

N° Ordre...../FHC/UMBB/2017

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



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

**Mémoire de Fin d'études**

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

**MASTER 2**

Présenté par :

**ALLAOUA BADREDDINE**

**BENACHOUR YASSINE**

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

*Thème*

---

**Caractérisation du réservoir Ordovicien "unité III-2" de  
la région Bourarhet Sud (bassin d'Ilizi)**

---

Devant le jury :

**Mr.CHAOUICHI, R**

**KECIR ,A**

**YAHYAOUI, L**

**SADOUI, M**

**prof**

**MAB**

**MAB**

**MCA**

**Président**

**Examinatrice**

**Examinatrice**

**Rapporteur**

Année Universitaire : 2016/2017

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



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

Département : Gisements Miniers et Pétroliers

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

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

**MASTER**

*Thème*

---

**Caractérisation du réservoir Ordovicien "unité III-2" de  
la région Bourarhet Sud (bassin d'Ilizi)**

---

**Présenté par :**

**ALLAOUA BADREDDINE  
BENACHOUR YASSINE**

**Avis favorable de l'encadreur :**

**SADAOUI MOUSSA**

**Avis favorable du Président du jury**

**Nom Prénom**

**Signature**

**Cachet et signature**

## **Remerciements**

*Nous remercions avant tout dieu de nous avoir donné la force,  
la patience et les moyens afin d'accomplir ce modeste travail.*

*Nous tenons à remercier infiniment notre encadreur  
Dr : Sadaoui Moussa*

*Nous remercions également notre promoteur.  
Mr : Benkarfa Moussa*

*ingénieur à Sonatrach division Exploration, pour avoir accepté  
de diriger ce travail pour son aide précieuse durant notre travail.*

*Nous présentons aussi nos remerciements à tous le personnel de  
la division exploration Sonatrach IAP Boumerdes pour leurs  
aides.*

*Enfin en nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou  
de loin  
à la réalisation de ce modeste travail.*



## *Dédicace.*

*J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :  
A ceux qui m'ont encouragé et soutenue moralement et  
matériellement pendant les moments les plus difficiles et durant  
toute ma vie.*

*Ma très chère mère  
Zoulikha*

*Mon très cher père  
Saïd*

*A mes très chers frères et sœurs*

*Pour mes collègues : Yassine, Islam, Fethi, Mounir et toute la  
promotion MAGL12*

*A tous mes chers amis : Fethi, Mokran, Amine, Akli, Mohamed,  
Yucef*

*Et a tout qui ma aider pour obtenir ce diplôme, et a tout ceux  
que j'aime et qui m'aiment.*

*Allaoua Badreddine*





*Dédicace.*

*Je dédie ce travail à mon cher père et ma chère mère,  
pour leurs sacrifices, leurs aides et leur générosité qui m'ont permis  
de réaliser ce travail que dieu le tout puissant me les garde ;*

*A mes frères et sœurs  
Aux quels je souhaite une très belle et longue vie pleine de bonheur  
et de réussite.....*

*A tous mes amis : Samri, Krimou, Tonton, Fethi, Idris,  
Abdou, Oussama  
Et a toute ma grande famille.*

*Et surtout à ma très chère femme qui m'a soutenu beaucoup  
dans ma vie*

***Benachour Yassine***



# *Sommaire*

<b>Introduction générale</b>	1
<b><i>Chapitre I : Généralités</i></b>	
<b>I.I. Cadre régional</b>	2
<b>I.I.1. Situation géographique du bassin d'Illizi</b>	2
<b>I.I.2. Situation géologique du bassin d'Illizi</b>	2
<b>I.I.3. Stratigraphie du bassin d'Illizi</b>	5
I.I.3.1. Le socle	5
I.I.3.2. Le Paléozoïque	5
I.I.3.2.1. Le Cambro- Ordovicien	5
I.I.3.2.2. Le Silurien	7
I.I.3.2.3. Le Dévonien	8
I.I.3.2.4. Le Carbonifère	9
I.I.3.3. Le Mésozoïque	10
<b>I.I.4. Structure du bassin d'Illizi</b>	13
I.I.4.1. Aspect structural	13
I.I.4.2. Evolution géodynamique du bassin	13
<b>I.I.5. Intérêt pétrolier</b>	15
I.I.5.1. Roche mère	15
I.I.5.2. Roche réservoir	15
I.I.5.3. Roche couverture	15
<b>I.II. Cadre local</b>	16
<b>I.II .1. Situation géographique de la région d'étude (Bourarhet)</b>	16
<b>I.II.2. Aspect lithostratigraphique</b>	17

I.II.2.1. Le Cambro-ordovicien	17
I.II.2.2. Le Silurien	17
I.II.2.3. Le Dévonien	17
I.II.2.4. Le Carbonifère	17
<b>I.II.3. Aspect structural</b>	19
<b>I.II.4. Intérêt pétrolier</b>	19
I.II.4.1. Roches réservoirs	19
I.II.4.2. Roches mères	19
I.II.4.3. Roches couvertures	20
I.II.4.4. Types de pièges	20

## *Chapitre II : Approche sédimentologique*

<b>Introduction</b>	21
<b>II.1. Rappels</b>	21
II.1.1. L'analyse séquentielle	21
II.1.2. Faciès	21
II.1.3. Electrofaciès	21
II.1.4. Séquence	22
II.1.5. Discontinuités	24
<b>II.2. Aperçu sur l'environnement de dépôt</b>	25
<b>II.2.1. Environnement marin peu profond</b>	26
II.2.1.1. L'offshore	26
II.2.1.2. Le Shoreface	26
II.2.1.3. Le Shoreface Inférieur	26
II.2.1.4. Le Shoreface Moyen	27
II.2.1.5. Le Shoreface Supérieur	27

<b>II.3. Description des carottes</b>	32
<b>II.4. Résultats des tests des puits de la zone d'étude</b>	39
<b>Conclusion</b>	41

### ***Chapitre III : Approche structurale***

<b>Introduction</b>	42
<b>III.1. Champs de contraintes des phases tectoniques</b>	42
<b>III.1.1. Rappels sur la tectonique du bassin d'Illizi</b>	42
<b>III.1.2. Champ des contraintes à Bourarhet</b>	43
<b>III.2. Analyse structurale</b>	44
<b>III.2.1. Carte en isobathe au toit de l'Ordovicien</b>	45
<b>III.2.2. Carte de surface</b>	46
<b>Conclusion</b>	47

### ***Chapitre IV : Paramètres pétrophysiques***

<b>Introduction</b>	48
<b>IV.1. Méthodologie d'analyse statistique des données pétrophysiques</b>	48
<b>IV.2. Rappels</b>	51
<b>IV.2.1. Porosité</b>	51
<b>IV.2.2. Perméabilité</b>	52
<b>IV.2.3. Relation perméabilité- porosité</b>	52
<b>IV.3 Analyse des paramètres pétrophysiques</b>	53
<b>IV.3.1 Analyse des cartes</b>	53
<b>IV.3.1.1. Carte en Isopaques de l'unité III-2</b>	53
<b>IV.3.1.2. Carte en Iso-porosités de l'unité III-2</b>	55

IV.3.1.3. Carte en Iso-perméabilités de l'unité III -2	57
<b>IV.3.2 Evolution de la porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur</b>	<b>59</b>
IV.3.2.1. Le puits P1	59
IV.3.2.2. Le puits P2	61
IV.3.2.3. Le puits P3	63
<b>IV.3.3. Analyse des histogrammes et des courbes de corrélation porosité-perméabilité</b>	<b>65</b>
IV.3.3.1. Le puits P1	65
IV.3.3.2. Le puits P2	
IV.3.3.3. Le puits P3	71
<b>Conclusion</b>	<b>74</b>
<b><i>Chapitre V : Estimation des réserves</i></b>	
<b>Introduction</b>	<b>75</b>
<b>V.1. Classification des réserves</b>	<b>75</b>
<b>V.2. Evaluation des réserves</b>	<b>76</b>
<b>V.3. Estimation des réserves</b>	<b>77</b>
<b>V.4. Estimation des paramètres</b>	<b>78</b>
<b>V.5. Résultats d'estimation</b>	<b>82</b>
<b>Conclusion</b>	<b>83</b>
<b>Conclusion générale</b>	<b>84</b>
<b>Recommandations</b>	<b>85</b>
<b>Références Bibliographiques</b>	<b>86</b>

# *Liste des figures*

## **Chapitre I**

<b>Fig.I.I.1</b> : Localisation du bassin d'Illizi	3
<b>Fig. I.I.2:</b> Carte des principaux éléments morphostructuraux de la plateforme saharienne	4
<b>Fig. I.I.3:</b> Colonne lithostratigraphique du bassin d'Illizi	12
<b>Fig. I.I.4:</b> Principales phases tectoniques ayant affectées la plateforme saharienne	14
<b>Fig. I.II.1:</b> Situation géographique de la zone d'étude (périmètre de Bourarhet)	16
<b>Fig.I.II.1:</b> Colonne synthétisée du Cambro-ordovicien du Tassili de Ajjers	18

## **Chapitre II**

<b>Fig.II.1</b> : Classification des électrofaciès d'après la courbe de potentiel spontané	22
<b>Fig.II.2:</b> Exemples des séquences (a) : séquence négative ; (b) : séquence positive	23
<b>Fig. II.3:</b> Caractère des ordres séquentiels	24
<b>Fig. II.4</b> : Faciès de Shoreface Inf à transition avec Offshore (QZH, GEA)	28
<b>Fig. II.5:</b> Faciès de Shoreface Inf. à Moyen	29
<b>Fig.II.6:</b> Faciès Shoreface Supérieur	30
<b>Fig. II.7:</b> Faciès tidaux a sub-tidaux	31
<b>Fig. II.8:</b> Photos de carottes (Unité III-2, P2) montrant les stylolites horizontaux	33
<b>Fig. II.9:</b> photo de carottes (N° 30 et 32) du réservoir ordovicien, Unité III-2 du P2	34
<b>Fig. II.10</b> : Ensemble des puits utilisés dans la zone d'étude	35
<b>Fig. II.11</b> : Coupe géologique N-S des réservoirs Ordovicien à travers les puits P1, P2, P3, P9	36
<b>Fig. II.12</b> : Corrélacion diagraphique N-S des réservoirs Ordovicien à travers les puits P20, P21, P9, P3, P2	37
<b>Fig. II.13</b> : Corrélacion N-S des réservoirs Ordovicien	40

## Chapitre III

<b>Fig. III.1 :</b> Structures d'Assekaifaf associées à un groupement de failles orientées NE- SW « phase Hercynienne » (beicip 1975)	43
<b>Fig. III.2 :</b> Carte structurale de la région Bourarhet	44
<b>Fig. III.3 :</b> Carte en isobathes au toit de l'Ordovicien	45
<b>Fig. III.4 :</b> Image satellitaire montrant la distribution des failles NE-SW dans la région de Bourarhet Sud	46
<b>Fig. III.5 :</b> Image satellitaire montrant un pli d'entraînement dans la région Bourarhet Sud	46

## Chapitre IV

<b>Fig. IV.1:</b> Carte en Isopaques de l'unité III-2	54
<b>Fig. IV.2:</b> Carte en Iso-porosités de l'unité III-2	56
<b>Fig. IV.3:</b> Carte en Iso-perméabilités de l'unité III-2	58
<b>Fig. IV.4:</b> Evolution verticale de la porosité de l'unité III-2 au niveau du puits P1	59
<b>Fig. IV.5:</b> Evolution verticale de la perméabilité de l'unité III-2 au niveau du puits P1	60
<b>Fig. IV.6:</b> Evolution verticale de la porosité de l'unité III-2 au niveau du puits P2	61
<b>Fig. IV.7:</b> Evolution verticale de la porosité de l'unité III-2 au niveau du puits P2	62
<b>Fig. IV.8:</b> Evolution verticale de la porosité de l'unité III-2 au niveau du puits P3	63
<b>Fig. IV.9:</b> Evolution verticale de la perméabilité de l'unité III-2 au niveau du puits P3	64
<b>Fig. IV.10:</b> Histogramme de la porosité du puits P1	66
<b>Fig. IV.11:</b> Histogramme de la perméabilité du puits P1	66
<b>Fig. IV.12:</b> Corrélation log k et porosité du puits P1	67
<b>Fig. IV.13:</b> Histogramme de la porosité du puits P2	69
<b>Fig. IV.14 :</b> Histogramme de la perméabilité du puits P2	69

<b>Fig. IV.15:</b> Corrélation log k et porosité du puits P2	70
<b>Fig. IV.16:</b> Histogramme de la porosité du puits P3	72
<b>Fig. IV.17:</b> Histogramme de la perméabilité du puits P3	72
<b>Fig. IV .18:</b> Corrélation log k et porosité du puits P3	73

## **Chapitre V**

<b>Fig. V.1 :</b> Carte en isobathes au toit de l'Ordovicien	81
--	----

### *Liste des tableaux*

<b>Tab. II.1 :</b> Tableau résumant la description des carottes des puits étudiés	33
<b>Tab IV.1:</b> La variation des épaisseurs totales du réservoir de l'unité III-2	53
<b>Tab IV.2:</b> Les porosités moyennes du réservoir de l'unité III-2	55
<b>Tab IV.3:</b> Les perméabilités moyennes du réservoir de l'unité III-2	57
<b>Tab.V.1 :</b> Résultats de calcul des réserves par le logiciel « Monte-Carlo »	82
<b>Tab.V.2:</b> Tableau récapitulatif des réserves estimées	83

## Introduction générale

Le périmètre Bourarhet Sud est constitué des blocs 230 et 231 .Il est situé approximativement à 70 km au Nord-Ouest de la ville d'Illizi.

Les « Quartzites de Hamra » qui sont l'un des plus importants réservoirs pétroliers dans les bassins paléozoïques algériens, ils sont constitués d'un faciès homogène à l'échelle régionale.

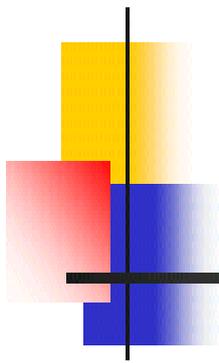
Des découvertes d'hydrocarbures ont relancé l'intérêt de la zone de Bourarhet dans un contexte où le réservoir des Quartzites de Hamra se réduit en épaisseur par endroit et présente des propriétés pétrophysiques dégradées (faible perméabilité et porosité), donc la problématique de la région d'étude réside dans la nature du réservoir qui est considéré comme compact, mais Il est caractérisé par un système de fractures naturelles qui pallient aux faibles caractéristiques matricielles mais sur lesquelles les connaissances restent encore très partielles.

Dans le cadre de la collaboration entre la faculté de Boumerdès et Sonatrach, nous avons été affectés à la Division Exploration Boumerdès, où nous a été proposé un sujet ayant pour thème : « **Caractérisation du réservoir Ordovicien "unité III-2" de la région Bourarhet Sud (bassin d'Illizi)** »

D'après les données qu'on avait accès à utiliser, nous avons essayé de mieux étudier le réservoir "unité III-2" , donc notre étude consiste à déceler les caractéristiques sédimentologiques et structurales ainsi que les paramètres pétrophysiques.

Pour cela, notre étude est structurée en six chapitres :

- ✚ Chapitre 01 : Généralités
- ✚ Chapitre 02 : Approche sédimentaire
- ✚ Chapitre 03 : Approche structural
- ✚ Chapitre 04 : paramètres pétrophysiques
- ✚ Chapitre 05 : Estimation des réserves



# CHAPITRE I

## **Généralités**

## I.1. Cadre régional

### I.1.1. Situation géographique du bassin d'illizi:

Le bassin d'ILLIZI est situé au Sud Est du Sahara Algérien (Fig.I.1.1), il s'étend entre les latitudes 26°30'- 29°45' Nord, et les longitudes 5°E et 10°E, couvrant ainsi une superficie estimée approximativement à une centaine de milliers de kilomètres carrés (100.000 Km<sup>2</sup>).

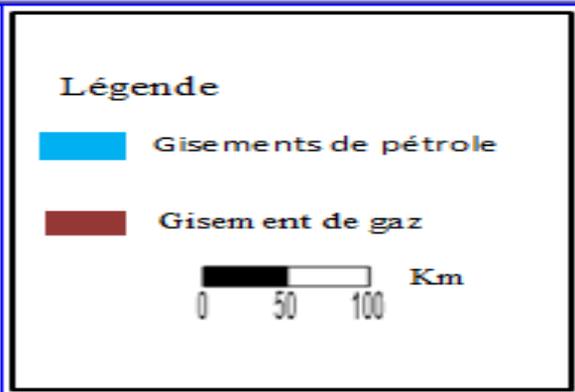
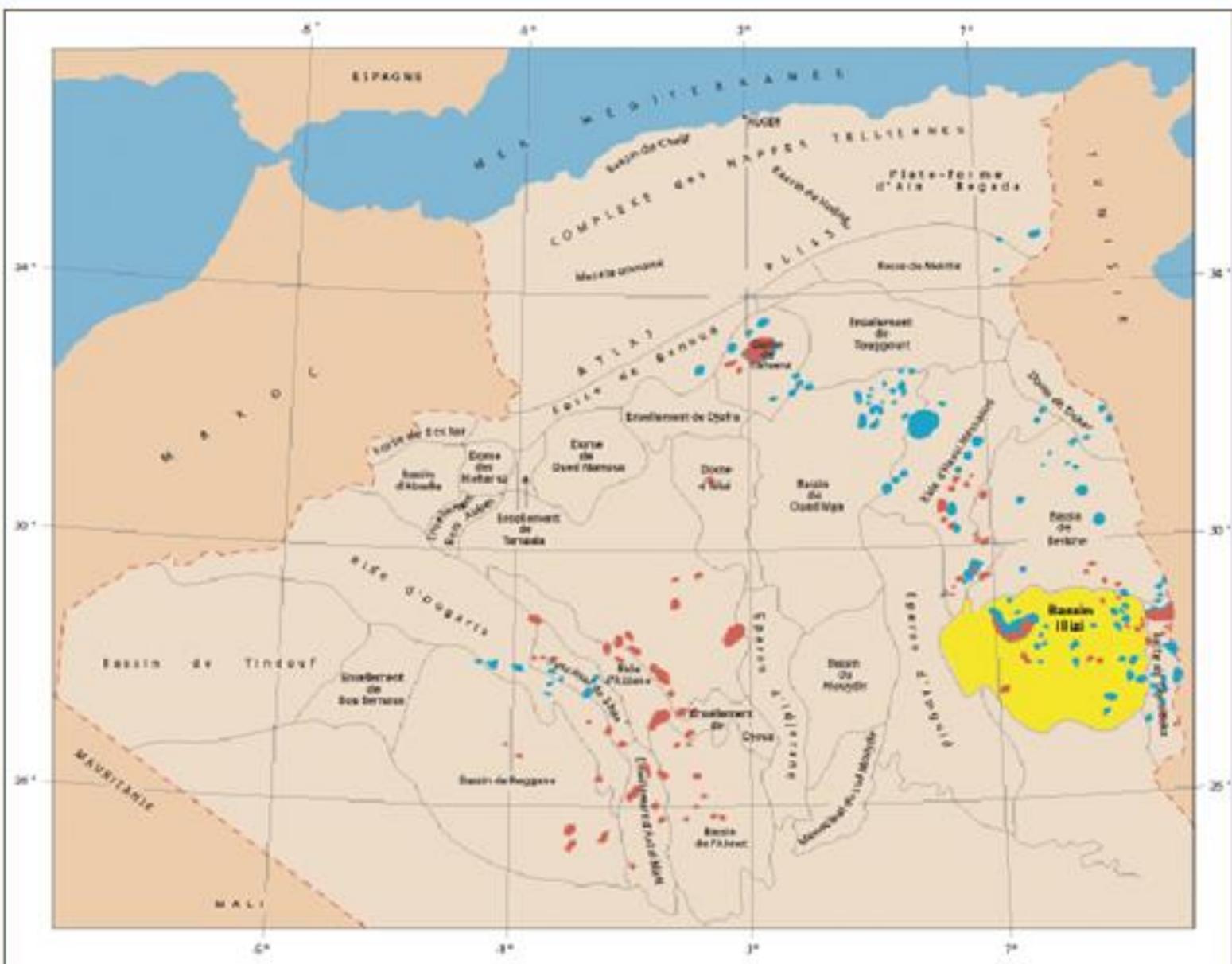
Les principaux axes structuraux qui limitent le Bassin d'illizi sont (Fig.I.1.2):

- ✓ Au Nord, une remontée du socle connue sous le nom du môle d'Ahara, qui le sépare du bassin de Berkine.
- ✓ Au Sud, le massif cristallo-métamorphique du Hoggar.
- ✓ A l'Est, le môle de Tihemboka, situé près de la frontière Algéro-Libyenne, qui le sépare du bassin de Hamra (Libye).
- ✓ A l'Ouest, la dorsale d'Amguide El Biod, qui le sépare du bassin de Mouydir.

### I.1.2. Situation géologique du bassin d'illizi:

Du point de vue géologique, le Bassin d'illizi correspond à un bassin de plateforme stable. La couverture sédimentaire d'une épaisseur moyenne de **3 000 m** est essentiellement constituée de dépôts paléozoïques.

Au Nord, le bassin d'illizi est recouvert par les terrains Crétacés du plateau du Tinrhert. Dans la partie Sud-Est affleurent les dépôts du Carbonifère et du Mésozoïque. A l'extrême Sud du bassin, le long du massif du Hoggar affleure l'ensemble des formations paléozoïques. Le reste du bassin, notamment sa partie Sud-Ouest, est recouvert par des cordons dunaires orientés SE-NW du vaste Erg d'Issaouane, et par les dunes de l'Erg Bourarhet, qui s'étalent au centre du bassin jusqu'à la frontière Algéro-Libyenne. Notons enfin, que les dépôts du Tertiaire et du Quaternaire sont très peu représentés dans la région (Fig.I.1.2).



**Fig.I.1.1 : Localisation du bassin d'illizi (document Sonatrach, 2007)**

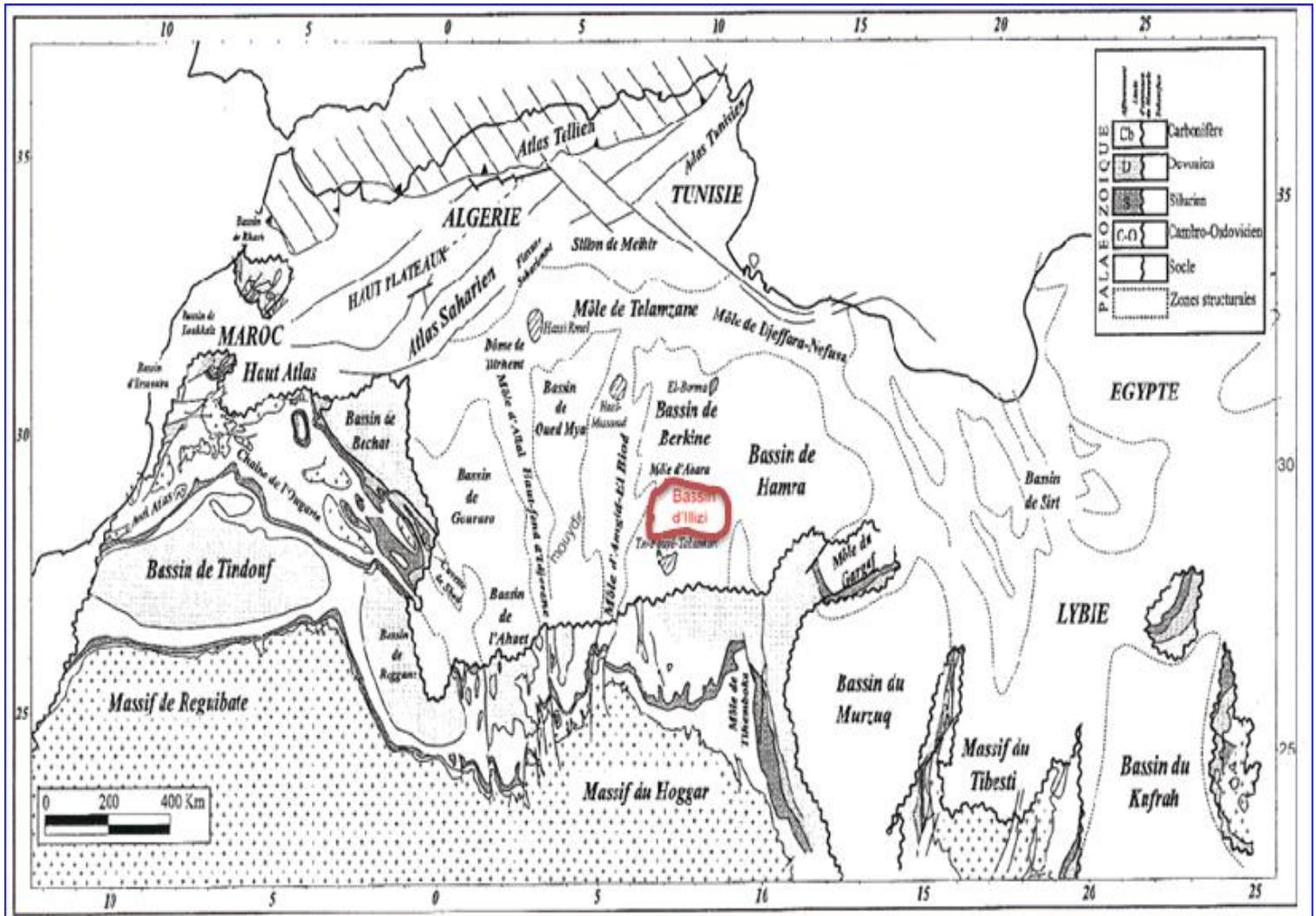


Fig.I.1.2: Carte des principaux éléments morphostructuraux de la plateforme saharienne (Modifié d'après Boots et al, 1998)

### I.1.3. Stratigraphie du bassin d'Illizi :

La couverture sédimentaire dans le bassin d'Illizi repose sur un socle cristallo-métamorphique, elle est représentée essentiellement par des terrains d'âge Paléozoïque, enfouis au centre de la cuvette et affleurant au Sud-Est et sur sa marge méridionale, où ils forment les Tassilis. L'épaisseur de la couverture sédimentaire Paléozoïque augmente grossièrement du Nord (**1 000 m à 1 500 m**) vers le Sud (**1 500 m à 2 000 m**) (Fig.I.1.3).

Les dépôts du Mésozoïque sont à l'inverse, érodés dans la moitié Sud et affleurent au centre du bassin, formant une succession de falaises orientées Est-Ouest. Ils reposent en discordance sur les terrains Paléozoïques, et leur épaisseur est d'environ 1000 m.

Les dépôts Tertiaires se développent principalement dans la partie Nord-Ouest du bassin au niveau de la Hamada, de Tinhert, et sont relativement réduits dans le reste du bassin.

