

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

**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



Faculté des Sciences de l'Ingénieur

**Mémoire de fin d'étude**

En vue de l'obtention du diplôme Master

Présenté par

**Boukhemia Fatma Zohra**

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie pétrolière

---

Analyse sédimentologique du réservoir Cambro-ordovicien dans la région de M'sari Akabli

-Bassin Ahnet-

---

**Devant le jury :**

Belhadi	Ahmed	UMBB	Président
Loumi	Khaled	UMBB	Examineur
Asses	Amar	UMBB	Encadreur

Année Universitaire : 2016/2017

## **Remerciements**

*Je remercie le bon Dieu tout puissant de m'avoir guidé à trouver en moi la force et la volonté d'accomplir ce travail.*

*Au terme de cette mémoire, je tiens à exprimer ma profonde gratitude à toutes les personnes qui m'ont apporté leurs aides, leurs conseils et surtout le soutien dont j'avais besoin durant cette épreuve.*

*Mes remerciements s'adressent en premier lieu à mon promoteur **A. Asses** qui a accepté la prise en charge de mon encadrement. Qu'il veuille bien trouver l'expression de ma profonde gratitude pour son soutien scientifique et moral. Je tiens également à remercier tous les enseignants qui m'ont accompagné durant les études.*

*Mes sincères remerciements vont aussi à mon encadreur à SONATRACH Monsieur **Titraoui R.** de m'avoir encadré et guidé avec une grande compétence et beaucoup de tact et bienveillance.*

*Je remercie vivement tous le personnel de l'Exploration Boumerdes notamment, Monsieur **A Gousem, M., Y. Balamane.***

*Enfin j'exprime mes vifs remerciements à ma famille et mes amis qui m'ont encouragé et soutenu durant mon cursus universitaire.*

# *Dédicace*

*Je dédie ce travail à mes très chers parents qui m'ont  
soutenue jusqu'à nos jours ;*

*A mes frères, mes sœurs, mes beaux-frères, ma belle  
sœur, mes neveux et mes nièces ;*

*A toute ma famille ;*

*Ainsi que tous mes amis et tous mes camarades.*

Boukhemïa Fatma Zohra

## Table des matières

Remerciement

Dédicaces

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale.....1

Chapitre I : Généralités

**I.1 Introduction**.....2

I.1.1 But du mémoire.....2

I.1.2 Situation géographique.....3

I.1.3 Situation géologique.....3

I.1.4 Historique des travaux réalisés dans le bassin de l’Ahnet.....6

I.1.5 Cadre pétrolier de la région.....9

**I.2 Cadre géologique de l’Ahnet** .....12

I.2.1 Description et morphologie du bassin.....12

I.2.2 Stratigraphie.....13

I.2.3 Structure du bassin.....21

I.2.3.1 Subdivisions du bassin d’Ahnet.....22

I.2.3.2 Les grandes étapes de l’évolution structurale du Bassin de l’Ahnet.....24

I.2.3.3 Conséquence sur la région.....27

**I.3 Localisation de la zone d’étude**.....28

I.3.1 Aspect morphologique.....28

I.3.2 Contexte géologique régional.....28

I.3.3 Aperçu sur les principales structures de M’Sari Akabli.....29

Chapitre II : Etude sédimentologique

**II.1 Sédimentologie**.....33

II.1.1 Méthodologie.....33

II.1.2 Rappels théoriques.....34

II.1.3 Matériels disponibles.....39

<b>II.2 Analyse des puits</b> .....	39
II.2.1 Etablissement des logs synthétiques des puits étudiés.....	39
<b>II.3 Conclusion</b> .....	56
<b>Chapitre III : Etude pétrophysique et aspect géophysique</b>	
<b>III.1 Introduction</b> .....	57
<b>III. 2 Etude du réservoir</b> .....	58
III.2.1 Etablissement des cartes en isovaleurs.....	58
III.2.1.1 Données de base.....	58
III.2.1.2 Cartes structurales.....	59
III.2.1.3 Cartes en isopaques.....	61
III.2.2 Paramètres pétrophysiques.....	64
III.2.2.1 Tableaux des valeurs.....	64
III.2.2.2 Cartes en isoporosité.....	65
III.2.2.3 Cartes en isoperméabilité.....	68
III.2.2.4 Représentation graphique des variations de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur.....	71
III.2.2.5 Etude statistique de la porosité et de la perméabilité.....	80
III.2.2.5.1 Etablissement des histogrammes des fréquences.....	80
III.2.2.5.2 Analyse des histogrammes de la porosité et de la perméabilité.....	87
<b>III.3 Aspect structural</b> .....	88
III.3.1 Profils sismiques .....	88
III.3.2 Analyse des profils.....	96
<b>Chapitre IV : Résultats et interprétation</b>	
<b>IV.1 Sédimentologie</b> .....	98
IV.1.1 Analyse séquentielle.....	98
IV.1.2 Corrélation entre les puits avec une analyse séquentielle .....	100
IV.1.3 Conclusion géodynamique.....	103
<b>IV.2 Résultats pétrophysiques</b> .....	106
IV.2.1 Diagramme de corrélation de la porosité et de la perméabilité.....	106
IV.2.2 Relation entre la porosité et la perméabilité.....	110

Conclusion générale

Recommandation

Références bibliographiques

Annexe

<b>Listes des figures :</b>	<b>Page</b>
<b>Figure I.1 :</b> <i>Situation géographique du bassin de l’Ahnet (WEC, Algérie 2007)</i> .....	4
<b>Figure I.2 :</b> <i>Situation géologique de l’Ahnet (WEC, Algérie 2007)</i> .....	5
<b>Figure I.3 :</b> <i>Activité sismique dans le périmètre M’sari/Akabli (Document Sonatrach, Synthèse sur la Région Nord du Périmètre M’sari Akabli, 2017)</i> .....	8
<b>Figure I.4 :</b> <i>Log synthétique de la région de M’Sari Akabli</i> .....	20
<b>Figure I.5 :</b> <i>Carte structurale et éléments tectoniques du bassin de l’Ahnet-Gourara (WEC, Algérie 2007)</i> .....	23
<b>Figure I.6 :</b> <i>Localisation du périmètre de M’sari Akabli (Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre M’Sari Akabli, 2017)</i> .....	31
<b>Figure I.7 :</b> <i>Principales structures du périmètre M’sari/Akabli (Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre M’Sari, 2017)</i> .....	32
<b>Figure II.1 :</b> <i>Séquences lithologiques en série argilo-gréseuse (Publications de l’institut français du pétrole 1986)</i> .....	34
<b>Figure II.2 :</b> <i>Classification Shell (Publications de l’institut français du pétrole 1986)</i> .....	35
<b>Figure II.3 :</b> <i>Analyse séquentielle du puits M-3</i> .....	45
<b>Figure II.4 :</b> <i>Analyse séquentielle du puits M-1</i> .....	46
<b>Figure II.5 :</b> <i>Description des carottes du puits M-1</i> .....	47
<b>Figure II.6 :</b> <i>Analyse séquentielle du puits M-2</i> .....	48
<b>Figure II.7 :</b> <i>Description des carottes du puits M-2</i> .....	49
<b>Figure II.8 :</b> <i>Analyse séquentielle du puits T-3</i> .....	50
<b>Figure II.9 :</b> <i>Description des carottes du puits T-3</i> .....	51
<b>Figure II.10 :</b> <i>Analyse séquentielle du puits TO-1</i> .....	52
<b>Figure II.11 :</b> <i>Analyse séquentielle du puits T-1</i> .....	53
<b>Figure II.12 :</b> <i>Analyse séquentielle du puits T-2</i> .....	54

<b>Figure II.13</b> : Description de carotte du puits T-2.....	<b>55</b>
<b>Figure III-1</b> : Carte en isobathes au toit de l'Ordovicien de la région de M'sari Akabli (Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre M'Sari Akabli, 2017).....	<b>60</b>
<b>Figure III-2</b> : Carte en isopaques totales de l'unité IV-3.....	<b>61</b>
<b>Figure III-3</b> : Carte en isopaques totales des unités IV-1 et III-3c.....	<b>62</b>
<b>Figure III-4</b> : Carte en isopaques totales de l'unité III-2.....	<b>63</b>
<b>Figure III-5</b> : Carte en isoporosité de l'unité IV-3.....	<b>65</b>
<b>Figure III-6</b> : Carte en isoporosité des unités IV-1 et III-3c.....	<b>66</b>
<b>Figure III-7</b> : Carte en isoporosité de l'unité III-2.....	<b>67</b>
<b>Figure III-8</b> : Carte en isoperméabilité de l'unité IV-3.....	<b>68</b>
<b>Figure III-9</b> : Carte en isoperméabilité des unités IV-1 et III-3c.....	<b>69</b>
<b>Figure III-10</b> : Carte en isoperméabilité de l'unité III-2.....	<b>70</b>
<b>Figure III-11</b> :.....	<b>71</b>
<b>a.</b> Variation de la porosité en fonction de la profondeur dans l'unité IV-3 au puits M-1.	
<b>b.</b> Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur dans l'unité IV-3 au puits M-1.	
<b>Figure III-12</b> :.....	<b>72</b>
<b>a.</b> Variation de la porosité en fonction de la profondeur dans l'unité IV-3 au puits M-2.	
<b>b.</b> Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur dans l'unité IV-3 au puits M-2.	
<b>Figure III-13</b> :.....	<b>73</b>
<b>a.</b> Variation de la porosité en fonction de la profondeur dans l'unité III-1c au puits M-2.	
<b>b.</b> Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur dans l'unité III-1c au puits M-2.	
<b>Figure III-14</b> :.....	<b>74</b>
<b>a.</b> Variation de la porosité en fonction de la profondeur dans l'unité IV-3 au puits M-3.	
<b>b.</b> Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur dans l'unité IV-3 au puits M-3	

<b>Figure III-15 :</b> .....	<b>75</b>
<b>a.</b> <i>Variation de la porosité en fonction de la profondeur dans l'unité III-3c au puits M-3.</i>	
<b>b.</b> <i>Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur dans l'unité III-3c au puits M-3.</i>	
<b>Figure III-16 :</b> .....	<b>76</b>
<b>a.</b> <i>Variation de la porosité en fonction de la profondeur dans l'unité III-2 au puits M-3.</i>	
<b>b.</b> <i>Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur dans l'unité III-2 au puits M-3.</i>	
<b>Figure III-17 :</b> .....	<b>77</b>
<b>a.</b> <i>Variation de la porosité en fonction de la profondeur dans l'unité IV-1 au puits T-2.</i>	
<b>b.</b> <i>Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur dans l'unité IV-1 au puits T-2.</i>	
<b>Figure III-18 :</b> <i>Profil sismique passant par le puits T-3(Document Sonatrach, rapport d'implantation du sondage T-3, 2011)</i> .....	<b>88</b>
<b>Figure III-19 :</b> <i>Profil sismique passant par le puits TO-1 (Document Sonatrach, final dicoverry repport, TO-1, 2009)</i> .....	<b>89</b>
<b>Figure III-20 :</b> <i>Profil sismique passant par le puits T-2(Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre de M'Sari Akabli, 2017)</i> .....	<b>90</b>
<b>Figure III-21:</b> <i>Profil sismique passant par le puits T-1(Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre de M'Sari Akabli, 2017)</i> .....	<b>91</b>
<b>Figure III-22 :</b> <i>Profil sismique passant par le puits TO-1, T-1 et T-2(Document Sonatrach, mise au point le puits TO-1, 2008)</i> .....	<b>92</b>
<b>Figure III-23 :</b> <i>Profil sismique passant par le puits M-2(Document Sonatrach)</i> .....	<b>93</b>
<b>Figure III-24 :</b> <i>Profil sismique passant par le puits M-1(Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre de M'Sari Akabli, 2017)</i> .....	<b>94</b>
<b>Figure III-25 :</b> <i>Profil sismique passant par les puits M-1 et M-2(Document Sonatrach, rapport du sondage M-2, 2008)</i> .....	<b>95</b>
<b>Figure IV.1 :</b> <i>Profil de corrélation de direction Nord Ouest -Sud Est</i> .....	<b>102</b>
<b>Figure IV.2 :</b> <i>Carte en isovolume des grès du Cambro-Ordovicien</i> .....	<b>103</b>
<b>Figure IV.3 :</b> <i>Carte en isovolume d'argiles du Cambro-Ordovicien</i> .....	<b>104</b>

## Liste des tableaux

Page

<b>Tableau n°1</b> : Les différents milieux de dépôt. In Mem; <b>Bendjazia.H, Madoui.A.</b> 2009.....	<b>36</b>
<b>Tableau n°2</b> : Epaisseurs totales des unités IV-3, IV-1, III-3c et III-2 dans chaque puits.....	<b>59</b>
<b>Tableau n°3</b> : Variation des porosités et perméabilités moyennes au niveau de chaque puits.....	<b>64</b>
<b>Tableau n°4</b> : Variation des paramètres porosité et perméabilité dans l'unité IV-3 au niveau du puits M-1.....	<b>Annexe</b>
<b>Tableau n°5</b> : Variation des paramètres porosité et perméabilité dans l'unité IV-3 au puits M2. ....	<b>Annexe</b>
<b>Tableau n°6</b> : Variation des paramètres porosité perméabilité dans l'unité III-1c au puits M-2.....	<b>Annexe</b>
<b>Tableau n° 7</b> : Variation des paramètres porosité et perméabilité en fonction de la profondeur dans l'unité IV-3 au puits M-3.....	<b>Annexe</b>
<b>Tableau n° 8</b> : Variation des paramètres porosité et perméabilité dans l'unité III-3c au puits M-3	<b>Annexe</b>
<b>Tableau n°9</b> : Variation des paramètres porosité et perméabilité dans l'unité IV-1 au puits T-2.....	<b>Annexe</b>

## **Introduction générale :**

Dans le bassin de l'Ahnet, il existe d'importants réservoirs dans les unités du Cambro-Ordovicien.

Ces réservoirs sont caractérisés par des qualités très variables dépendant de la porosité matricielle, de la fracturation, de la dissolution et de la cimentation.

Un aperçu sédimentologique, structural, stratigraphique et paléogéographique de l'Ordovicien du bassin de l'Ahnet est nécessaire. En effet, les mécanismes assez complexes de sédimentation et d'érosion de type glaciaire de l'unité IV, s'effectuent à la faveur d'une paléogéographie résultant d'une évolution structurale, non moins complexe, du bassin de l'Ahnet, ils ont mis en place des dépôts présentant en général une distribution aléatoire des faciès et des épaisseurs.

L'étude sédimentologique de l'Ordovicien est basée sur les données de carottes et des enregistrements diagraphiques avec en finalité; un découpage en cortège sédimentaire et en séquences eustatiques.

## I.1 Introduction:

Les progrès effectués par la SONATRACH en exploration avaient permis dans le passé de faire des découvertes significatives. Les résultats qu'elle enregistre aujourd'hui laissent espérer de nouvelles découvertes prometteuses dans des zones encore vierges ou peu explorées, notamment dans la dépression de l'Ahnet.

Le bassin de l'Ahnet est l'une des régions les plus structurées de la plate-forme saharienne.

De par cette complexité, ce bassin offre la possibilité de développement des pièges structuraux (ex: anticlinal contre faille) et mixtes. Dans la majeure partie de cette région des pièges structuraux ont été testés par au moins un forage.

Dans le périmètre de M'sari, les réservoirs de l'Ordovicien représentent près de 60% en termes de réserves de gaz prouvés et probables dans le bassin de l'Ahnet.

### I.1.1 But du mémoire :

Dans le cadre de la collaboration de l'Université de M'Hamed Bougara et la société de SONATRACH, j'ai été affectée à la division de l'exploration dans le département Ahnet-Gourara, responsable du projet M'sari. Il m'a été proposé l'étude du réservoir cambro-ordovicien

Le travail consiste à effectuer une étude sédimentologique sur les dépôts du Cambro-ordovicien et de caractériser les niveaux réservoirs en évaluant leurs paramètres pétrophysiques dans chaque puits et faire une corrélation entre les puits, pour cela les résultats diagraphiques, les fiches des carottes et les cartes en isobathes ont été mis à ma disposition.

