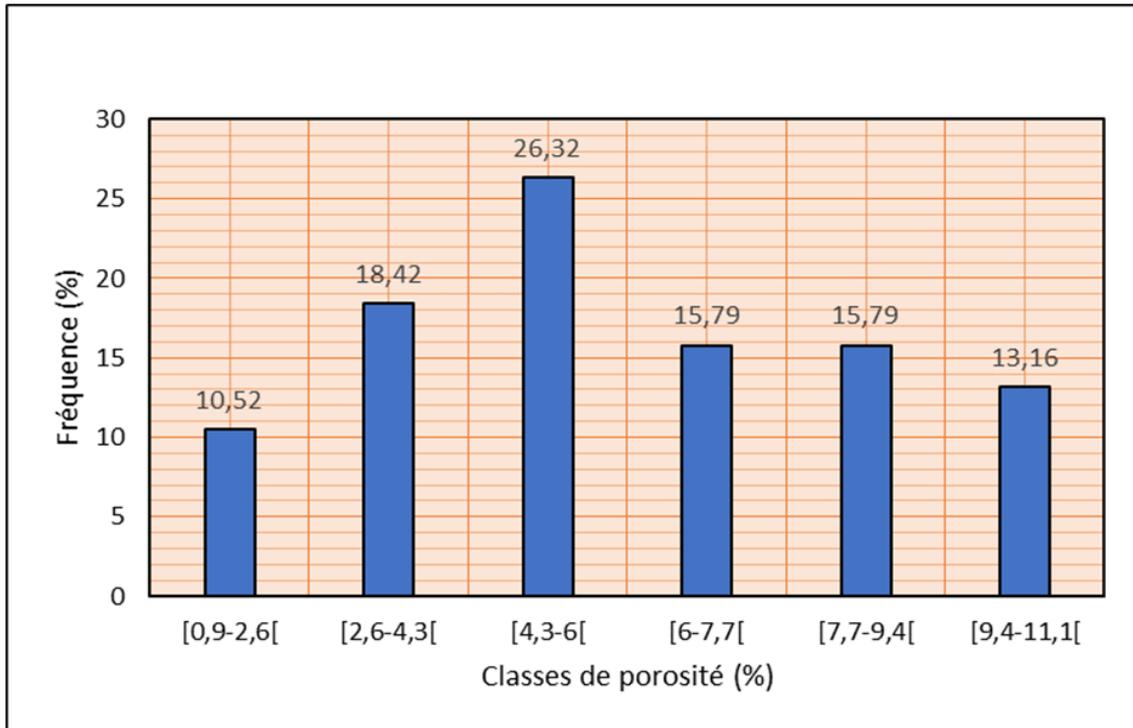


**Figure 47 :** Courbe de distribution de la porosité du réservoir IV-4 (Puits IRLW-3).

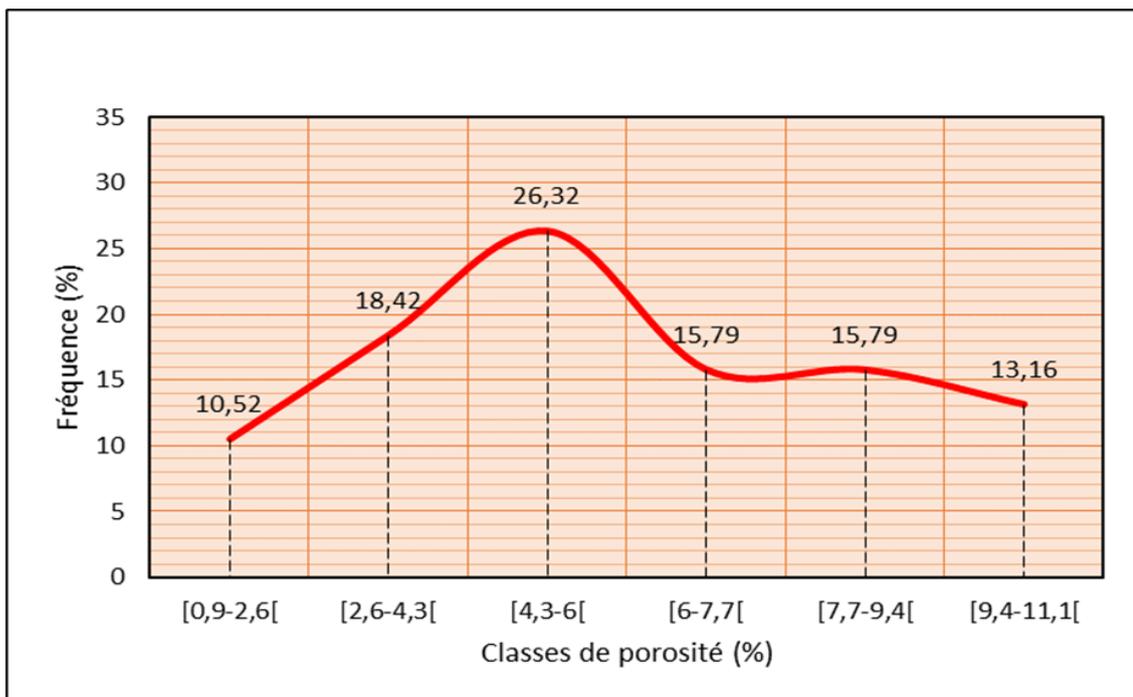
➤ **Réservoir IV-3 :**

Selon l’histogramme de la porosité (Figure 48), on distingue que la porosité est variée entre 0.9% et 11% ; la moyenne arithmétique est de 5.8%. On remarque aussi que la distribution est encore uni-modale, alors que 26.32% des mesures sont évaluées entre 4.3 et 6%.