Quant aux dépôts Quaternaires, ils sont représentés par les dunes, qui marquent la limite méridionale du grand Erg oriental.

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi épaisse de **3 000m**, est constituée essentiellement par des alternances de grès et d'argiles d'épaisseurs variables, séparées par quatre discordances majeures. On distingue de la base vers le sommet :

- La discordance Taconique (Cambro-Ordovicien) ;
- La discordance Calédonienne ;
- La discordance Frasnienne;
- La discordance Hercynienne.

#### I.1.3.1. Le socle :

Il est constitué par des roches cristallines (Granite) et métamorphique (Gneiss), sur lesquelles viennent se superposer en discordance les formations du Paléozoïque.

#### I.1.3.2. Le Paléozoïque :

Il comprend de la base au sommet

**I.1.3.2.1. Le Cambro-Ordovicien :** Il est représenté par une série détritique épaisse de **600 m**, formant en affleurement les Tassilis internes. Il est subdivisé au niveau du bassin d'Illizi en trois unités :

- ❖ **L'Unité I ou « Conglomérat d'El-Moungar »** : Épaisse de 300 mètres. Cette unité est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques.
  
- ❖ **L'Unité II (grès de Tin Taradjeli) :**

Elle constitue le premier terme gréseux qui repose en discordance sur le socle. Épais de 200 à 300 m, son âge serait Cambrien Supérieur Ordovicien Inférieur. Elle est formée de microconglomérats et de grès grossiers, alternant avec des grès fins et moyens. Des traces d'activité biologique apparaissent au sommet de cette unité (Tigillites, Vexillum, Harlania).
  
- ❖ **L'Unité III :** A l'échelle du bassin d'Illizi, cette unité est subdivisée en trois sous-unités :
  - **L'Unité III-1** connue sous le nom de « **Vire du mouflon** » : d'âge Trémadoc, d'une épaisseur de 40 m, elle est représentée par des grès fins à grossiers à stratifications obliques, alternant avec des minces lits d'argiles silteuses à Tigillites. Une faune d'origine marine composée de Brachiopodes et de Bivalves de l'Ordovicien Inférieur a été découverte au sein de cette formation.
  
  - **L'Unité III-2 ou « grès de la banquette »** est composée d'une barre gréseuse massive et homogène, épaisse de 50 m, surmontée par des quartzites en bancs massifs de 3 à 5 m. Elle présente de nombreux joints stylolitiques. Cette unité se situerait à l'Arénigien-Lianvirnien.
  
  - **L'Unité III-3 ou « formation d'In Tahouite »**, d'âge Caradoc-Llandéilo-Llandovirn, d'une épaisseur de 40 à 200 mètres. Elle comprend des grès micacés fins, à ciment argileux ou siliceux, à stratifications horizontales et à *Scolithos* alternant avec de rares passées d'argilites. Ces séries passent vers le sommet à des grès hétérogranulaires grossiers à fins à *Scolithos* et à stratifications obliques, qui s'enrichissent en argiles vers le sommet.
  
- ❖ **L'Unité IV :** Connue sous le nom de « **formation de Tamadjert** » ou encore « **complexe terminal** », elle est datée de l'Ordovicien supérieur (Ashghill) et

d'épaisseur de 100 à 300 m, cette unité repose sur divers termes antérieurs par l'intermédiaire d'une discordance de ravinement. Elle est formée par des grès quartzitiques passant à des argiles micro-conglomératiques. Cette unité est caractérisée par une variation fréquente de la lithologie, et indique un environnement glaciaire.

**Remarque :** Les grès de « Tin Taradjelli », de la « Vire à Mouflon » et de la « Banquette » sont souvent regroupés dans la formation des Ajers (Fig.I.II.2).

**I.1.3.2.2. Le Silurien :** Le Silurien est représenté par une épaisse série argileuse qui sépare les grès du Cambro-Ordovicien (les Tassilis internes) et du Dévonien Inférieur (les Tassilis externes), formant en affleurement la dépression intratassilienne. Ces argiles s'étendent sur la plus grande partie de la plate-forme saharienne.

Dans le bassin d'Illizi, le Silurien est divisé en deux formations : une formation argileuse (Silurien Inférieur) et une formation argilo-gréseuse (Silurien Supérieur).

- ❖ **Le groupe argileux : Formation des Argiles à Graptolites ou « Formation de l'Oued Imirhou »**, d'âge Llandvirn à Wenlock, son épaisseur varie de 350 à 420 m d'Ouest en Est. Il est constitué d'un ensemble homogène d'argiles finement litées, parfois schisteuses, gris clair en affleurement et noire en sub-surface. Ces argiles sont riches en Graptolites.
- ❖ **Le groupe Argilo-gréseux :** Il comprend trois Membres :
  - **Le membre Basal ou « Zone de passage » (Unité M) :** son équivalent en surface est la formation d'**Atafaitafa** d'âge Ludlow Moyen à Supérieur. Il est formé par une alternance de grès fins, d'argiles vertes et de siltstones. Son épaisseur varie de 80 à 150 m.
  - **Le membre inférieur ou « La barre inférieure » (Unité A) :** Il est constitué de grès et de quartzites à stratifications obliques, son épaisseur est de 30 m en moyenne.
  - **Le membre supérieur ou « Le Talus à Tigilittes » (Unité B) :** Il est formé par des argiles gréseuses à Tigillites et *Spirophyton* (40 à 50 m d'épaisseur).

La barre inférieure et le Talus à Tigillites constituent le membre ou la formation de l'**Oued Tifernine**. Longtemps, ce membre était considéré comme la base du Dévonien, mais les corrélations faites avec les données palynologiques de subsurface indiquent que ce membre fait partie du Silurien supérieur.

### I.1.3.2.3. Le Dévonien :

❖ **Le Dévonien Inférieur:** Il est représenté par des dépôts continentaux discordants sur le talus à Tigillites et composé essentiellement par des grès et des sables à stratifications obliques. Ces grès et sables constituent le Tassili externe. Il est subdivisé en quatre formations :

- **La Barre Moyenne (Unité C1) :** elle est constituée par des sables et des grès, fins à grossiers, à stratifications obliques, discordant sur le talus à Tigillites. L'épaisseur de la formation varie de 35 à 45 m.
- **Les Trottoirs (Unité C2) :** cette formation, épaisse de 20 à 40 m, est essentiellement formée d'un ensemble d'argiles ferrugineuses, parfois oolithiques intercalées de fines barres de grès d'où l'appellation de **Trottoirs**.
- **La Barre Supérieure (Unité C3) :** épaisse de 80 à 110 m, elle est composée de grès à larges stratifications obliques, et présente les caractères d'un dépôt fluviatile ou deltaïque.

**Remarque :** les **Unités M, A, B,** et **C** se sont avérées des roches magasins d'hydrocarbures dans le bassin d'Illizi et constituent le réservoir F6.

- **La Formation d'Orsine :** Elle est constituée par des grés lités argileux riches en Brachiopodes Emsiens, elle marque le début de la transgression. Elle comprend les réservoirs F5 et F4.

❖ **Le Dévonien Moyen-Supérieur :** Il regroupe deux séries :

- **La série de Tin Meras :** puissante de 110 m en moyenne, elle débute par un banc de calcaire bleu continu, facilement identifiable à travers tout

le bassin, souvent choisi comme niveau repère. Cette série est constituée d'argiles et de grès au sein duquel apparaissent des bancs de calcaires (de 0,20 à 1 m) alternant avec des argiles. Ces calcaires bleutés sont à Brachiopodes, Gastéropodes et Goniatites. L'âge de la série est Dévonien Moyen-Supérieur.

- **La série de Gara Mas Melouki** : d'âge Strunien, d'épaisseur de 40 à 70 m, elle correspond de la base vers le sommet à des carbonates parfois dolomitiques, de la sidérite et des niveaux à Oolites ferrugineuses alternant avec des argilites silteuses, des siltites et des grès fins.

**I.1.3.2.4. Le Carbonifère** : Le Carbonifère du bassin d'Illizi comprend cinq formations:

- ❖ **La formation argilo-gréseuse d'Issendjel** : (Tournaisien Supérieur - Viséen Inférieur), d'une épaisseur de 200 mètres en moyenne, elle correspond à une alternance argilo-carbonatée passant vers le haut à des calcaires gréseux.
- ❖ **La série de Tin Mezoratine** : (Viséen Inférieur) d'une épaisseur de 30 mètres en moyenne, elle est caractérisée par un faciès particulier dit « Grès à Champignons » dans laquelle les « champignons » correspondent à des concrétions carbonatées.
- ❖ **La série d'Oubarakat** : (Viséen supérieur à Namurien Inférieur), épaisse de 200 m en moyenne, elle est constituée d'une alternance argilo-gréseuse où s'intercalent des niveaux carbonatés. Le sommet de la série correspond à des calcaires de couleur bleuâtre, désignés dans le bassin d'Illizi sous l'appellation « Calcaires de l'Issaouane ».
- ❖ **La formation d'El Adeb Larach** : (Westphalien) épaisse de 200 à 300 m, elle est divisée en deux membres :
  - *Un membre inférieur* marno-gypseux, épais d'une centaine de mètres et couronné par un banc de gypse massif. Il débute par un calcaire

bleu à Nautiloïdes et Brachiopodes, connu sous le nom de « banc C ». Les fossiles trouvés au sein du membre indiquent un âge Bashkirien.

- *Un membre supérieur* calcaire, épais de 100 à 150 m et comprend des bancs de calcaires dolomitiques et marneux, ainsi que des calcaires Oolithiques. Ce membre est riche en Goniatites et Foraminifères du Moscovien.

Cette formation représente les derniers dépôts marins du Paléozoïque dans le bassin d'Illizi.

❖ **La formation de Tiguentourine :** (Stéphanien) il s'agit d'une formation argileuse rouge d'origine supposée continentale. Un banc de gypse, épais de 10 m environ, sépare cette formation en deux parties égales :

- Le *Tiguentourine inférieure* (155 m), est essentiellement argileux, coupé de petits bancs gréseux ou carbonatés. L'étude des fossiles indique un âge Stéphanio-Permien.
- Le *Tiguentourine supérieure*, est formé d'argiles et de grès argileux rouges, à stratifications obliques, d'origines fluviales. Ce membre est pauvre en fossiles, et la palynologie indiquerait un âge Permo-Triasique.

Le Tiguentourine supérieur est surmonté en discordance par les grès de la formation de Zarzaïtine, d'âge Trias Moyen.

### I.1.3.3. Le Mésozoïque

❖ **Le Zarzaïtine Inférieur :** il s'agit d'une série gréseuse et grés-argileuse, épaisse de 150 m et s'étendant sur 170 km de l'Est à l'Ouest au Nord du bassin d'Illizi. Elle comprend trois ensembles :

- Les grès inférieurs ou « grès à Stégocéphales », riches en vertébrés : Stégocéphales, Dinosauriens, Sélaciens. Ces grès, épais de 50 m environ, sont en général fins.

- Les argiles rouges peu fossilifères.
- Les grès supérieurs, épais de 110 m, sont très peu fossilifères. Ils sont plus grossiers que les grès inférieurs.

L'étude de la faune de vertébrés des grès inférieurs a permis de reconnaître trois assemblages fauniques successifs s'échelonnant de la fin du Trias inférieur au Trias supérieur. En outre, l'étude palynologique a montré que le sommet du Zarzaitine inférieur était jurassique (Lias).

❖ **Le Zarzaitine moyen-supérieur** : Il est composé de séries argileuses rouges avec quelques récurrences siliciclastiques et un certain nombre de bancs carbonatés blanchâtres. Cette série est attribuée au Lias – Dogger inférieur.

❖ **La formation de Taouratine : (Jurassique – Crétacé Inférieur)** : elle est composée de grès-quartzites, grès à dragées et grès micacés feuilletés. Elle est divisée en trois membres : le *Taouratine inférieur* gréseux d'âge Dogger-Barrémien, le *Taouratine moyen* carbonaté d'âge Aptien et le *Taouratine Supérieure* sableux, Albien. Notons que la discordance autrichienne est localisée entre le Taouratine Inférieur et le Taouratine Moyen.

❖ **La formation d'In Akamil (Cénomano-Turonien)** : Cette formation d'âge Cénomano-Turonien, épaisse de 250 m environ, débute par des argiles à gypse, (Cénomaniens). Elle est représentée surtout par des calcaires et des dolomies (Turonien).

❖ **Le Sénonien** : Le Sénonien débute par une importante couche d'argiles à gypse (Sénonien lagunaire), passant à des alternances d'argiles à gypse, de calcaires et de dolomies, et se terminant par des calcaires d'âge Maestrichtien à Eocène.

Notons enfin que le Tertiaire est représenté au Nord-Ouest du bassin par un ensemble de grès, calcaire et marnes épais de 25 m environ.

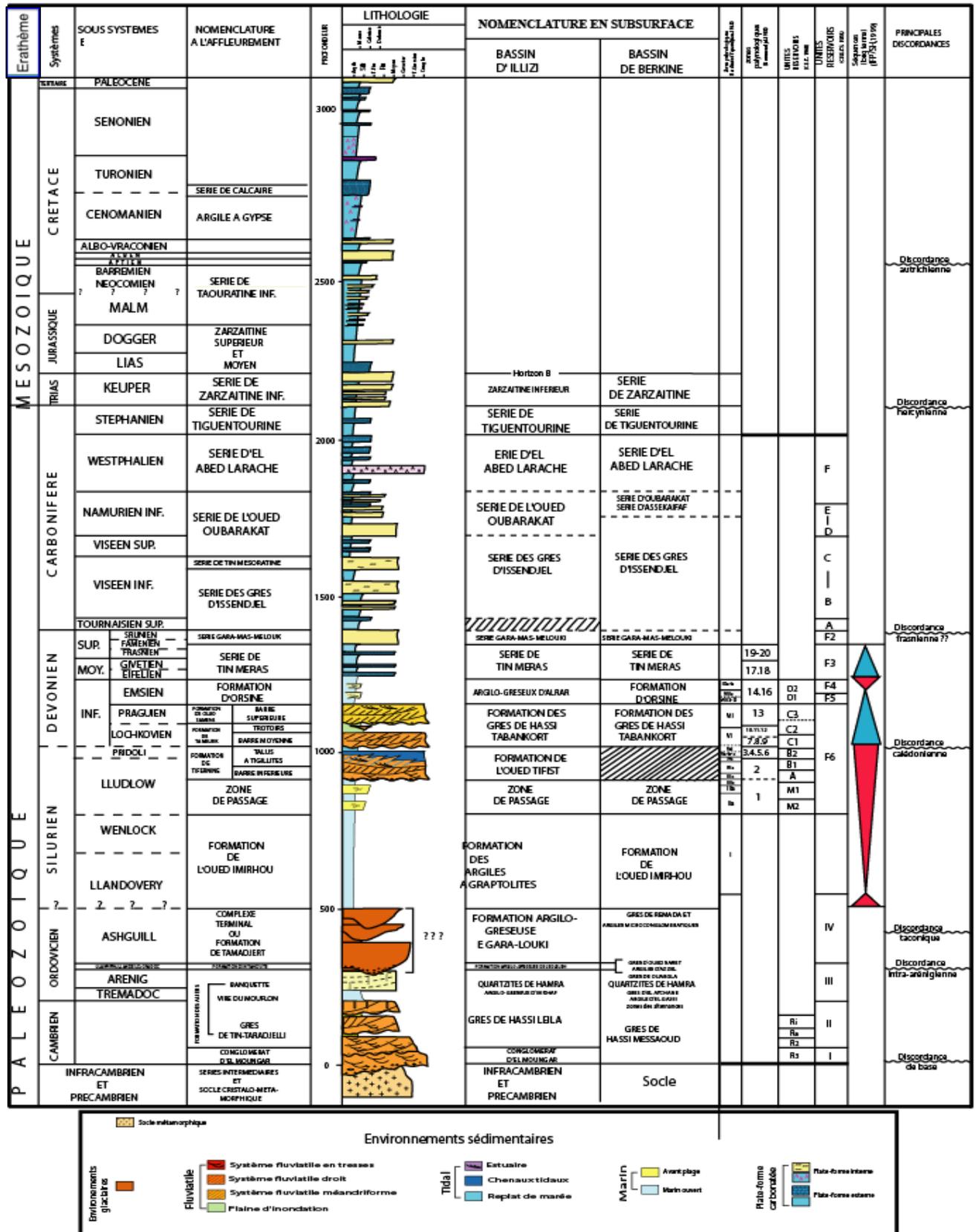


Fig. I. 1.3: Colonne lithostratigraphique du bassin d'illizi (Messaouda Henniche, 2002).

#### **I.1.4. Structure du bassin d'Illizi :**

##### **I.1.4.1.Aspect structural :**

Le bassin d'illizi ne représente qu'une entité de la plateforme saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins intracratoniques stables de type synéclyse, qui se sont formés dans la partie Nord du Gondwana, et comprenant d'Est en Ouest les bassins de Kufra et de Murzuk (Libye), du Mouydir, de l'Ahnet, de Sbaa, de Reggane et de Tindouf. L'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur. Le bassin d'illizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupart panafricains (600Ma). Au Nord, cette région est recouverte par le plateau Crétacé supérieur de Tinhert. A son extrême Sud, les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar (Fig.I.1.2).

##### **I.1.4.2.Evolution géodynamique du bassin:**

La dépression intracratonique d'illizi occupe une place particulière sur la plateforme précambrienne du Sahara Sud-oriental. Au cours de son histoire, il a été soumis à une période d'érosion intense, qui a assuré l'approvisionnement du bassin en sédiments. Les deux événements tectoniques majeurs correspondent à la surrection des môles de Tihemboka et d'Ahara, suite aux mouvements Calédonien et Frasnien et à l'érosion intense, accompagnant l'orogénèse hercynienne (discordance hercynienne).

L'image structurale actuelle du bassin est le résultat de plusieurs phases tectoniques qui ont affecté la région (Fig. I. 1.4).

- Du Précambrien terminal-Cambrien inférieur : Orognèse panafricain
- A l'Ordovicien supérieur : phase tectonique du Silurien supérieur
- Au Dévonien inférieur : phase calédonienne.
- Au Dévonien supérieur : phase frasnienne.
- Au Carbonifère – Permien : Orognèse hercynienne.
- Au Crétacé inférieur (Aptien) : phase autrichienne.

- Au Tertiaire (Eocène à Oligocène : au cours de cette période, les phases cénozoïques dont l'atlasique (Eocène sup), affectent les bassins de la plateforme saharienne , mais d'une façon moindre par rapport aux domaines septentrionaux Algériens.

ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60	
	PALEOGENE EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures	
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHENNE	 N.O.90	Jeu en invers sur les accidents NO.90	
	JURASSIQUE	(ALPINPRECOCE)			
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNENNE TARDIVE	 N.120	Jeu en invers sur les failles NW-SE	
	CARBONIFERE VISIEN	PHASE HERCYNENNE PRECOCE	 N.O.40	Jeu en invers sur les failles NE-SE	
	DEVONIEN	Superieur	PHASE FRASNENNE	 NW-SE	Jeu en failles normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) (Volcanisme)
		Moyen			
		Inferieur			
	SILURIEN	PHASE CALEDONIENNE	 E.W ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")	
	ORDOVICIEN				
	CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINNE TARDIVE	 E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonisation du sahara central)	

Fig. I. I.4: Principales phases tectoniques ayant affectées la plateforme saharienne (Boujema, 1987).

### **I.1.5. Intérêt pétrolier :**

L'intérêt pétrolier dans le bassin d'Illizi est lié essentiellement aux réservoirs paléozoïques. Dans les premières années de l'exploration, les réservoirs siluro-dévonien étaient les principaux objectifs explorés dans la zone d'étude. Aujourd'hui, les efforts d'exploration se concentrent sur les formations grés-argileuses du Cambro-ordovicien, et en particulier le dépôt glaciaire de l'unité IV au sommet de l'Ordovicien.

#### **I.1.5.1. Roche mère :**

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

#### **I.1.5.2. Roche réservoir :**

Dans le bassin d'illizi les différents types des roches réservoirs sont:

Les grès du Cambrien.

Les grès et les grès quartzitiques de l'Ordovicien (Unité IV, sous unité III-3 et III-2).

Les grès du réservoir F6 (Dévonien inférieur - Silurien supérieur), ce niveau couvre l'essentielle de la plateforme saharienne.

Les grès argileux des réservoirs F5, F4 (Emsien).

Les grès argileux du réservoir F3 (Dévonien moyen).

Les grès du réservoir F2 (Strunien).

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

#### **I.1.5.3. Roche couverture :**

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

Les roches couvertures du bassin d'illizi sont toutes représentées par des argiles, on a plusieurs niveaux; l'Ordovicien, le Silurien, le Carbonifère et le Dévonien. (Le Praguien argileux constitue la couverture du Dévonien inférieur des bassins Sud-Est du Sahara oriental).

I.II. Cadre local

I.II .1.Situation géographique de la région d'étude (Bourarhet) :

Le périmètre Bourarhet est divisé en deux parties : Nord et Sud (Fig.I.II.1).

- Le périmètre Bourarhet Nord est constitué du bloc 242, se trouvant dans la wilaya d'Illizi, sa superficie totale incluant la surface d'exploitation d'Edeyen est de 2.453,60 km<sup>2</sup> et sa surface d'exploration nette est de 2.296,20 km<sup>2</sup>. Il est situé approximativement à 22km à l'Ouest de la ville In Amenas et à 55km au Nord de la ville d'Illizi.
- Le périmètre Bourarhet Sud est constitué des blocs 230 et 231, sa superficie est de 5.304,71 Km<sup>2</sup> .Il est situé approximativement à 50 km au Sud-Ouest de la ville In Amenas et à environ 70 km au Nord-Ouest de la ville d'Illizi.

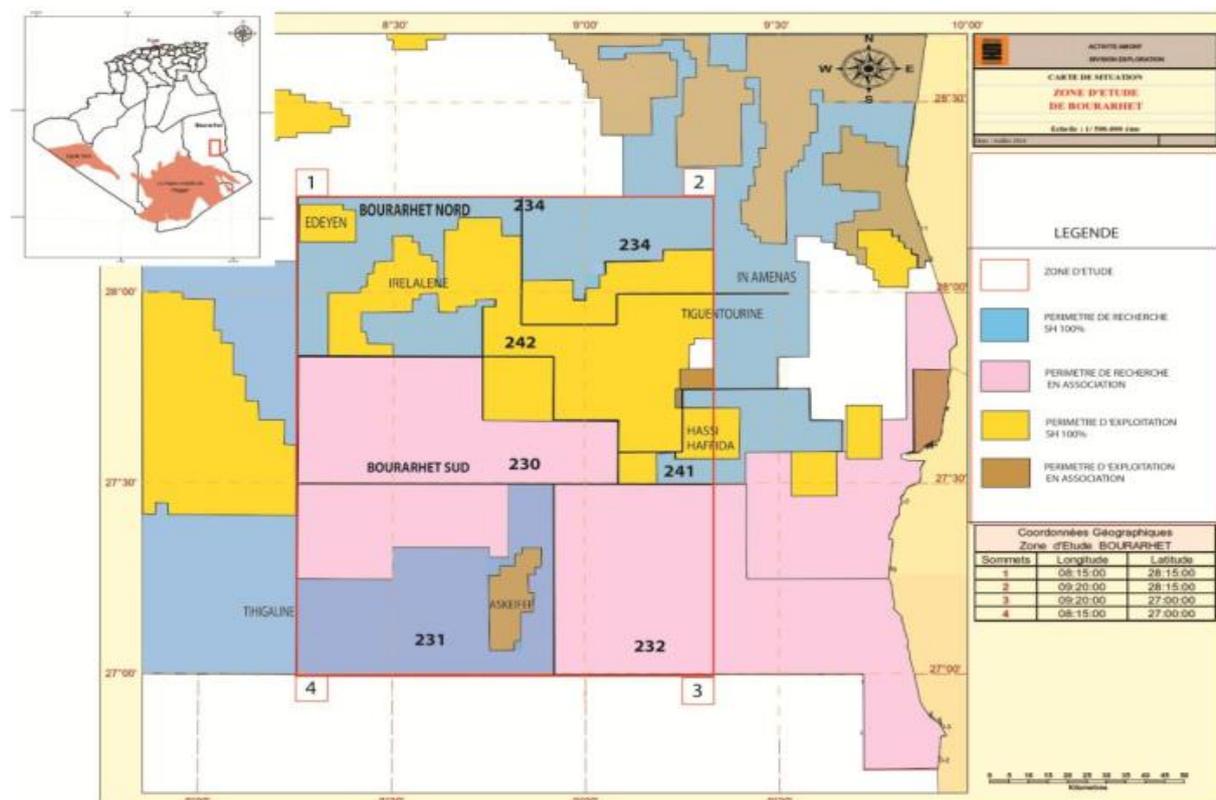


Fig.I.II.1: Situation géographique de la zone d'étude (périmètre de Bourarhet) (Sonatrach division Exploration2014).

**I.II.2. Aspect lithostratigraphique :**

La couverture sédimentaire du périmètre de Bourarhet est constituée essentiellement de deux (02) grands ensembles lithostratigraphiques. On distingue de bas en haut :

Un ensemble d'âge paléozoïque ayant une épaisseur moyenne de 2300 m.

Un ensemble d'âge mésozoïque très réduit avec une épaisseur moyenne de 200 m.