En effet l'étude comporte les chapitres suivants :

- Généralités correspond au contexte géographique et géologique et l'historique des travaux de la région étudiée.
- Etude sédimentologique.
- Etude pétrophysique et aspect structural.
- Conclusion et recommandations proposées.

### I.1.2 Situation géographique:

Le bassin de l'Ahnet situé dans la partie Sud-ouest du Sahara algérien, appartient à la province occidentale de la plate-forme saharienne (**figure I.1**).

Il est limité par le méridien 1°,00 et 3°,00 Est et le parallèle 24° et 27° Nord. Il s'étend sur plus de 50 000 km<sup>2</sup>.

### I.1.3 Situation géologique:

Le bassin de l'Ahnet est limité:

- Au Nord par l'ensellement de Djoua, qui le sépare du bassin de Timimoun.
- A l'Est par le môle d'Arak-Idjerane, qui le sépare du bassin de Mouydir.
- A l'Ouest par l'ensellement d'Azzel-Matti, qui le sépare du bassin de Reggane et de la cuvette de Sbaa.
- Au Sud, le bouclier de Touareg est sa limite méridionale (**figure I.2**).

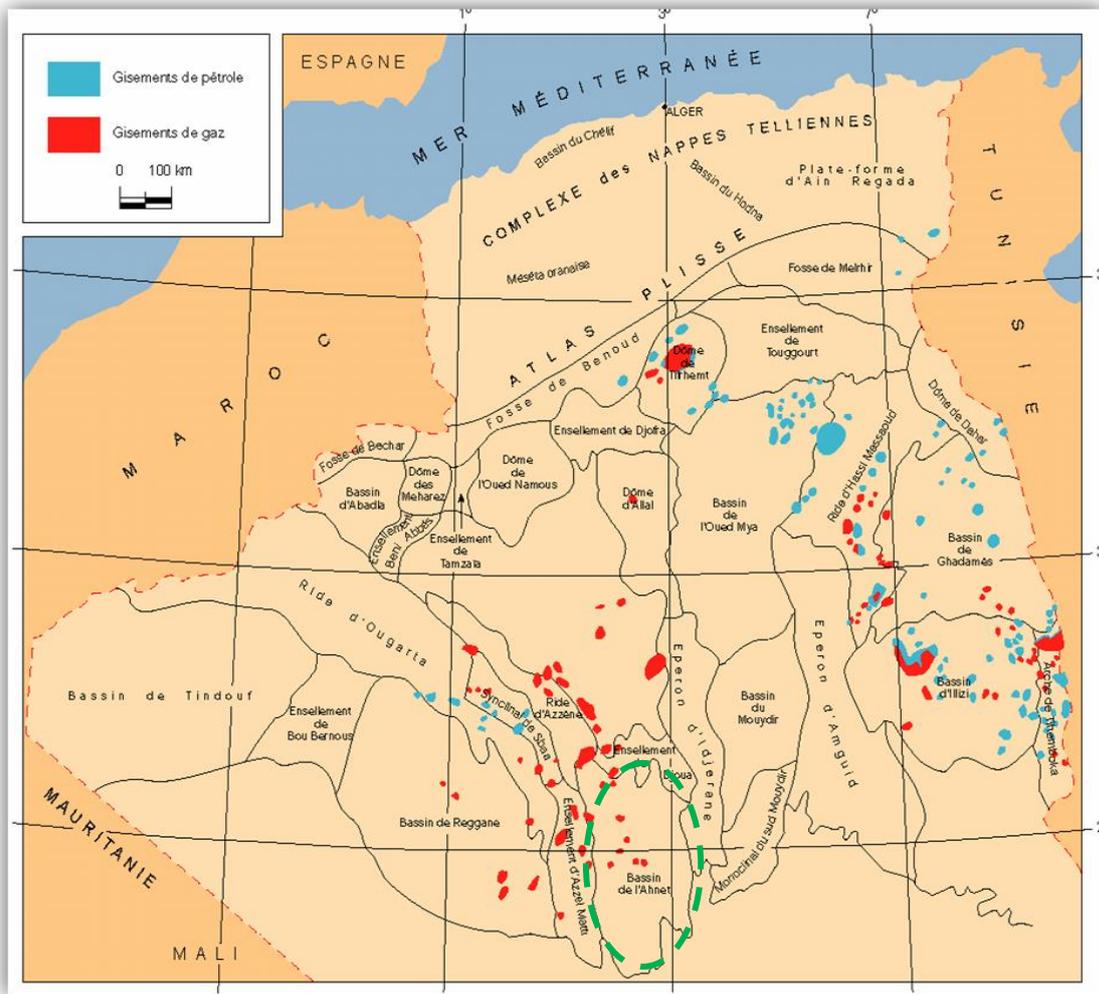


Fig. I.1: Situation géographique du bassin de l'Ahnet (WEC, Algérie 2007).

# Généralités

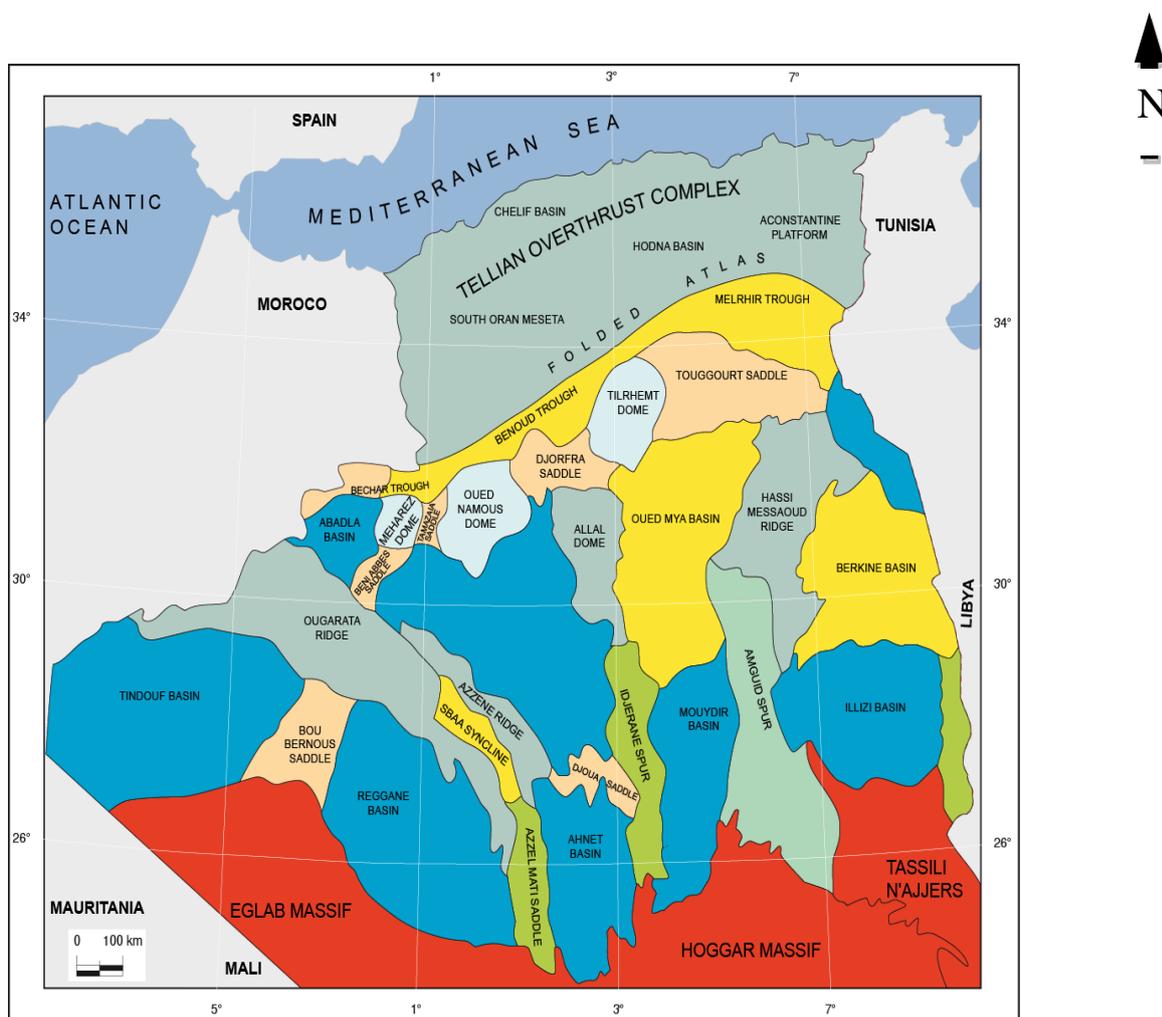


Fig. I.2: Situation géologique du bassin de l'Ahnet (Beuf et al, 1971).

## Généralités

**I.1.4 Historique des travaux réalisés dans le bassin de l'Ahnet :**

Le bassin de l'Ahnet est l'une des premières régions ayant fait l'objet d'une recherche des hydrocarbures.

La recherche géologique dans le bassin de l'Ahnet a été menée durant deux périodes:

**A- période de reconnaissance géologique (avant 1953)**

- En 1908, GAUTIER réalisa la première esquisse géologique de l'Ahnet par simple observation.

Plusieurs études paléontologiques ont été faites par FLAMANT et HAUG dont les résultats furent illustrés dans la thèse de FLAMANT sur la géologie saharienne.

- En 1931, BOUCART et MONOD reprennent les études géologiques dans la région dont les résultats décrivent la monographie de la région de l'Ahnet. Ainsi MONOD réalisa le premier levé topographique de la région.

Tous ces travaux d'exploration ont été présentés au cours du congrès géologique international d'Alger en 1952.

**B- Période d'exploration pétrolière:**

- De 1952 à 1959, c'est la période durant la quelle plusieurs compagnies ont fait l'élan d'une intense activité d'exploration en forant une trentaine de puits (MH-1, BZ-1, TH-201.....), tous sont implantés sur les structures de surface. Cette exploration fut rémunérée par un succès très encourageant, qui conduisit à la première découverte des accumulations des hydrocarbures dans la région de l'Ahnet à Djebel Berga (BG1), par la compagnie C.R.E.P.S en 1953 en association avec la CPA. Cette découverte atteste pour la première fois l'existence des hydrocarbures dans la plate-forme saharienne.
- De 1959 à 1971, Durant cette période les activités d'exploration ont connu un ralentissement dans le bassin de l'Ahnet, et ceci pour certain nombre de raisons:
  - a. D'abord à cause de la découverte d'huile en 1956 dans la région d'Illizi et du gisement géant de Hassi Massaoud.
  - b. Par l'éloignement de l'Ahnet et les difficultés de ravitaillement en eau de chantier.
  - c. aussi la faible quantité des hydrocarbures obtenue lors des essais des puits déjà forés, décourage les compagnies à poursuivre leur exploration et à développer les champs déjà découverts.

Cette époque évoque un nombre de travaux de synthèse et d'étude de détail ; au rythme des recherches précédentes; réalisées par l'institut français du pétrole (IFP) en collaboration avec l'institut algérien du pétrole (IAP), dont les résultats de ces travaux sont publiés par ces éditions :

- ✚ les travaux de synthèse de Beuf et al(1971).
- ✚ Les travaux de synthèse de J. Fabre (1976).
- ✚ Les travaux de synthèse du Cambro-ordovicien et du Siluro-dévonien réalisés par l'association SONATRACH-BEICIP-IFP a permis d'établir une carte géologique à l'échelle 1/200 000, couvrant tout le bassin de l'Ahnet.
- De 1971 à l'actuel, la nationalisation des hydrocarbures a permis à SONATRACH à poursuivre l'exploration dans la région de l'Ahnet. Des travaux de sismique réfraction et

## Généralités

réflexion mettront en évidence plusieurs structures anticlinales très importantes en subsurface. Ce qui comptabilise dans cette région le plus important nombre de pièges structuraux dans toute la plate-forme saharienne.

Les derniers travaux élaborés par SONATRACH et ses associés furent couronnés par la découverte des accumulations commerciales de gaz dans le bassin de l'Ahnet.

Concernant le périmètre M'sari Akabli; il faisait l'objet d'une exploration par la sismique réflexion en 1971. Il a été réalisé quelques profils sismiques régionaux.

Depuis, la région n'a cessé d'être ciblée par des programmes sismiques 2D, dont l'objectif était d'affiner le modèle structural de la région (**figure I.3**).

L'interprétation de ces différentes campagnes sismiques a permis la mise en évidence de plusieurs structures qui ont été explorées à partir de 1982, aboutissant à la découverte de ces accumulations de gaz, qui sont :

- Hassi M'sari (MSR-1),
- Tigfermas (TGF-1 et 2),
- Oued Talha (OTLH-1)
- M'Selsel (MSL-1).

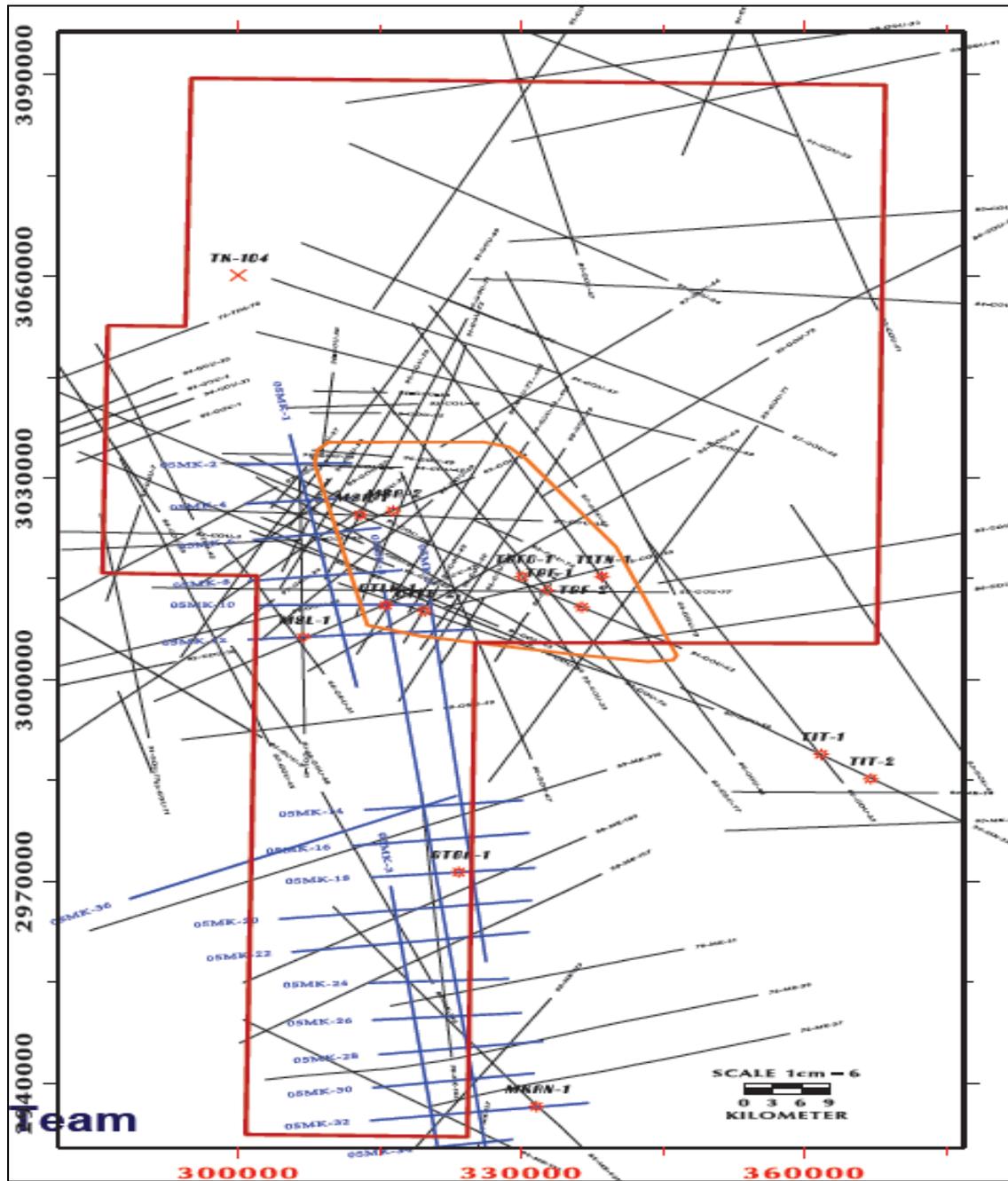


Fig. I.3 : Activité sismique dans le périmètre M'sari Akabli (Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre M'sari Akabli, 2017).