En effet, la courbe de distribution des valeurs est asymétrique, où l’asymétrie est à gauche, donc la tendance de prédominance est pour les faibles valeurs. (Figure 49)



**Figure 48 :** Histogramme de la porosité dans le réservoir IV-3 (Puits IRLW-3).



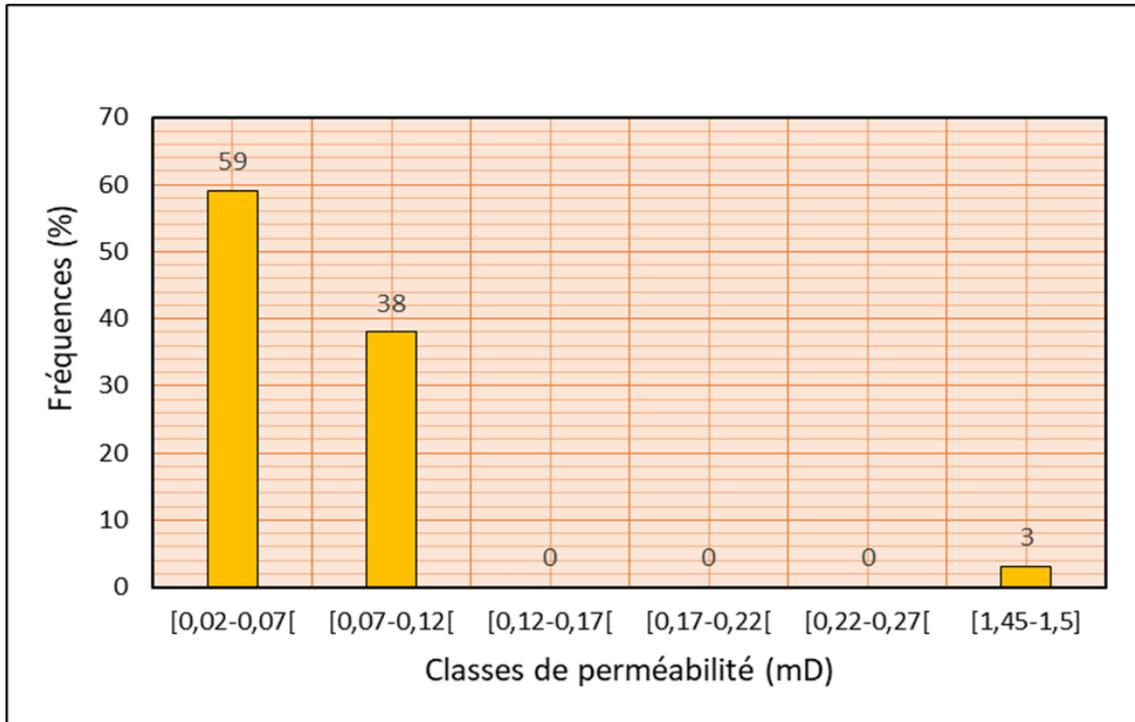
**Figure 49 :** Courbe de distribution de la porosité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-3).

## 8. Analyse de distribution de la perméabilité dans les réservoirs à travers les puits :

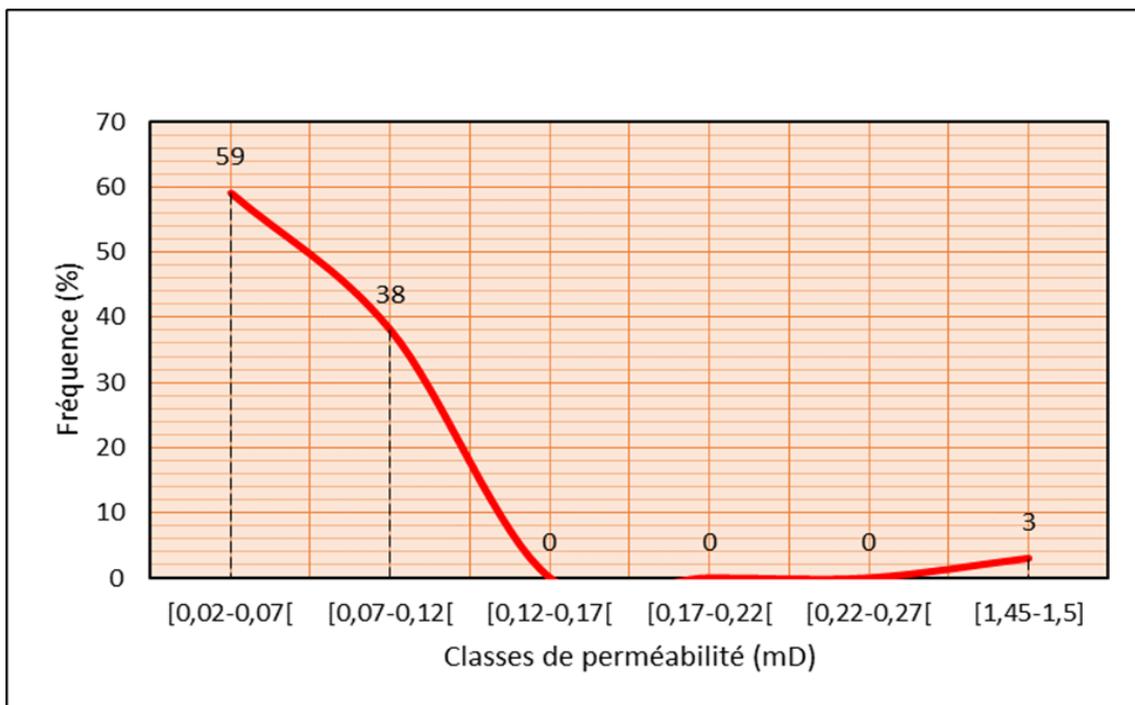
### 8.1. Puits IRLW-2 :

#### ➤ Réservoir IV-4 :

L'histogramme des classes de perméabilité (Figure 50) présente une distribution unimodale, le mode prédominant appartient à la classe [0,02-0,07] [mD, avec une fréquence de 59%. La courbe de fréquence montre une asymétrie à gauche, en conséquence, les faibles valeurs sont les plus répondues.