La série paléozoïque repose en discordance majeure sur le socle et se compose comme suit :

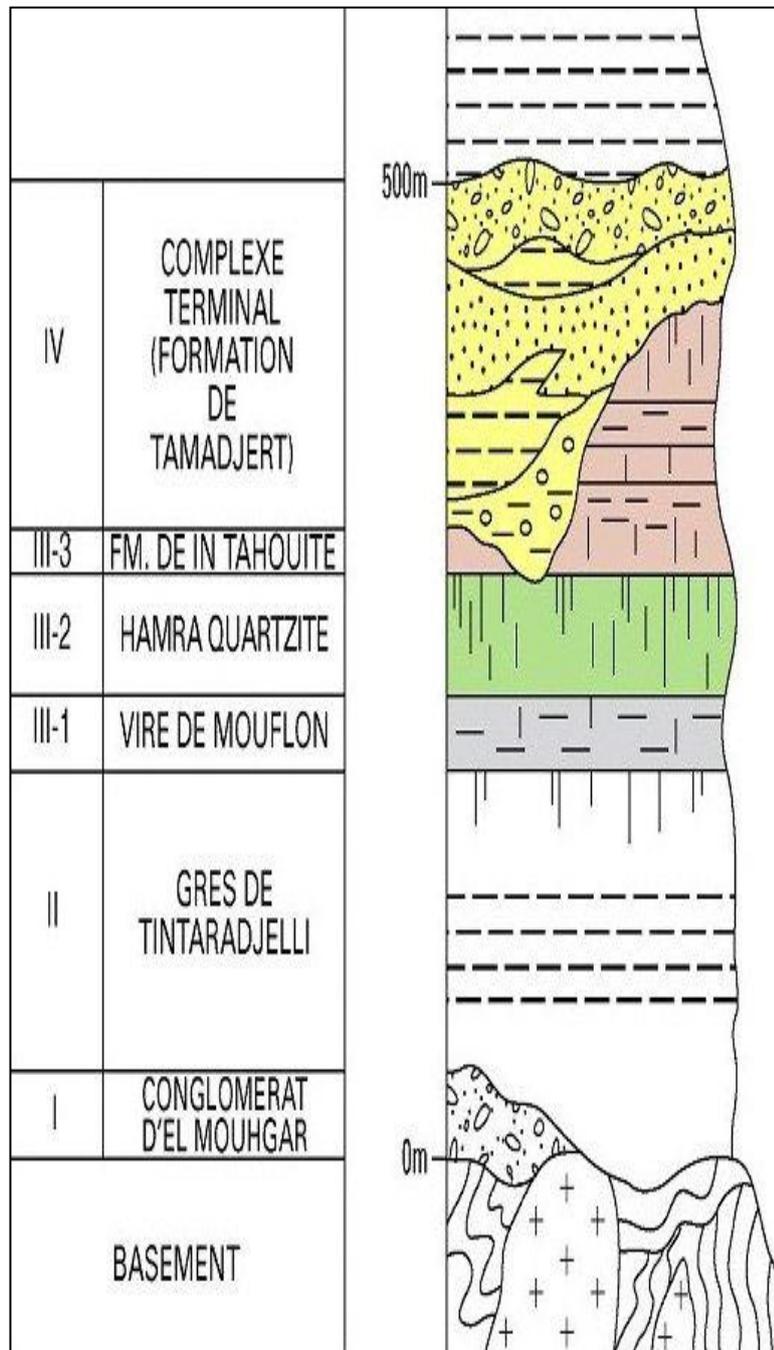
**I.II.2.1.Le Cambro-ordovicien :** Il est constitué de dépôts silico-clastiques essentiellement gréseux.

**I.II.2.2.Le Silurien :** Il est formé de deux (02) ensembles silico-clastiques, une série inférieure essentiellement argileuse et une série supérieure argilo gréseuse à dominance gréseuse.

**I.II.2.3.Le Dévonien :** Il est constitué de dépôts argilo- gréseux et carbonatés, surtout dans sa partie supérieure.

**I.II.2.4.Le Carbonifère :** est formé de dépôts silico- clastiques à la base et de dépôts carbonatés et évaporitiques au sommet.

La série mésozoïque, essentiellement argilo-gréseuse et dolomitique repose en discordance (hercynienne) sur les formations paléozoïques.



**Fig.I.II.2:** Colonne synthétisée du cambro-ordovicien du Tassili de Ajjers. (Rapport N : 8389/Id, SONATRACH Robertson)

### **I.II.3. Aspect structural**

La région d'étude se trouve au centre du Sud-Est du bassin d'Illizi. Il se présente en un monoclin à pendage Nord, où affleurent les formations Mésozoïques au Nord et celles du Carbonifère supérieur (Tiguentourine) au Sud. Sa partie Nord-Ouest est couverte par des dunes.

Elle se trouve entre deux trends structuraux majeurs d'âge panafricain:

A l'Est, le trend du Fadnoun –Assekaifaf – Tiguentourine de direction NNE – SSW.

A l'Ouest, le trend structural Tin Tayart – Oued Zenani de direction subméridienne.

La réactivation continue des deux trends durant les phases tectoniques ayant affecté le bassin, se traduit actuellement par plusieurs failles, qui traversent ce périmètre suivant une direction NNW/SSE, et des structures positives et négatives, qui leur sont associées.

Les mouvements hercyniens ont joué un rôle prépondérant dans la structuration de la zone Bourarhet Nord. Ils sont responsables de la répartition des dépôts et des épaisseurs des formations paléozoïques et de même certaines formations Mésozoïques, tels que les dépôts du Trias inférieur. Les mouvements post hercyniens (ex : autrichiens) ont abouti au modèle structural actuel en modifiant l'héritage hercynien.

### **I.II.4. Intérêt pétrolier :**

#### **I.II.4.1. Roches réservoirs :**

Les réservoirs constituant les principaux objectifs dans le périmètre Bourarhet sont : le Cambrien (unité II), l'Ordovicien (unité IV-3 unité III-2), Le Dévonien F2 et F6.

#### **I.II.4.2. Roches mères :**

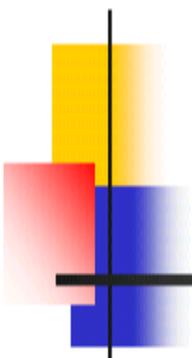
Les études géochimiques qui ont été effectuées dans le bassin d'Illizi ont montré, que les argiles du Silurien, du Dévonien moyen et supérieur sont d'excellentes roches mères. Elles sont riches en matière organique avec un carbone organique total (TOC) qui varie entre 2.4 et 11 %. Les argiles marines de l'unité III de l'Ordovicien ont fait l'objet d'une récente étude, qui a prouvé leur contribution dans la génération des hydrocarbures.

**I.II.4.3. Roches couvertures :**

La couverture est assurée par les séries étanches situées au-dessus des différents réservoirs et par les séries argileuses interstratifiées au sein des différents réservoirs.

**I.II.4.4. Types de pièges :**

Les pièges sont souvent de type structural, des anticlinaux réguliers associés aux failles, mais il existe d'autres types tels que stratigraphiques et mixtes.



# CHAPITRE II

---

## **Approche Sédimentologique**

**Introduction :**

Dans le cas d'une découverte d'un gisement d'huile ou de gaz, l'identification des milieux de sédimentation et des environnements de dépôts est primordiale pour guider la prospection et l'exploitation des réservoirs. A cet effet, on utilise les données élémentaires de surface et de sub-surface pour définir les critères d'identification des milieux de dépôts.

**II.1. Rappels :****II.1.1. L'analyse séquentielle :**

Elle consiste à décrire les séries traversées par les sondages à travers leurs réponses diagraphiques par l'utilisation d'un référentiel carotté. Ainsi on peut reconnaître les électrofaciès fondamentaux et leurs agencements en électroséquence. Ce qui nous permet d'interpréter leurs milieux de dépôts.

**II.1.2. Faciès :**

La notion de faciès correspond à la description de l'ensemble des caractères lithologiques (lithofaciès) et paléontologiques (biofaciès) d'un dépôt. Les faciès s'ordonnent en séquence, c.-à-d. que les couches se succèdent par groupes pétrographiques (ex : conglomérat –grès –argiles).

**II.1.3. Electrofaciès :**

Les diagraphies permettent de mesurer un certain nombre de paramètres physiques : c'est l'ensemble des réponses diagraphiques, qui caractérise un banc et permet de le différencier de ceux qui l'entourent, dont l'ensemble va constituer selon « O. SERRA » un électrofaciès représente l'image du lithofaciès à travers les réponses diagraphiques.

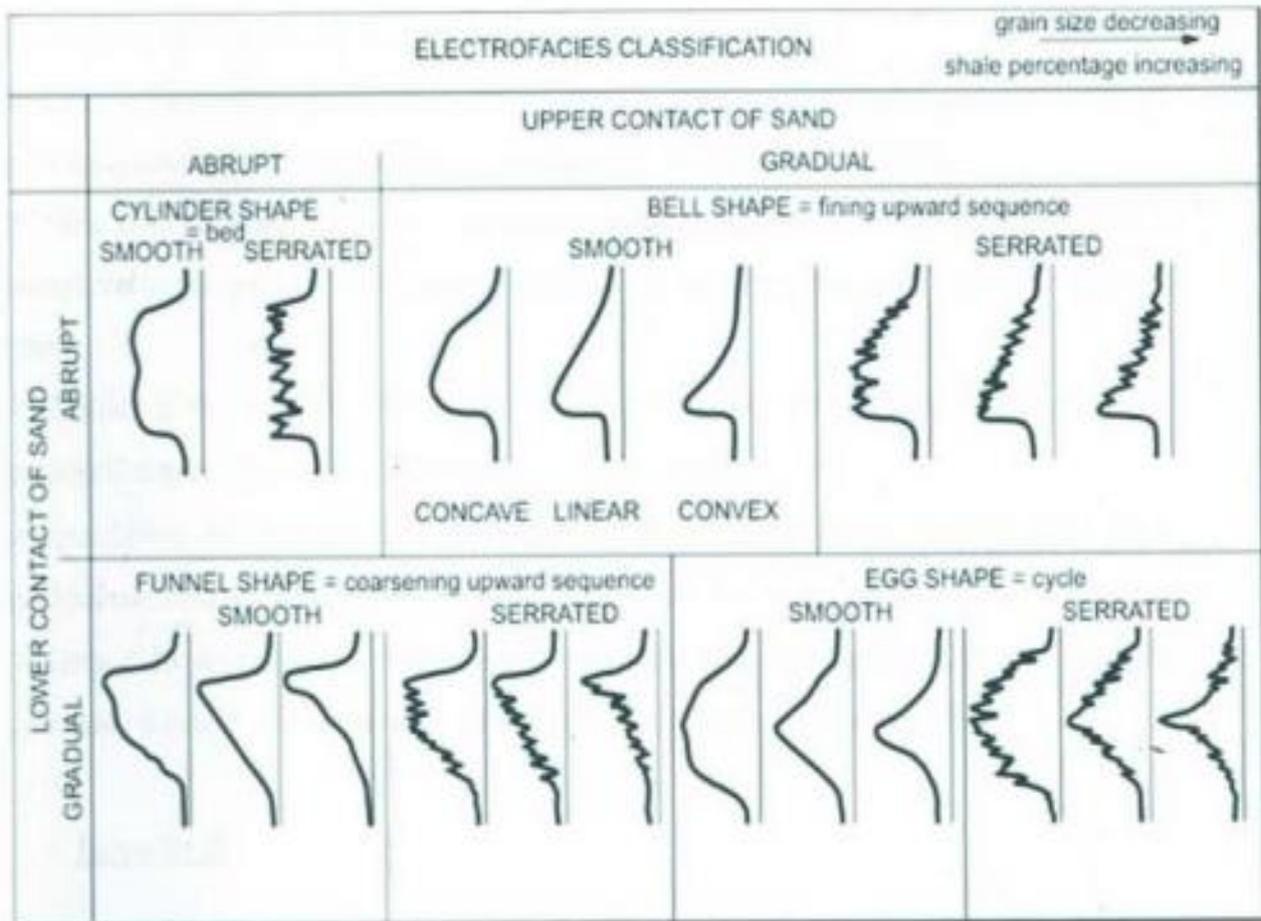


Fig.II.1 : Classification des électrofaciès d’après la courbe de potentiel spontané

(O.Serra 1986)

**II.1.4.Séquence :**

Il existe plusieurs définitions de la séquence de dépôts, mais en général, elle est définie comme une série de faciès qui passent graduellement de l'un à l'autre. La séquence peut être limitée au toit et au mur par un contact brutal ou un remaniement.

Une séquence de dépôts est une unité stratigraphique composée de strates génétiquement liées, limitée à son sommet et à sa base par des discordances, qui leur sont corrélatives.

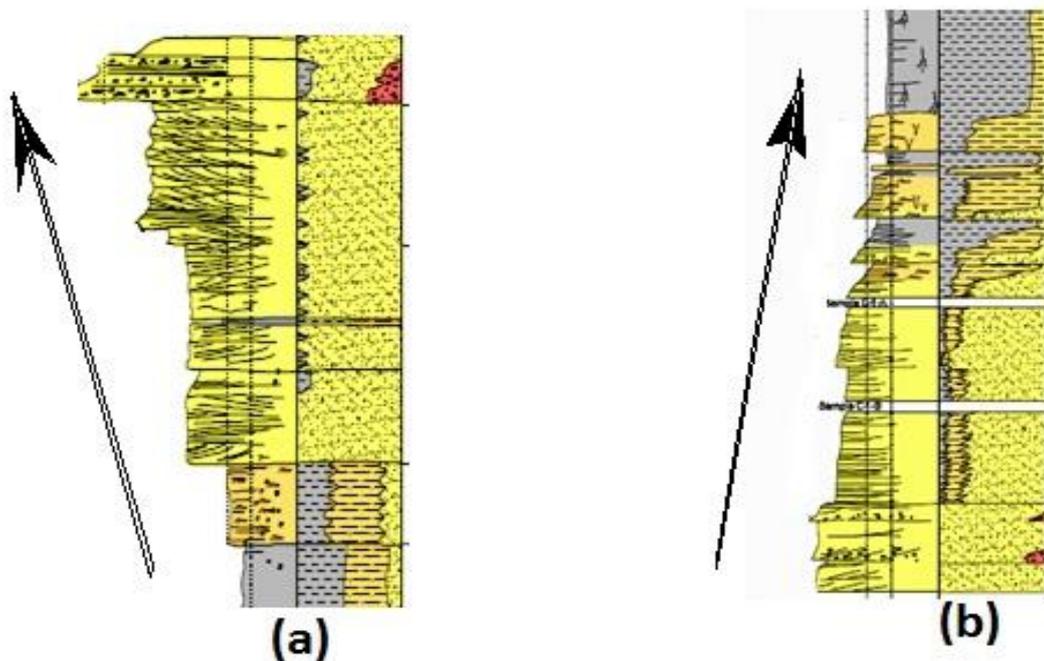
On peut distinguer deux types (**Fig.II.2**) :

*i. La séquence positive :*

La taille des grains des différents bancs montre une évolution stratigraphique granodécroissante, elle comporte les grains grossiers à la base et fins au sommet. Le contact basal est abrupt .On l'appelle aussi séquence transgressive.

*ii. La séquence négative :*

La taille des grains des différents bancs montre une évolution stratigraphique granocroissante vers le haut, le contact basal étant progressif (on va des argiles vers les grès grossiers comme dans les séquences deltaïques). On l'appelle aussi séquence régressive.



**Fig.II.2:** Exemples des séquences  
(a) : séquence négative ; (b) : séquence positive.

**II.1.5. Discontinuités :**

Elles traduisent un arrêt de la sédimentation, accompagné ou non d'une érosion. Elles permettent aussi de définir les séquences et de déterminer leur ordre (Fig. II.3).

Ordre séquentiel	Dénomination	Anatomie et échelle de faciès	Sédiment	Mécanismes	Discontinuités
0	Lamine	Feuillets microfaciès	Processus sédimentaire, feuillet stromatolitiques varvaires.	Phénomène météorologique, ou climatologique de courte durée, marée	Sans discordance
1	Banc	Macrofaciès	Milieu de sédimentation intertidal	Hydrodynamisme, aérodynamisme, chimisme	Joint, Diastème
2	Rythme	Nappe	Environnement : plate-forme	Mécanisme de nappes sédimentaires	Surface durcie perforée, ravinement
3	Membre	Mesofaciès	Situation dans l'aire de sédimentation	Variation de la mécanique des nappes sédimentaire	Surface durcie perforée, ravinement, ferruginisation
4	Formation	Corps	Type de sédimentation : delta	Mécanique des corps sédimentaires	Surface durcie ferruginisée, condensation de faune, plaquage béchique ou conglomératique
5	Série	Megafaciès	Grande lithofaciessilicoclastique	Dynamisme du bassin, subsidence	Discordance cartographique, polyzone de condensation
6	Groupe	Bassin	Grande type sédimentaire : molasse, flysch	Variation de paramètres océanologique	Discordance, vacuité
7	Faisceau	Gigafaciès	Type de remplissage : géosynclinal plate-forme	Destruction et reconstitution de la Pangée	Discordance, magmatisme, métamorphisme.
8	super faisceau	Croûte	Evolution du remplissage : géosynclinal plate-forme stable	Constitution crustale, réarrangement géochimique du manteau supérieur	Epaississement de la tectosphère, vacuité à l'échelle des ères

**Fig.II.3:** Caractère des ordres séquentiels (d'après KAZI-TANI, 1986).

## II.2. Aperçu sur l'environnement de dépôt :

La compréhension des conditions d'accumulation des sédiments, de la géométrie des corps sédimentaires et des relations spatio-temporelles des différents faciès requiert la connaissance des systèmes de dépôt. Il est donc nécessaire de définir des critères d'identification ; pour cela, on construit des modèles théoriques de dépôt. Ces derniers ont pu être établis grâce à des comparaisons entre dépôts anciens et dépôts actuels (principe de l'actualisme). La connaissance des dépôts actuels est donc indispensable et s'enrichit au fur et à mesure de la découverte et de l'étude de nouveaux sites. La reconnaissance et la répartition des milieux anciens de sédimentation constituent une des bases de la paléogéographie.

On peut regrouper les environnements de dépôt en trois catégories principales :

- Continental
- Transitionnel
- Marin

Dans notre étude, nous nous limiterons au modèle de faciès des dépôts marin et spécialement l'environnement marin peu profond. Les éléments qui composent ce modèle de faciès sont :

- La séquence,
- La composition lithologique,
- L'agencement des structures sédimentaires,
- L'association de lithofaciès,
- Les limites de séquence (passage brutal ou progressif),
- Les variations latérales et verticales des paramètres pétrophysiques.

**II.2.1. Environnement marin peu profond:**

Les sédiments de l'Ordovicien dans notre région d'étude se composent d'argile, de silt et de grès quartzitiques fins à très fins, rarement moyens, déposés dans un environnement marin peu profond, dans la séquence de dépôt de l'Ordovicien. Il faut signaler du reste, que l'influence tidale, même si toujours présente, on a des dépôts tidaux, qui ne sont préservés que lorsque l'action des vagues et des tempêtes se fait modérée.

Les différentes associations des faciès, peuvent se résumer comme suit :

**II.2.1.1. L'offshore :**

Les dépôts d'offshore observés correspondent à des argiles noires à gris-foncées, indurées, fissiles, parfois silteuses, riches en pyrite, en bioclastes et en Graptolites, et représentent une sédimentation en mer ouverte au-dessous du niveau d'influence des vagues, la bioturbation y est inexistante. Enfin, les argiles radioactives offrent un bon exemple de ce type de faciès offshore (Fig. II.4).

**II.2.1.2. Le Shoreface :**

Les dépôts de shoreface observés montrent une influence importante des vagues et des tempêtes.

**II.2.1.3. Le Shoreface Inférieur :**

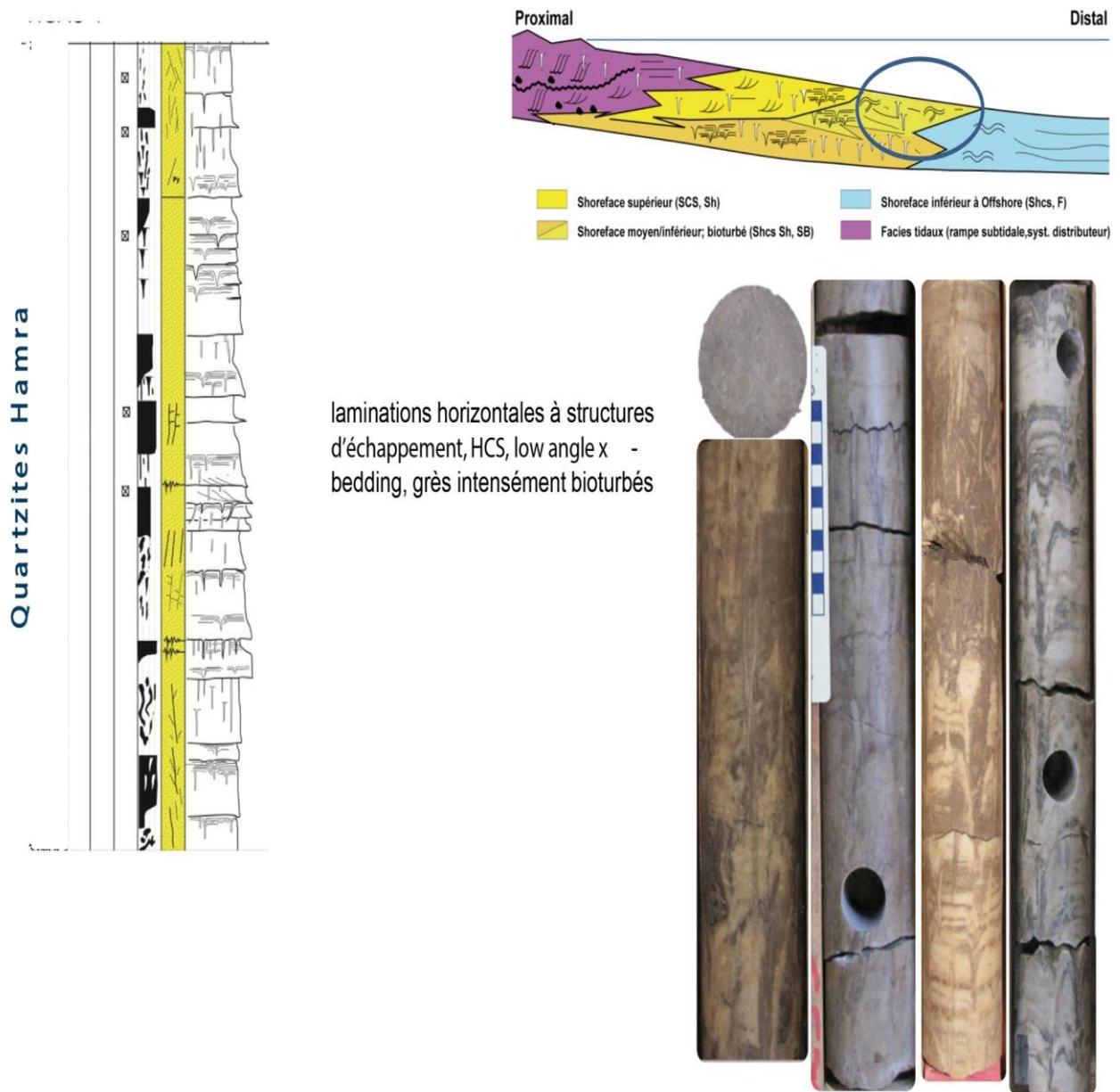
Il s'agit d'une alternance d'argiles noires à gris-foncées et de lentilles et fines passées de grès fins à très fins, quartzitiques, faiblement à modérément bioturbées avec présence de micas et de pyrite. Les structures sédimentaires observées sont lenticulaires et litage ondulé, litage en mamelons, rides de courants et de vagues. Le rapport Grés/Argiles serait d'environ 30% (Fig. II.4).

**II.2.1.4. Le Shoreface Moyen :**

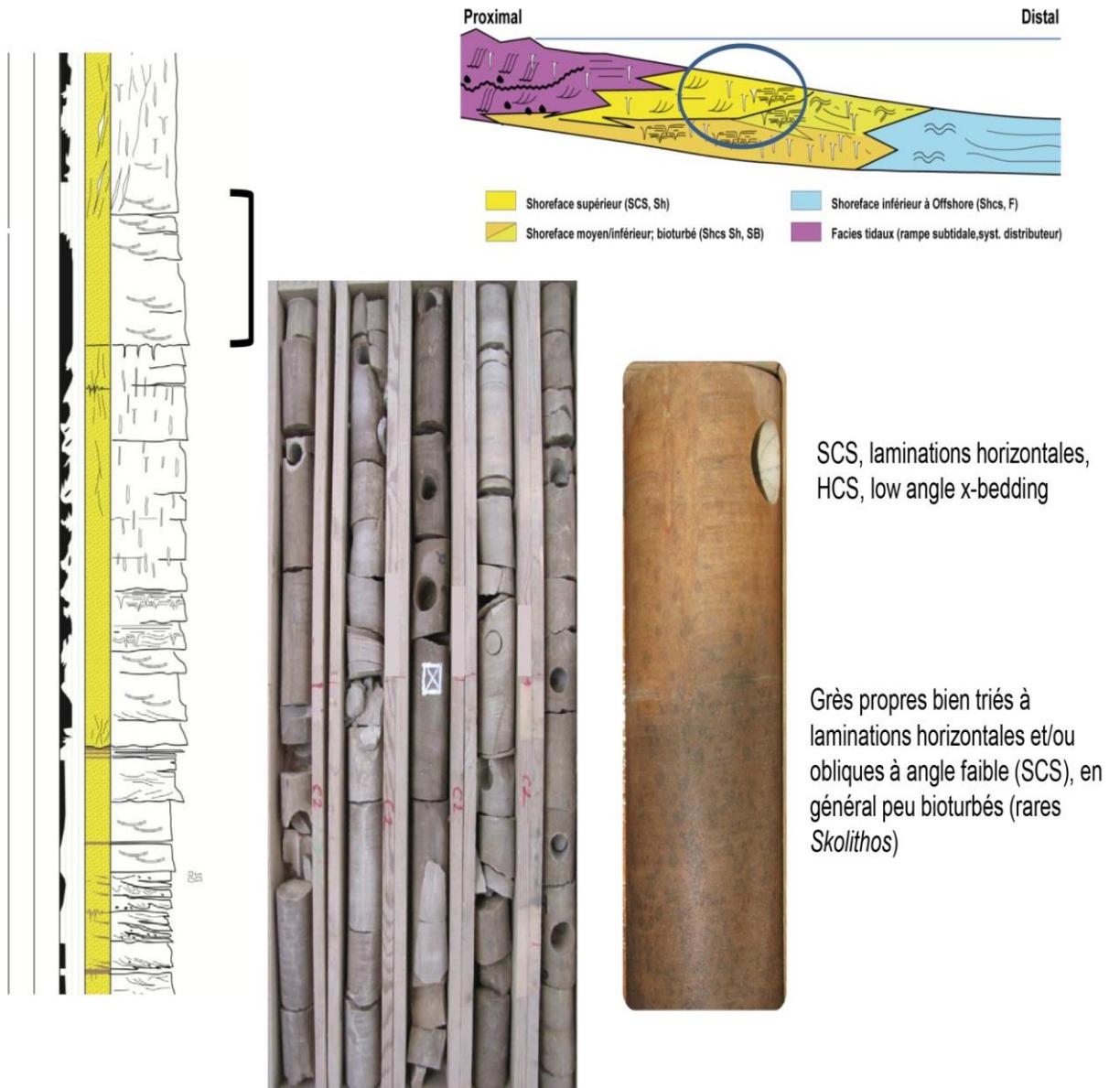
Au niveau du Shoreface moyen le taux Grés/argile dépasse les 60% et le faciès est caractérisé par un faciès hétérolitique composé de grés fin à très fin, friable, avec intercalation de passées d'argiles gris-foncées. Les structures sédimentaires sont représentées par des rides de courant et de vagues, des stratifications entrecroisées à faible angle. La bioturbation est modérée à intense (Fig. II.5).