### **I.1.5 Cadre pétrolier de la région:**

Le bassin de l'Ahnet renferme un potentiel de réserve gazeux appréciable supérieur aux autres régions de l'Ouest algérien au niveau des connaissances actuelles.

Ceci est prouvé par les travaux d'exploration effectués par SONATRACH.

- **ROCHE MERE:**

L'analyse des données géochimiques dans les argiles du Paléozoïque dans différents puits du bassin a révélé qu'elles possèdent des qualités roches mères. Les principales sont les argiles radioactives de la base du Silurien, et la série argilo-carbonatée du Frasnien-Faménien.

#### **Les argiles d'Azzel et Tiferouine (Ordovicien) :**

Peu d'analyses ont été effectuées sur ces niveaux. Par leur position stratigraphique favorable aux réservoirs ordoviciens, ils donnent un caractère potentiel pour alimenter les réservoirs ordoviciens (unité-IV) Grés d'El Goléa et (unité- III-2) Quartzites de Hamra.

#### **Silurien :**

Les argiles du Silurien sont des roches mères aux qualités les plus potentielles dans le bassin de l'Ahnet susceptible d'alimenter les réservoirs ordoviciens.

Les études géochimiques ont montré que les niveaux radioactifs du Silurien basal (Hot Shale) riches en matière organique, sont définis par un GR>150 API.

Leur taux de carbone organique total varie de 2 à 7% et leur épaisseur est de 10 à 100 m.

#### **Dévonien :**

Au Dévonien Supérieur, les conditions marines franches ont entraîné le dépôt d'argiles silteuses riches en matière organique à la fois dans les séquences frasniennes et faméniennes.

Leur taux de carbone organique total varie de 2 à 5% et leur épaisseur est de 10 à 90 m.

#### **Carbonifère :**

Les analyses ont montré, à TITN-1, que le Carbonifère recèle une richesse en matière organique avec un COT moyen de 0.75 %. Le type de cette matière organique est humique. Son état d'évolution oscille entre le début de la phase à huile pour la partie supérieure (Viséen) et le stade de formation de condensat et de gaz humide pour la partie inférieure (Tournaisien).

## Généralités

- **RESERVOIRS**

Les données de forages réalisés dans le bassin de l'Ahnet-Gourara révèlent trois systèmes pétroliers productifs de gaz, indépendamment sur le plan hydrodynamique.

Le système cambro-ordovicien, productif de gaz sec dans plusieurs accumulations dont les plus importantes sont Bahar El Hammar et Garet El Guefoul. Il est composé de trois unités qui sont, la Formation des Quartzites de Hamra recouvertes par les argiles d'Azzel et Tiferouine, la Formation des grès d'Oued Saret et la Formation des grès d'El Goléa recouvertes par les argiles du Silurien. L'alimentation en hydrocarbures se fait probablement à partir des argiles radioactives du Silurien et accessoirement par les argiles du même âge dont le caractère roche mère se conserve vers la partie supérieure.

Le second système, Dévonien inférieur, est composé essentiellement de trois unités, le Gédinnien, le Siegénien et l'Emsien. Ces niveaux réservoir, qui contiennent plus de 65 % des réserves du bassin, sont recouverts par l'épaisse série argileuse du Dévonien moyen et sont alimentés en hydrocarbures par les argiles du même âge et par celles du Silurien. Le troisième système, au nord du bassin, est composé des grès du Tournaisien recouverts et probablement alimentés par les argiles du même âge.

- **COUVERTURE ET PRESERVATION :**

L'épaisse série argileuse du Silurien constitue une excellente roche couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien. La répartition des pressions potentiométriques montre un système d'écoulement par gravité. Cependant, l'influence des eaux météoriques reste faible. Les argiles du Dévonien moyen, continues à l'échelle régionale, constituent une excellente roche couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur. À l'échelle locale, les argiles du Dévonien inférieur, qui alternent avec les grès, particulièrement ceux du Gédinnien, constituent une couverture. Le mode de répartition des pressions potentiométriques de ce réservoir indique une discontinuité des réservoirs et l'absence d'une circulation importante des fluides. Les argiles du Tournaisien constituent une roche couverture pour le réservoir du Tournaisien. Les pressions potentiométriques diminuent à partir de la dépression de Gourara vers celle de l'Ahnet.

Pour le Dévonien inférieur la roche mère frasnienne et faménienne joue le rôle de couverture à côté des assises argileuses intermédiaires situées entre les bancs de grès.

La couverture des Formations de la dalle de M'Kratta, des grès d'El Goléa et des grès d'Oued Saret est assurée par les argiles siluriennes dont l'épaisseur peut atteindre les 500 m. Pour le réservoir de la

## Généralités

Formation des Quartzites de Hamra sa couverture est assurée par la Formation des argiles d'Azzel et de Tiferouine quand elles sont conservées sous l'unité IV.

La couverture horizontale est assurée par les failles et le changement de faciès.

- **PIEGE**

L'exploration du bassin de l'Ahnet Gourara s'est concentrée dans sa totalité sur les structures de type anticlinal ou anticlinal faillé. Mais les travaux les plus récents ont montré que les pièges peuvent être aussi du type combiné.

Ces pièges combinés peuvent être liés aux vallées incisées, biseaux « pinch out » ou barrières de perméabilité. Les pièges à barrières de perméabilité sont possibles mais non encore prouvés à ce jour.

Des pièges plus complexes, comme ceux associés aux blocs affaissés « foot fall », sont possibles mais très peu explorés. Ce type de piège est très fréquent à la périphérie des dépressions, notamment dans l'ensellement de Djoua.

# Généralités

## I.2 Cadre géologique de l'Ahnet :

### I.2.1 Description et morphologie du bassin :

Le bassin de l'Ahnet se présente sous forme d'une vaste dépression avec un axe d'allongement Nord-Sud.

L'architecture de cette zone ne peut être dévoilée qu'à partir des données sismiques.

La limite de la dépression a été tracée conventionnellement suite à un gradient d'isochrones brusque; caractérisant une remontée rapide des couches paléozoïques vers le nord et auquel se rajoute un gradin de près de 500 Km d'amplitude dans le socle. Dans ces limites, les dimensions de la dépression sont de 300Km de long et 200Km de large.

La couverture Paléozoïque couvrant la majeure partie de la dépression, sera surmontée au Nord par des dépôts du Mésozoïque et formant le plateau de Tidikelt.

La coupe du Paléozoïque se terminera par le Carbonifère inférieur ; elle est présente dans les synclinaux de la dépression. Ainsi que dans la partie Nord de la dépression, le Mésozoïque qui recouvre le Paléozoïque est essentiellement représenté par le Crétacé.

Ce bassin est formé par des bourrelets et de terrasses structurales d'une direction subméridionale se trouvant sur le prolongement des horsts de la partie Ouest du massif du Hoggar. Au même temps se dessinent aussi les axes structuraux interrompus de direction Nord Ouest-Sud Est qui traverse les bourrelets méridionaux sous un angle aigu. Cela s'exprime dans la déviation de certains plis locaux compliquant les bourrelets et les terrasses structurales.

La plupart des bourrelets sont dissymétriques, leurs flancs Est sont plus redressés, les flancs Ouest à petit pendage sont compliqués souvent par les terrasses structurales dans les limites des quelles s'abritent des structures locales isolées, car plus subsidentes par rapport aux bourrelets.

Le bassin de l'Ahnet dénombre les bourrelets et les terrasses suivants en allant de l'Est vers l'Ouest :

- Bourrelets Zini Fogaret es Zoua,
- Adrar in Belrem-Gour Bour Kreiss.
- Hassi Mouima-Teguentour.
- Gaa M'ta Zebar-in Salah.
- Bourrelet Adrar Tressouin-Oued djaret.
- Terasse structurale Tirchoumin et le bourrelet Bahar El Hamar-In Rhar.

### I.2.2 Stratigraphie :

La séquence sédimentaire au niveau du bassin de l'Ahnet est représentée essentiellement par du primaire avec un maximum de séries préservées au Nord et pouvant atteindre 3000 m, et sur laquelle repose en discordance le Mésozoïque (**figure I.4**). On distingue trois ensembles lithostratigraphiques majeurs :

#### a. Le substratum :

Il est d'âge Précambrien et ressemble à celui des Eglabs (WEC, Algérie .1995), il compte deux ensembles, le socle précambrien et la partie sommitale infracambrienne.

- **le socle :**

Dans le bassin de l'Ahnet, le socle est de nature volcano-métamorphique formé de micaschistes et d'amphibolites traversés par des intrusions magmatiques (Boudjemâa, 1987), il semble être identique et du même âge que le Pharusien affleurant au Hoggar occidental.

Il a été atteint par plusieurs forages notamment celui de MSL-1, OTLH-1.

- **La série intermédiaire (série pourprée) :**

Cette série a été décrite à l'affleurement sur des dizaines de kilomètres, dans la région de Bled El Mass, elle correspond à une formation arkosique, conglomératique à faciès fluviatile où s'alternent des niveaux argileux et silteux à intercalations de tillites marquant des épisodes de glaciation. La série pourprée de l'Ahnet a été décrite par Ait Kaci (1987), comme faisant partie des molasses panafricaines du Sahara, conservés au niveau des bordures du craton Ouest africain.

Considéré en partie d'âge Cambrien (Caby.R, 1970), elle correspond à des accumulations de fin de cycles orogéniques, faisant ressortir des indices d'une tectonique synsédimentaire et présentant les produits du démantèlement de la chaîne pharusienne.

Le Précambrien est formé essentiellement par des roches ignées, associées à des roches métamorphiques, qui ont été déformées avant une phase érosive conduisant à la formation d'une vaste pédiplaine marquant le sommet de l'unité par la discordance infra-tassilienne.

#### b. La couverture paléozoïque :

Au niveau du Bassin de l'Ahnet, les terrains paléozoïques sont assez complets présentant les séries allant du Cambrien inférieur au Carbonifère (Beuf et al, 1971), elle est séparée du socle par la discordance infra – tassilienne.

## Généralités

La couverture primaire forme deux ensembles morphologiques bien distincts.

- ✓ La ceinture tassilienne ou pays tassilien,
- ✓ L'avant pays tassilien ou plateau prétassilien.

**a- La ceinture Tassilienne :** elle est formée par :

- Le Tassili interne, au dessus du substratum formant les premiers escarpements sédimentaires d'âge cambro – ordovicien.
- La dépression infra – tassilienne où affleure le silurien argileux.
- Le Tassili externe d'âge Dévonien inférieur formant une importante falaise au dessus de la dépression infra – tassilienne.

**b- L'avant pays tassilien :**

Dit aussi plateau prétassilien, il est formé des terrains allant du Dévonien moyen au Carbonifère supérieur.

- **Le Cambro-Ordovicien :**

D'après le découpage du Paléozoïque, le Cambro-Ordovicien est subdivisé en trois formations :

- ✚ La formation des Ajers (elle renferme les unités II.III-1 et III-2).
- ✚ La formation d'In Tahouite (qui correspond à l'unité III-3).
- ✚ La formation de Tamajart.

### ❖ Le Cambrien

**L'unité II :**

Le Cambrien repose en discordance angulaire sur les séries sédimentaires infra-cambrienne plissées, il est constitué par 3 successions :

- a-** Grès grossiers à structures chenalisées stratodécroissantes avec prédominance de grains grossiers.
- b-** Alternance grès en plaquettes stratodécroissantes et d'argiles, on remarque la présence de stratifications entrecroisées dans les bancs gréseux.
- c-** Augmentation de la fraction argileuse avec une évolution stratodécroissante de grès.

La présence de chenaux et stratifications entrecroisées indique un milieu de dépôt fluviatile à la base et une influence marine au sommet marquée par la dalle à lingules qui souligne une surface transgressive.

❖ **Ordovicien :**

- ✚ **Ordovicien inférieur :** il comprend les unités III-1 et III-2 de la formation des Ajjers, il est limité à la base par les grès de Meribel et au toit par les quartzites de Hamra.

**L'unité III :**

- **La sous unité III.1 :** de quelque dizaines de mètre à l'Est du bassin, elle a plus de 200m vers le Nord Ouest enregistrant une transgression. Elle comprend de bas en haut :

- **La zone des alternances (ou Formation des Grès de Meribel)**

Il s'agit de grès fins ; siliceux ; compactes alternant avec des argiles noires ; silteuses ; compactes et micacées (dépôts tidaux et deltaïques).

- **Formation des Argiles d'El Gassi :**

Ce sont des argiles indurées ; silteuses ; noires qui contiennent une proportion variable de siltstones micacés, elles représentent le résultat d'une transgression majeure.

- **Formation des Grès d'El Atchane :**

Elle présente une lithologie assez hétérogène, et se présente par une alternance de grès quartzitique, gris à gris clair, fin, dur et d'argiles grises foncées à noires, silteuses, micacées, compactes avec des traces de pyrite (marin peu profond à deltaïque).

- **La sous unité III.2 « Formation des Quartzites de Hamra »**

Sa limite supérieure correspond à une surface d'inondation maximale confondue avec une surface transgressive.

A la base, ces dépôts sont essentiellement représentés par des grès grossiers à conglomératiques à stratifications obliques déposés en milieu fluviatile. Vers le sommet de ces dépôts fluviatiles, on note l'apparition d'influences marines littorales de faciès mixtes. Les grès deviennent plus fins, mieux lités et les stratifications obliques tendent à disparaître, de nombreuses tigillites et traces de vers caractérisent ces faciès

Les quartzites de Hamra, se sont déposés en milieu marin peu profond avec un approfondissement vers le sommet de la formation.

## Généralités

Ils sont généralement fissurés, leur épaisseur est estimée entre 50 et 250 m. cette unité est sus-jacente à la discordance anté-arénigienne (l'Areginien et l'Ordovicien inférieur), marquant un épisode de soulèvement.

### ➤ La sous unités III.3 :

Elle est argilo-gréseuse et comprend de bas en haut, les Formations lithologiques suivantes :

- **Formation des Grès d'Ouargla**

Elle est représentée par une alternance de grès plus ou moins quartzitiques et d'argiles silteuses à gréseuses.

- **Formation des Argiles de Tiferouine**

Il s'agit d'argiles noires, silteuses, micacées et pyriteuses.

- **Formation des Argiles d'Azzel**

Argiles feuilletées, silteuses, micacées et pyriteuses à intercalations de siltstones et de grès fins à ciment argilo – quartzitique, parfois carbonaté.

- **Formation des Grès d'Oued Saret**

La limite entre les Formations Argiles d'Azzel et Grès d'Oued Saret se trouve au niveau d'une surface d'inondation qui les sépare et, au dessus de laquelle l'apport détritique est dominant.

Le passage des Formations Argiles d'Azzel et de Tiferouine à celle des Grès d'Oued Saret est progressif avec dominance de la fraction argileuse à la base, vers le sommet, on a une alternance d'argiles et de grès à évolution stratocroissante.