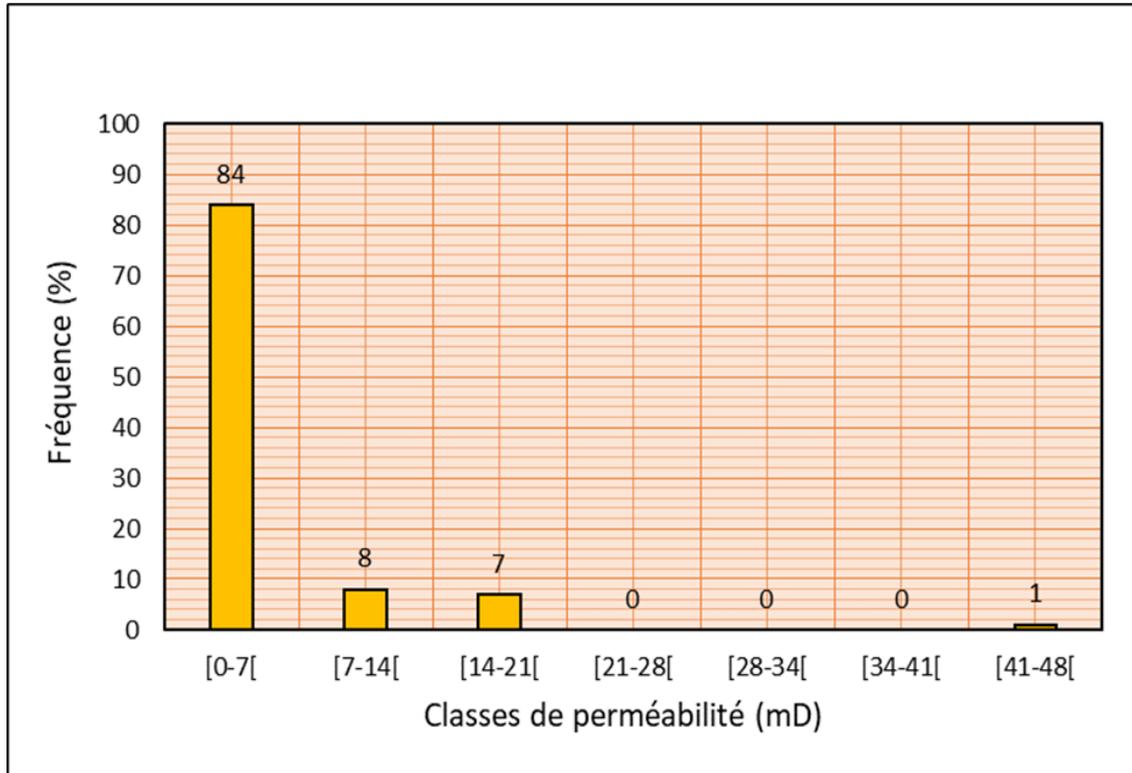
**Figure 50 :** Histogramme de la perméabilité dans le réservoir IV-4 (Puits IRLW-2).



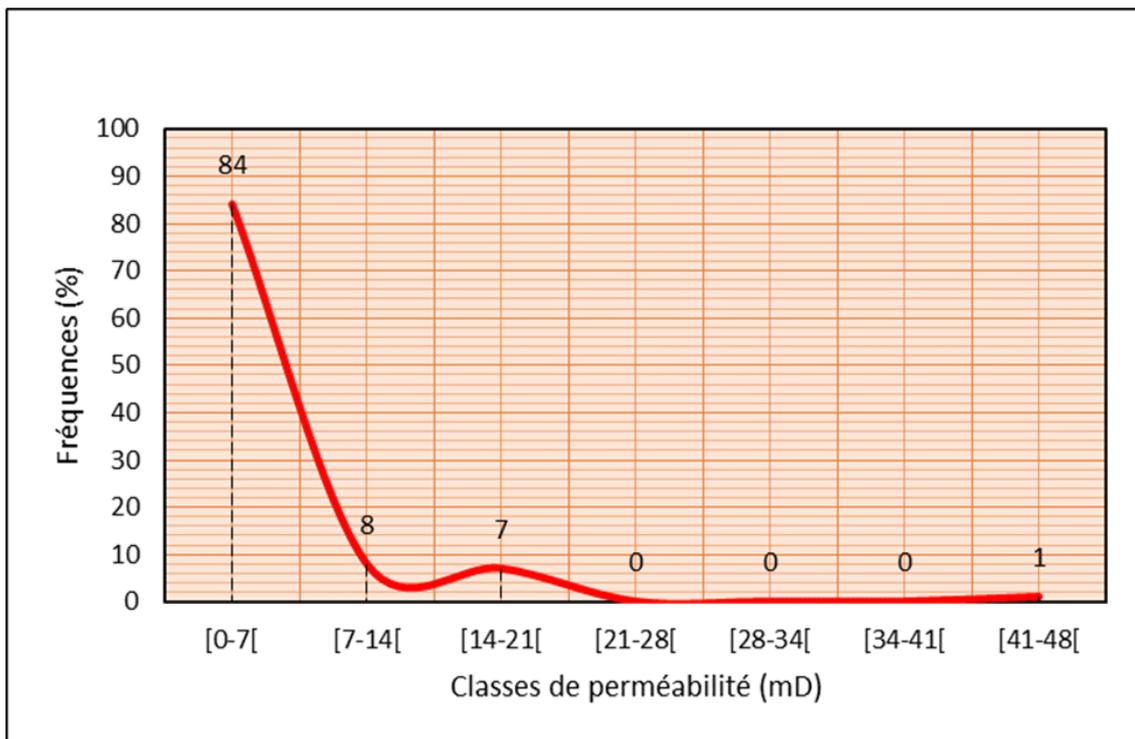
**Figure 51 :** Courbe de distribution de la perméabilité du réservoir IV-4 (Puits IRLW-2).

➤ **Réservoir IV-3 :**

Sur l’histogramme de distribution de valeurs de la perméabilité du figure 52, on distingue répartition unimodale ; connaissant que le mode prédominant appartient à la classe [0-7[mD, avec une fréquence de 84%. L’asymétrie de la courbe de distribution est à gauche, dont les faibles valeurs sont toujours prédominantes.