**II.2.1.5. Le Shoreface Supérieur:**

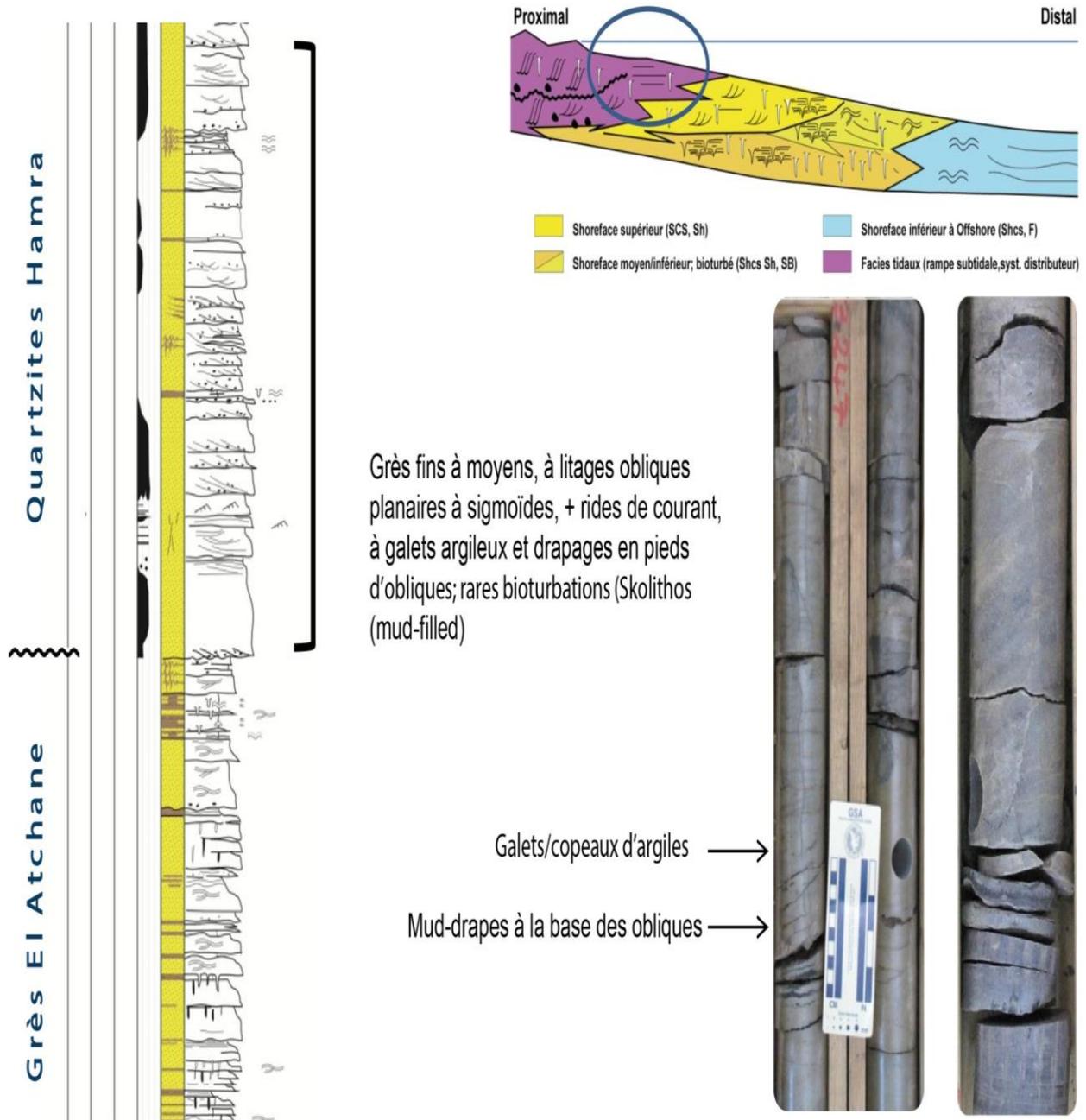
Le taux de grés de ce environnement est nettement supérieur à celui des sous-environnements ci-dessus décrits. Celui-ci d'environ 90% est constitué de grés fin à moyen, gris-clair à beige, quartzitique à friable, avec rares fines passées d'argiles. La bioturbation est très variable, de rare à intense. Les structures sédimentaires sont représentées par les HCS qui sont fréquents, les stratifications entrecroisées à faible angle, un litage ondulé, des clastes et lamines d'argile. On note aussi la présence de bioclastes fins et de nodules d'argiles ferrugineux (Fig. II.6).



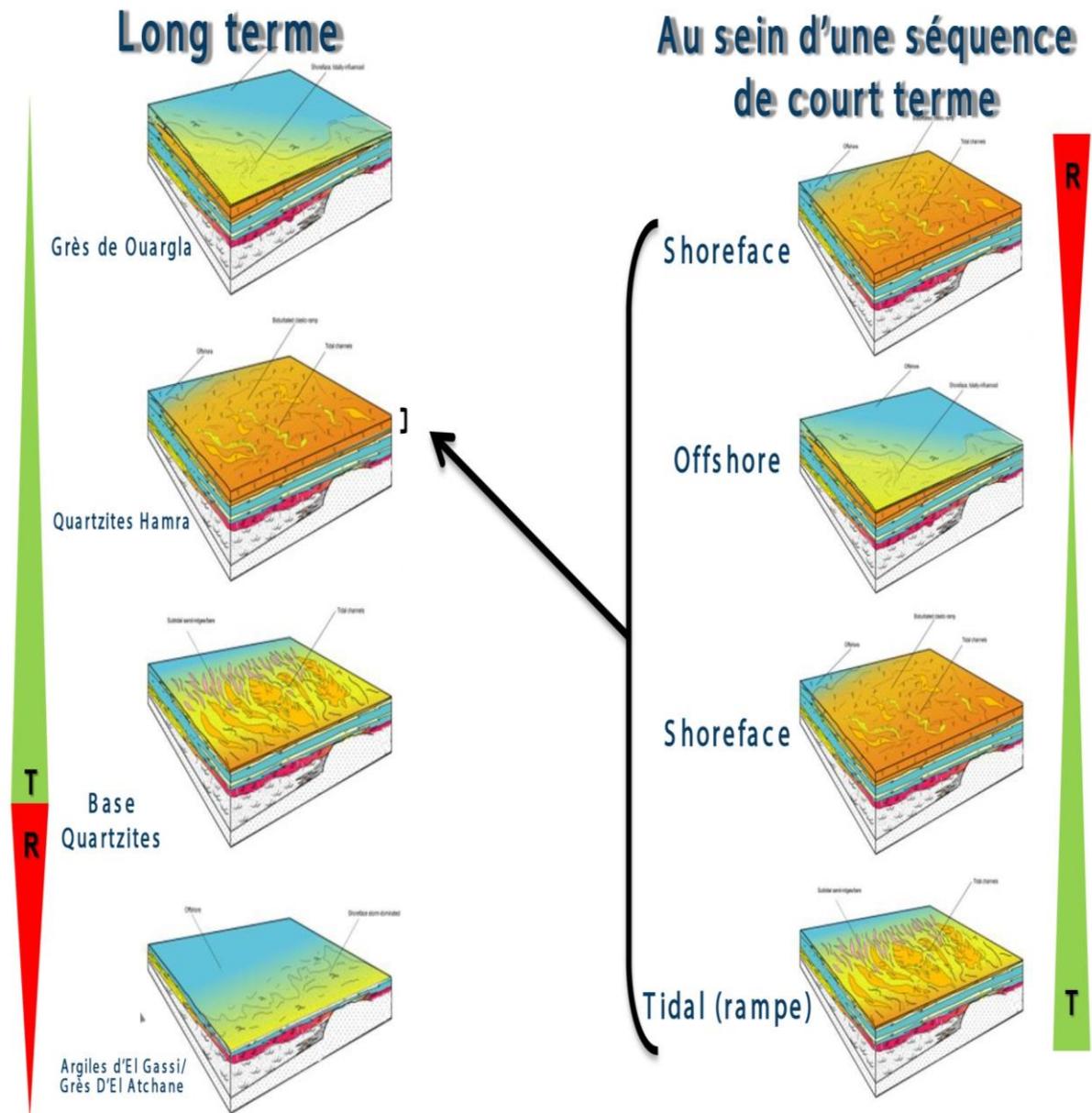
**Fig. II.4** : Faciès de Shoreface Inf à transition avec Offshore ( QZH,GEA).



**Fig. II.5:** Faciès de Shoreface Inf. à Moyen.



**Fig.II.6:** Faciès Shoreface Supérieur.



**Fig. II.7:** Faciès tidaux à sub-tidaux

### II.3. Description des carottes :

La formation des Quartzites de Hamra est souvent décrite comme massive et compacte, d'une épaisseur moyenne de 50 m et elle est constituée de grès blancs, fins à moyens, localement grossiers, quartzitiques, comprenant quelques passées d'argile noire silteuse (Tab. II.1).

Puits	Réservoir	Epaisseur (m)	Description du faciès à partir des fiches carotte
P1	Ordovicien (Unité III-2)	40	Grès siliceux à silico-argileux et un plus argileux. Le grès est plus cimenté, et montre souvent une tendance quartzitique fissurée (colmatée et ouverte) avec des stylolites.
P2	Ordovicien (Unité III-2)	42	Grès beige très fin, homogène silico-argileux compact admettant de l'argile noire micacée en sédimentation confuse : Tigillites subverticales, dans l'ensemble quelques joints stylolitiques (Fig. II.8), présence aussi de nombreuses fissures avec un niveau de bonne porosité et perméabilité.
P3	Ordovicien (Unité III-2)	45	Grès homogène fin à moyen anguleux, argilo-siliceux à Tigillites poreux, présence des fissures ouvertes au milieu du réservoir.
P9	Ordovicien (Unité III-2)	51	Grès blancs siliceux, parfois kaoliniques, lités et très compacts à ciment siliceux avec des niveaux argileux à la base.
P6	Ordovicien (Unité III-2)	43	Grès très compacts à faibles porosités à ciment siliceux.

**Tab. II.1 :** Tableau résumant la description des carottes des puits étudiés.



**Fig. II.8:** Photos de carottes (Unité III-2, P2) montrant les stylolites horizontaux.

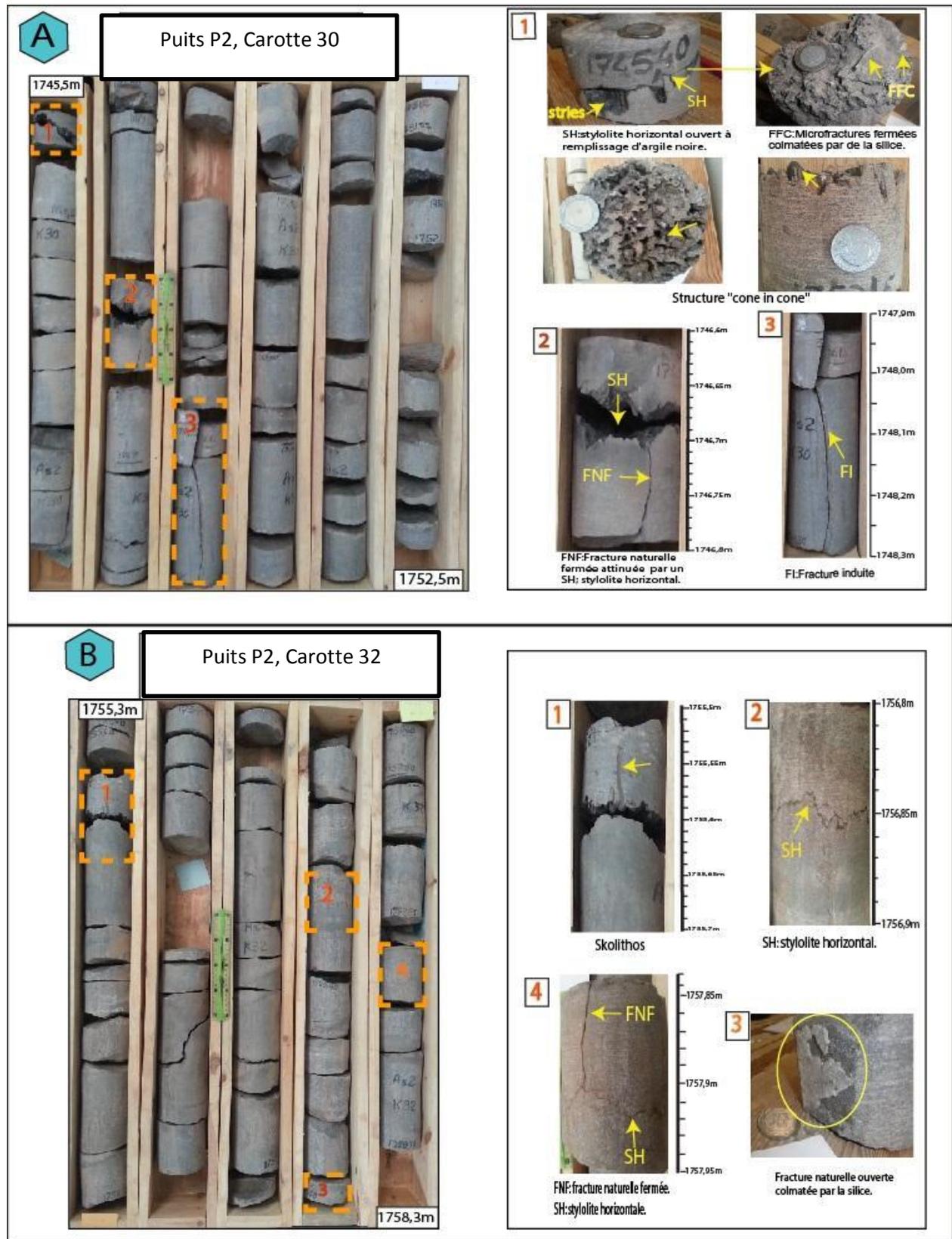
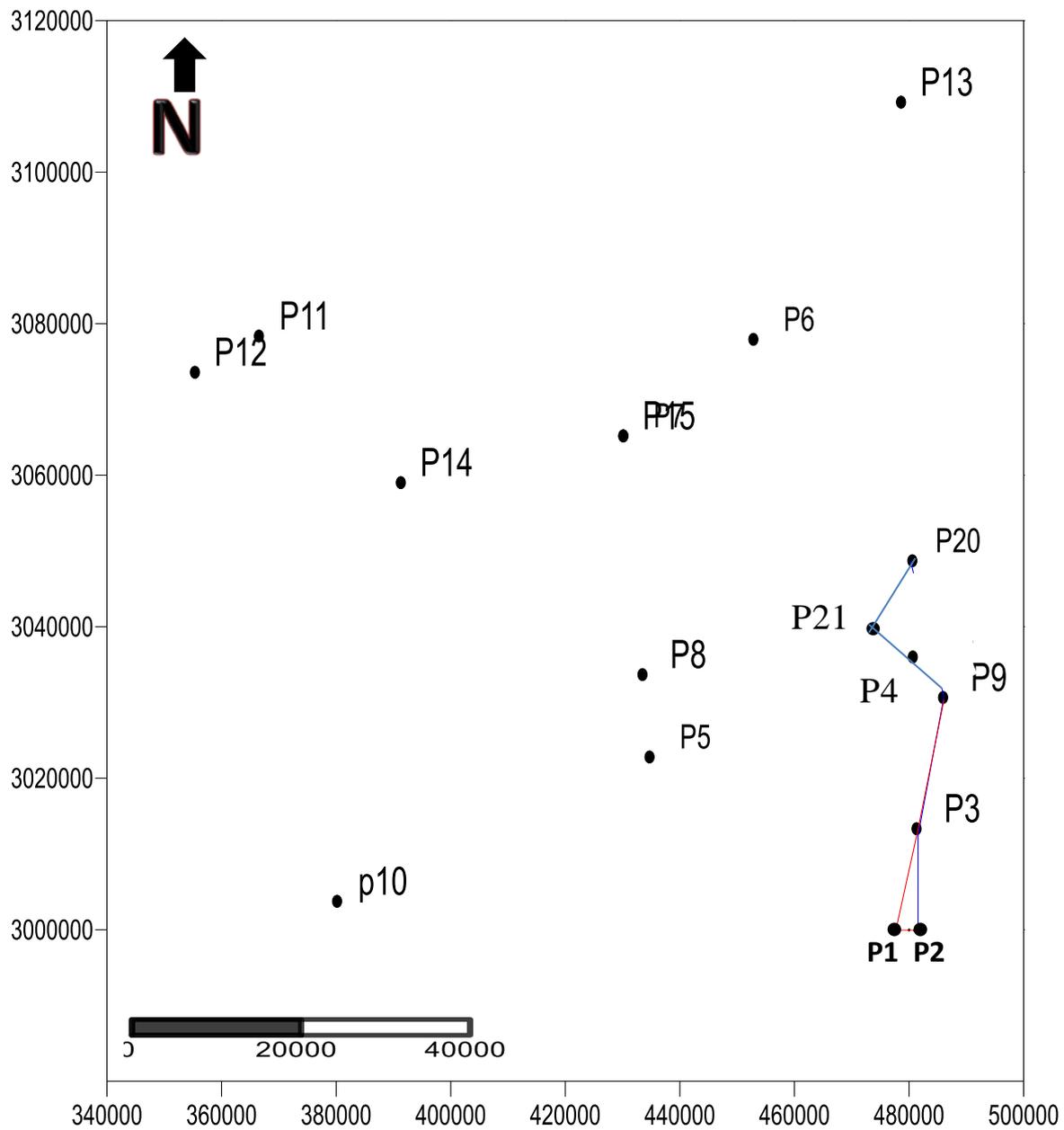


Fig. II.9: photo de carottes (N° 30 et 32) du réservoir ordovicien, Unité III-2 du P2.



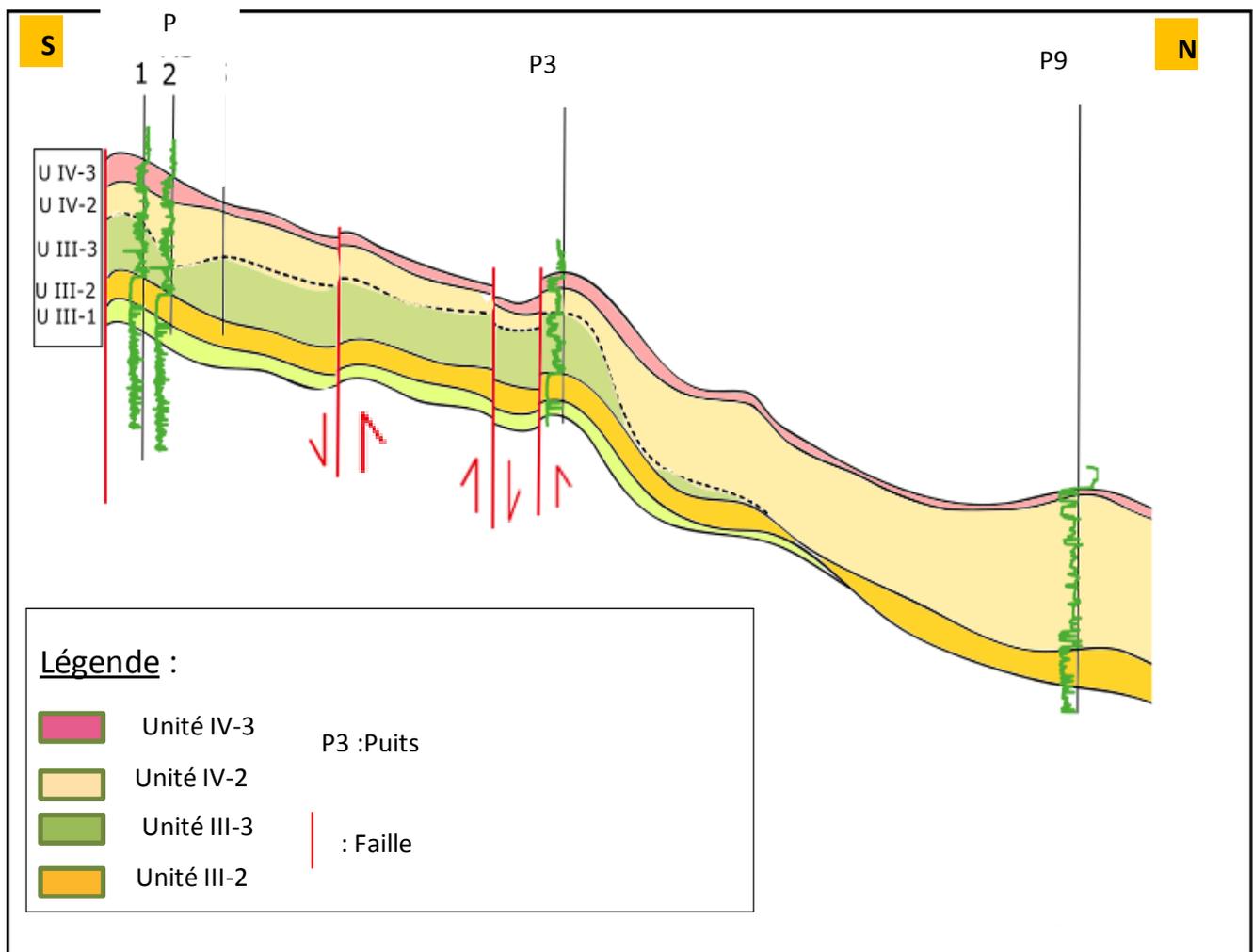
**Légende :**

— Profil de corrélation à travers les puits P2, P3, P9, P21, P20.

— Coupe géologique à travers les puits P2, P1, P3, P9.

- P20** : Nom du puits
- : position du puits

**Fig. II.10** : Ensemble des puits utilisés dans la zone d'étude.



**Fig. II.11 :** Coupe géologique N-S des réservoirs Ordovicien à travers les puits P1, P2, P3, P9

➤ **Interprétation de la coupe Géologique :**

La coupe géologique d'orientation N-S, qui passe par les puits P1, P2, P3, P9, montre une structure monoclinale dont l'inclinaison est vers le Nord. On note aussi la présence de failles verticales à grand rejet, qui affectent les terrains ordoviciens.

L'épaisseur de l'unité III-2 est relativement constante le long de la coupe, par contre, l'épaisseur de l'unité III-3 se diminue jusqu'à la disparition en allant du Sud vers le Nord à cause de l'érosion glaciaire en laissant la place à l'unité IV, où elle est plus épaisse dans la partie Nord (Fig. II.11).

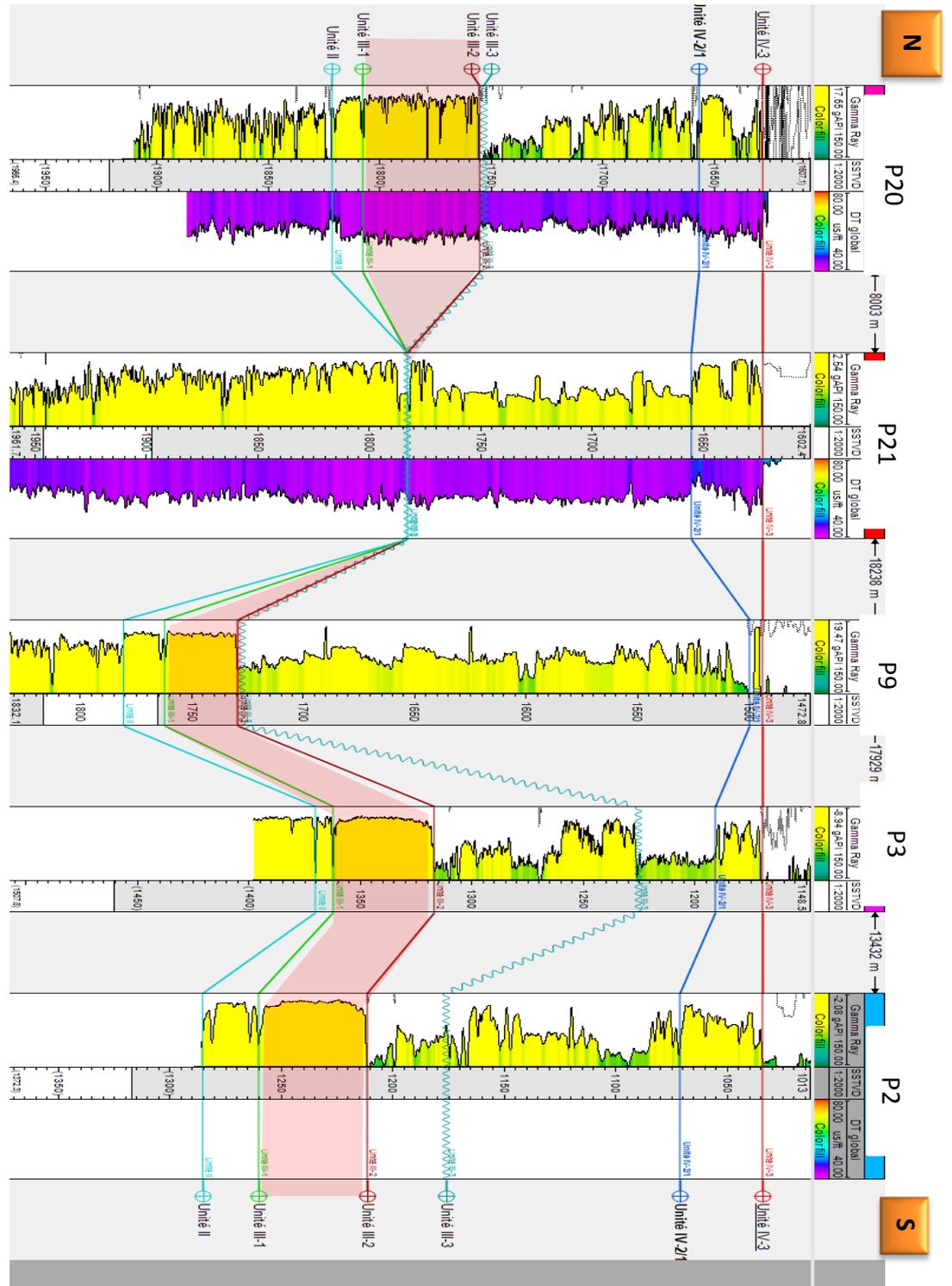


Fig. II.12 : Corrélation diagraphique N-S des réservoirs Ordovicien à travers les puits P20, P21, P9, P3, P2.

➤ **Interprétation de la corrélation diagraphique :**

L'objectif principal de cette corrélation est de suivre l'extension latérale des réservoirs du Cambro-ordovicien dans la région d'étude.

Une corrélation diagraphique de direction N-S a été établie au niveau des réservoirs du Cambro-ordovicien des puits P20, P21, P9, P3, P2, montrant que l'unité III-2 a une épaisseur relativement constante au niveau de tous les puits avec une moyenne de 50m.

Au niveau du puits P21 on remarque l'absence de toute l'unité III, qui a été érodé totalement à cause de l'érosion glaciaire où l'érosion a été intense et a mis en contact l'unité IV avec l'unité II, donc elle a affecté toute l'unité III (Fig. II.12).