Sur carottes se sont des grès fins à moyens riches en stratifications obliques soulignées par des argiles renfermant des nodules sideritiques et des fragments argileux.

Ce faciès est marin à la base et tend à devenir continental au sommet.

### ✚ **Ordovicien moyen et supérieur:**

#### L'unité IV :

Cette unité est constituée de trois Formations lithologiques de bas en haut :

#### ➤ La sous unités IV.1 : «Formation des Grès d'El Goléa »

Cette formation se caractérise par de grandes variations d'épaisseur ces dépôts correspondent à des faciès de remplissage de paléovallées glaciaires et de comblement de chenaux.

Les faciès gréseux sont fins à très fins, homogènes sur de grandes épaisseurs et généralement quartzitiques.

## Généralités

➤ **La sous unité IV.2 : «Formation des Argiles microconglomératiques »**

C'est une séquence homogène d'argiles noires, silteuses, micacées à nombreux galets bien arrondis de quartz et à passées de grès quartzitiques fins (front deltaïque, influence glaciaire).

➤ **La sous unités IV.3 : « Formation de la dalle de M'Kratta »**

Elle se présente sous forme de grès argileux à tendance quartzitique ou de quartzites fins comportant localement quelques passées d'argiles noires silteuses. Ces dépôts ont subi une sédimentation rapide dans des conditions lacustres et fluvio-deltaïque, juste après les différentes périodes de glaciations.

Sur carotte l'unité IV est représentée par des grès moyens à grossiers avec présence de stratifications planes à obliques, et des joints d'argiles silteuses et de quelques intercalations de grès fins.

La limite inférieure de cet ensemble correspond à une discordance de ravinement, et sa limite supérieure correspond aux argiles du Silurien.

Ces sédiments se sont déposés dans un environnement fluvio-glaciaire confirmé par les intercalations d'argiles microconglomératiques.

❖ **Silurien :**

Il se caractérise par une sédimentation argileuse développée dans un milieu marin, les argiles radioactives à la base du Silurien sont reconnues sur l'ensemble de la plate forme saharienne comme étant d'excellentes roches mères et constituent un bon repère de calage stratigraphique.

Cette base est souvent marquée de trois bancs calcaires riches en fossiles auxquels semblent se substituer vers l'Ouest des intercalations argilo –gréseuses.

❖ **Dévonien :**

✚ **Dévonien inférieur** (épaisseur 240 à 490m) son extension géographique est la plus grande, il est composé de :

➤ **Gédinnien :**

Le passage du Silurien argileux au Dévonien gréseux se fait de façon graduelle par le biais d'une série de dépôts argileux appelés également zone de passage. Ce passage se manifeste par des alternances de grès et d'argiles, rarement par des passées de calcaires. Les argiles sont attribuées à un environnement marin, tandis que les grès se sont déposés dans un milieu littoral.

## Généralités

➤ **Siegénien (barre quartzitique)**

Cet étage se caractérise par des dépôts de grès quartzitiques fins à moyens, déposés dans un milieu fluviatile avec intercalations de niveau d'argiles annonçant un faciès marin.

➤ **Emsien :**

La base de cet étage est représentée par des argiles silteuses avec de fines passées de grès et de calcaire, caractérisée par des grès fins à moyens parfois grossiers à conglomératiques.

✚ **Dévonien moyen :**

Il est moins épais que le Dévonien inférieur et caractérisé par des dépôts à faciès de milieu marin argileux.

➤ **Eifelien :**

Constitué d'argiles localement carbonatées avec des passées de grès.

➤ **Givetien (épaisseur 30 à 75m) :**

Constitué de calcaires compacts avec quelques rares passées d'argiles.

✚ **Dévonien supérieur :**➤ **Frasnien :**

Il s'agit d'une formation argileuse avec à sa base des passées de calcaires micro – cristallins riches en fossiles.

➤ **Famménien :**

Des dépôts argileux avec quelques fines passées de calcaires.

➤ **Strunien :**

Caractérisé par des alternances de grès fins à très fins silico-quartzitique et d'argiles fossilifères.

❖ **Carbonifère :**

Le Carbonifère est très érodé, ce qui rend la colonne stratigraphique toujours incomplète vers le haut, seul deux forages dans l'Ahnet (Tit-1 et Tirchoumine-1) en conserve une épaisseur de 900m. Il comprend les termes suivants:

## Généralités

### **Tournaisien** :

C'est un ensemble argilo – gréseux qui débute par des grès avec quelques rares intercalations d'argiles.

### **Viséen** :

Représenté par des argiles siliceuses, micacées, fossilifères, pyriteuses et par des grès fins.

### **Namurien** :

Il s'est déposé dans un milieu marin et constitué par des argiles indurées à passées de grès et de dolomies, cet étage n'est pas présent dans la zone d'étude.

### **c. Le Mésozoïque ou le continental intercalaire**

Il repose en discordance sur les séries paléozoïques, il est peu répandu dans le bassin de l'Ahnet et représenté par des dépôts continentaux. Il est constitué par des argiles, des sables grossiers avec des traces de dolomies.

### **Crétacé** :

- Le Crétacé inférieur : il est représenté par des argiles versicolores à passées de calcaire dolomitique microcristallin.
- Le Crétacé supérieur : il est représenté par des formations gypsifères saccharoïde, et des bancs de dolomie, ainsi que des anhydrites massifs avec des argiles plastiques légèrement carbonatées.

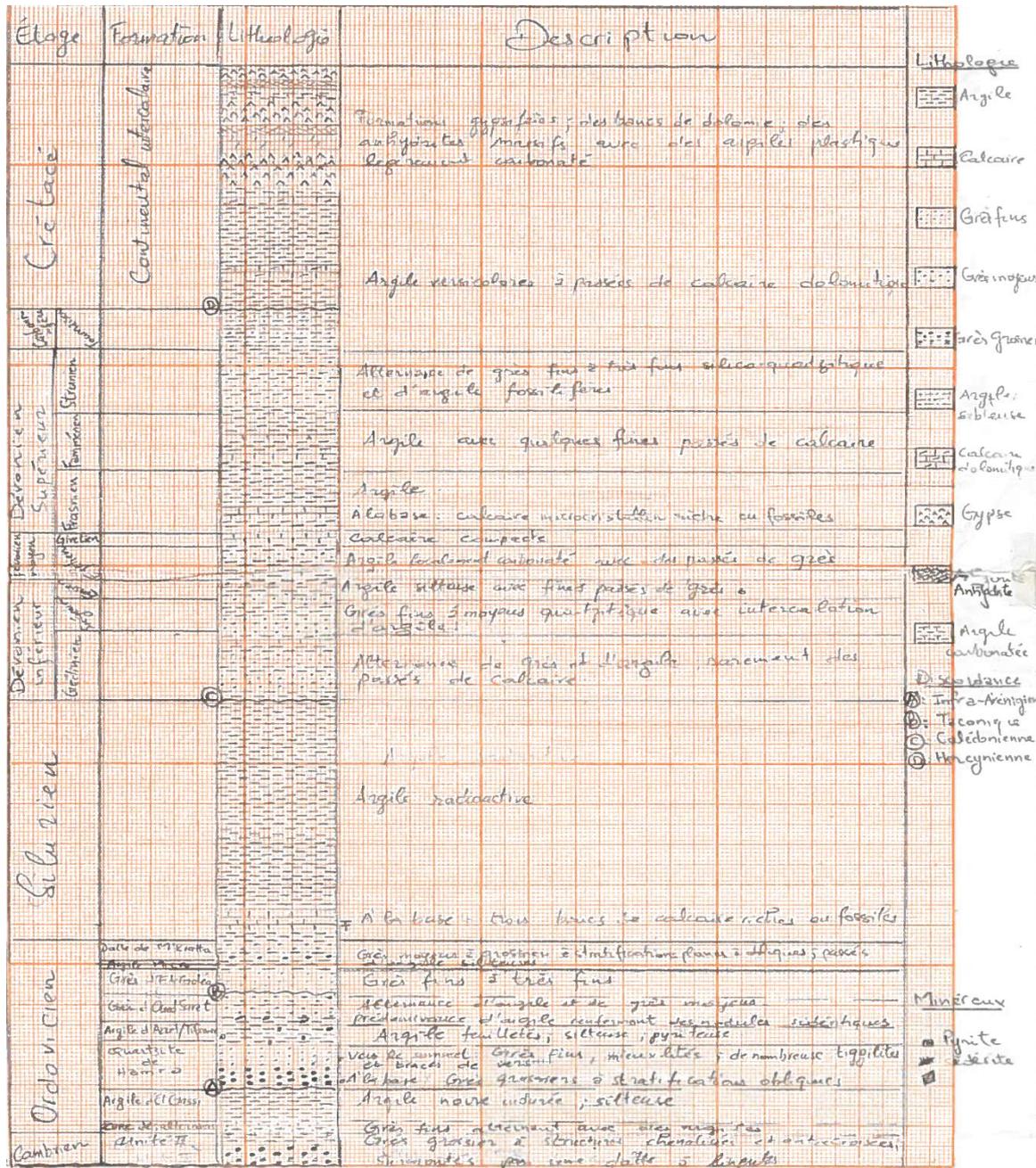


Fig. I.4 : Log synthétique de la région de M'Sari Akabli.

## Généralités

**I.2.3 Structure du bassin :**

Le bassin de l'Ahnet se développe dans la partie Nord – Ouest du massif du Hoggar, il se présente sous forme d'une dépression avec un axe d'allongement Nord-Sud.

Il occupe une situation privilégiée qui lui confère une structuration particulière, en effet, il est situé entre plusieurs entités :

- A l'Ouest, le craton Ouest africain qui est une zone extrêmement stable et rigide cratonisée depuis 2 Milliards d'années.
- A l'Est, se sont les zones mobiles du Hoggar cratonisées lors de l'orogénèse panafricaine (550 – 600 Millions d'années).
- Au Sud du bassin, le môle d'In Ouzzal également très stable qui se développe dans le socle.
- La zone de suture entre le Hoggar et le craton Ouest africain est soulignée au Nord par la chaîne plissée de l'Ougarta. Cette zone de suture est d'orientation N-S au niveau de l'Ahnet et devenant NW-SE vers le nord.

Le bassin de l'Ahnet se singularise des autres grandes unités structurales de la plate forme saharienne par son très fort degré de structuration lié à l'activité du Craton Ouest africain et celle du Craton Est africain.

## Généralités

**I.2.3.1 Subdivisions du bassin de l'Ahnet :**

Le bassin de l'Ahnet est subdivisé en trois ensembles différents, limités par des accidents majeurs subméridiens, qui sont : l'Ahnet oriental, l'Ahnet central et l'Ahnet occidental.

**a- L'Ahnet oriental :**

Limité à :

- ✚ l'Est par le môle d'Idjerane – M'zab,
- ✚ l'Ouest par l'accident subméridien Fougaret – E Zoua et Foum Belrem passant par Zini et Boukreiss.

**b- L'Ahnet central :**

Situé entre deux zones hautes fortement structurées: l'Ahnet oriental et l'Ahnet occidental, l'Ahnet central est caractérisé par une forte subsidence.

**c- L'Ahnet occidental :**

Cet ensemble qui sépare l'Ahnet du bassin de Reggane, il est limité à l'Ouest par l'ensellement d'Azzel Mati, et le prolongement de Bled El Mass, à l'Est par l'accident subméridien d'Adrar Morrat, Sebket El Mellah, au Nord Ouest par la cuvette de Sbâa et au Nord par le bassin de Timimoun.

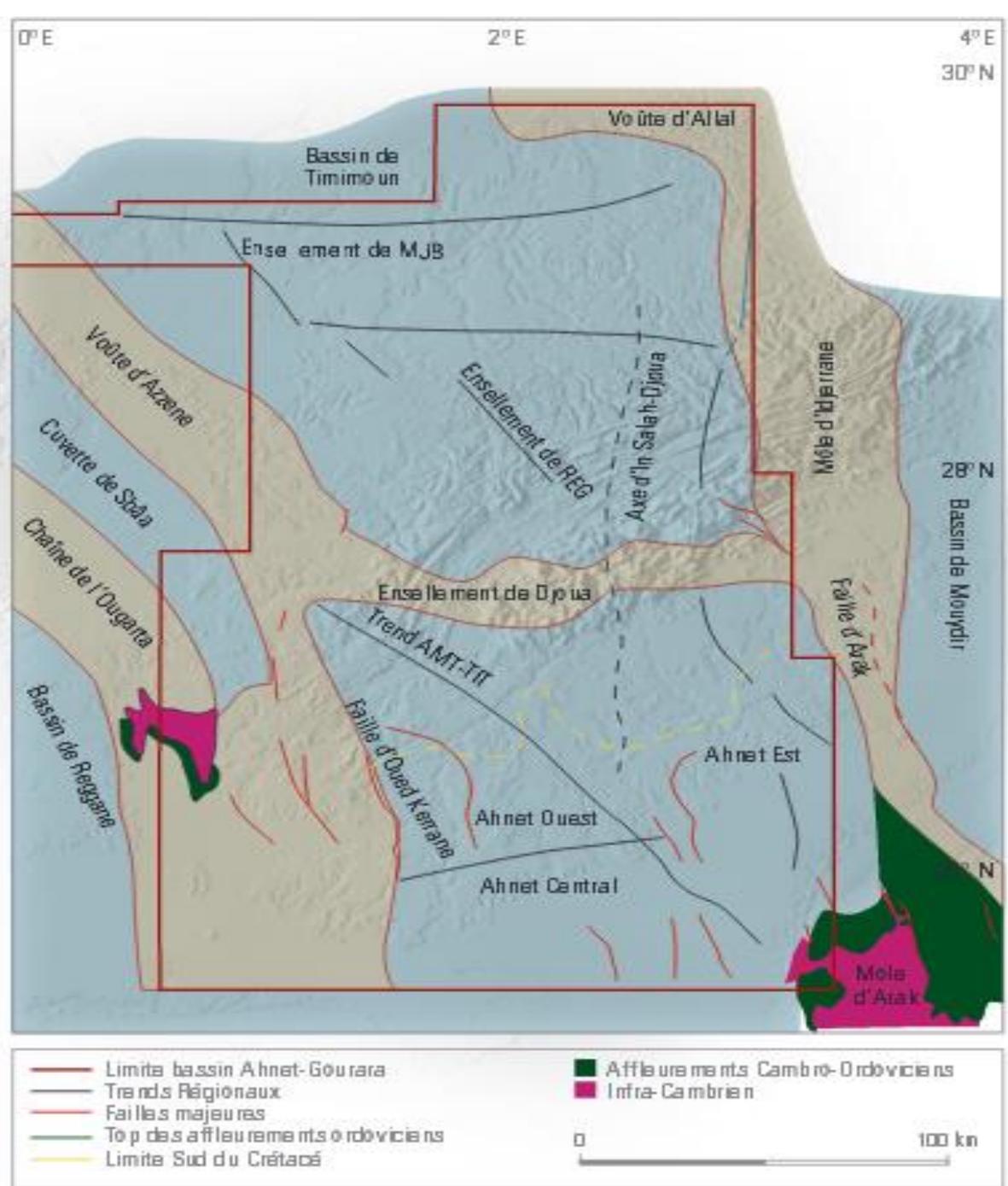


Fig. I.5 : Carte structurale et éléments tectoniques du bassin de l'Ahnet-Gourara (WEC, Algérie 2007)

### I.2.3.2 Les grandes étapes de l'évolution structurale du Bassin de l'Ahnet :

Lors du dépôt des premiers sables de la couverture, il n'existait pas de bassins sédimentaires individualisés, l'Ahnet comme les autres bassins de la plate forme saharienne, commençait à s'esquisser durant les mouvements de la fin de l'Ordovicien (mouvements tectoniques), ainsi donc l'histoire de ce bassin est celle de la plate forme saharienne (Beuf et al, 1971).