**Figure 52 :** Histogramme de la perméabilité dans le réservoir IV-3 (Puits IRLW-2).

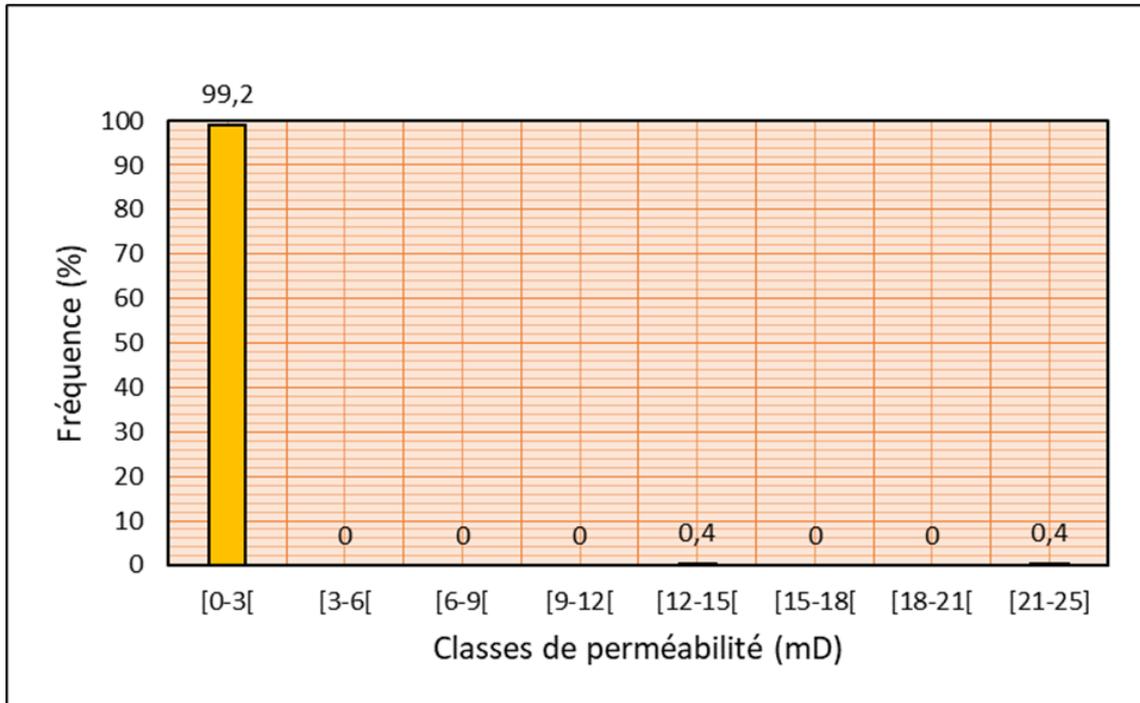


**Figure 53 :** Courbe de distribution de la perméabilité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-2).

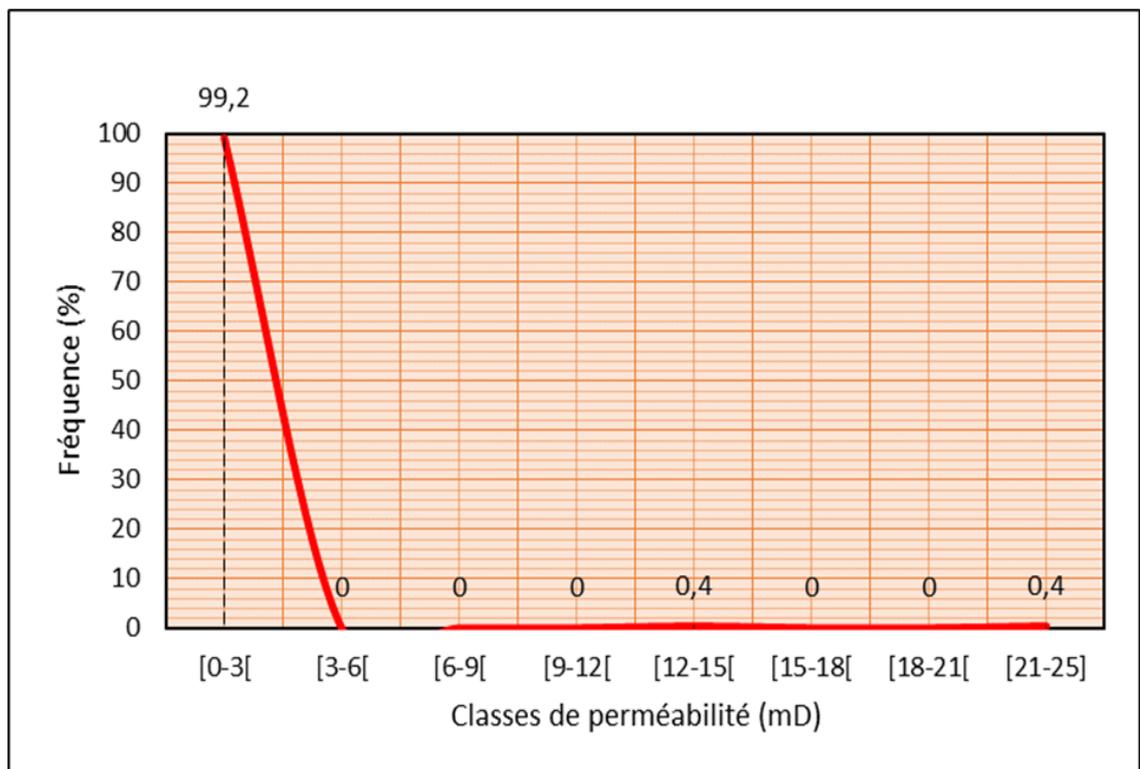
➤ **Réservoir IV-2 :**

Les classes de la perméabilité sur l’histogramme (Figure 54), indiquent une distribution unimodale avec un mode prédominant appartient à la classe [0-3[mD d’une fréquence de 99.2%.

On note une asymétrie de la courbe de distribution à gauche, preuve d’une prédominance des valeurs inférieures (Figure 55).



**Figure 54 :** Histogramme de la perméabilité dans le réservoir IV-2 (Puits IRLW-2).



**Figure 55 :** Courbe de distribution de la perméabilité du réservoir IV-2 (Puits IRLW-2).

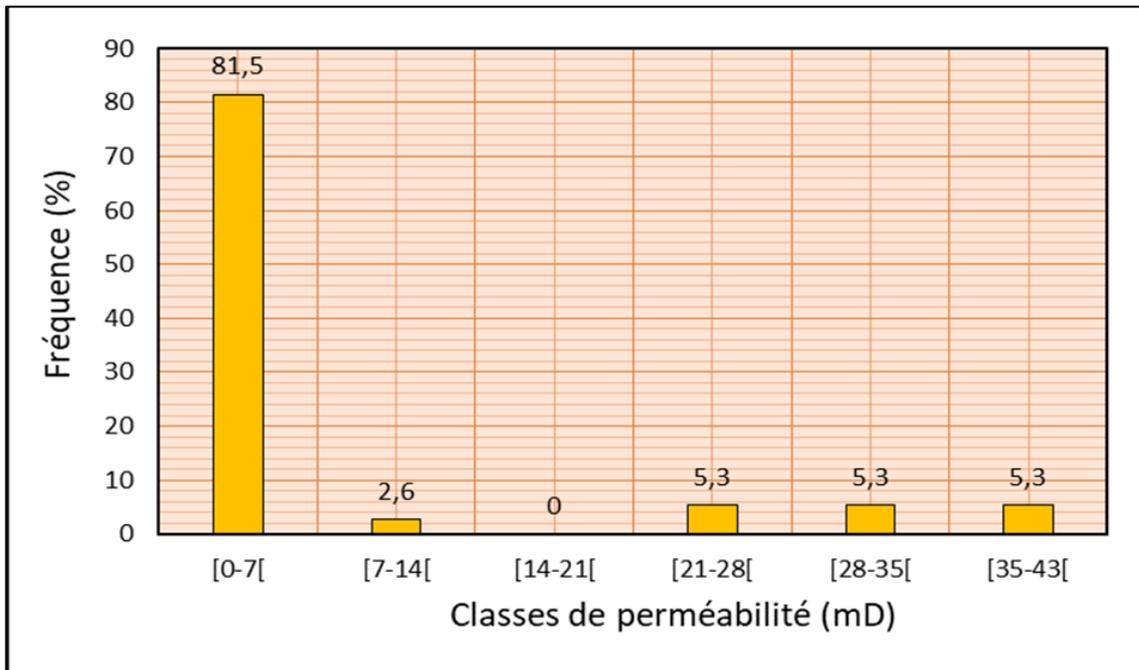
## 8.2. Puits IRLW-3 :