**II.4. Résultats des tests des puits de la zone d'étude :****➤ Puits P1 :**

**Test N° 1 :** (de 1707.15 m à 1715.9 m) aucune venue

**Test N° 2 :** (de 1716.25 m à 1726 m) venue de gaz combustible humide avec un débit de 160000 m<sup>3</sup>/j accompagné de gazoline et d'huile.

**Test N° 3 :** (de 1728.65 m à 1737 m) venue de gaz combustible humide avec un débit de 72000 m<sup>3</sup>/j accompagné de gazoline et de boue émulsionnée.

**Test N° 4 :** (de 1740.15 m à 1751 m) essai non réussi, fuite au packer.

**➤ Puits P2 :**

**Test N° 1 :** (de 1716.2 m à 1723 m) débit de 500 m<sup>3</sup>/h de gaz humide.

**Test N° 2 :** (de 1724.7 m à 1742.9 m) débit de 4.96 m<sup>3</sup>/h.

**Test N° 3 :** (de 1743.2 m à 1759.2 m) venue de 1.12 m<sup>3</sup>/h de gaz humide.

**➤ Puits P3 :**

**Test N° 1 :** (de 1809 m à 1822 m) venue d'eau salée.

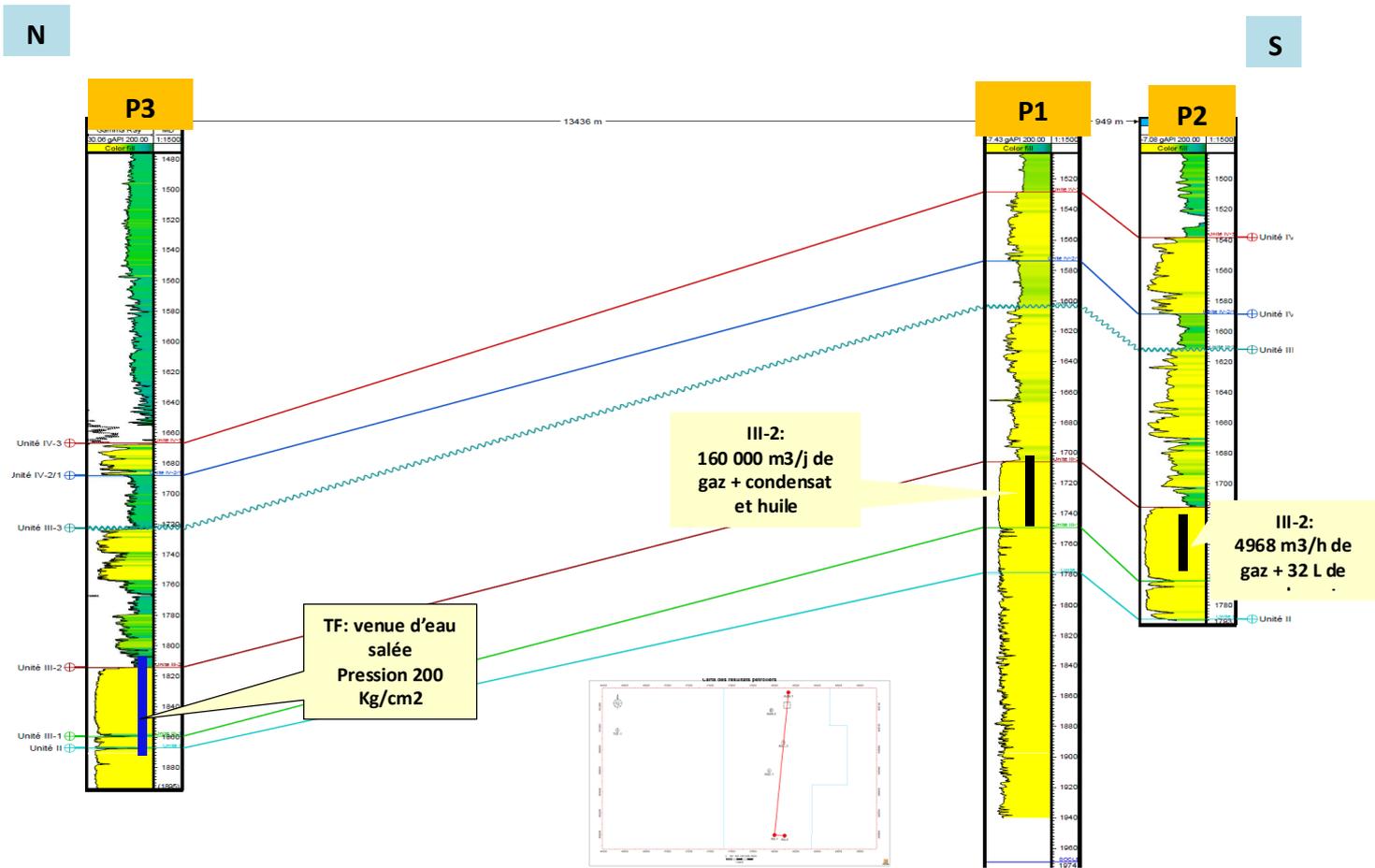


Fig. II.13 : Corrélation N-S des réservoirs Ordoviciens

**Conclusion :**

L'étude sédimentologique de l'unité III-2 a révélé que :

Les corps gréseux des quartzites de Hamra sont représentés par une séquence granocroissante, matérialisée par des sédiments progradants de plate-forme.

Les argiles noires, feuilletées rencontrées à la base des quartzites de Hamra indiquent une décantation en période calme, une telle sédimentation est caractéristique d'un environnement d'offshore.

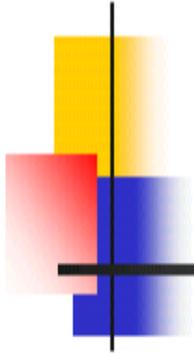
Les niveaux gréseux indiquent une sédimentation de haute énergie (shoreface).

Le réservoir des quartzites de Hamra de Bourarhet Sud est caractérisé par un faciès gréseux moyen, fin à très fin, moyennement bien classé, à ciment siliceux, propre et compact.

L'observation de certaines intersections de fractures sur carottes illustre, probablement, la présence d'un réseau de fractures connectées.

La présence considérable des joints stylolitiques tout au long des carottes.

L'interprétation des tests de formation permet de déduire si le réservoir est producteur d'hydrocarbures par matrice ou par fracturation naturelle ou bien par les deux en même temps.



# CHAPITRE III

## **Approche structurale**

**Introduction :**

La répartition et l'architecture générale des réservoirs dépend grandement des processus tectoniques. L'architecture générale détermine les pièges possibles, la plupart des gisements ont un contrôle structural, les failles et les fractures à toute échelle ont ensuite un rôle majeur, en particulier pour certaines lithologies, comme les calcaires compacts, en effet la densité de fracturation et la qualité hydraulique des fractures (perméables ou imperméables) vont jouer à plusieurs titres :

- Pour le développement de la diagenèse précoce ou tardive en contrôlant les circulations des fluides.
- Pour la mise en place des hydrocarbures.
- Pour la production lors de l'exploitation industrielle.

Enfin les déplacements des couches plus ou moins importants le long des failles peuvent entraîner un cloisonnement des réservoirs pétroliers, c'est-à-dire un compartimentage avec des problèmes de barrières de perméabilité.

**III.1.Champs de contraintes des phases tectoniques :****III.1.1.Rappels sur la tectonique du bassin d'Illizi**

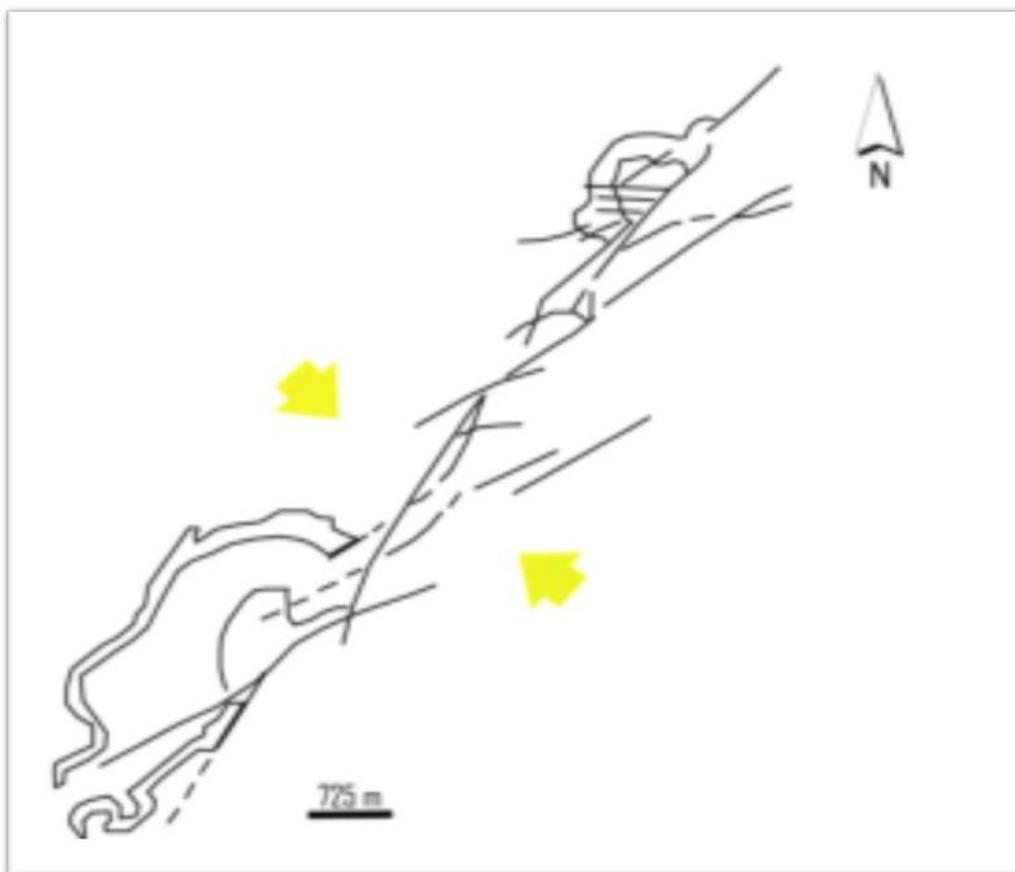
Les principaux événements tectoniques qui ont affectés le bassin d'Illizi ont eu lieu : (1) durant le Précambrien terminal-Cambrien inférieur (événement Panafricain), (2) à l'Ordovicien supérieur (phase Taconique) ; (3) du Silurien supérieur au Dévonien inférieur (phase Calédonienne), (4) au Dévonien supérieur (phase Frasnienne), (5) du Carbonifère au Permien (phase Hercynienne), (6) au Crétacé inférieur (phase Autrichienne, Aptien), (7) phases cénozoïques (Eocène à Oligocène). Ces différentes phases tectoniques, compressives et distensives, se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires.

### III.1.2. Champ des contraintes à Bourarhet :

Dans notre région d'étude, deux phases ont pu être mises en évidence sur la base de l'analyse structurale et dont l'influence a été prépondérante dans le bassin l'Illizi, il s'agit des mouvements hercyniens qui sont attribués à une phase hercynienne précoce (**N 040**) et une phase hercynienne tardive (**N 120**) (Fig.III.1).

Par leur caractère compressif, elles ont été responsables d'un grand nombre de déformations et ont eu un rôle très important dans la structuration du bassin.

La majorité des accidents du socle de direction N-S ont rejoué et se sont amorties dans les terrains carbonifères, sauf les grands trends comme celui de Fadnoun et qui traversent toutes les séries paléozoïques et mésozoïques (Beicip, 1975).



**Fig.III.1** : Structures d'Assekaifaf associées à un groupement de failles orientées NE- SW « phase Hercynienne » (beicip 1975).

## III.2. Analyse structurale :

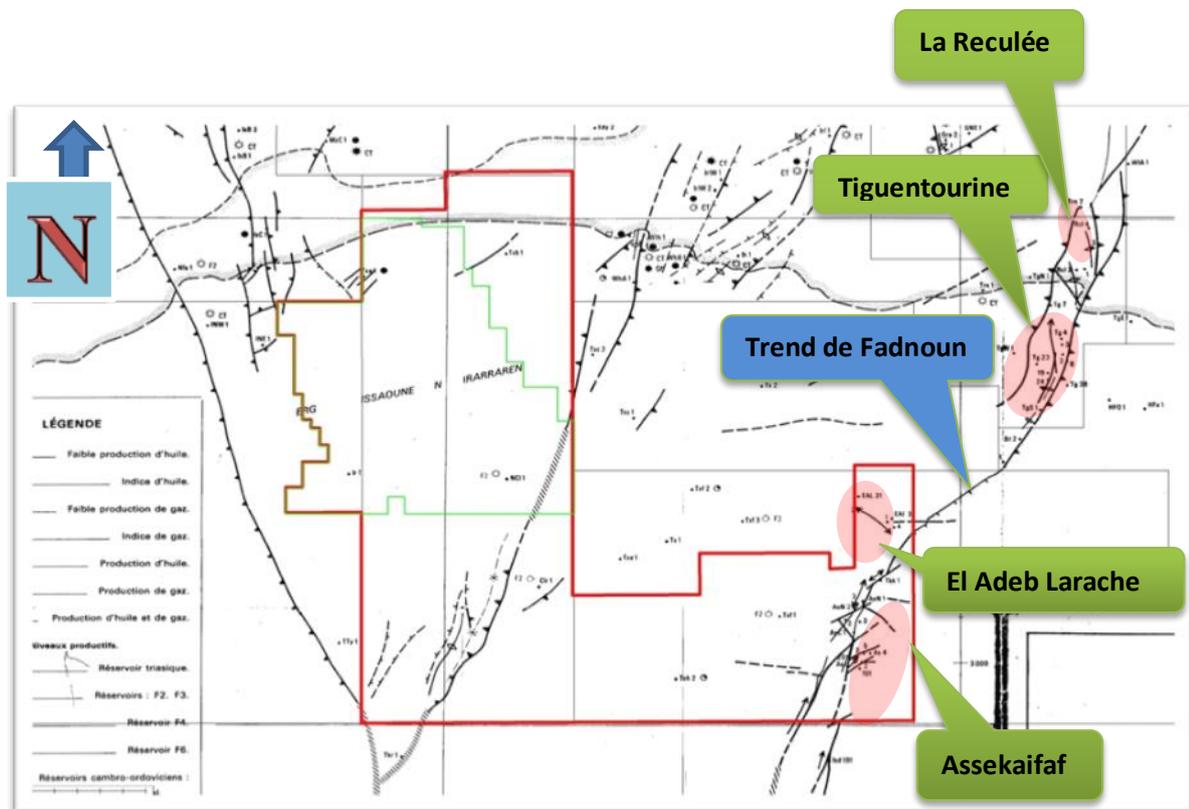


Fig. III.2 : Carte structurale de la région Bourarhet (document Sonatrach 1975)

La carte structurale de la région Bourarhet montre un accident majeur « trend de Fadnoun » de direction NNE-SSW (Fig. III.2).

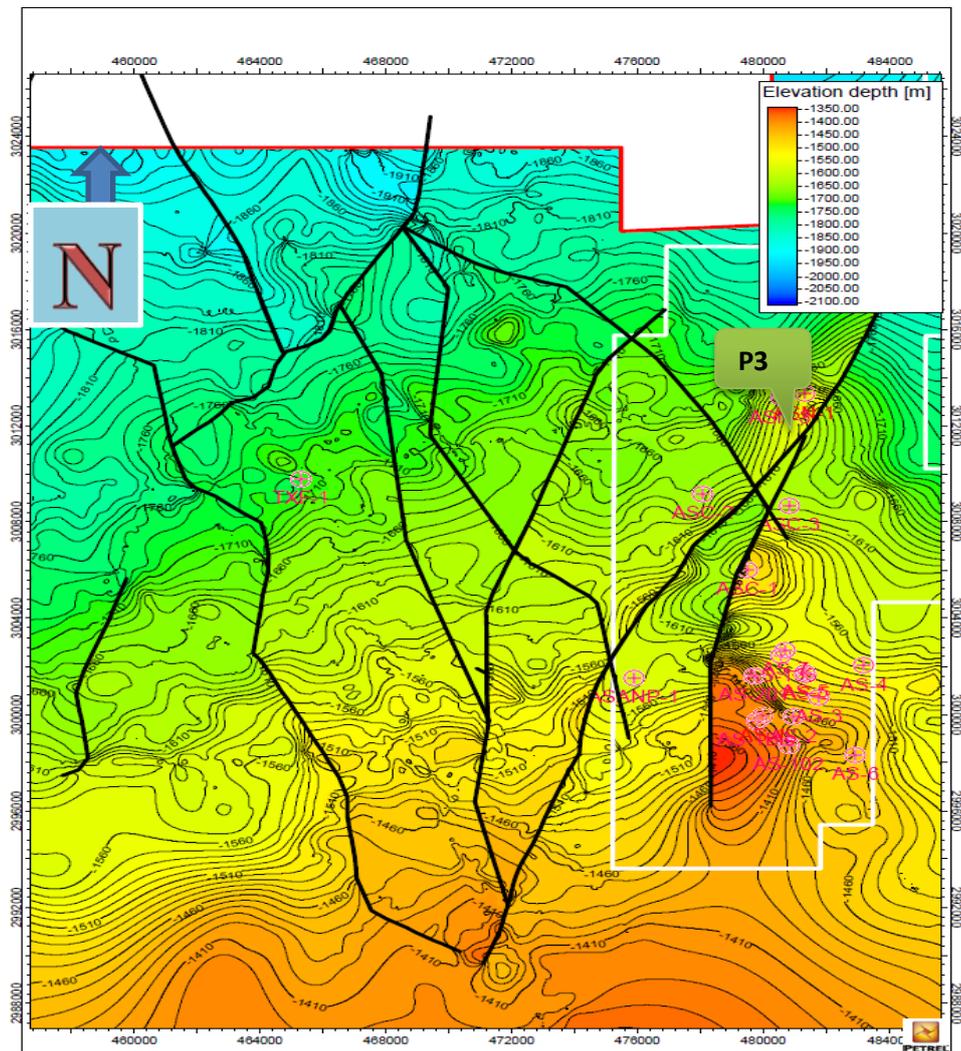
L'accident complexe au niveau d'Assekaifaf, où il se décompose en deux branches principales, ces deux branches se rejoignent à nouveau, puis se sépare en plusieurs branches au niveau de La Reclée.

De nombreuses failles secondaires associées à l'accident principal qui sont visibles sur la carte, elles sont :

Soit parallèles à l'accident principale comme le cas de la faille Ouest des structures Tiguentourine et La Reclée.

Soit d'orientation transverse par rapport à l'accident principal, ce sont des petites failles en échelons, qui découpent les structures au niveau du trend de Fadnoun.

## III.2.1. Carte en isobathes au toit de l'ordovicien



**Fig.III.3 :** Carte en isobathes au toit de l'Ordovicien

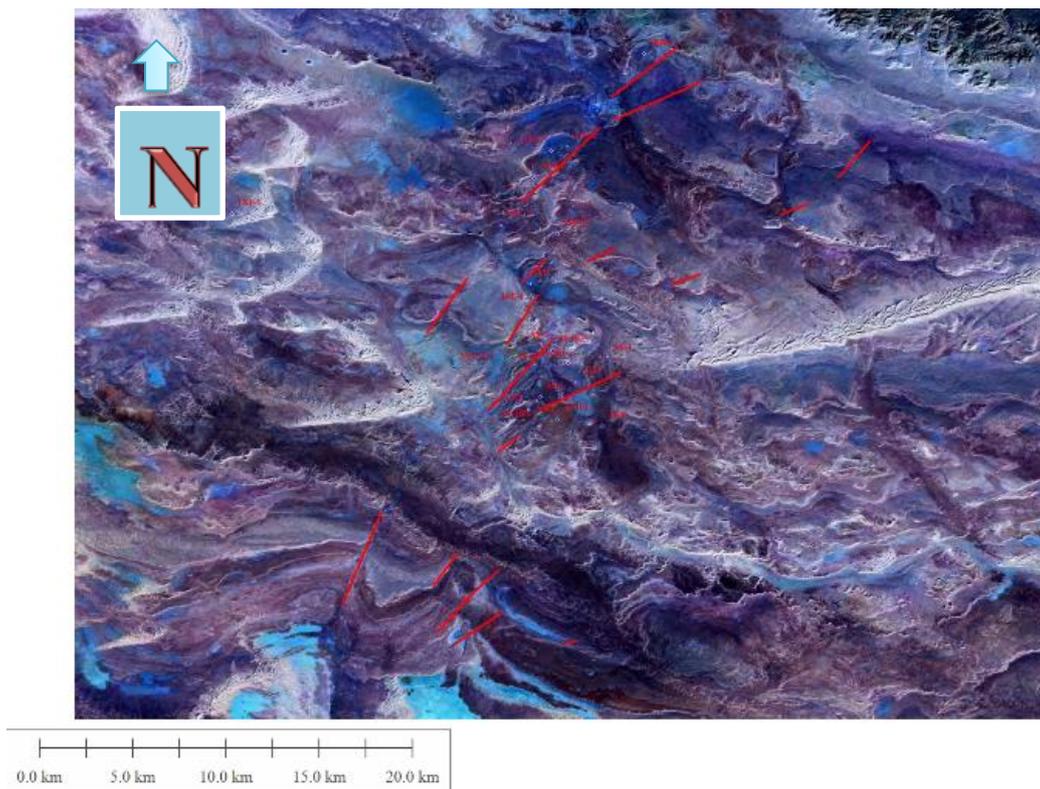
La région d'étude se situe entre les deux accidents régionaux : l'axe du Fadnoun et l'axe du couloir Irlalène à l'Ouest, qui se rejoignent au niveau du puits P3.

La carte en isobathe au toit de l'Ordovicien, montre une structure générale monoclinale orientée vers le Nord, donc les parties les plus hautes sont observées au Sud de la région.

On s'observe que ses structures s'étendent le long de l'accident qui se présente comme des zones hautes et basses (Fig.III.3).

On remarque que les courbes sont serrées dans la partie Sud de la région, ce qui implique un fort pendage par rapport à la partie Nord.

## III.2.2. Carte de surface



**Fig. III.4 :** Image satellitaire montrant la distribution des failles NE-SW dans la région de Bourarhet Sud.



**Fig. III.5 :** Image satellitaire montrant un pli d'entraînement dans la région Bourarhet Sud.

**Conclusion :**

La partie Sud de Bourarhet est affectée par des accidents ayant une direction prédominante NE-SW correspondant au trend de Fadnoun, celui-ci est associé aux décrochements et aux plis d'entraînement (Fig. III.4 et Fig. III.5).

L'impact des réseaux de fractures se répercute, essentiellement, sur trois propriétés du réservoir: 1- sur la porosité, 2- sur la perméabilité et 3- sur la connectivité.

Concernant la connectivité, ceci dépendra de l'ouverture et l'état de la fracture, c'est-à-dire si la fracture est ouverte ou colmatée, et sur le type de fractures.



# CHAPITRE IV

## **Paramètres pétrophysiques**

**Introduction:**

Afin de mieux étudier un réservoir et la région d'extension de ce réservoir, il est nécessaire d'analyser les valeurs et la distribution des paramètres pétrophysiques caractérisant le réservoir étudié.

Dans ce chapitre, nous avons tenté d'une part d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant une corrélation entre ces deux paramètres et d'autre part, d'établir des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de la porosité et de la perméabilité.

Notre étude consiste à traiter et à analyser les caractéristiques des paramètres pétrophysiques et leur distribution dans le réservoir unité III-2 dans la région Bourarhet Sud. Le but de cette démarche est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir associé à notre zone d'étude.

**IV.1 .Méthodologie d'analyse statistique des données pétrophysiques :**

Pour une étude complète du secteur choisi, il est nécessaire d'établir une étude statistique des paramètres pétrophysiques du réservoir, pour cela on suit les étapes suivantes :

- A- Etablir des cartes en Isopaques, iso-porosités et iso-perméabilités de l'unité III-2 dans la région Bourarhet Sud.
- B- Tracer les courbes de distribution des paramètres pétrophysiques en fonction de la profondeur.
- C- Réaliser des histogrammes de distribution pour la porosité et pour la perméabilité de l'unité III-2 au niveau de trois puits (P1, P2, P3).
- D- Tracer des courbes de corrélations porosité-perméabilité du réservoir au niveau des trois puits choisis.

**Traitement de la population de données :**

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

$$J = \{j_1, j_2, j_3, j_4, j_5, \dots, j_n\}$$

La population sera subdivisée en classe. Le nombre de classe est égale à :

$$N = 1 + 3.322 \log J$$

A ce moment il est nécessaire de déterminer l'étendue de la population E :

$$E = J_{\max} - J_{\min}$$

Donc la dispersion d'une classe est égale à :

$$D = E / N$$

Dans ce cas, on distribue l'effectif de la population dans les classes et on calcule la fréquence de cette classe comme suit :

$$F_i = j_i / J$$

Où  $i = 1, 2, 3, 4, \dots, n$ , tel que  $\sum F_i = 1$ .

D'après ces fréquences on obtient une courbe en escalier qu'on appellera histogramme des fréquences.

➤ **Paramètre d'asymétrie**

Il existe 3 types de distributions, conditionnées par les valeurs du Skewness, qui est exprimé selon la formule suivante :

$$SK = 1 / n \times \sum n_i \times (X_i - X_{\text{moy}})^3$$

Les types de distribution sont :

- ✓ Dissymétrie à gauche :  $SK > 0$ .
- ✓ Symétrie :  $SK = 0$ .
- ✓ Dissymétrie à droite :  $SK < 0$ .

➤ Calcul de la moyenne :

La moyenne pour la porosité est calculée arithmétiquement, c'est le rapport de la somme des valeurs de la porosité mesuré sur le nombre d'échantillons.

$$\Phi \text{ moy} = \sum \Phi_i / N$$

Avec :

$i=1.2..... n$ .

$\Phi \text{ moy}$  : moyenne arithmétique des valeurs mesurées en %

$\Phi_i$  : valeurs de la porosité mesurée de chaque échantillon.

$N$  : nombre d'échantillons.

Par contre celle pour la perméabilité, la moyenne est donnée géométriquement suivant cette relation :

$$K \text{ Moy} = \sqrt[N]{\prod_{i=1}^n k_i} = (k_1 * k_2 * k_3 * ..... * k_n)^{\frac{1}{N}}$$

Avec :

$i=1.2..... n$ .

## IV.2.Rappels :

### IV.2.1. La porosité :

Elle correspond par définition au volume total occupé par les vides de la roche (**Vp**) divisé par le volume total de la roche (**Vt**).

$$\Phi = \frac{V_P}{V_T}$$

- $\Phi$  : Porosité [%].
- **Vt** : Volume total de l'échantillon.
- **Vp** Volume des vides entre les grains solides.