#### **A-Phase panafricaine (pharusienne) : Fini – Infra – Cambrien**

Cette phase correspond à une période d'importantes déformations et d'érosions qui marquent la fin des grandes déformations du substratum et le début de l'histoire cratonique et sédimentaire de la plate forme saharienne.

##### **a- Les discontinuités majeures du Cambro – Ordovicien**

Pendant le Paléozoïque inférieur des périodes de non dépôt et d'érosion, se sont intercalées, entre les phases de sédimentation.

Ces discontinuités majeures se définissent à la fois par leur très grande extension géographique et par un changement important dans l'environnement paléogéographique.

##### **➤ Le passage Cambrien-Ordovicien (La surface infra-tassilienne) :**

Au niveau du Hoggar qui a subi une forte épirogenèse au cours du Cambrien et où les séries intermédiaires ont été déformées, la surface infra-tassilienne correspond à une érosion considérable.

Au niveau du bassin de l'Ahnet, cette surface est la plus nette et la plus importante, car elle marque la fin des grandes déformations du socle et le début de l'histoire cratonique du Sahara, son façonnement sous des conditions continentales, a duré très longtemps et a abouti à une pénéplaine.

##### **➤ La discordance de ravinement et les surfaces d'érosion glaciaire de la fin de l'Ordovicien :**

La surface de l'Ordovicien supérieur présente le cas d'une topographie encore accidentée, modelée par une glaciation continentale et fossilisée par des accumulations glaciaires et périglaciaires.

Une importante discordance s'observe dans la partie supérieure du Cambro – Ordovicien, plus précisément entre l'unité IV et l'unité III, elle correspond à la fois à une discordance de ravinement et à une discordance angulaire.

Cette discordance témoigne de mouvements structuraux qui se sont produits à la fin de l'Ordovicien qui ont modifié d'une manière sensible la topographie antérieurement plate.

Cette modification structurale a entraîné une phase d'érosion importante des unités II et III.

## Généralités

### – La calotte glaciaire :

A la suite des modifications paléogéographiques s'est développée une vaste calotte glaciaire continentale, sur de larges portions continentales exondées, cet englacement a permis un façonnement bien particulier du paysage

### – Les planchers glaciaires :

Plusieurs discontinuités liées aux glaciations démontrent l'existence de différentes phases glaciaires en relations avec les fluctuations de l'Inlandsis. Chacune de ces discontinuités est liée à une avancée glaciaire correspondant à une période relativement réduite.

### - Les paléovallées :

La surface de ravinement peut être très accidentée et forme de véritables vallées allongées et encaissées dans les sédiments sous-jacents, se sont les paléovallées, elles sont généralement larges de 100 à 300 m, ces paléovallées témoignent des inégalités du relief qui ont favorisées cette érosion différentielle de l'Inlandsis, les mouvements structuraux de la fin de l'Ordovicien ont précédé l'installation de l'Inlandsis.

### ➤ La surface de transgression glacio-eustatique silurienne :

A une sédimentation essentiellement sableuse succède le dépôt d'argiles ou de siltstones qui constituent le Silurien, ce contraste lithologique ainsi créé est très net dans la plupart des forages.

Ce fait est plus important que les autres phénomènes car, il a servi de repère stratigraphique important pour la réalisation des corrélations.

### **b- Les discontinuités locales dans le Cambro – Ordovicien :**

#### ➤ Les mouvements arénigiens

Ils provoquent une érosion de l'Ordovicien inférieur (Trémadoc, Arénig inférieur, et moyen) induisent une discordance sous les dépôts du Llanvirnien.

Ces mouvements encore localement définis par une discordance à la base des dépôts transgressifs du Llanvirnien, c'est à dire à la base des argiles de la sous unité III – 3.

#### ➤ Les mouvements anté – dépôt des quartzites de Hamra :

D'autres mouvements pourraient avoir existé à la fin du Cambrien et avant le dépôt des quartzites de Hamra.

## Généralités

### **B-Phase taconique (Fin– Ordovicien) :**

Elle s'est confirmée par le soulèvement important des boucliers Réguibat et Touareg, induisant leur érosion qui peut atteindre le socle (Beuf et al, 1971). Ces mouvements compressifs produisent le long des accidents subméridiens des plis à axes N-S.

### **C-Phase ardennaise : (Calédonienne majeure) Fin– Silurien**

Cette phase a surtout généré des mouvements épigéniques de faibles amplitudes et n'a pas provoqué de plissements notables au niveau du bassin de l'Ahnet.

Les seuls indices pouvant permettre de définir l'existence de cette phase seraient probablement liés aux changements brusques des épaisseurs du Gédinnien.

L'effet de cette phase sur la structuration s'en trouve minimisé.

### **D-Phase hercynienne : (Fin Carbonifère)**

C'est la principale phase responsable de la structuration du bassin de l'Ahnet, cette phase majeure se traduit par une intense structuration, une tectonique cassante ainsi qu'une érosion importante, les plis et failles (généralement inverses) issus de cette phase sont de direction NNW – SSE.

La discordance hercynienne qui marque cette phase majeure est connue sur l'ensemble de la plate forme saharienne.

### **E-Phases post hercyniennes :**

#### **a- La phase autrichienne :**

Elle se matérialise par des déformations des structures primaires (hercyniennes) et par la formation de plis d'entraînement à la faveur de coulissage le long d'axes préférentiels (zones de faiblesse qui correspondraient aux failles profondes du socle). Cette phase est la plus marquée au niveau du bassin de l'Ahnet (structures à deux axes et déformations de la discordance hercynienne).

#### **b- Les phases post autrichiennes :**

Elles sont bien mises en évidence dans plusieurs régions de la plate forme, tel que la province triasique mais, dans la zone d'étude, elles ne semblent avoir aucune influence.

**I.2.3.3 Conséquences sur la région :**

- ✚ Le bassin de l'Ahnet se développe dans la partie Nord – Ouest du massif du Hoggar, ce qui suggère que cette zone aura subi toutes les influences des structures héritées de l'orogénèse panafricaine.
  
- ✚ La discordance hercynienne est le résultat d'une orogénèse affectant la région durant le Carbonifère terminal, dont la structuration actuelle de cette zone a été presque totalement acquise au cours de cette orogénèse.
  
- ✚ D'autres phases de plissements post-hercyniennes, sont bien marquées par des failles et des flexures importantes dans la partie Nord du bassin. Ces phases post-hercyniennes, ont provoqués des rejeux en décrochements avec des plis d'entraînement.

## Généralités

**I.3 Localisation de la zone d'étude :**

La zone d'étude est située dans la région d'Aoulef qui fait partie de l'Ahnet occidental .Elle se trouve dans la zone de jonction entre le bassin de Timimoun, la cuvette de Sbâa et le bassin de l'Ahnet.

Encadrée à l'Ouest par le prolongement de Bled El Mass, au Nord Ouest par la cuvette de Sbâa et la voûte d'Azzène, au Nord et au Nord - Est par le bassin de Timimoun, et enfin sa partie Sud et Sud Est s'ouvre sur le bassin de l'Ahnet.

La région de M'sari Akabli s'étend sur une superficie de 7673,93 Km<sup>2</sup>.

Ses coordonnées géographiques sont :

Sommets	Longitude EST	Latitude NORD
1	00° 55' 00 ''	27° 55' 00''
2	01° 40' 00 ''	27° 55' 00''
3	01° 40' 00 ''	27° 10' 00''
4	00° 35' 00 ''	27° 10' 00''
5	00° 35' 00 ''	27° 35' 00''
6	00° 55' 00 ''	27° 35' 00''

**I.3.1 Aspect morphologique :**

Le relief de la région de Hassi M'sari est extrêmement contrasté, la topographie de la partie Sud Ouest de Hassi M'sari est simple et plate (Reg) et son altitude varie de 320m à 360. La topographie du reste de la région est complexe, elle est ravinée par des Oueds d'orientations diverses. Il en est résulté des falaises hautes d'une centaine de mètres, ce qui a engendré les skips au niveau des profils sismiques.

L'altitude de la région de Hassi M'sari diminue d'Est (540 – 560m) en Ouest (320 – 340m).

**I.3.2 Contexte géologique régional:**

Le périmètre M'sari Akabli occupe une zone qui représente le flanc occidental du bassin de l'Ahnet (**figure I.6**). Une région limitée dans sa partie Ouest par le bassin de Reggane et au Nord par le bassin de Gourara. Il s'étale partiellement sur les parties méridionales de la cuvette de Sbaa et de la voûte d'Azzène, d'Adrar- Morrat, Sebket El Mellah, au Nord Ouest par la cuvette de Sbâa et au Nord par le bassin de Timimoun.

## Généralités

Le périmètre M'sari Akabli couvre la majeure partie de l'Ahnet Occidental.

Dans ce périmètre, le contexte structural est complexe; Il est constitué de vastes synclinaux et anticlinaux souvent associés à des failles inverses.

La structuration actuelle de cette zone a été presque totalement acquise au cours de l'orogénèse hercynienne, suite aux mouvements de compression marqués par la réactivation des accidents du socle ; mais une seconde phase de plissement au cours du Mésozoïque n'est pas à écarter.

### I.3.3 Aperçu sur les principales structures de M'sari Akabli (figure I.7) :

#### A- Hassi M'Sari :

Cette structure a été mise en évidence par l'interprétation sismique en 1987.

C'est un anticlinal avec une structure de direction principale Est – Ouest, encadrée par deux failles inverses à l'Ouest et au Sud qui se recoupent orthogonalement.

Cette culmination s'insère dans la partie Nord Occidentale du bassin de l'Ahnet, où la structuration géologique a été principalement acquise à la fin de l'orogénèse hercynienne.

Cette structure a été reconnue par un seul forage en 1989 (MSR-1) qui a atteint le Cambrien et qui a été positif en hydrocarbures, au niveau du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien.

#### B- Oued Talha :

C'est une structure anticlinale confirmée par l'interprétation sismique en 1987, elle est de direction subméridienne contre faille inverse de direction Nord-Sud parallèle à l'axe de la structure.

Cette structure fut reconnue par un seul forage en 1989 (OTLH-1) qui a atteint l'Infra-Cambrien. Ce puits est productif d'hydrocarbures au niveau du Gédinien et un faible débit à l'Ordovicien.

#### C- M'Selsel :

C'est une structure anticlinale confirmée en 1987, de forme allongée suivant une direction subméridienne, encadrée par 2 failles inverses orientées parallèlement à l'axe de la structure Nord – Sud.

Un seul forage a été effectué au niveau de cette structure (MSL-1), qui a atteint l'Infra-Cambrien et s'est avéré négatif en hydrocarbures.

**D -Tigfermas :**

Structure anticlinale mise en évidence par l'interprétation sismique en 1983, elle est de direction Nord Ouest-Sud Est encadrée par deux failles parallèles inverses de même orientation, elle à une forme pincée.

Deux forages ont été réalisés à Tigfermas (TGF-1, TGF-2). Le premier était foré en 1986-1987, et il a été abandonné sans évaluer ces réserves à cause de problèmes techniques.

Le deuxième fut implanté en 1990 pour l'évaluation des réservoirs du Dévonien inférieur et du Cambro-Ordovicien

**E-Tit Nord :**

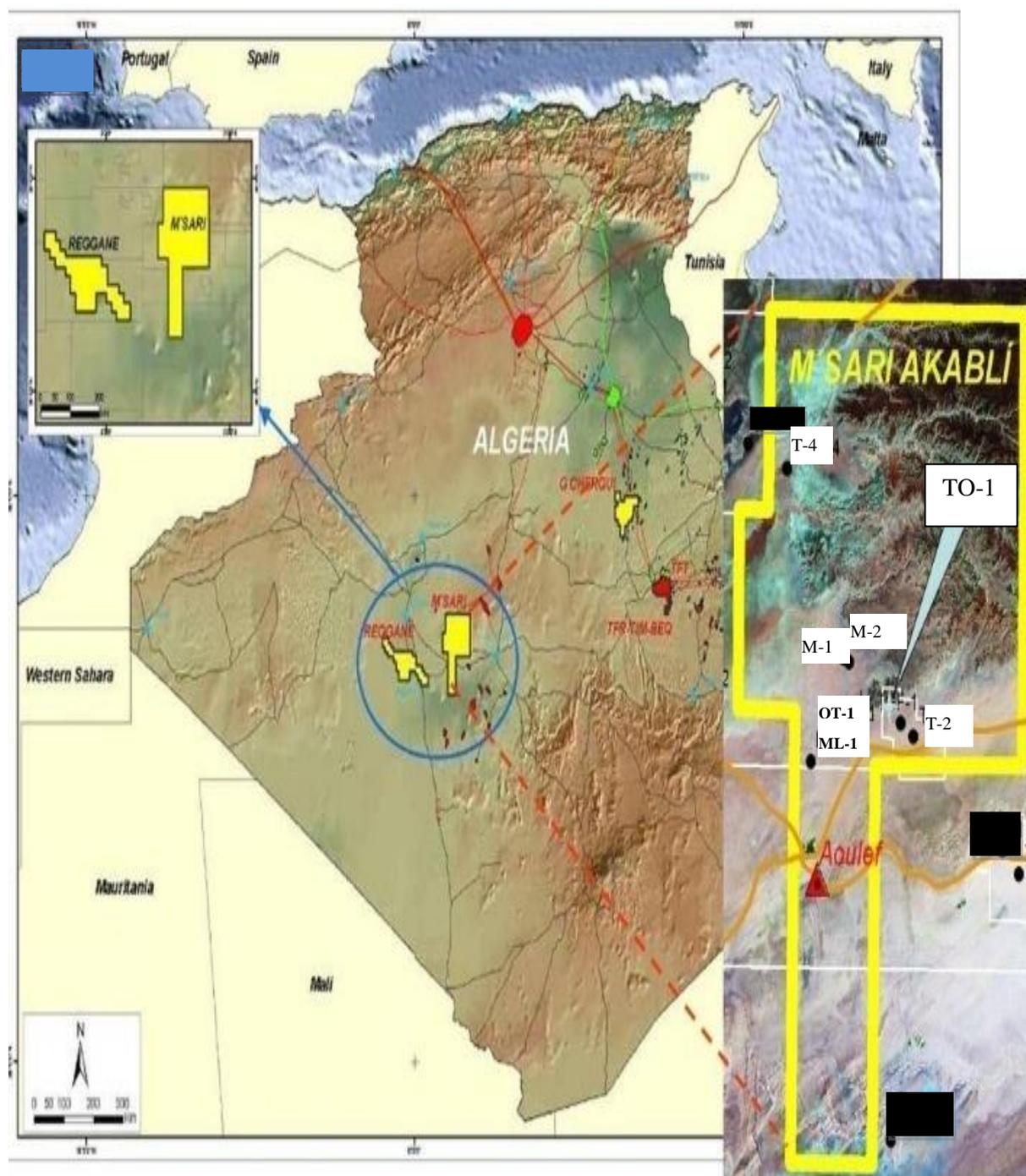
Structure anticlinale, de direction Nord Ouest-Sud Est .Elle a été mise en évidence en 1980, un seul puits a été foré dans cette structure n'ayant pas atteint l'Ordovicien