### ➤ Réservoir IV-4 :

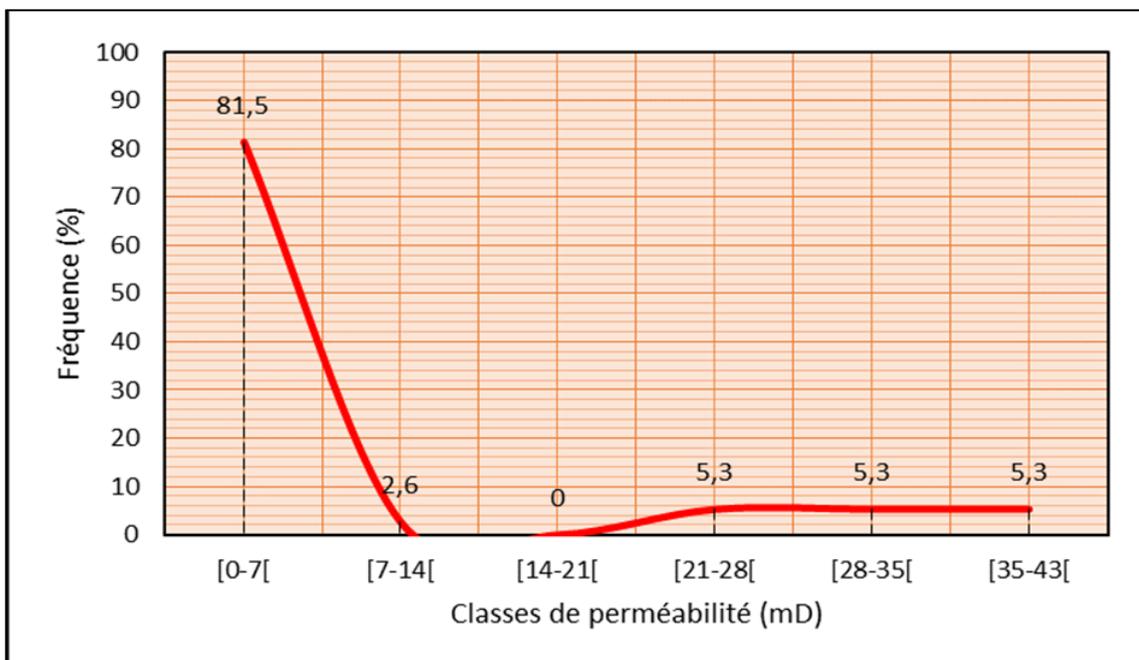
Les valeurs de la perméabilité sont constantes et faibles en même temps sur tout le réservoir IV-4, on estime une valeur de 0.4mD.

### ➤ Réservoir IV-3 :

Comme le cas précédent, l'histogramme (Figure 56) présente une distribution unimodale. Le mode prédominant appartient à la classe [0-7[mD, avec une fréquence de 81.5%. La courbe de distribution de la perméabilité (Figure 57) présente les mêmes tendances de courbe précédent.



**Figure 56 :** Histogramme de la perméabilité dans le réservoir IV-3 (Puits IRLW-3).



**Figure 57 :** Courbe de distribution de la perméabilité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-3).

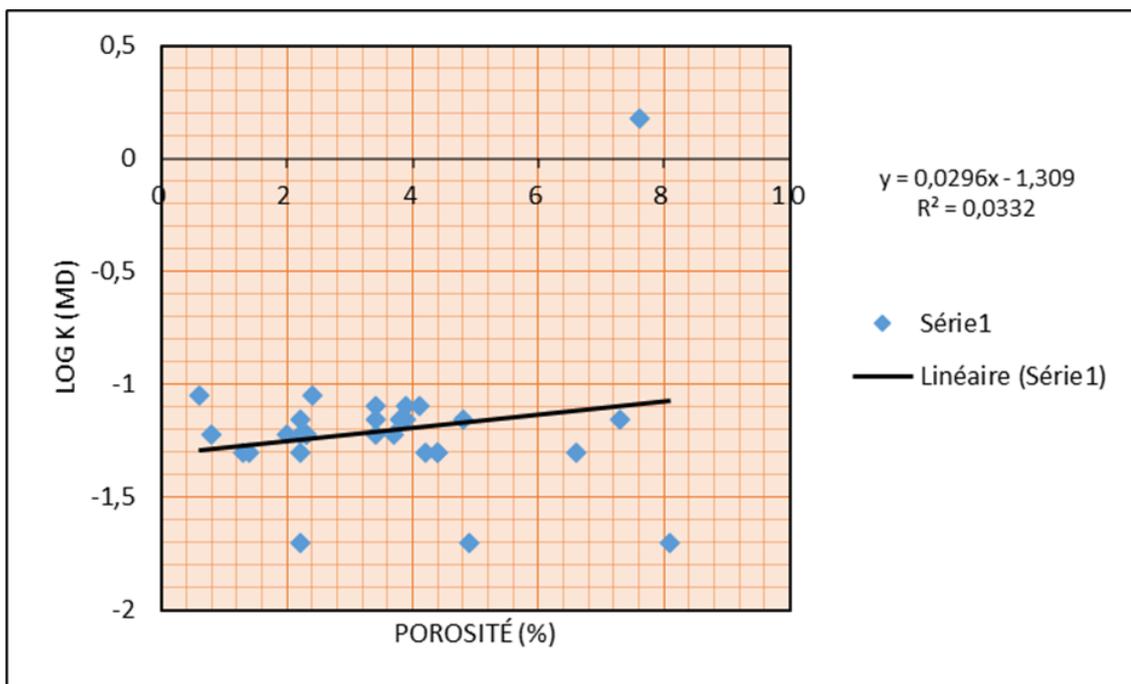
## 9. Analyse des courbes de corrélation (Porosité/Perméabilité) :

### 9.1. Puits IRLW-2 :

#### ➤ Réservoir IV-4 :

Sur la courbe de la figure 58 de variations de perméabilités en fonction de la porosité, on distingue une faible relation logarithmique entre ces deux paramètres. Pour cela, le coefficient de corrélation est mauvais  $R^2 = 0.0332$ .