On définit aussi la porosité totale ( **$\Phi_t$** ), correspondant à tous les pores, reliés ou non entre eux, et la porosité résiduelle ( **$\Phi_r$** ) qui ne tient compte que des pores isolés, la porosité utile ( **$\Phi_u$** ) ; les pores liés entre eux.

$$\Phi_t = \Phi_u + \Phi_r$$

### Echelle quantitative de la porosité :

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

### IV.2.2. la Perméabilité:

Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux; on dit alors qu'il est perméable. La perméabilité représente ainsi la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser.

#### Loi de Darcy :

Considérons un échantillon de longueur  $dx$  et de section  $A$ , saturé d'un fluide de viscosité dynamique  $\mu$ , traversé horizontalement par un débit  $Q$  (mesuré dans les conditions de la tranche  $dx$ ), en régime permanent, le gradient de pression est  $dp$ . L'échantillon est fait sur les faces latérales. S'il n'y a pas de réaction du fluide avec la roche, ce qui est le cas général, on a:

$$Q = A * \frac{k}{\mu} * \frac{dp}{dx}$$

#### Echelle quantitative de la perméabilité :

<b>10 &lt; K &lt; 50 MD</b>	Faible ;
<b>50 &lt; K &lt; 200 MD</b>	Moyenne ;
<b>K &gt; 200 MD</b>	Bonne.

### IV.2.3. Relation perméabilité-porosité:

Bien que dans les roches clastiques il puisse exister une certaine relation entre porosité et perméabilité, on constate généralement qu'il n'y a pas une relation quantitative directe entre ces deux caractéristiques fondamentales d'un réservoir.

C'est notamment le cas des argiles, généralement poreuses, mais dont les pores et les canalicules extrêmement fins renforcent les actions liées aux tensions interfaciales, qui tendent à limiter les possibilités de déplacement des fluides. A l'inverse, on peut noter le cas des roches fissurées souvent compactes et notamment des carbonates, qui représentent en général une perméabilité élevée, mais des porosités faibles.

### IV.3. Analyse des paramètres pétrophysiques :

#### IV.3.1. Analyse des cartes :

##### IV.3.1.1. Carte en Isopaques de l'unité III-2

#### Tableau des données de base

Les variations des épaisseurs au niveau de de l'unité III-2 sont reportées dans le tableau suivant :

N ° Puits	X(m)	Y(m)	Epaisseur(m)
P1	480000,88	2999959,68	73.2
P2	480948,81	2999906,25	73.77
P3	481304,2	3013332,67	53.28
P9	485937,6	3030652,4	51.15
P10	380159,22	3003753,87	92
P11	366521,17	3078359,73	109
P8	433467,64	3033673,74	88
P12	355353,18	3073573,23	103.33
P13	478603,13	3109223,3	23
P14	391292,07	3059012,15	111.58
P15	430120	3065178	26

**Tab IV.1:** La variation des épaisseurs totales du réservoir (l'unité III-2)

On remarque que l'épaisseur diminue du Sud-Ouest vers le Nord-Est, la valeur maximale de l'épaisseur est de 111.58m (puits P14), le minimum est enregistré au niveau du puits P13 avec une valeur de 23m. Les faibles valeurs dans la partie Nord-Est sont dues à l'érosion (Fig. IV.1).

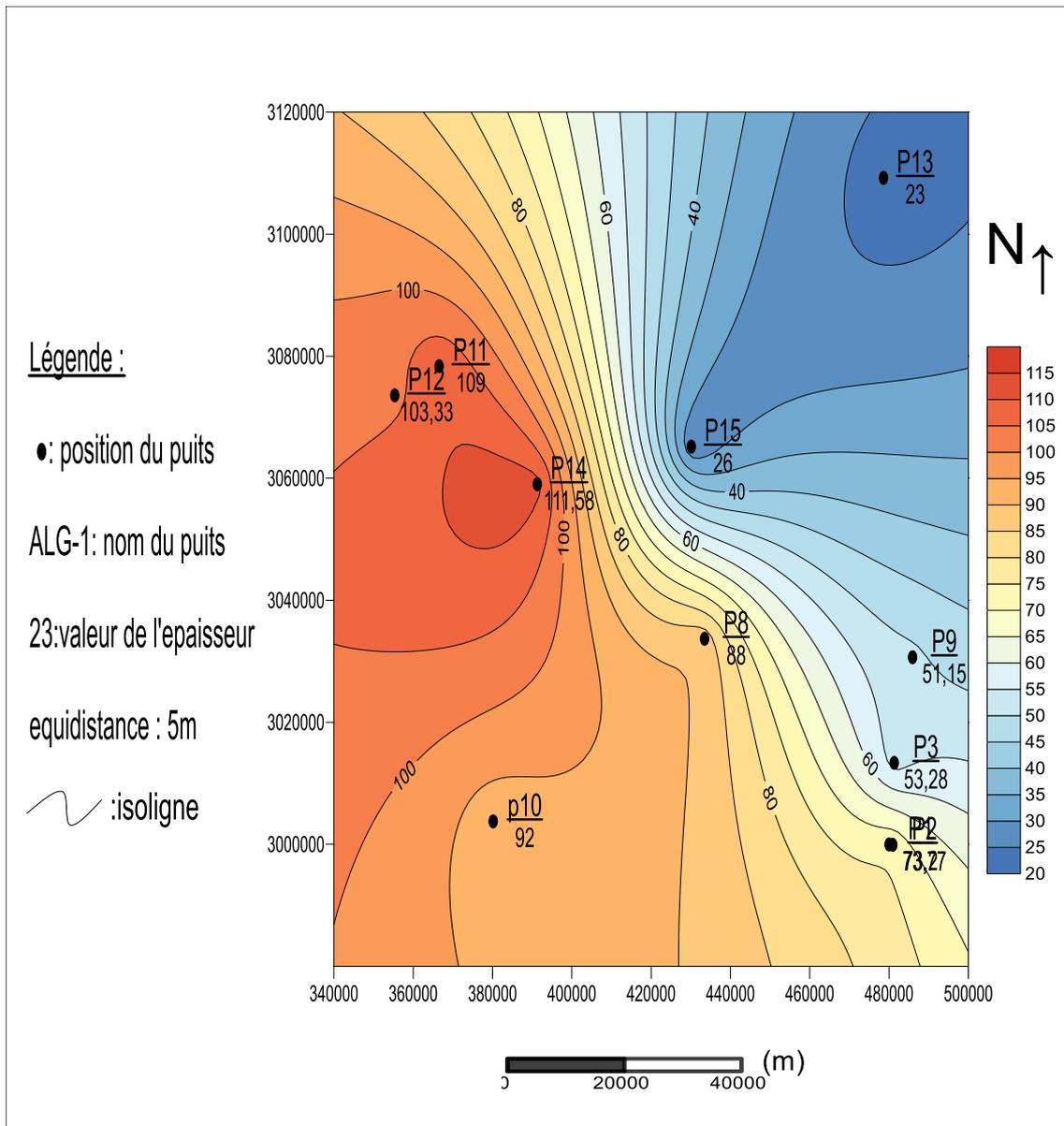


Fig. IV.1: Carte en Isopaches de l'unité III-2

## IV.3.1.2. Carte en Iso-porosités de l'unité III-2

## Tableau des données de base

Les porosités moyennes au niveau de de l'unité III-2 sont reportées dans le tableau suivant :

N ° Puits	X(m)	Y(m)	Porosité moyenne (%)
P1	480000,88	2999959,68	6.93
P2	480948,81	2999906,25	5.9
P3	481304,2	3013332,67	8.03
P5	434700	3022800	5.8
P6	452826,07	3077923	4.4
P7	430120	3065177,9	7
P4	480652	3036000	5.35

**Tab IV.2:** Les porosités moyennes du réservoir (l'unité III-2)

D'après cette carte on remarque que la porosité diminue du Sud au Nord-Est où la plus grande valeur s'enregistre au niveau du puits P3 (8.03%), qui est due à la présence du grès fin, anguleux friable avec Tigillites poreux, alors que le minimum est enregistré au niveau du puits P6 avec une valeur de 4.4% où le grès et très compact à ciment siliceux (Fig. IV.2).

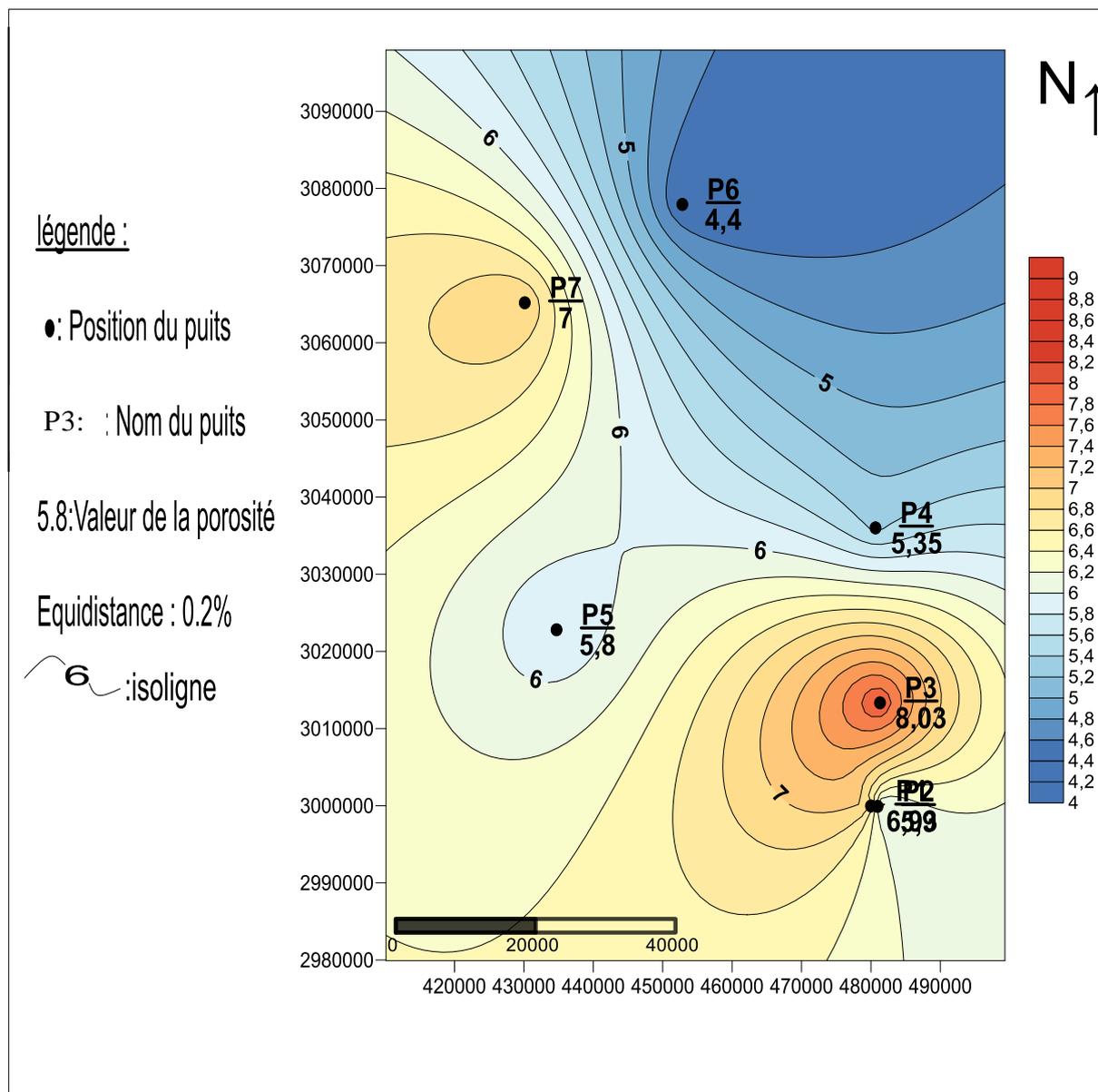


Fig. IV.2: Carte en Iso-porosités de l'unité III-2

## IV.3.1.3. Carte en Iso-perméabilités de l'unité III-2

## Tableau des données de base

Les perméabilités moyennes niveau de de l'unité III-2 sont reportées dans le tableau suivant :

N ° Puits	X(m)	Y(m)	Perméabilité moyenne (mD)
P1	480000,88	2999959,68	0.33
P2	480948,81	2999906,25	0.6
P3	481304,2	3013332,67	1.18
P5	434700	3022800	1.07
P6	452826,07	3077923	0.32
P7	430120	3065177,9	0.1
P8	433467,64	3033673,74	1.09
P4	480652	3036000	1.13

**Tab IV.3:** Les perméabilités moyennes du réservoir (l'unité III-2)

D'après la carte en Iso-perméabilités on peut constater que la perméabilité est très faible, la plus grande valeur se trouve au niveau du puits P3 dans la partie centrale avec une valeur de 1.18mD, elle diminue en allant vers le Sud et le Nord-Ouest, où le minimum s'enregistre au niveau du puits P7 avec une valeur de 0.1mD. Ces valeurs de perméabilités sont très faibles à cause de la compacité du réservoir avec l'existence des niveaux argileux (Fig. IV.3).

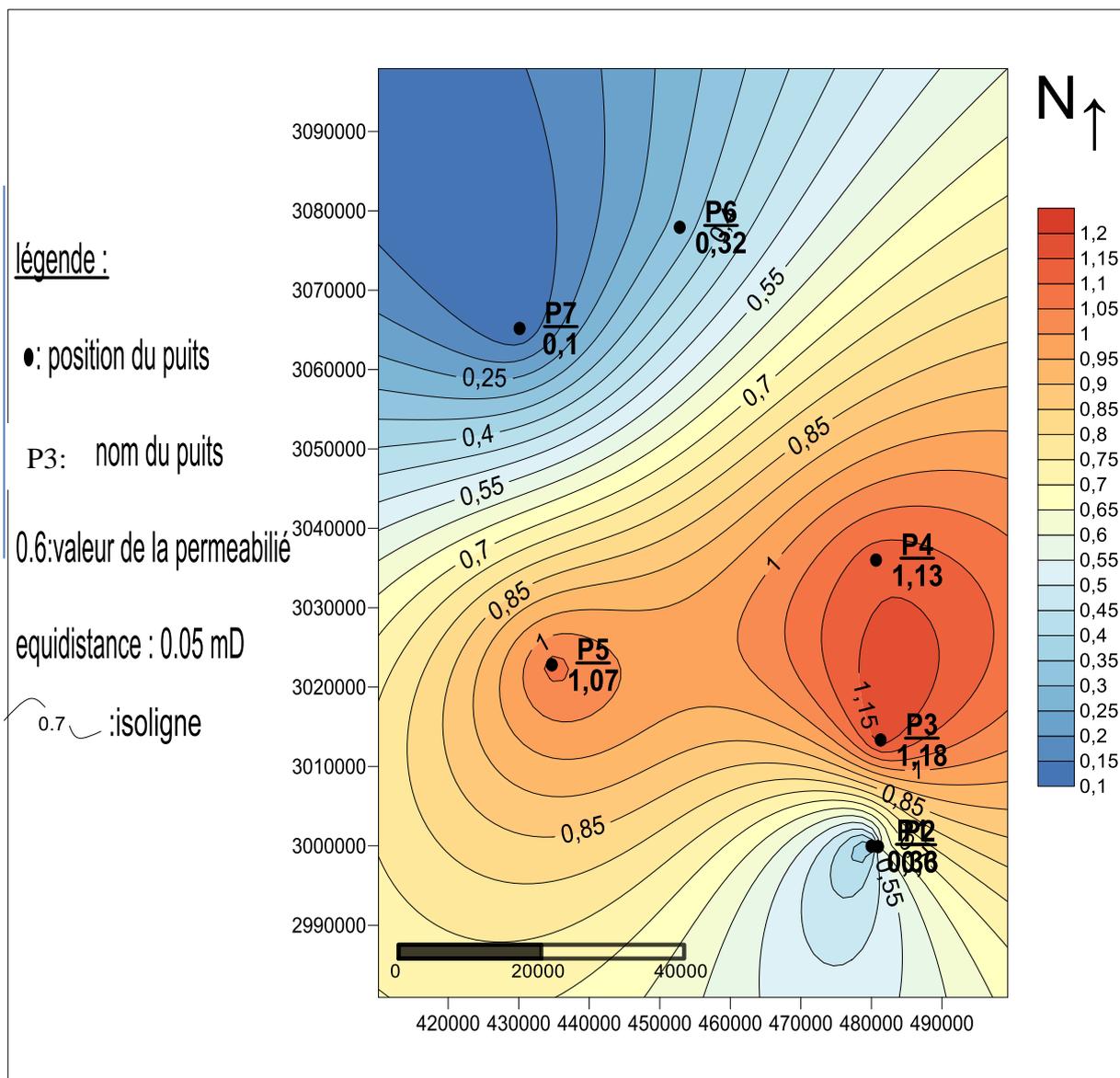


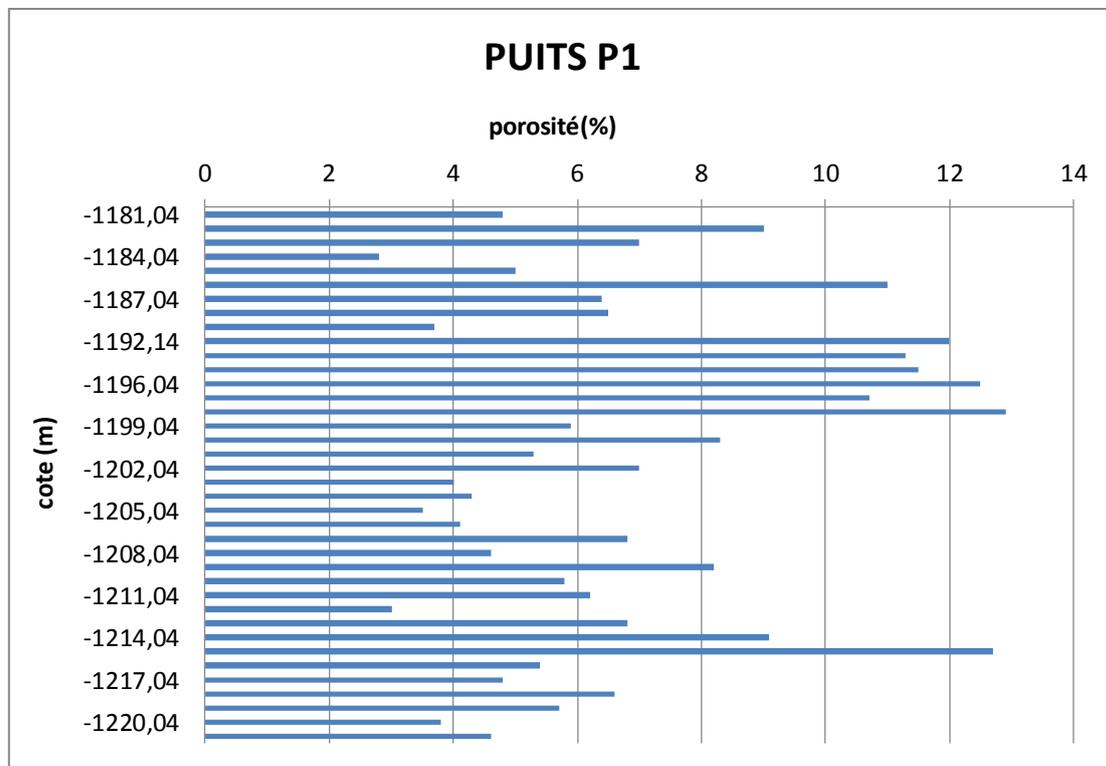
Fig. IV.3: Carte en Iso-perméabilités de l'unité III-2

### IV.3.2. Evolution de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur :

#### IV.3.2.1. Le puits P1 :

##### La porosité :

Dans ce puits la porosité varie entre 2.8 et 12.9% avec une moyenne de 6.93%, les valeurs élevées se trouvent dans les intervalles (-1192.15 m - -1198.04 m) et (-1214.04m - -1215.04m), avec une moyenne de 11.34% .L'intervalle (-1203.04 - -1206.04) présente de faibles porosités à une valeur moyenne de 4%( Fig. IV.4).

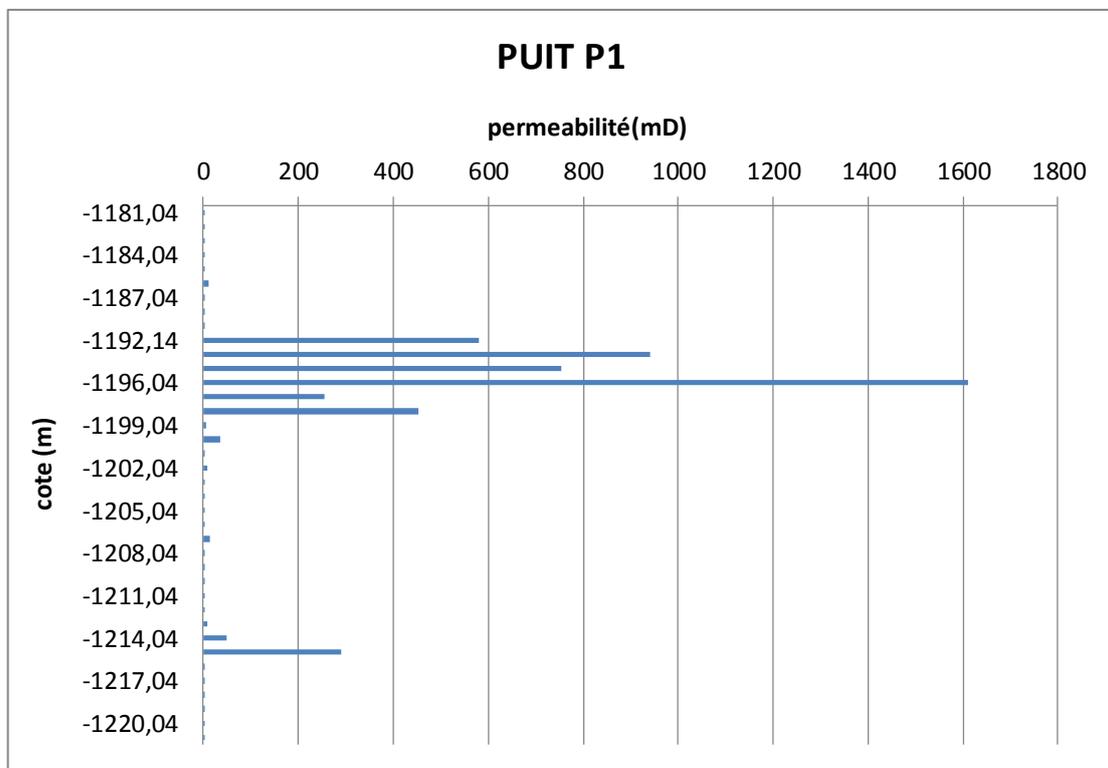


**Fig. IV.4:** Evolution verticale de la porosité de l'unité III-2 au niveau du puits P1.

**La perméabilité :**

Dans ce puits on note deux intervalles qui représentent de bonnes valeurs de perméabilité, le premier intervalle (-1192.15 m - -1198.04 m), avec une moyenne de 651 mD et un maximum de 1610 mD et le deuxième (-1214 m- -1215m) d'une valeur de 290 mD , par contre dans les autres intervalles la perméabilité est très faibles et souvent nulle.

Les faibles valeurs de perméabilité sont due à la compacité des quartzites par contre on remarque de bonnes valeurs à cause de la fissuration qui joue un rôle favorable (Fig. IV.5).

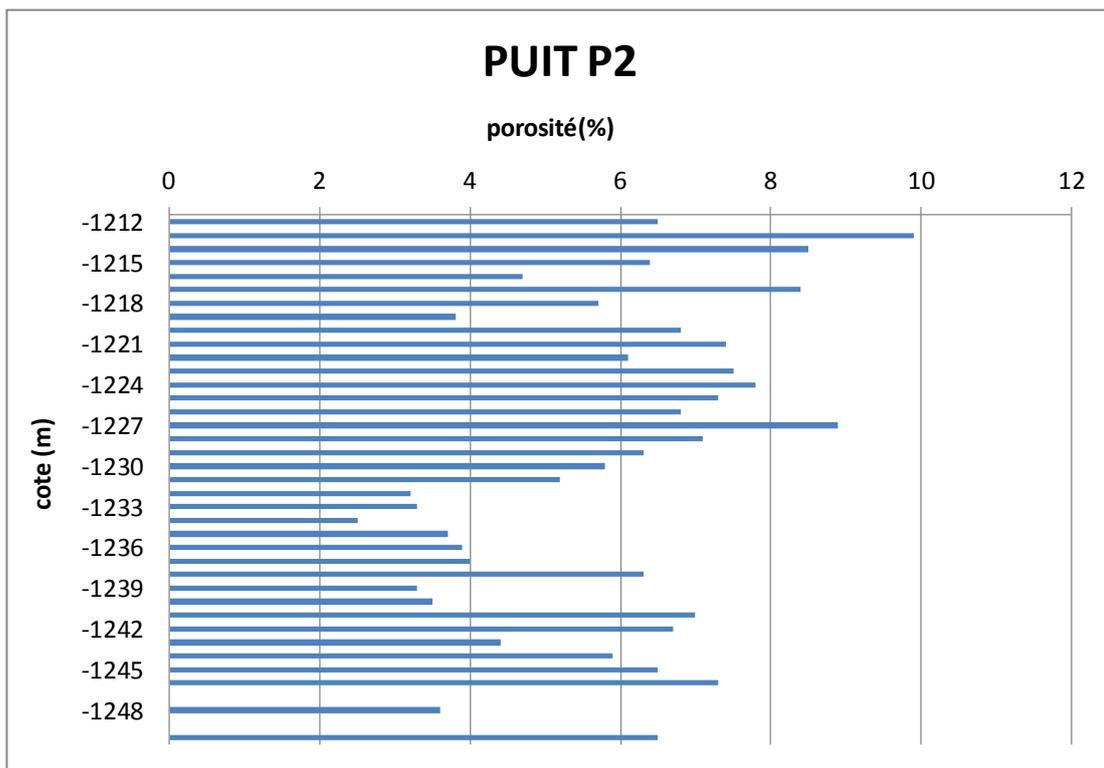


**Fig. IV.5:** Evolution verticale de la perméabilité de l'unité III-2 au niveau du puits P1.

## IV.3.2.2. Le puits P2 :

## La porosité :

Dans ce puits on a de faibles valeurs de porosité avec une moyenne de 5.9% et un maximum de 9.9% dans la cote (-1213m). Ces faibles valeurs sont dues à la compacité des grès et la présence d'un ciment siliceux (Fig. IV.6).