**F -Tit :**

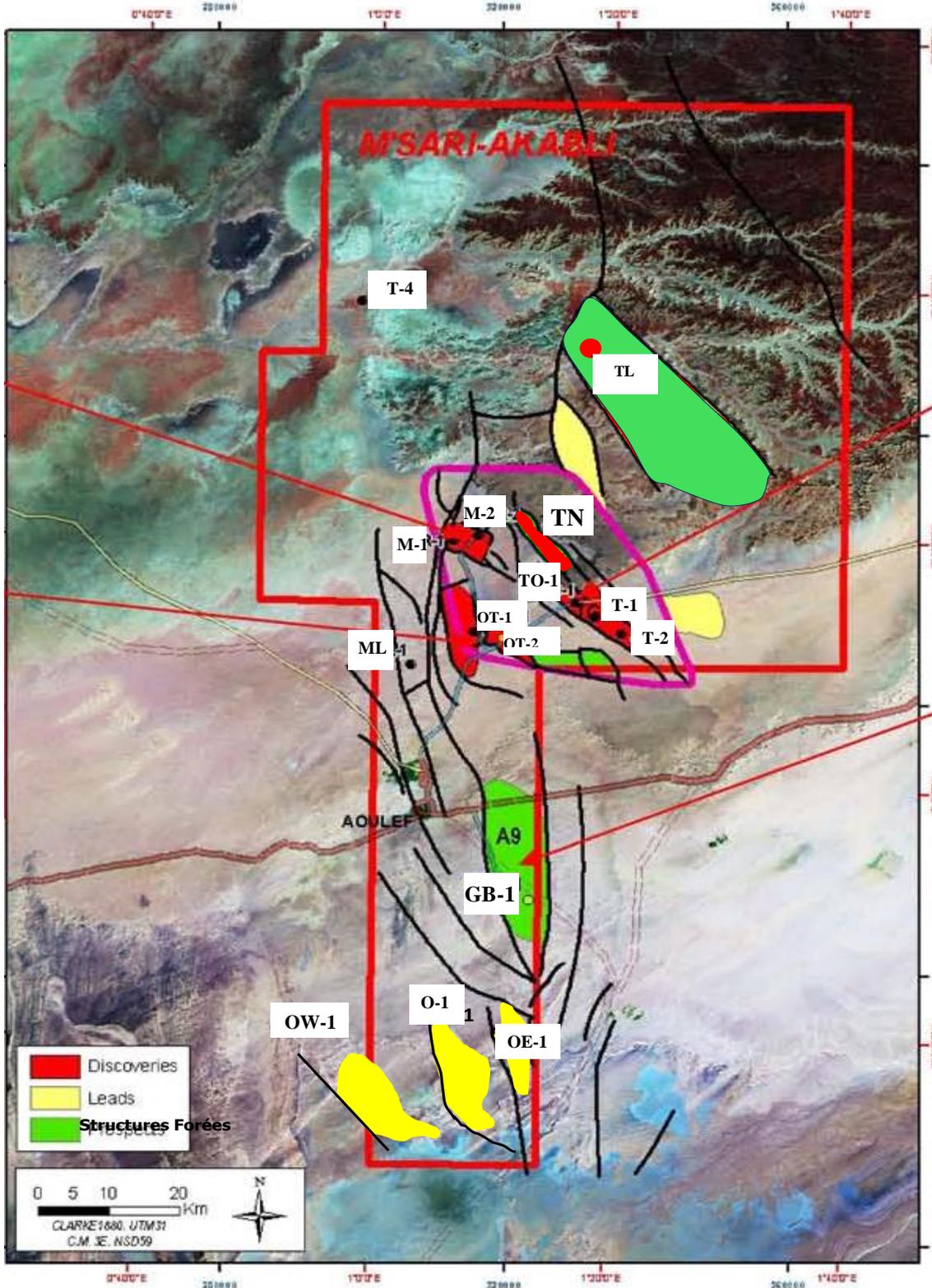
C'est un anticlinal, de forme allongée, légèrement étiré et pincé sur les prolongements Nord et Sud.

Seules les structures de Hassi M'sari et Tigfermas seront abordées dans cette approche.

## Généralités



**Fig. I.6 :** Localisation du périmètre de M'sari Akabli (Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre M'Sari Akabli, 2017).



**Fig. I.7 :** Principales structures du périmètre M'sari Akabli (Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre M'sari Akabli, 2017).

## II. Etude sédimentologique :

### II.1 Sédimentologie :

#### Introduction :

La sédimentologie est la discipline qui s'intéresse directement à l'élément constructeur de la roche 'le sédiment', ses caractéristiques et sa relation avec ses analogues.

L'objectif de ce chapitre est de définir le cadre faciologique et paléoenvironnemental dans le réservoir cambro-ordovicien, ceci passe par la caractérisation des différents faciès sédimentaires rencontrés, puis leur attribuer un milieu de dépôt et proposer un modèle sédimentologique. La description des faciès sera basée sur la lithologie, la dimension des grains (granulométrie), la géométrie des corps gréseux (figure sédimentaire).

#### II.1.1 Méthodologie :

Les étapes suivies dans notre approche sédimentologique, sont :

- L'analyse des faciès à partir des diagraphies introduites dans le logiciel « Pétrel » essentiellement le gamma-ray, dont l'allure de la courbe qui se dessine suivant l'intensité, nous fournissent des indications précieuses sur la relation entre les faciès.
  
- L'analyse de la description de carottes et des Master log disponibles dans les différents puits, dans le but d'identifier le faciès réel, qui permet d'attribuer à la roche son milieu de dépôt.
  
- Le découpage séquentiel qui nous permet de voir l'organisation des corps gréseux et leur succession dans l'espace et dans le temps, afin d'établir des corrélations et de retracer l'évolution des réservoirs.

### II.1.2 Rappels théoriques :

#### a) Définitions :

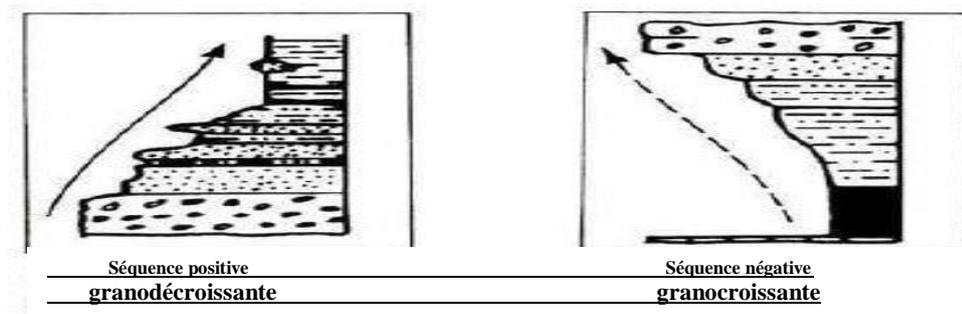
**Faciès lithologique:** le faciès sédimentaire est défini comme l'ensemble des caractères macroscopiques propre au sédiment tels que : la lithologie, structures sédimentaires, contenu biologique, texture et traces de fossiles, ce contenu est complété par le microfaciès qui donne une meilleure définition du contenu fossilifère et des caractères diagénétiques du sédiment.

Un faciès unitaire correspond au faciès d'une couche « stratofaciès », plusieurs faciès unitaire peuvent être regroupés en association caractéristique d'un milieu de dépôt.

**Séquence lithologique :** Une séquence est une succession des couches génétiquement liées, et limitées à la base et au sommet par des discontinuités. On définit deux types de séquences :

✚ **La séquence positive :** C'est une séquence à évolution granodécroissante, les particules évoluent des plus grossières aux plus fines vers le haut.

✚ **La séquence négative :** C'est une séquence à évolution granocroissante, les particules évoluent des plus fines aux plus grossières vers le haut.



**Fig. II.1 :** Séquences lithologiques en série argilo-gréseuse  
(Publications de l'institut français du pétrole 1986).

**Faciès diagraphique « électrofaciès » :** les diagraphies permettent de mesurer un certain nombre de paramètres physiques des roches dont l'ensemble va constituer un électrofaciès (O.SERRA 1985).

**Faciès diagraphique « électroséquence » :** un ensemble lithologique est représenté sur l'enregistrement diagraphique par un gradient de polarité des courbes ou des fluctuations d'apparence désorganisée. Selon les logs et les types de dépôts, une électroséquence correspond à une succession d'électrofaciès.

Dans notre étude, on se base essentiellement sur le Gamma Ray.

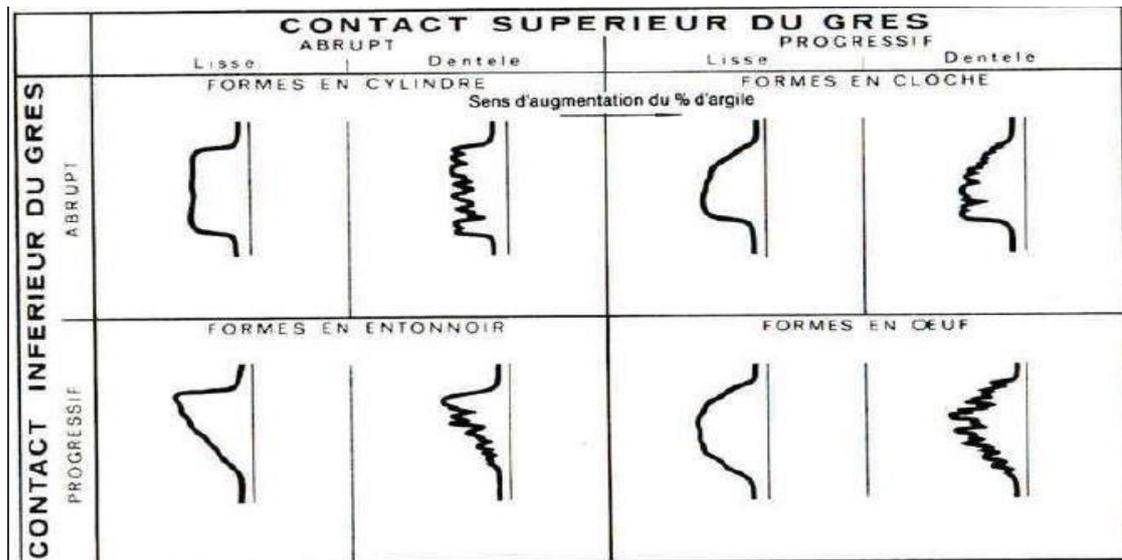


Fig. II.2 : Classification Shell (Publications de l'institut français du pétrole 1986).

### Les structures sédimentaires :

Une structure sédimentaire se définit comme étant la disposition géométrique particulière d'un sédiment. Les organismes vivants et les agents de transport mettant en place les sédiments, laissent leur empreinte sous forme de structures sédimentaires. Leur reconnaissance permet souvent d'introduire des précisions importantes dans l'étude des séquences sédimentaires et de mieux définir les milieux de dépôts, ainsi que de préciser les conditions hydrodynamiques de transport des particules (énergie et type de courant).

### Les environnements sédimentaires :

Un milieu de dépôt est la résultante d'un ensemble de conditions biologiques, physico-chimiques (dynamiques, chimiques, climatiques) et topographiques qui se sont perpétuées durant un certain temps pendant lequel s'est effectué le dépôt sédimentaire (Elf Aquitaine, 1977 *In Mem Draoui, A M.2013*).

D'autres phénomènes peuvent intervenir tels que la subsidence, l'émergence, l'arrêt de sédimentation et l'eustatisme. Ainsi dans la nature, on distingue trois principaux environnements sédimentaires : continental, marin et mixte. Chacun de ces trois catégories majeurs est subdivisée à son tour en plusieurs milieux sous l'action différentielle de certains facteurs (morphologiques, architecturales, physico-chimiques, biologiques).

Pour la reconstitution des environnements sédimentaires anciens on utilise l'analyse séquentielle et l'information fournie par les organismes fossiles.

Le tableau n°1 résume les différents milieux de dépôt.

Domaine de sédimentation	environnement	facies	Structure sédimentaire	Type de séquence
continental	<b>Désertique</b> : vaste étendue de sable moyen a fin -végétation inexistante -climat aride ou semi -aride	Dépôts éoliens qui sont : -dunes : un ensemble de dunes, constitue des ergs. -sebkha : bassin de sédimentation surtout évaporitique	Stratification entrecroisées. Rides	
	<b>Fluviatile</b> : sédiment qui s'accumulent par ruissèlement d'eau <b>-système fluviatile en tresse</b> : -Zone a gradient topographique important  -charge sédimentaire variable. -faible sinuosité majeure.  <b>-système fluviatile à méandres</b> : -Pourcentage d'argiles plus important. -un seul chenal unique très sinueux	<b>Dépôts de chenaux</b> : se manifeste par des séquences à base érosive. -des dépôts grossiers. <b>Dépôts de barres</b> : forment le sommet des séquences, sable moyen à fin.  <b>Dépôts de chenaux</b> : à prédominance sableuse, grossière à la base. -Dépôts fins au sommet. -alternance de sable fin et des argiles à l'extrême sommet avec des traces de racines	-Stratification de type feston.  -Stratification obliques. Ride et laminations planes  -Stratification obliques  -Stratification entrecroisées  -Laminations parallèles et traces de racines	-Séquences en forme cylindrique à évolution grano et stratodécroissante.         -Séquence en forme de cloche à évolution granodécroissante.
Domaine mixte	<b>-Delta</b> : c'est une accumulation sédimentaire transportée par les cours d'eau, freinée au contact d'une étendue d'eau (lac, mer, océan). <b>-plaine deltaïque supérieurs</b> : Dominée par les fleuves. <b>-plaine deltaïque inférieure</b> : Dans ce domaine les courants des fleuves et les actions des vagues s'affrontent <b>-le front de delta</b> : Se trouve dans la zone profonde .caractérisée par des séquences d'énergie et de granulométrie croissante.  <b>-le pro-delta</b> : talus deltaïque.	-Dépôts grossier suivies de dépôts fins. Cordons littoraux, grés très fins  -Argile à slumps  Grés fins à moyens, dépôts de cordons.  -ce sont des dépôts très fins	Stratification oblique et laminations planes.  Slumps.  Stratification obliques de haute énergie.	-Séquence à base ravinante et à évolution granodécroissante. (Séquence en forme de cloche)       C'est une séquence négative (corsening up).
Marin	<b>Zone néritique</b> : correspond à la zone de la plate forme continentale (entre 0 et 200m de profondeur). <b>-zone supratidale</b> : peut évoluer en lagune de basse énergie.  <b>Zone intertidale</b> : souvent immergée, elle est soumise à l'action de la marée.  <b>Zone infratidale</b> : immergée en permanence sous l'eau.  <b>Zone bathyale</b> : talus +glacis  <b>Zone abyssale</b> : zone de basse énergie, froide et calme.	-éléments fins évaporites, dunes aquatiques formées de carbonates. Sous l'effet des tempêtes se forme des brèches d'érosion -des dépôts de haute énergie  -boue argileuse ou carbonatée, sédiments carbonates (mudstone et wakstone formes de bioclastes  -dépôts de type flysch. Deep sea fan de haute énergie. Boue si l'énergie est faible.  -boue argileuse siliceuse.	-Laminations planes, traces de racines et de dessiccation ainsi que des figures d'émerision.  -stratifications entrecroisées, bird eyes, Herring bores et rides de courants  -laminations planes.  -Laminations planes.	

Tableau n°1 : les différents milieux de dépôt.

In Mem; Bendjazia.H, Madoui.A.2009.

**b) Concepts de base de l'analyse séquentielle :**

La stratigraphie séquentielle est une méthode qui permet de déceler et d'accéder aux relations géométriques et chronologiques à l'intérieur des ensembles sédimentaires. Son but est de définir des unités génétiques sédimentaires limitées par des surfaces à valeur temporaire. Ainsi, ces séquences de dépôt sont composées de plusieurs cortèges sédimentaires.

Le modèle de base a été développé au cours des années 1980-1990 par l'équipe d'EXXON (Van Wagoner & al, 1996, Vail et al 1987. *In Mem BENDJAZIA, H et MEDAOUI, A*).

**❖ Les discontinuités stratigraphiques :****• Les limites des séquences (Sequence boundary, SB) :**

Elles sont dues à la chute de niveau marin. Dans tous les cas elles sont associées à des séries régressives progradantes caractérisées par un développement maximum des grés qui indique de net abaissement relatif du niveau marin.