- La majorité des valeurs de porosité sont comprises entre 1% et 5%.
- La majorité des valeurs de perméabilité sont inférieurs à -1mD (en valeur logarithmique).
- Dans la zone de coïncidence de ces deux paramètres, les phénomènes de compaction et de cimentation se sont bien développés et le réservoir est devenu compacte et bien cimenté.



**Figure 58 :** Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir IV-4 (Puits IRLW-2).

#### ➤ Réservoir IV-3 :

Le graphe de corrélation  $\log(k) = f(\phi)$  de la figure 59, montre une relation logarithmique faible avec un coefficient de corrélation  $R^2 = 0,19$ . Notons aussi que :

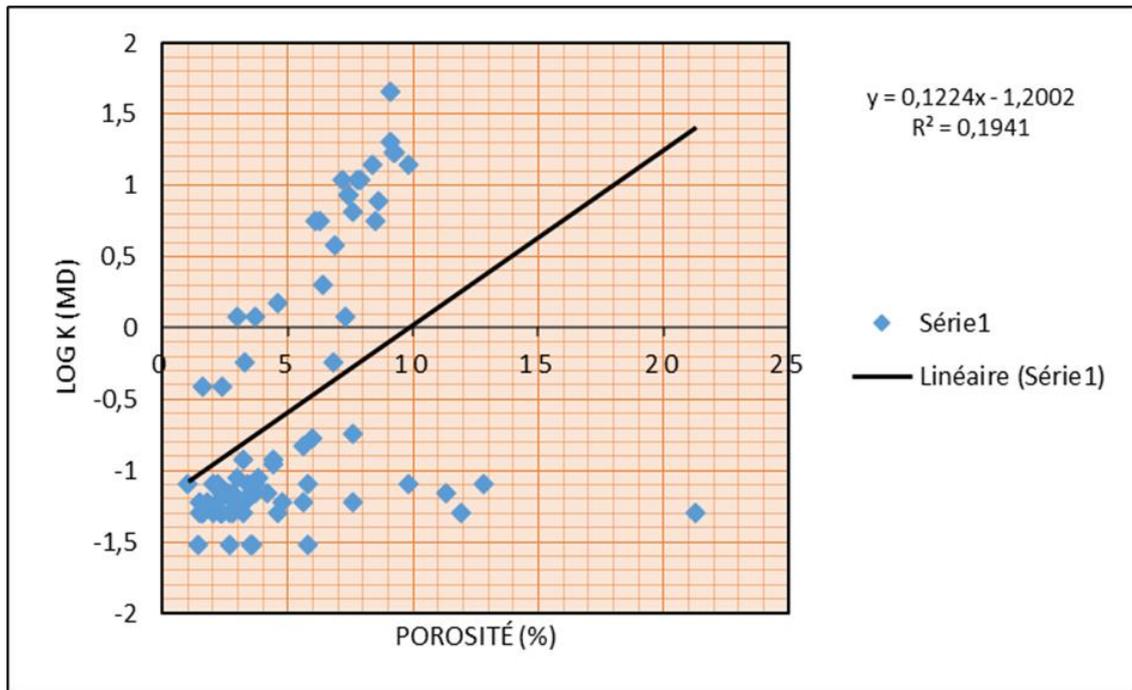
- La majorité des valeurs de porosité sont inférieurs à 10%.
- Les valeurs fortes de la perméabilité reflètent probablement l'effet de la fracturation.

#### ➤ Réservoir IV-2 :

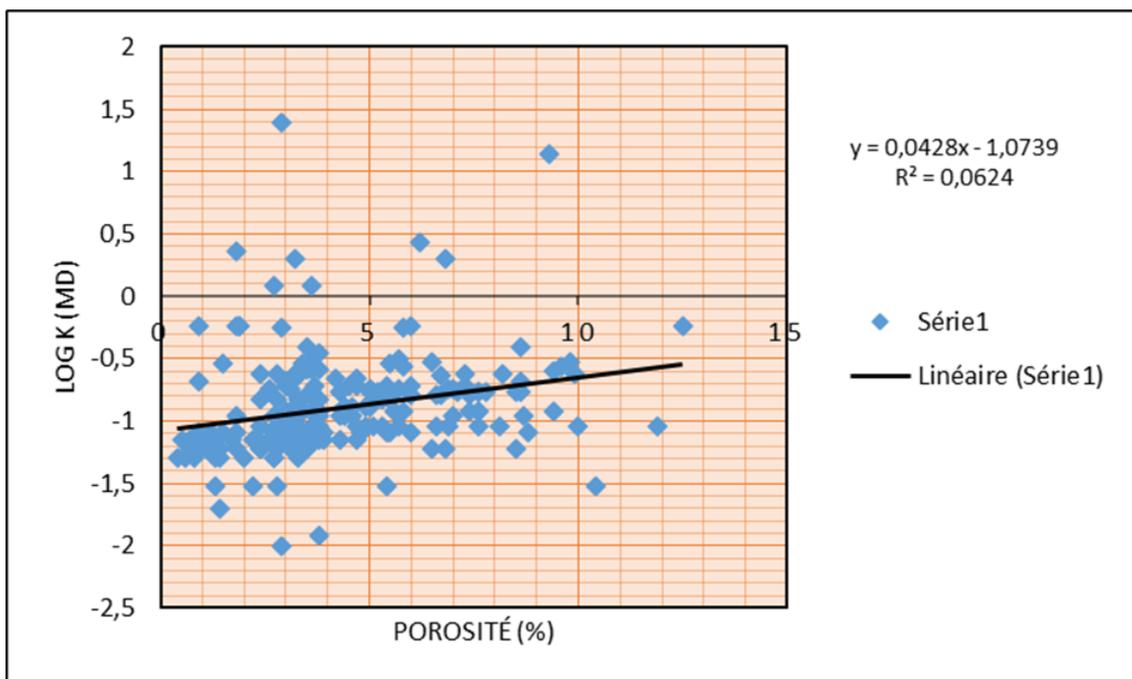
Le graphe de corrélation  $\log(k) = f(\phi)$  exprime, cette fois, une mauvaise relation logarithmique et coefficient de corrélation ( $R^2$ ) est de 0,06. (Figure 60)

La plupart des valeurs de porosité sont inférieurs à 10%. Les valeurs de perméabilité sont faibles.