**Fig. IV.6:** Evolution verticale de la porosité de l'unité III-2 au niveau du puits P2.

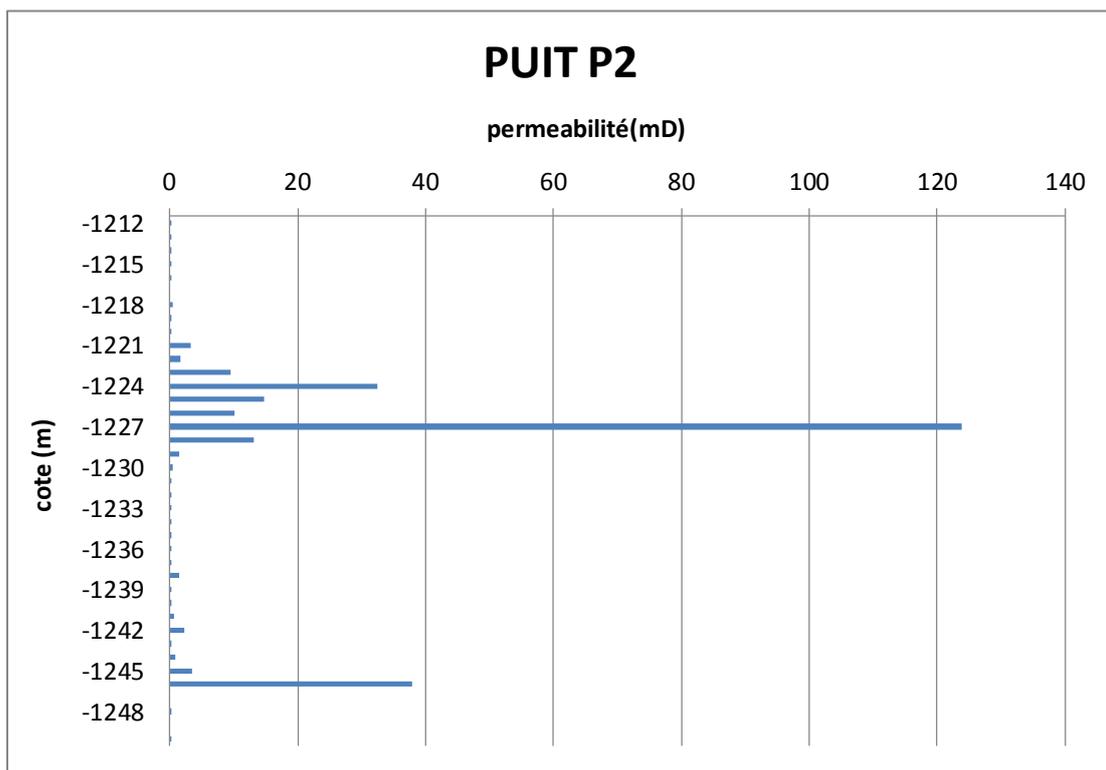
**La perméabilité :**

On remarque que la distribution verticale de la perméabilité s'observe en 2 zones :

Entre -1223 et -1228m, la perméabilité varie entre 9.5 et 123.8 mD, avec une moyenne de 20.5 mD.

Entre -1245 et -1246 m, la perméabilité moyenne est de 38 mD. Dans ce puits on trouve des facies très variés, notamment les argiles à Tigillites, grès fin et compacte et même des fissures colmatés ce qui traduit les faibles valeurs de perméabilité.

Les bonnes valeurs sont dues à la fissuration (Fig. IV.7).

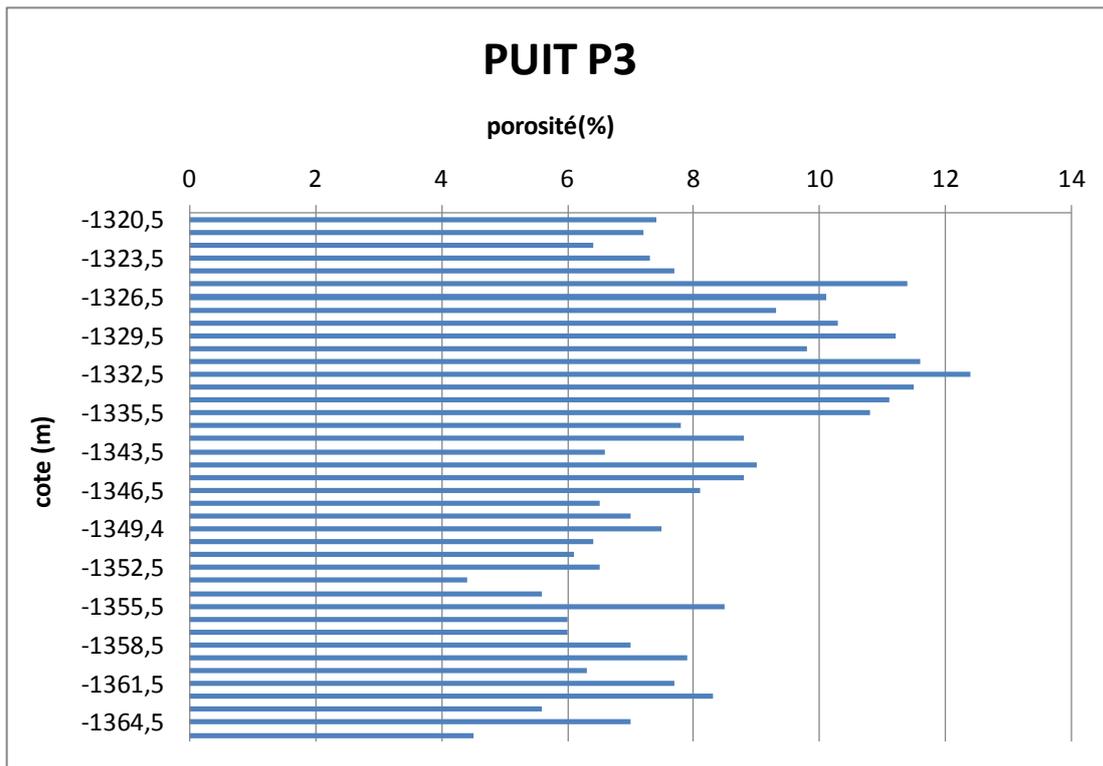


**Fig. IV.7:** Evolution verticale de la perméabilité de l'unité III-2 au niveau du puits P2.

## IV.3.2.3. Le puits P3 :

## La porosité :

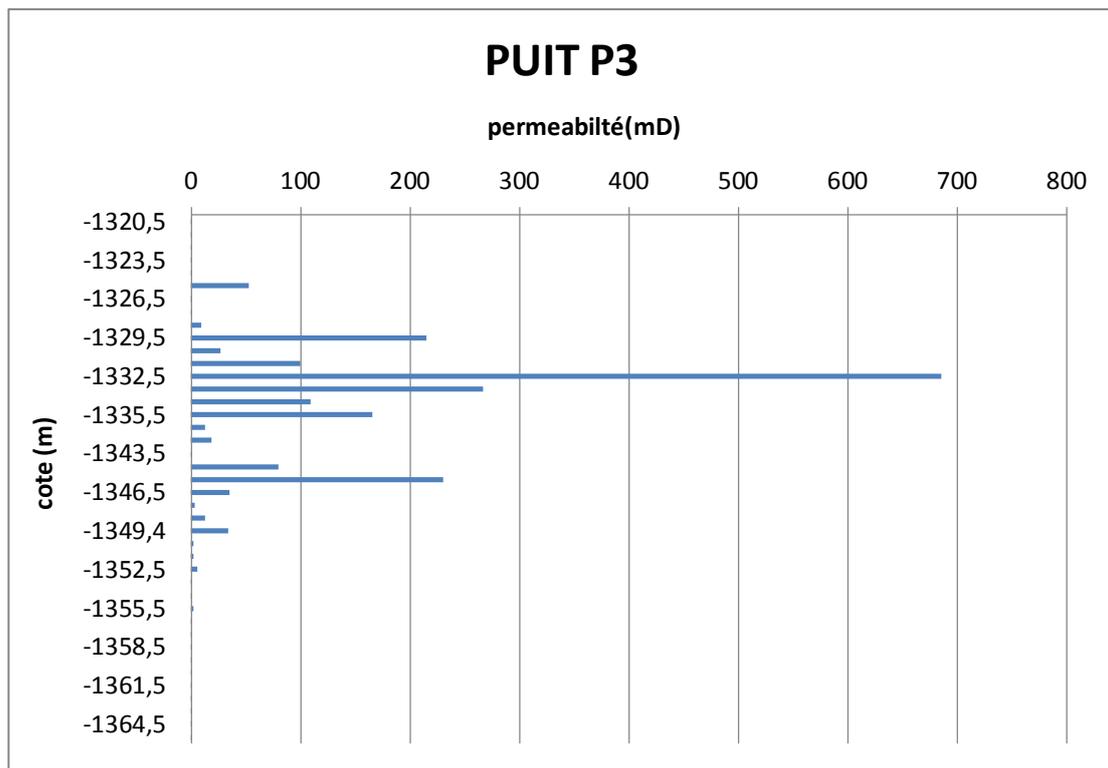
La porosité dans ce puits varie entre 4.4 et 12.4 % avec une moyenne de 8 % (Fig. IV.8).



**Fig. IV.8:** Evolution verticale de la porosité de l'unité III-2 au niveau du puits P3.

**La perméabilité :**

La perméabilité varie entre 1 mD et 686 mD, entre -1329 et -1335m on observe des bonnes valeurs de perméabilité avec un pic de 686 mD, on remarque aussi la présence des valeurs moyennes entre -1344 et -1349 m, ces valeurs traduisant la fissuration du réservoir au milieu par contre les faibles valeurs sont dues à la compacité du réservoir (Fig. IV.9).



**Fig. IV.9:** Evolution verticale de la perméabilité de l'unité III-2 au niveau du puits P3.

### IV.3.3. Analyse des histogrammes et des courbes de corrélation porosité-perméabilité :

#### IV.3.3.1. Puits P1:

L'histogramme de la porosité montre une distribution bimodale asymétrique, à asymétrie gauche. La valeur du coefficient d'asymétrie est de 0,82. Le mode prédominant appartient à la classe [4-6[% avec une fréquence de 34,22% et le deuxième mode appartient à la classe [8-10 [% avec une fréquence de 16,52%, donc on distingue deux type de porosités : primaire et secondaire (Fig. IV.10).

L'histogramme des classes de perméabilité montre une distribution bimodale asymétrique, à asymétrie gauche. La valeur du coefficient d'asymétrie est de 2,42. Le premier mode appartient à la classe [0-270[(md) avec une fréquence 84,2% et le deuxième mode appartient à la classe [1350 – 1620 [(mD) pour une fréquence 2,64%. Dans ce cas il y'a deux types de perméabilité : primaire et secondaire (la perméabilité de fissuration) (Fig. IV.11).

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et de porosité montre une relation linéaire. Le coefficient de corrélation est faible  $R^2=0,46$ , ce qui traduit une mauvaise corrélation. La distribution des nuages des points est dispersée traduisant l'hétérogénéité du réservoir (Fig. IV.12).

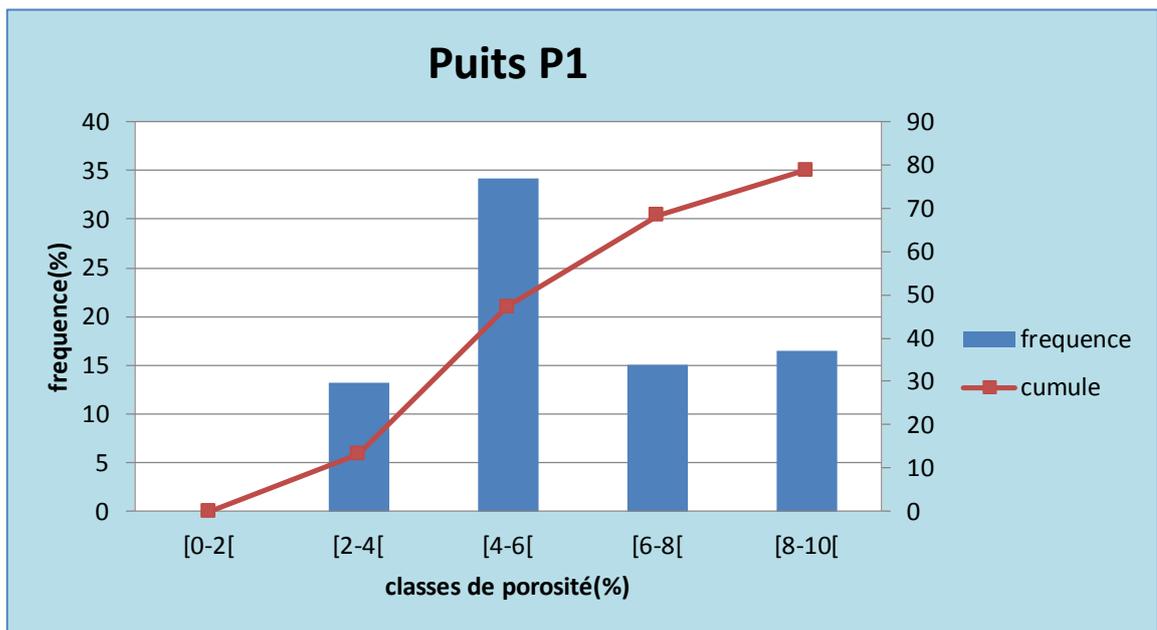


Fig. IV.10: Histogramme de la porosité du puits P1.

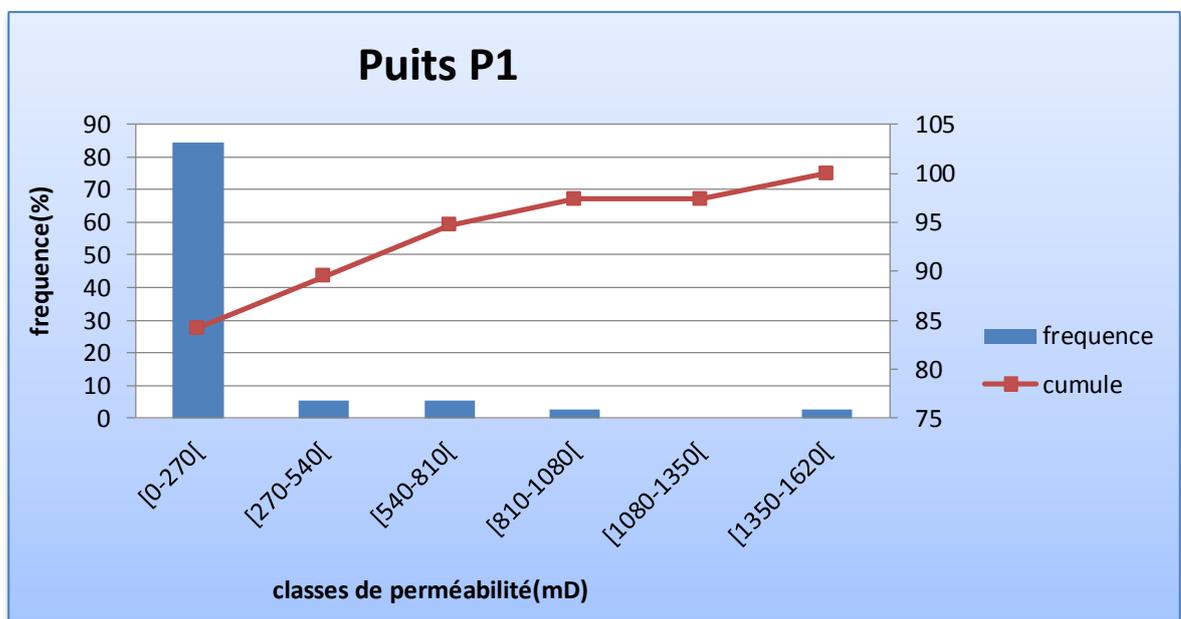
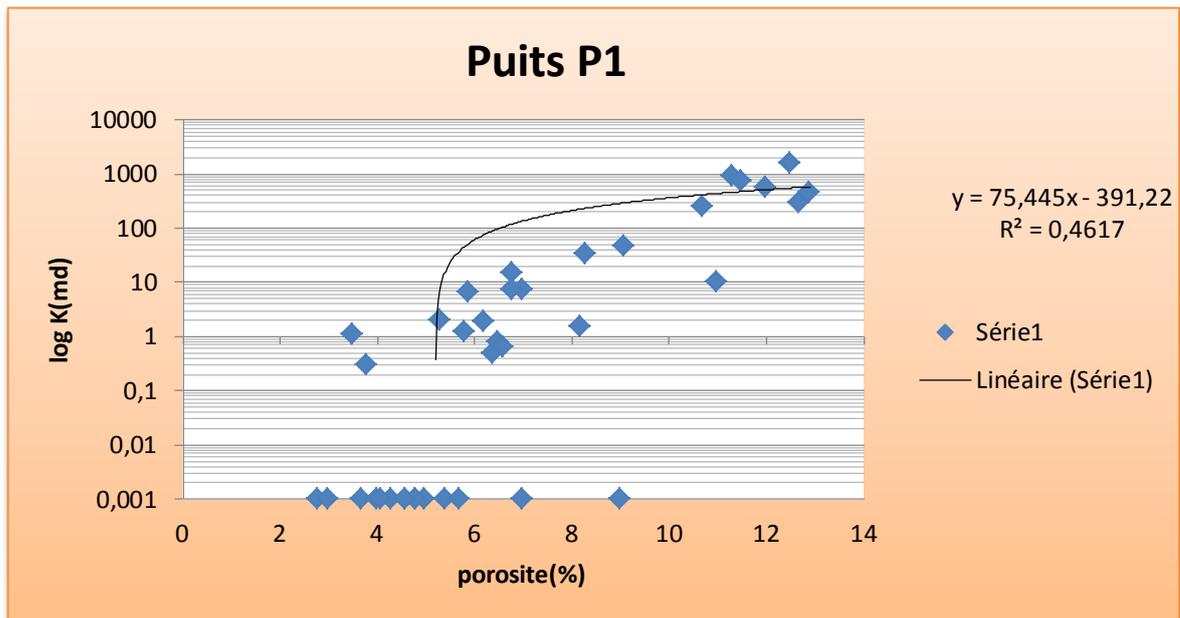


Fig. IV.11: Histogramme de la perméabilité du puits P1.



**Fig. IV.12:** Corrélation log k et porosité du puits P1.

#### IV.3.3.2. Puits P2 :

L'histogramme de la porosité présente une distribution bimodale asymétrique, à asymétrie droite. La valeur du coefficient d'asymétrie est de 0,72. Le premier mode appartient à la classe [6-8]%, avec une fréquence de 45,94% et le deuxième mode appartient à la classe [2-4]%, avec une fréquence de 24,32%, donc on distingue deux type de porosités : primaire et secondaire (Fig. IV.13).

L'histogramme des classes de perméabilité montre une distribution bimodale asymétrique, à asymétrie gauche. La valeur du coefficient d'asymétrie est de 2,62. Le mode prédominant appartient à la classe [0-20](md), avec une fréquence 91,66% et le deuxième mode appartient à la classe [120-140]%, avec une fréquence 2,79% (Fig. IV.14).

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et de porosité montre une relation linéaire. Le coefficient de corrélation est faible  $R^2=0,17$ , ce qui traduit une mauvaise corrélation. La distribution des nuages des points est dispersée, ce qui indique que le réservoir est hétérogène (Fig. IV.15).

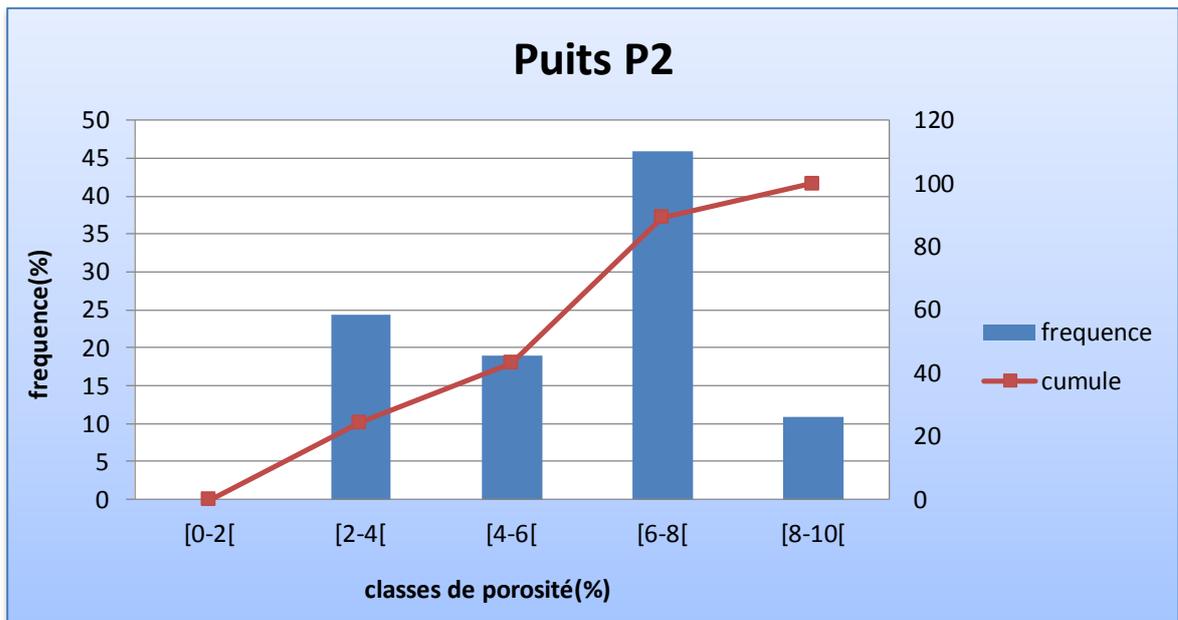


Fig. IV.13: Histogramme de la porosité du puits P2.

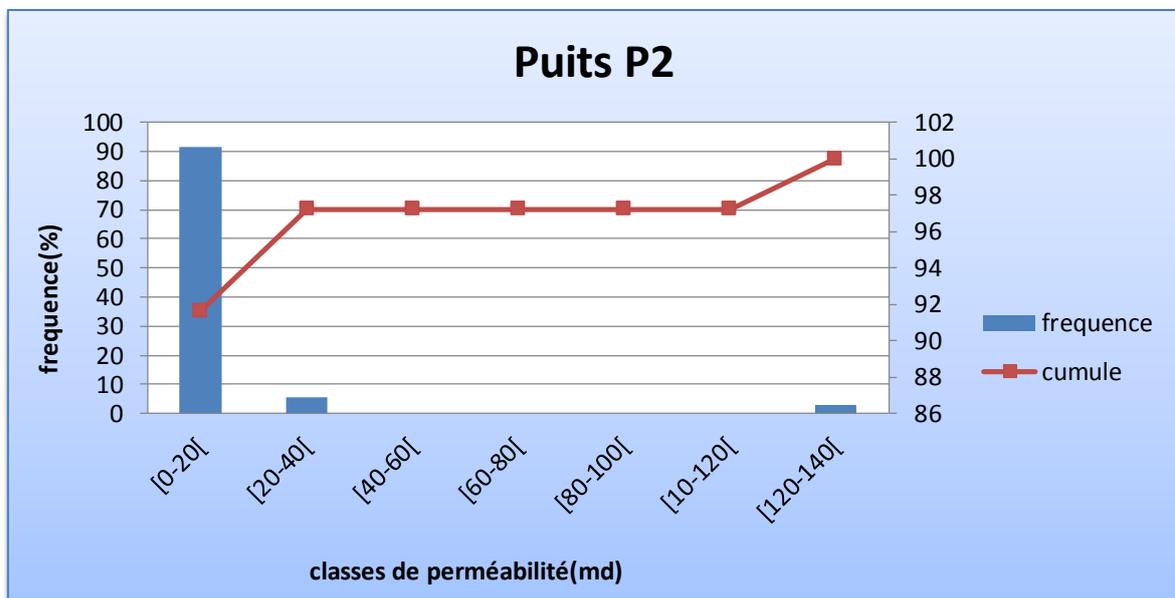
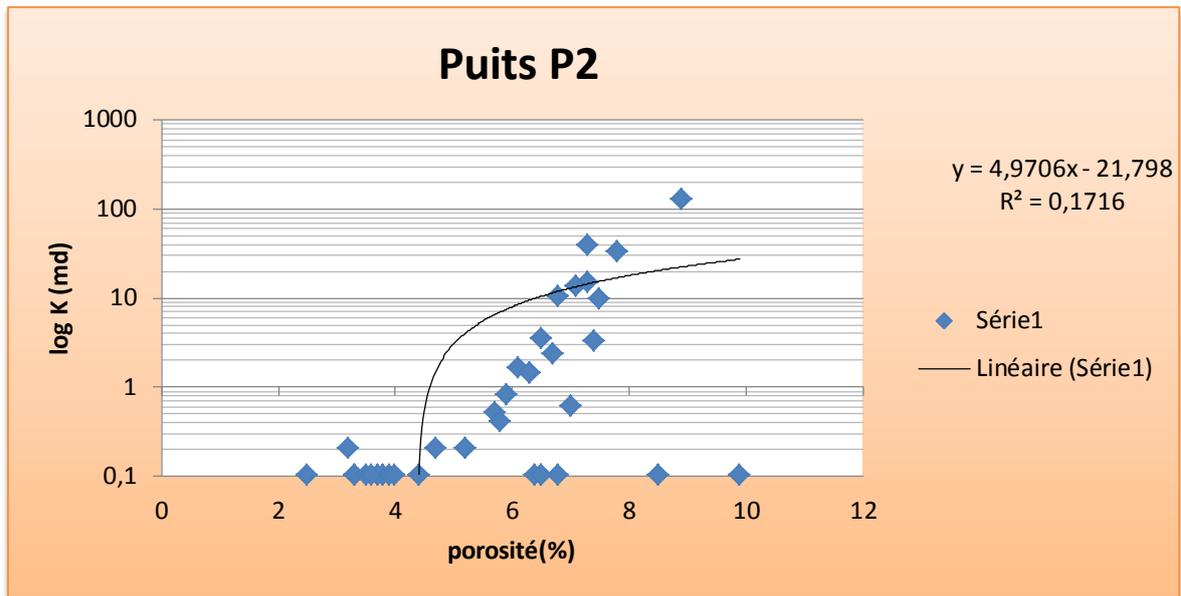


Fig. IV.14 : Histogramme de la perméabilité du puits P2.



**Fig. IV.15:** Corrélation log k et porosité du puits P2.

**IV.3.3.3. Puits P3:**

L'histogramme de la porosité présente une distribution bimodale asymétrique, à asymétrie gauche. La valeur du coefficient d'asymétrie est de 1,49. Le premier mode appartient à la classe [6-8]%, avec une fréquence de 47,78% et le deuxième mode appartient à la classe [10–12] %, avec une fréquence de 21,51%, donc on distingue deux type de porosités : primaire et secondaire (Fig. IV.16).