En diagraphie, elles sont identifiées par un pic sur le gamma-ray qui montre le contact grés/argile. Deux types de limites de séquence sont définis :

- discontinuité de type 1 : elle se forme lorsque la chute de niveau eustatique est rapide et, plus forte que la subsidence. Il se produit une exondation de la plate forme qui entraîne des discordances subaériennes et au-delà sur le talus des vallées des canyons sont creusés.
- discontinuité de type 2 : elle se forme lorsque la chute de niveau eustatique est lente, inférieure à la subsidence.

**• Les limites des cortèges sédimentaires : on distingue deux surfaces d'inondation marine**

- La surface de transgression (transgressive surface TS) ; elle est rencontrée au passage d'une série régressive progradantes (LST) vers une série transgressive rétrogradant (TST) marquant l'approfondissement net de milieu.
- La surface d'inondation maximale (maximum flooding surface, MFS) : elle est la limite entre l'intervalle transgressif (TST) et le cortège de haut niveau marin (HST). Sur le gamma ray elle représente le pic le plus argileux.

**❖ les cortèges sédimentaires (System tract) :**

On utilise le terme de système tract pour designer trois subdivisions à l'intérieur de chaque séquence (HST, TST et LST).

**• Le cortège de bas niveau (Lowstand system tract, LST) :**

On distingue deux types :

- Prisme de bas niveau marin **PBN**, la plate forme est exposée à l'érosion subaérienne.
- Prisme de bordure de plate forme **PBF**, la séquence est restée sous la masse d'eau.

Ils sont constitués par des séries progradantes et régressives car ils se déposent pendant que le niveau marin est bas mais montant. Ils présentent en diagraphie des courbes à allure en entonnoir correspondant à des séquences granocroissante et stratodécroissantes vers le haut (coarsening-up et thinning-up).

Dans les deux cas, le cortège de bas niveau marin (LST) est limité à la base par une surface d'émersion (SB, type 1 ou 2) et au sommet par une surface de transgression (TS).

**• Intervalle transgressif (transgressif system tract TST ou IT) :**

Il se forme à la suite d'une hausse de niveau eustatique combinée avec la subsidence du bassin, une suite de paraséquences à tendance rétrogradante vers le continent granodécroissantes et stratodécroissantes vers le

haut (fining –up et thinning –up), ce qui indique l’approfondissement du milieu. Sa base est une surface de transgression TS et au sommet une surface d’inondation maximale (MFS).

- **Prisme de haut niveau marin (*Highlander system tract, HST*)**

Il se dépose à la fin de l’élévation de niveau marin, et se poursuit lors de sa stabilisation. Il est limité à sa base par une surface d’immersion et caractérisé par une dynamique aggradante dans la première partie (early highstand) et de progradation dans la deuxième partie (late highstand).

En diagrapie, il a caractère globalement granocroissant vers le haut (coarsening-up), forme d’entonnoir.

c) **Concept de l’analyse électroséquentielle :**

Elle décrit les séries traversées par les forages en utilisant leur réponse diagrapie.

Les ingénieurs de Shell-Pecten(USA) ont proposés dès 1958 une classification basée sur la morphologie de la courbe de polarité spontanée (PS), qui est l’indicateur d’argilosité et des contrastes des fluides présents dans les formations traversées par le sondage. Mais les travaux ultérieurs ont favorisé les enregistrements de la radioactivité naturelle totale (GR), liée à l’uranium, au potassium et au thorium, beaucoup plus abondant dans les argiles.

Dans notre étude on s’est basée sur : le gamma ray et le log sonique.

- **Le Gamma Ray :**

Le gamma ray permet de mesurer la radioactivité naturelle des roches à l’aide d’une sonde descendue au cours du forage. Cet enregistrement apporte des informations lithologiques. Il met bien en évidence les charbons, comme les niveaux d’argiles (radioactivité élevée) qui constituent souvent les limites des réservoirs dans le sous-sol. D’autre part, le log gamma ray permet d’estimer le pourcentage d’argile dans les formations sableuses. Son utilisation s’est étendue à la reconnaissance de nombreux phénomènes géologiques tels que : les cycles de dépôts, les discontinuités et le milieu de dépôts.

- **Le Log sonique :**

Il mesure la vitesse de propagation des différentes ondes se propageant dans la formation, et en déduire les informations sur la roche, sa porosité ( $\emptyset$ ), ses caractéristiques mécaniques, et les fluides qu’elle contient.

### II.1.3 Matériels disponibles :

Un ensemble de matériels est nécessaire pour récolter le maximum de données concernant l'aspect sédimentologique et lithologiques de la région à travers les sept puits étudiés :

- Les logs diagraphiques (la radioactivité naturelle 'GR' et le sonique 'DT') de tous les puits.
- Les rapports de fin de sondages des puits sélectionnés.
- Les logs lithologiques (Masterlog) des puits M-2, T-3, TO-1 et M-3
- Logs habillés de deux puits seulement M-1 et T-1.
- Les fiches de description de carottes disponibles dans quatre puits M-1, M-2, T-3 et T-2.

### II.2 Analyse des puits :

Les sept puits ont reconnu les formations du Cambro-Ordovicien et se sont arrêtés à différents niveaux dans cet ensemble. Dans notre étude deux unités ont été individualisées dans l'intervalle ordovicien :

- l'unité III : avec les sous-unités III-1, III-2 et III-3.
- l'unité IV : avec les sous-unités IV-1, IV-2 et IV-3.

#### II.2.1 Etablissement des logs synthétiques des puits étudiés :

##### 1) Le puits M-3 :

##### a) Log synthétique avec découpage séquentiel et lithostratigraphique : (voir figure II.3).

A l'aide de la réponse diagraphique du GR et la description lithologique à partir du Masterlog, on a pu établir le log synthétique du puits M-3.

##### b) Interprétation :

##### Séquence I :

Elle est limitée à la base par une surface de transgression (transgressive surface **TS**) et au sommet par une limite de séquence type 1 (sequence boundary, **SB**), composée de deux cortèges sédimentaires séparés par une surface d'inondation maximale (maximum flooding surface, **MFS**) :

- *Intervalle transgressif TST* : la Formation des Argiles d'El Gassi constitue le TST, se sont des dépôts d'offshore.
- *Prisme de haut niveau HST* : la Formation des Grès d'El Atchane constitue le HST, se sont des grès blanc, blanc translucide; fin à moyen; silico-quartzitique à quartzitique, subanguleux à subarrondis; bien consolidé; compact, dur, avec des fines passées d'argile, grise, noire, indurée, micacée, feuilletée, silteuses; trace de pyrite.

##### Séquence II :

Elle est limitée à la base et au sommet par des limites de séquence type 1, composée des trois cortèges sédimentaires, séparés dans l'ordre par une surface de transgression **TS** puis une surface d'inondation maximale **MFS**.

- *Prisme de bas niveau LST* : représenté par la Formation des Quartzites de Hamra, ce sont des grès blanc à gris blanc, gris sombre, blanc translucide, fin à moyen, silico-quartzitique à quartzitique,

subanguleux à subarrondis, bien consolidé, compact, dur, fines passées d'argile noire, indurée, micacée, silteuse.

- **Intervalle transgressif TST** : représenté par la Formation des Argiles d'Azzel et la Formation des Argiles de Tiferouine, se sont des dépôts d'offshore, c'est une argile grise, parfois gris noir, tendre à pâteuse silteuse passant vers la base à une argile noire à gris foncée, indurée, très micacée, avec des passées rares de grès.
- **Prisme de haut niveau HST** : représenté par la Formation des Grès d'Oued Saret, c'est une alternance de Grès gris blanc à blanc, fin à moyen, parfois grossier, micacé, siliceux à silico-quartzitique, par endroits silico-argileux, rarement pyriteux, subanguleux à subarrondis, bien à moyennement classé, dur et d'argile grise, tendre à pâteuse.

### Séquence III :

Elle limitée à la base par une limite de surface type 1 **SB**, et au sommet par une surface de discontinuité des argiles du Silurien, composée d'un prisme de bas niveau et de haut niveau, qui correspondent aux Formations suivantes :

- **Prisme de bas niveau LST** : correspond à la Formation des Grès d'El Goléa, matérialisée par des grès moyen à grossier, parfois fin, subanguleux à subarrondis, mal classé, siliceux à silico-argileux, micacé, moyennement consolidé à dur. Avec passées d'Argile grise tendre à pâteuse.
- **Prisme de haut niveau HST** : correspond à la Formation de la Dalle de M'Kratta, formée par des grès blanc à gris blanc; moyen à grossier, subanguleux à subarrondis, moyennement classé, siliceux, micacé; dur à moyennement consolidé.

## 2) Le puits M-1 :

### a) Log synthétique avec découpage séquentiel et lithostratigraphique : (voir figure II.4).

A l'aide de la réponse diagraphique du GR et des descriptions des carottes, on a pu établir le log synthétique du puits M-1.

### b) Description de carotte du puits M-1 : (voir figure II.5).

### c) Interprétation :

### Séquence I :

Limitée à la base par une surface de transgression **TS**, et au sommet par une limite de surface **SB** de type 1 au sommet, composée de :

- **Intervalle transgressif TST** : correspond à la Formation des Argiles d'El Gassi, qui sont des dépôts d'offshore.
- **Prisme de bas niveau HST** : correspond à la Formation des Grès d'El Atchane.

### Séquence II :

Limitée à la base et au sommet par des limites de surface **SB** type 1, formée d'un :

- **Prisme de bas niveau LST** : convient à la Formation des Quartzites de Hamra.
- **Intervalle transgressif TST** : convient à la Formation des Argiles d'Azzel et la Formation des Argiles de Tiferouine.
- **Prisme de haut niveau HST** : convient à la Formation des Grès d'Oued Saret.

**Séquence III :**

Limitée à la base par une limite de surface **SB** type 1 et au sommet par une surface de discontinuité des argiles du Silurien transgressif, composée d'un :

- *Prisme de bas niveau LST* : correspond à la Formation des Grès d'El Goléa.
- *Prisme de haut niveau HST* : correspond à la Formation de la Dalle de M'Kratta, matérialisée par des grès fin à moyen rarement grossier, gris jaunâtre, clair, olive ; bioturbé, bien à modérément classé de bas en haut, nodules de pyrites. Argile intercalée ou matricielle.

**3) Le puits M-2 :****a) Log synthétique avec découpage séquentiel et lithostratigraphique : (voir figure II.6).**

A partir du log GR, des descriptions des carottes et du Masterlog, le log synthétique de ce puits a pu être établi.

**b) Description de carotte du puits M-2 : (voir figure II.7).****c) Interprétation :****Séquence I :**

Limitée à la base par une surface de d'inondation **MFS** et au sommet par une limite de surface **SB** type 1, composée de :

- *Prisme de haut niveau HST* : désigne la Formation des Grès d'El Atchane, matérialisée par des grès blanc à blanc éteint ; fin à moyen localement grossier, subanguleux à subarrondis, modérément trié, très bien cimenté en silice, recristallisée en partie, texture saccharoïde, dur à très dur. Avec des passées d'argile grise, noire, deviennent des schistes, traces de pyrite et des micas, avec de la kaolinite vers la base.

**Séquence II :**

Limitée à la base et au sommet par des limites de surface **SB** type 1, composée de :

- *Prisme de bas niveau LST* : correspond à la Formation des Quartzites de Hamra, matérialisée par des grès gris clair à blanc ; fin à moyen localement grossier, subanguleux à subarrondis, modérément trié, très bien cimenté en silice, recristallisée en partie, texture saccharoïde, dur à très dur. Passées d'argile gris foncée, fissile, dur, traces de pyrite, de mica, de muscovite et des feldspaths alcalins vers la base.
- *Intervalle transgressif TST* : correspond aux Formations des Argiles d'Azzel et des Argiles de Tiferouine, c'est une argile gris foncé à noire; dure; fissible avec des traces de pyrite.
- *Prisme de haut niveau HST*: correspond à la Formation des Grès d'Oued Saret matérialisée par des grès blanc, grain fin à moyen parfois grossier, subanguleux à subarrondis, modérément triés, ciment siliceux. Des passées d'Argile gris clair à gris foncé, brune; douce; modérément dure.

**Séquence III :**

Limitée à la base par une limite de surface **SB** type 1 et au sommet par une surface de discontinuité des argiles du Silurien, composée de :

- **Prisme de bas niveau LST** : correspond à la Formation des Grès d'El Goléa, ce sont des grès moyen, blanc, laiteux, modérément à bien trié, ciment siliceux, argileux et quartzique en partie, traces de pyrite.
- **Intervalle transgressif TST** : correspond à la Formation des Argiles Microconglomératiques, ce sont des argiles gris foncé; brunes; fermes; doux ; traces de matériels carbonatés.
- **Prisme de haut niveau HST** : correspond à la Formation de la Dalle de M'Kratta, matérialisée par des grès versicolore, blanc , laiteux, gris clair, fin à moyen localement grossier, subanguleux à subarrondis, modérément trié, ciment siliceux , occasionnellement argileux, des dragées de quartz rares vers le sommet.

#### 4) Le puits T-3 :

##### a) Log synthétique avec découpage séquentiel et lithostratigraphique : (voir figure II.8).

Le log synthétique du puits T-3 est réalisé à la base du log GR, du Masterlog et des descriptions des carottes.

##### b) Description de carotte du puits T-3 : (voir figure II.9).

##### c) Interprétation :

#### Séquence II :

Limitée à la base et au sommet par des limites de surface **SB** type 1, composée de :

- **Prisme de bas niveau LST** : convient à la Formation des Quartzites de Hamra, matérialisée par des grès blanc à gris blanc; translucide; très fin à fin; silico-quartzitique; dur; fines intercalations d'argile noire; indurée, silteuse, micacée, légèrement feuilletée.
- **Intervalle transgressif TST** : convient aux deux Formations des Argiles d'Azzel et des Argiles de Tiferouine, matérialisées par une argile grise; silteuse; micacée; légèrement tendre à pâteuse; passées de grès fin à moyen; traces de pyrite et de galets de quartz blanc.
- **Prisme de haut niveau HST** : convient à la Formation des Grès d'Oued Saret, ce sont des grès gris très fin à fin à la base, deviennent fin à moyen, grossier par endroit, dur à très dur, le ciment est parfois siliceux, silico-argileux à silico-carbonaté.

#### Séquence III :

Limitée à la base par une limite de surface **SB** type 1 et au sommet par une surface de discontinuité des argiles du Silurien, composée de :

- **Prisme de bas niveau LST** : représenté par la Formation des Grès d'El Goléa, matérialisée par des grès blanc, translucide, localement gris clair, fin à moyen, par endroits grossier, subanguleux à subarrondis, siliceux, dur. Passées d'argile grise à gris noir, indurée, silteuse, micacée, parfois feuilletée, localement pyriteuse.
- **Intervalle transgressif TST** : représenté par la Formation des Argiles Microconglomératiques, matérialisée par une argile noire à gris noir, micacée, indurée, silteuse, localement microconglomératique traces de pyrite et des galets de quartz.
- **Prisme de haut niveau HST** : représenté par la Formation de Dalle de M'Kratta, ce sont des grès gris blanc à blanc; translucide; grains fin à moyen; parfois grossier; subanguleux à subarrondis; quartzitique; compact; très dur.

**5) Le puits TO-1 :****a) Log synthétique avec découpage séquentiel et lithostratigraphique : (voir figure II.10).**

Le log sédimentologique du puits TO-1 est réalisé à la base du log GR et de la description du Masterlog.

**b) Interprétation :****Séquence I :**

Limitée à la base par une surface d'inondation maximale **MFS** et au sommet par une limite de surface **SB** type 1, composée de :

- **Prisme de Haut niveau HST**: correspond à la Formation des Grès d'El Atchane, matérialisée par une quartzite transparente à translucide, gris très clair, fin à très fin localement moyen, anguleux à subarrondis, ciment siliceux ou contact des grains, dur à extrêmement dur, présence de grains de quartz avec passées d'argile grise à gris noir, cassante, compacte à très dure.