En effet et dans la zone de correspondance de ces deux facteurs (porosité <10% et faible perméabilité) le réservoir est bien cimenté et compact.



**Figure 59 :** Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-2).



**Figure 60 :** Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir IV-2 (Puits IRLW-2).

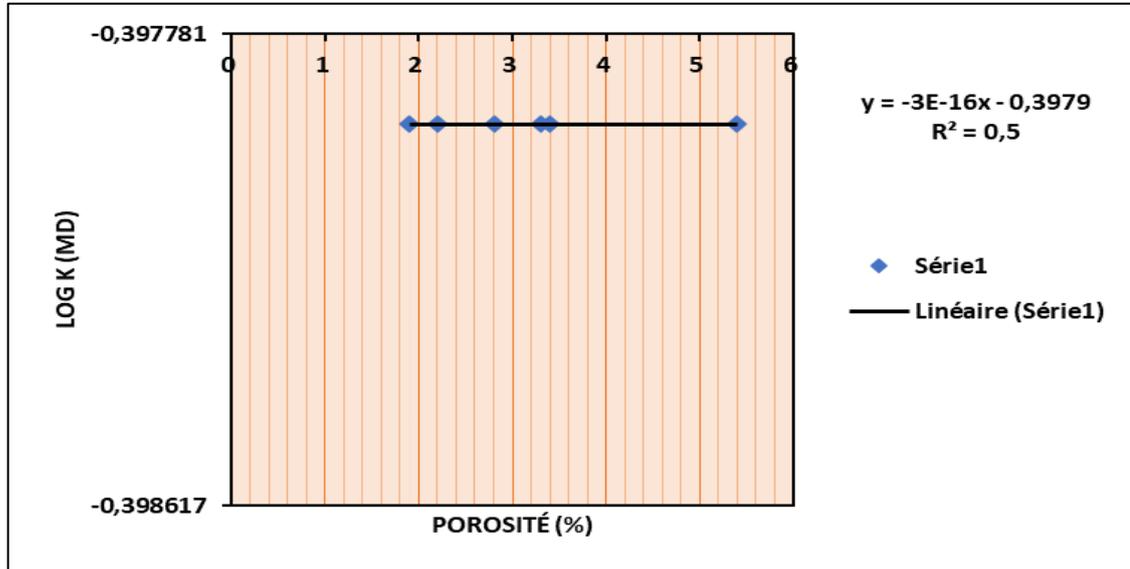
## 9.2. Puits IRLW-3 :

### ➤ Réservoir IV-4 :

La figure 61 montre la courbe de la variation des perméabilités en fonction de la porosité; dans ce cas, on remarque d'une bonne relation logarithmique où le coefficient de corrélation est ( $R^2 = 0,5$ ). Il s'agit des valeurs de porosité comprises surtout entre 1.9%

et 5.4%, par contre la perméabilité est constante et faible sur tout le réservoir et égale à -0.3mD (en valeur logarithmique).

Ainsi, la compaction et de la cimentation ont toujours une grande influence sur ces deux paramètres.



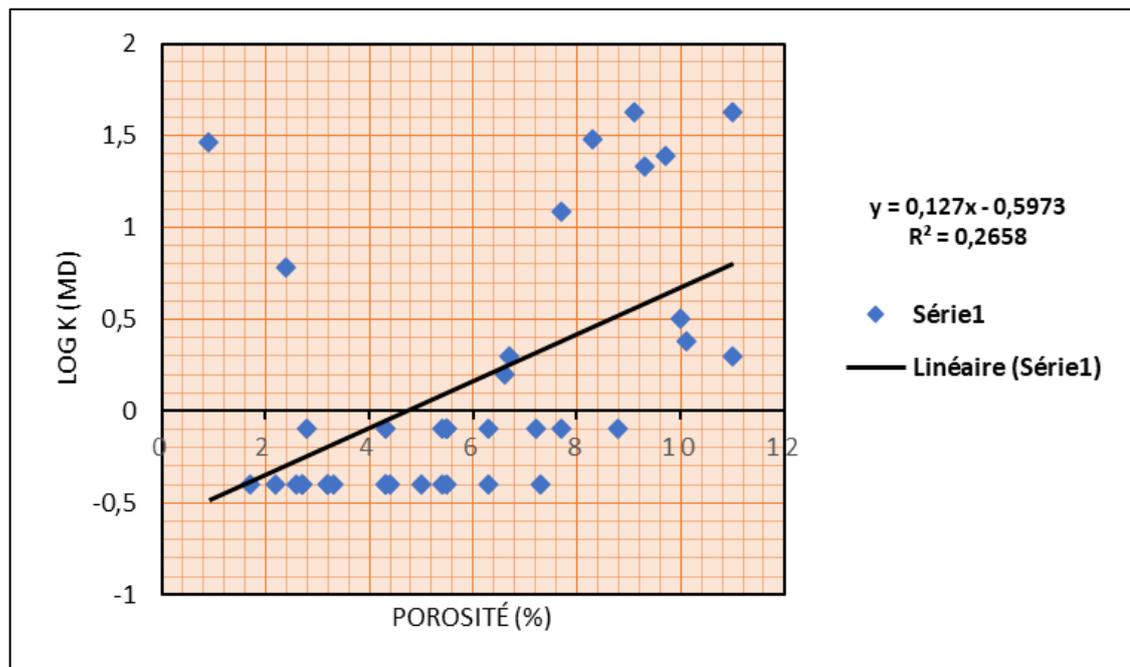
**Figure 61 :** Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir IV-4 (Puits IRLW-3).

➤ **Réservoir IV-3 :**

Le graphe de corrélation  $\log(k) = f(\phi)$  désigne une faible corrélation entre ces deux paramètres avec coefficient de corrélation  $R^2$  égale à 0,26.

Les valeurs de porosité sont distribuées surtout à l'intervalle [2-11] [%].