L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution bimodale asymétrique, à asymétrie gauche. La valeur du coefficient d'asymétrie est de 2,42. Le mode prédominant appartient à la classe [0-115](md), avec une fréquence 87,8% et le deuxième mode appartient à la classe [557–690 [(mD), avec une fréquence 2,44%. Cette distribution en deux modes s'explique par la présence de deux types de perméabilité, perméabilité primaire et perméabilité secondaire (Fig. IV.17).

La courbe de corrélation entre les valeurs de perméabilité et de porosité montre une relation linéaire. Le coefficient de corrélation est faible  $R^2=0,38$ , ce qui traduit une mauvaise corrélation. La distribution des nuages des points est dispersée donc le réservoir est hétérogène (Fig. IV.18).

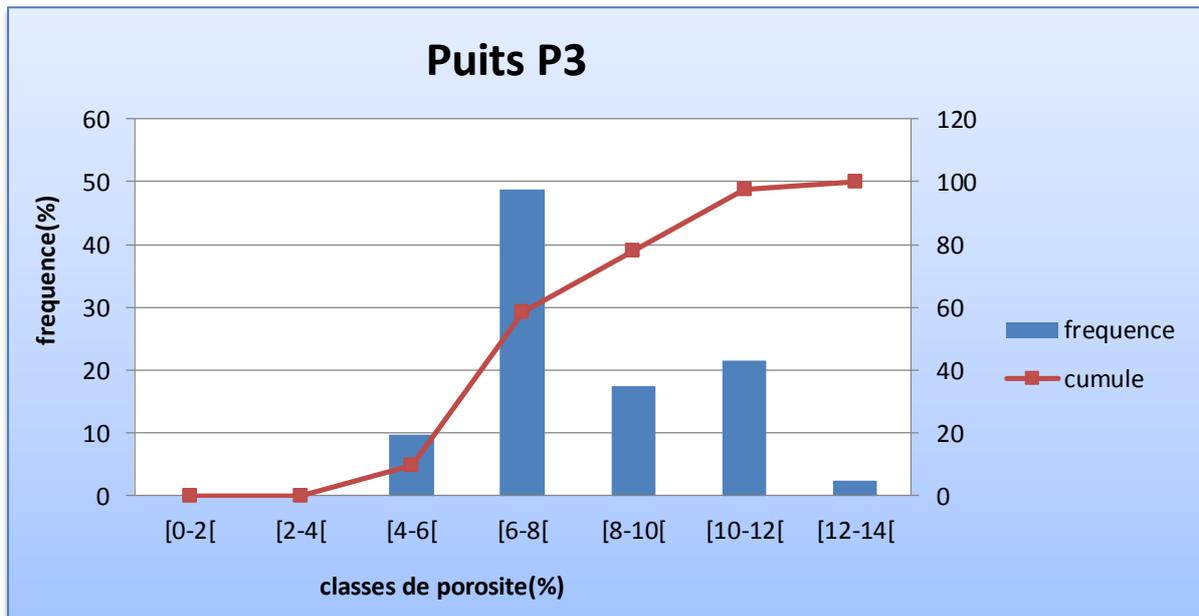


Fig. IV.16: Histogramme de la porosité du puits P3.

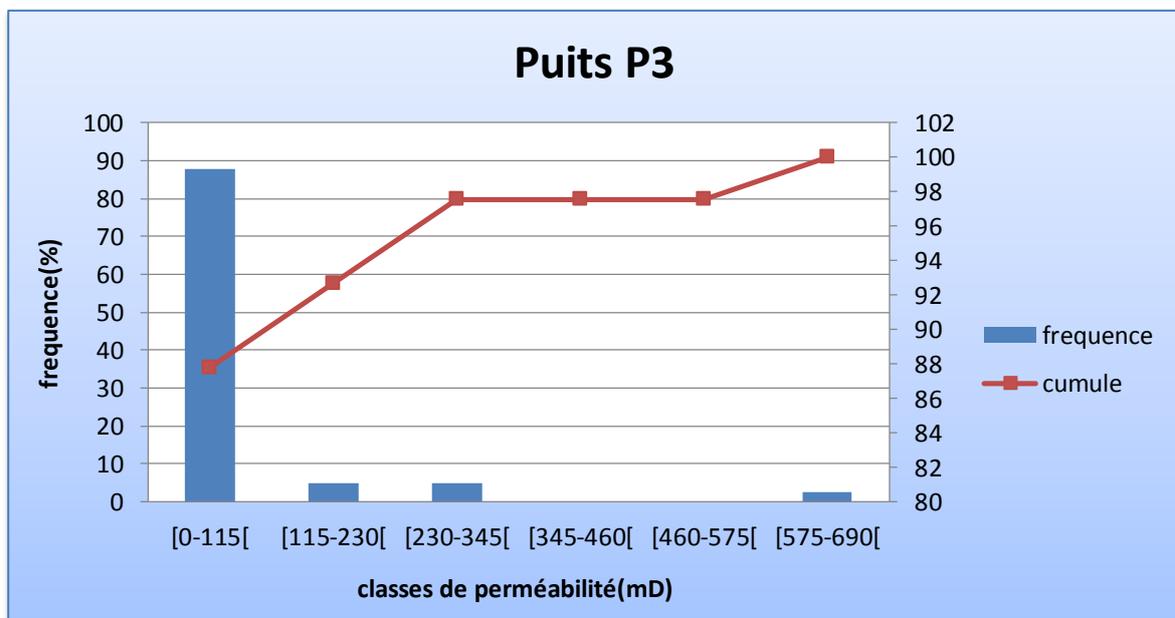


Fig. IV.17: Histogramme de la perméabilité du puits P3.



**Conclusion :**

D'après la carte en Isopaques on remarque l'épaisseur diminue du Sud-Ouest au Nord-Est qui est due à l'érosion.

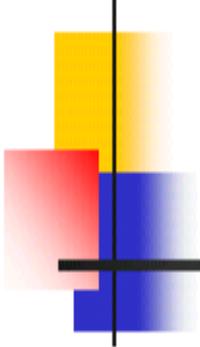
Les cartes en Iso-porosités et Iso-perméabilités montrent de faibles valeurs des paramètres pétrophysiques, ceci indique la compacité du réservoir.

D'après les graphes illustrant la variation verticale de la porosité et de la perméabilité, on remarque l'existence des intervalles, qui représentent de bonnes valeurs des paramètres pétrophysiques malgré la compacité du réservoir, ce qui explique la présence des fissures, qui joue un rôle favorable.

D'après l'analyse des histogrammes de la porosité, on constate la distribution bimodale, ce qui explique la présence de deux types de porosité (primaire et secondaire).

D'après l'analyse des histogrammes de la perméabilité, on constate que la distribution est bimodale, ce qui explique la présence de deux types de perméabilité (primaire et perméabilité de fissuration).

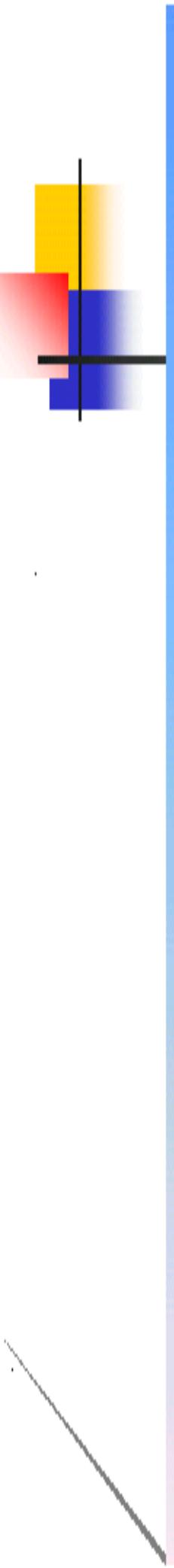
Les courbes de corrélation entre la perméabilité et la porosité montrent une mauvaise corrélation, ce qui indique que le réservoir est hétérogène.



# CHAPITRE V

---

## ***Estimation des réserves***



## Introduction :

Le calcul de réserves d'huile et de gaz étant le stade final de toutes les étapes des travaux géologiques de recherche, de prospection et d'exploitation des hydrocarbures, donc la connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile et /ou de gaz contenus dans les roches réservoirs. Après avoir été longtemps appelés « réserves en place »

### V.1.Classification des réserves :

Les différentes quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenu à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires. Mais surtout cette classification est différente d'une école à l'autre :

- ✚ D'après la classification **Russe**, nos réserves sont classées « **catégorie A** ».
- ✚ D'après la classification **Française**, nos réserves sont classées réserves géologiques en couche.
- ✚ D'après la classification **Américaine**, nos réserves sont classées, réserves prouvées.

## V.2.Evaluation des réserves :

Pour le calcul des réserves d'huile et de gaz, plusieurs méthodes existent :

- Méthodes volumétriques.
- Méthodes statistiques.
- Méthode Bilan - matières.

Le choix de la méthode de calcul des réserves dépend de :

- La quantité et la qualité des données de base.
- Le degré d'exploration et d'exploitation du gisement.
- Le régime de production des gisements.

Il existe dans l'industrie pétrolière plusieurs méthodes d'évaluation des réserves, au niveau de l'exploration/Sonatrach, ils utilisent la méthode de Monte-Carlo (probabiliste) et la méthode de cartographie (déterministe).

En ce qui concerne la méthode de Monte-Carlo les paramètres pétrophysiques sont introduits manuellement. En introduisant les valeurs minimales et maximales de quoi le programme effectue des itérations pour la détermination des réserves.

Cette méthode s'exprime par la formule suivante :

$$R = S \cdot H_u \cdot \emptyset \cdot S_{hc}/B_o$$

- ✚ **S** : Superficie en m<sup>2</sup>.
- ✚ **H<sub>u</sub>** : Epaisseur utile en mètres.
- ✚ **∅** : Porosité utile en fraction d'unité.
- ✚ **S<sub>hu</sub>** : Saturation en hydrocarbures en fraction d'unité (S<sub>hc</sub>= 1-S<sub>w</sub>)
- ✚ **B<sub>o</sub>** : Facteur volumétrique d'huile (oil) de compressibilité.
- ✚ **R** : Réserves en place en m<sup>3</sup>

### V.3. Estimation des réserves :

Le logiciel Monte Carlo est utilisé pour le calcul des réserves. Il est basé sur des données physiques, parmi ces paramètres il y a des paramètres de base, qu'il faut insérer dans le logiciel et, d'autres paramètres optionnels; pour les deux cas, le logiciel va calculer trois valeurs pour chaque paramètre (Tab.V.1).

Une valeur minimale (**P 10**).

Une valeur intermédiaire (**P 50**).

Une valeur maximale (**P 90**).

La valeur **P 50** est calculée à partir des valeurs **P 10** et **P 90**.

➤ **Les données in put :**

- ✚ La surface (Km<sup>2</sup>).
- ✚ L'épaisseur totale du réservoir (m).
- ✚ La fermeture structurale (m).
- ✚ La correction géométrique.
- ✚ La correction de l'épaisseur du réservoir (m).
- ✚ La moyenne utile/ épaisseur du réservoir.
- ✚ La porosité moyenne.
- ✚ La Saturation en hydrocarbures (des).

➤ **Les paramètres à calculer par le logiciel :**

- ✚ Le coefficient de remplissage (m).
- ✚ La hauteur utile.
- ✚ Le volume d'hydrocarbure dans les pores (dec).
- ✚ Le volume des hydrocarbures
- ✚ Les hydrocarbures en place (MMm<sup>3</sup>).

#### V.4. Estimation des paramètres :

Donc, pour pouvoir faire exécuter l'estimation des réserves, les paramètres suivants doivent être pris en considération :

- **Type d'hydrocarbure** : huile, gaz ou condensât – doit être écrit correctement
- **Description du prospect** : Nom, situation, Lithologie, etc., Peuvent être introduits si désirés
- **Surface (Closure Area)** : introduite en km<sup>2</sup> (Fig. V.1).
- **Épaisseur totale du réservoir (Gross Réservoir Thickness)**: C'est l'épaisseur verticale du réservoir en mètre comprenant les intervalles non utiles, tel que les argiles.
- **Fermeture structurale (Closure Height)** : C'est la distance entre le point le plus bas (point de fuite-spill point) et le point le plus haut (top de la structure) en mètres.
- **Correction géométrique (Geometry correction)** : c'est une valeur comprise entre 0 et 1, qui corrige la forme du réservoir. Elle est calculée par le rapport de l'épaisseur totale du réservoir sur la fermeture de la structure.
- **Correction de l'épaisseur du réservoir (Corrected Réservoir Thickness)**: celle-ci est calculée par la formule suivante:  
(L'épaisseur totale du réservoir)\*(Correction géométrique)

- **Moyenne utile/épaisseur du réservoir** (*Average net /Gross*) : Dans notre cas c'est le rapport de l'épaisseur utile du réservoir / épaisseur totale du réservoir. .
- **Coefficient de remplissage** (*Trap Fill*): c'est une valeur variant entre 0 et 1, elle correspond à la portion du réservoir saturée en hydrocarbures.
- **Hauteur utile** (*Net Pay*) : elle est calculée par le logiciel, elle est le résultat de (Correction de l'épaisseur du réservoir)\*(Moyenne utile/ épaisseur du réservoir)\*(Coefficient de remplissage).
- **Porosité moyenne** (*Average porosity*): fraction entre 0 et 1, c'est la porosité moyenne de l'épaisseur utile du réservoir.
- **Saturation en hydrocarbures** (*Average HC saturation*) : fraction entre 0 et 1, elle est égale à  $1 - \text{saturation en eau } (S_w)$ .
- **Volumes des hydrocarbure** (*HC Volume Facteur*) : c'est le résultat du rapport (volume des Hydrocarbures aux conditions standard de surface) / volume des hydrocarbures aux conditions de réservoir). C'est  $1/ (B_o)$  (pour huile) or  $1/B_g$  (pour le gaz). Pour l'huile la valeur est légèrement inférieure à 1, tandis que pour le gaz la valeur varie entre 30 (gaz pas profond) et 300 (gaz profond).
- **Volume des pores saturées en hydrocarbure** (*HC Pore Volume*) : c'est le nombre en  $m^3$  des hydrocarbures (dans les conditions standard de surface) qui doivent être dans un  $(01) m^3$  de réservoir. La formule de calcul est :  
Porosité moyenne\* Saturation en hydrocarbures\* Volumes des hydrocarbures.

- **Hydrocarbures en place** (*Hydrocarbons In-Place*) : résultat de :Surface \* hauteur utile \* volume des pores en HC.
  
- **Facteur de récupération** (*Recovery factor*) :C'est la fraction des hydrocarbures en place qui peut être produite. En Algérie, le taux de récupération varie entre 25 et 45% pour l'huile et il peut atteindre 75% pour le gaz.

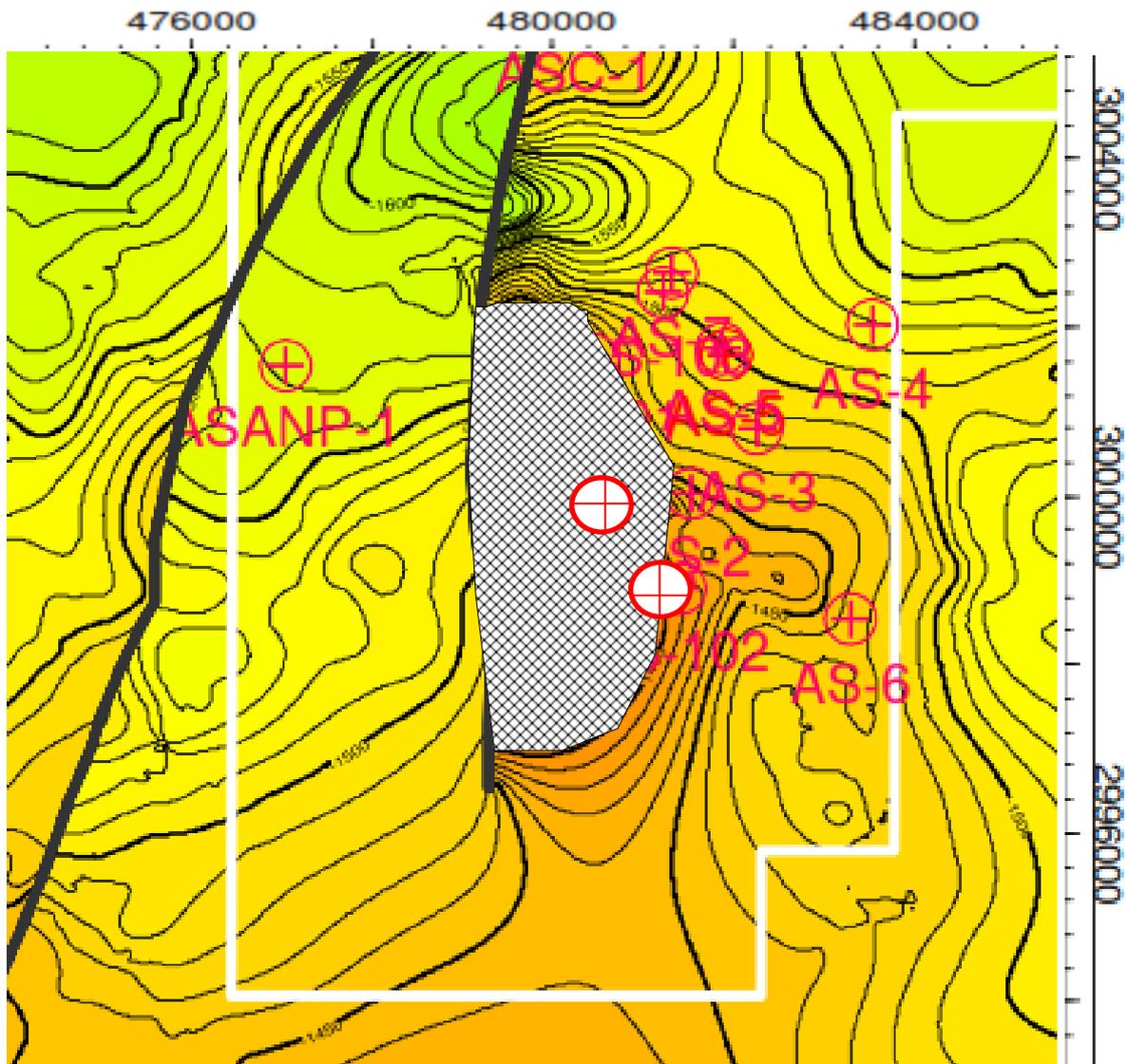
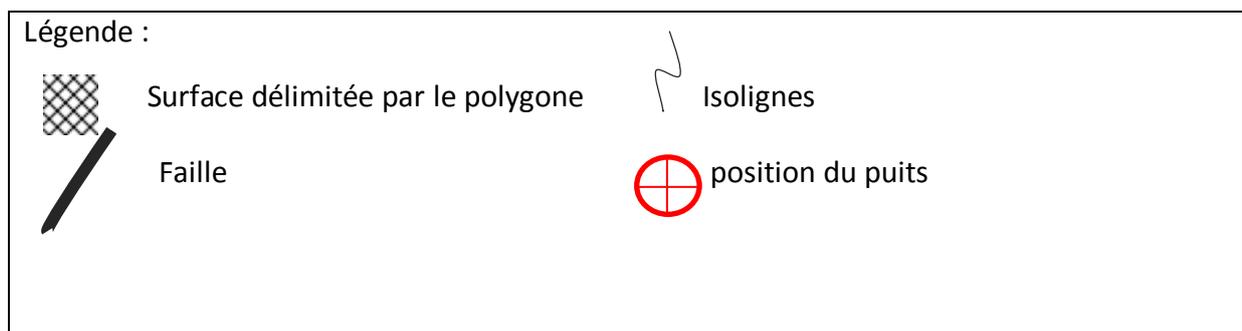


Fig. V.1 : Carte en isobathes au toit du l'Ordovicien



V.5. Résultats d'estimation:

**Prospect Summary Sheet**

Hydrocarbon Type: gas

PROSPECT: P1,P2 LOCATION: TIHIGALINE

Reservoir (Fm./Age): III-2 Lithology: GRES  
 Depth (m) :

**A. ATTRIBUTES**

	P10	P50	P90	
1. Closure Area(km2) km <sup>2</sup>	12,0	12,2	12,4	e
2. Gross Reservoir Thickness (m)	40,	41,	42,	e
3. Closure Height (m)	29,	30,5	32,	o
4. Geometry Correction (dec.)	0,78	0,8	0,83	o
5. Corrected Res. Thickness (m) <i>(equals (A2 or A3) x A4)</i>	23,1	24,5	26,	
6. Average Net / Gross (dec.)	0,53	0,61	0,7	o
7. Trap Fill (dec.)	0,75	0,87	1,	o
8. Net Pay (m) <i>(equals A5 x A6 x A7)</i>	10,5	12,9	15,9	
9. Average Porosity (dec.)	0,059	0,064	0,0693	e
10. Average HC Saturation (1-Sw) (dec.)	0,7	0,75	0,8	e
11. HC Volume Factor (1/ FVF) )	145,	175,33	212,	e
12. HC Pore Volume (dec.) <i>(equals A9 x A10 x A11)</i>	6,7543	8,3895	10,42	

**B. HYDROCARBONS IN-PLACE**

	P10	P50	P90	Mean(Mz)
1. (equals A1 x A8 x A12) <i>(MM m3)</i> (gas)	979,	1323,	1788,	1359,

1. Recovery Factor

P10	P50	P90	
0,54	0,6	0,675	e

**C. RECOVERABLE HYDROCARBONS**

	P10	P50	P90	Mean
3. (equals B1 x C1 x (1-C2)) <i>(MM m3)</i>	579,	799,	1101,	824,

Tab.V.1 : Résultats de calcul des réserves par le logiciel « Monte-Carlo »

**Conclusion :**

- Le calcul de tous les paramètres nous a permis d'évaluer les réserves du gaz en place de l'unité III-2 qui sont représentées dans le tableau suivant :

	<b>Réserves prouvées</b>	<b>Réserves probables</b>
<b>Réservoir : unité III-2</b> P1, P2	<b><math>0,979 * 10^9 m^3</math></b>	<b><math>1,788 * 10^9 m^3</math></b>
<b>Possibles</b>	<b><math>1,359 * 10^9 m^3</math></b>	
<b>Réserves récupérables</b>	<b><math>0,824 * 10^9 m^3</math></b>	

**Tab.V.2:**Tableau récapitulatif des réserves estimées

### ***Conclusion générale***

Après avoir étudié le réservoir Ordovicien "Unité III-2" dans la région Bourarhet Sud, plusieurs conclusions sont dégagées, notamment :

- Le réservoir des quartzites de Hamra de Bourarhet Sud est caractérisé par un faciès gréseux moyen, fin à très fin, à ciment siliceux, propre et compact.
- Les argiles noires rencontrées à la base des quartzites de Hamra indiquent une décantation en période calme, une telle sédimentation est caractéristique d'un environnement d'offshore, alors que les niveaux gréseux indiquent une sédimentation de haute énergie (shoreface).
- L'approche structurel nous a indiqué que la région Bourarhet Sud est fortement affectée par la tectonique ce qui explique la présence des linéaments NE-SW ont été décelés à partir de l'interprétation de l'imagerie satellitaire. Ces linéaments correspondent au trend de Fadnoun et couloir d'Irlalène auxquels sont associés aux plis d'entrainements.
- L'Etude statistique des paramètres pétrophysiques montre qu'il y'a deux types porosité (primaire et secondaire), et de perméabilité (primaire matricielle et secondaire de fissuration).
- Les valeurs des mesures pétrophysiques des niveaux réservoirs des Quartzites de Hamra sont médiocres avec des porosités moyennes de 4% à 7 %, et des perméabilités de l'ordre de 0.1mD.  
Des valeurs exceptionnelles de la perméabilité dépassant les 100mD, qui sont liées à la présence des fractures naturelles.
- Du point de vue économique le réservoir quartzites de Hamra au niveau du puits P1 et P2 contient une réserve en place moyen de gaz qui est égale à **1.359 milliard m<sup>3</sup>** et une réserve considéré comme récupérable qui est égale à **0.824 milliard m<sup>3</sup>**.

### ***Recommandations***

- D'acquérir plus de données d'imagerie dans les futurs forages.
- De faire des interprétations structurales à partir de logs d'imagerie afin de mieux caler le modèle structural et faciliter l'interprétation sismique.
- De faire une étude diagénitique couplée à une étude pétrographique
- D'implanter les futurs puits près des failles qui peuvent être génératrices de couloir de fractures favorisant au maximum la productivité des réservoirs des quartzites par matrice et fracturation naturelle.

## ***Références Bibliographiques***

- 1. Aliev, M (1971)** : Structures géologique et perspectives en pétrole et en gaz du Sahara Algérien.
- 2. ATTAR et al., 1995**, Le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie, WEC ALGERIE 1995, SONATRACH et SCHLUMBERGER. Published by Schlumberger. Produced by Technical Editing. Alger
- 3. Beicip décembre (1975)** : Etude structurale et cartographique Bassin d'illizi.
- 4. Beicip décembre (1986)** : Evaluation du potentiel gazéifère de l'Ordovicien.
- 5. Beicip décembre (1986)** : Etude géologique régionale des réservoirs Ordovicien du bassin d'illizi.
- 6. Beicip avril (1980)** : Les gisements du trend structural Tiguentourine, La Reclée, Assekaifaf.
- 7. Bensaada Ismail/Kadaoui Abd Alhakim (2013)** : Caractérisation des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambro-Ordovicien du gisement horst nord, In Amenas(HNIA), bassin d'illizi. Boumerdes
- 8. Beuf, S (1971)** : Les grès du paléozoïque Sahara Sédimentation et discontinuité, évolution structural d'un craton
- 9. Boujemaa, (1987)** : Evolution structurale du bassin pétrolier (Triasique) du Sahara Nord Oriental (Algérie). Thèse doctorat, Université pierre et Marie Curie Paris IV, France.
- Géologie de l'Algérie** : Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement. Alger
- 10. KAZI-TANI (1986)**: Caractère des ordres séquentiels
- 11. Klett. T.R. (2000)** : Total Petroleum Systems of the Illizi Province, Algeria and Libya—Tanezzuft- Illizi. Colorado

## Bibliographie

---

- 12. Lariba Saliha(2011)** : caractérisation et évaluation du réservoir Cambro-ordovicien de la région Alrar. Bassin d'Illizi. Boumerdes
- 13.Messaouda Henniche, (2002)** : Colonne lithostratigraphique du bassin d'Illizi
- 14.Modifié d'après Boots et al, (1998)** : Carte des principaux éléments morphostructuraux de la plateforme saharienne
- 15.Rapports de fin de sondage des puits.**
- 16.Rapport N : 8389/Id, SONATRACH Robertson(2000):** Regional synthesis of the Sahairan Platform, Algeria, Vol 1: Text and appendeces
- 17.Serra,O.(1985)** : Tom 2 interprétation des données diagraphique. Mont Rouge
- 18.Sonatrach division Exploration (2014)** : Situation géographique de la zone d'étude (périmètre de Bourarhet).Alger