Les fortes valeurs de la perméabilité impliquent l'effet de la fracturation. (Figure 62)



**Figure 62 :** Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir IV-3 (Puits IRLW-3).

## 10. Conclusions :

Nous pouvons déduire ce qui suit :

- ❖ L'évolution verticale de la porosité montre que l'unité IV d'âge Ordovicien supérieur est caractérisée par des faibles valeurs de porosité, généralement inférieures à 10% dans les puits IRLW-2 et IRLW-3. Cependant, elle est bonne sur certaines profondeurs, notamment au niveau du puits IRLW-2 à la profondeur de 2356m, où la porosité peut atteindre 21,3%.
- ❖ L'évolution verticale de la perméabilité selon les différents réservoirs de l'unité IV, montre qu'elle est généralement de très faibles valeurs. A l'exception du réservoir IV-3 dans le puits IRLW-2 où nous avons remarqué une amélioration ; elle varie de 5mD à 46mD sur la profondeur 2357m au 2362m. Cependant, la même unité dans le puits IRLW-3, à l'intervalle : 2411m -2417m, la perméabilité varie de 12mD au 42,7mD.
- ❖ Les histogrammes de la porosité et la perméabilité présentent une distribution unimodale sur la majorité des réservoirs de l'Unité IV.
- ❖ Les courbes de corrélation entre la porosité et perméabilité montrent que les réservoirs de l'unité IV sont généralement compacts dans l'ensemble.

# **Chapitre V : Conclusions Générales**

### **Conclusions générales :**

Dépôts glaciogéniques, dans le bassin d'Illizi, représentent un important réservoir pétrolier dénommé l'Unité IV ou le Complexe Terminal, producteur de gaz notamment. Il s'agit d'un réservoir caractérisé par une grande hétérogénéité de faciès. Les corps sédimentaires présentent une géométrie irrégulière marquée par des extensions verticales et des distributions latérales très variables.

Dans le périmètre de Bourarhat Ouest, Il s'ajoute à cela, la présence d'une fracturation qui influe largement sur l'évolution des paramètres pétrophysiques

L'étude de fracturation et son impact sur les propriétés de réservoir, dans ce travail, a montré que :

- La région est fortement structurée, formée principalement d'un anticlinorium de direction NW-SE très affecté par des failles normales et inverses de direction NW-SE.
- Parmi toutes les fractures observées sur les carottes des puits de la région, seules les fractures tectoniques et qui sont liées aux stylolites, qui peuvent avoir un impact sur la production, du fait de leur extension et de leur ouverture.
- L'analyse statistique de la porosité a permis de déduire un seul type de porosité (une distribution unimodale) dont les valeurs sont entre 1% et 10%. Ceci pour la majorité des unités réservoirs.
- Pour la perméabilité est faible (entre 0.4mD et 7mD) et la distribution unimodale atteste un seul type de perméabilité.
- En revanche de ça, des pics de valeurs moyennes de ces paramètres sont fréquemment remarqués en plusieurs profondeurs, sont probablement liés à la présence des fissures ouvertes.

Les bons résultats obtenus sur ce périmètre, se fait essentiellement à la faveur d'une zone fracturée qui rendent cette structure promotrice et constituent un bon intérêt pétrolier soit pour le gaz ou pour l'huile.

## **Références :**

- [1] Analyse des résultats pétrolier dans le périmètre Bourarhat (bloc 230, 231a, 242 et 234b).
- [2] Architecture and deposition model of a Paleozoic sedimentary series in cratonic context: The Siluro-Devonian of the Illizi basin (Eastern Sahara, Algeria). PhD thesis, Rennes 1 University - IFP- France. **Hanniche M., 2002.**
- [3] Burial history modelling and reservoir quality in Exhumed basins: insights from the Illizi basin, Algeria. Thèse doctorate, Université de Manchester. **English K, 2016.**
- [4] Construction of an Intergranular Volume Compaction Curve for Evaluating and Predicting Compaction and Porosity Loss in Rigid-Grain Sandstone Reservoirs. **S. T. Paxton; J. O. Szabo; J. M. Ajdukiewicz; R. E. Klimentidis, 2002.**
- [5] Evaluation du bloc 242, bassin d'Illizi, model géologique de l'unité IV de l'Ordovicien. **Beicip Franlab, Avril 2006.**
- [6] Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, second edition. Gulf professional publishing. **Nelson, R.A., 2001.**
- [7] Géologie des provinces pétrolières de l'Algérie. Société Nationale d'Édition et de Diffusion : SNED. Alger. **Echikh, K., 1975.**
- [8] Introduction à la Géologie du Sahara Algérien et des régions voisines. Société Nationale d'Édition et de Diffusion, Alger. **Fabre, J., 1976.**
- [9] « Les grés du Paléozoïque inférieur au Sahara : Sédimentation et discontinuités, évolution structurale d'un craton » edi technip.pub de I.F.P. Paris.parteII. **Beuf. S, Biju-Duval.B, De Charpal.O, Rongnon.P, Gariel, P, Bennacef.A.1971.**
- [10] L'architecture sédimentaire des dépôts glaciogéniques de l'Ordovicien Terminal dans le bassin d'Illizi, Algérie. Magister en Ressources Minérales et Energétiques, Boumerdes. **SAIFI Samira, 2015.**
- [11] Petroleum system model, eastern Algeria, from source rock to accumulation; when, where, and how?: Proceedings of the Seminar on Source Rocks and Hydrocarbon Habitat in Tunisia; Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières. **Daniels, R. P. and Emme, J. J., 1995.**
- [12] Rapports d'implantation des puits du périmètre de Bourarhat (Puits IRLW1, IRLW2 et IRLW3).
- [13] Rapports préliminaires, MEDEX Modèle06.
- [14] Sedimentology, diagenesis and seismic modeling of reservoir units in the Illizi basin, Algeria. **Sonatrach-Robertson., 2000.**
- [15] The end-Ordovician glaciation and the Hirnantian Stage: A global review and questions about Late Ordovician event stratigraphy. **Delabroye, A. and Vecoli, M., 2010.**

<sup>[16]</sup> The Upper Ordovician of the Illizi Basin, Algeria: a core-based study of Unit IV Palaeovalleys (abstract). In: AAPG Hedberg Conference: Paleozoic and Triassic Petroleum Systems in North Africa, Algiers, 2003. **McDougall, N. D., Braik, F., Clarke, P. and Kaced, M., 2003.**

<sup>[17]</sup> WEC (2007), Well Evolution Conférence. Document Sonatrach/Schlumberger – Alger.