**Séquence II :**

Limitée à la base et au sommet par des limites de surface **SB** type 1, composée de :

- **Prisme de bas niveau LST** : correspond à la Formation des Quartzites de Hamra, ce sont des grès blanc transparent à translucide, gris très clair, fin et localement moyen anguleux à subarrondis, ciment siliceux et/ou contact quartzitique des grains, présence des grains de quartz subanguleux à arrondis, très dur, traces de pyrite.
- **Intervalle transgressif TST** : correspond aux Formations des Argiles d'Azzel et des Argiles de Tiferouine, c'est une argile grise à gris-noir, amorphe, gluante, plastique, douce.
- **Prisme de haut niveau HST** : correspond à la Formation des Grès d'Oued Saret, matérialisée par des grès, au sommet blanc translucide, gris très clair à clair, fin et rarement moyen/grossier, angulaire à subarrondis, quartzitique, ciment siliceux ou contact des grains.  
A la base blanchâtre translucide, fin à moyen, subangulaire à subarrondis, avec une matrice argileuse et organique à l'occasion, dur à très dur. Passées d'argile gris foncée à noire, massive et laminée localement pyriteuse, fragile à modérément dure.

**Séquence III :**

Limitée à la base par une limite de surface **SB** type 1 et au sommet par une surface de discontinuité des argiles du Silurien, composée de :

- **Prisme de bas niveau LST** : correspond à la Formation des Grès d'El Goléa, matérialisée par des grès gris clair à gris crémeux, marron sucré, fin et rarement grossier, subanguleux à subarrondis, quartzitique, contact des grains et/ou ciment siliceux, localement une matrice argileuse, dur à très dur.
- **Intervalle transgressif TST** : correspond à la Formation des Argiles Microconglomératiques, c'est une argile gris foncé à noire, massive, rarement laminée, localement micromicacée, compacte à très dure.
- **Prisme de haut niveau HST** : correspond à la Formation de la Dalle de M'Kratta, matérialisée par un grès gris clair à gris, blanchâtre translucide, fin à moyen localement grossier, dur à friable, ciment siliceux, localement une matrice argileuse, parfois cristallin et aspect quartzitique.

**6) Le puits T-1 :****a) Log synthétique avec découpage séquentiel et lithostratigraphique : (voir figure II.11).**

Le log sédimentologique du puits T-1 est réalisé à la base du log GR seulement.

**b) Interprétation :****Séquence II :**

Limitée à la base et au sommet par des limites de surface **SB** type 1, composée de :

- *Prisme de bas niveau LST*: correspond à la Formation des Quartzites de Hamra.
- *Intervalle transgressif TST* : correspond aux Formations des Argiles d'Azzel et des Argiles de Tiferouine.
- *Prisme de haut niveau HST* : correspond à la Formation des Grès d'Oued Saret.

**Séquence III :**

Limitée à la base par une limite de surface **SB** type 1 et au sommet par une surface de discontinuité des argiles du Silurien, composée de :

- *Prisme de bas niveau LST*: correspond à la Formation des Grès d'El Goléa.
- *Intervalle transgressif TST* : correspond à la Formation des Argiles Microconglomératiques.
- *Prisme de haut niveau HST* : correspond à la Formation de la Dalle de M'Kratta.

**7) Le puits T-2 :****a) Log synthétique avec découpage séquentiel : (voir figure II.12).**

Le log sédimentologique du puits T-2 est réalisé à la base du log GR et de la description des carottes.

**b) Description de carotte du puits T-2 : (voir figure II.13).****c) Interprétation :****Séquence II :**

Limitée au sommet par une limite de surface **SB** type 1, composée de :

- *Prisme de bas niveau LST* : convient à la Formation des Quartzites de Hamra.
- *Intervalle transgressif TST* : convient aux Formations des Argiles d'Azzel et des Argiles de Tiferouine intensément érodées.

**Séquence III :**

Limitée à la base par une limite de surface **SB** type 1 et au sommet par une surface de discontinuité des argiles du Silurien, composée de :

- *Prisme de bas niveau LST* : correspond à la Formation des Grès d'El Goléa, matérialisé par grès gris clair à gris foncé; fin à rarement moyen ; moyennement à bien trié; compact , dur; silico-quartzitique à quartzitique, traces de pyrite.

• puits M-3 :

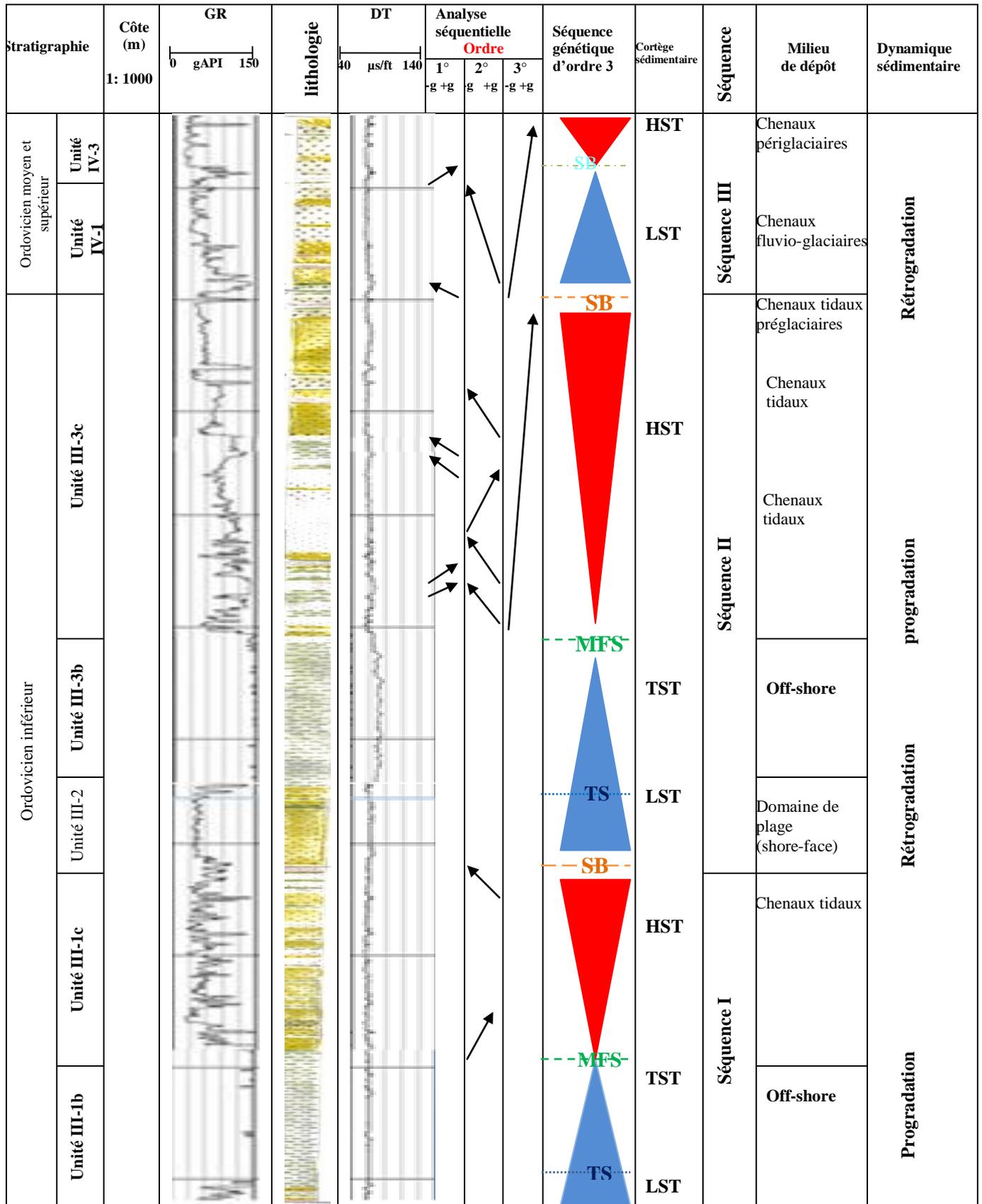


Fig. II-3 : Analyse séquentielle du puits M-3.

• Puits M-1 :

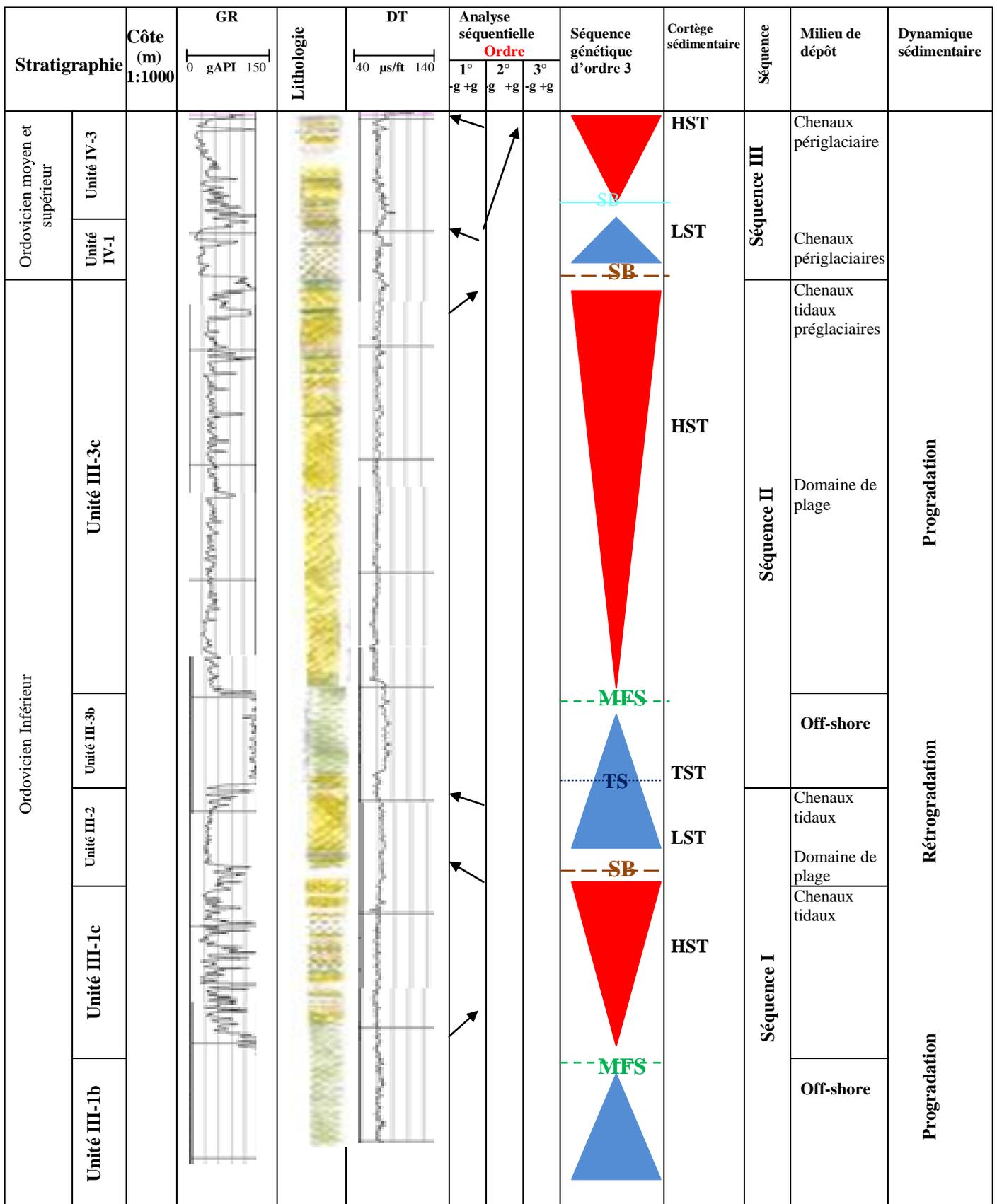
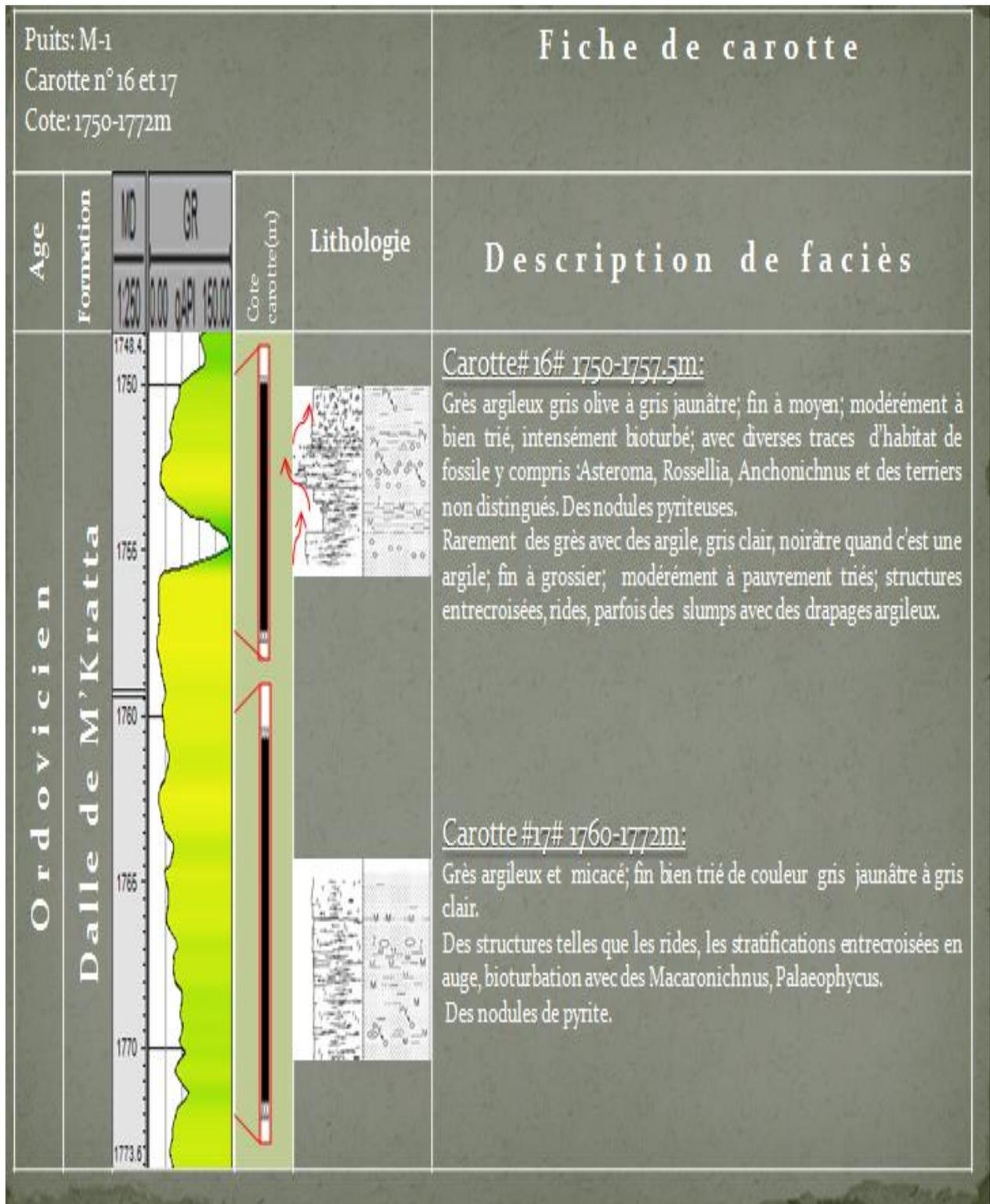


Fig. II.4 : Analyse séquentielle du puits M-1.



**Fig. II.5 :** Description des carottes du puits M-1(modifiée).

• Puits M-2 :

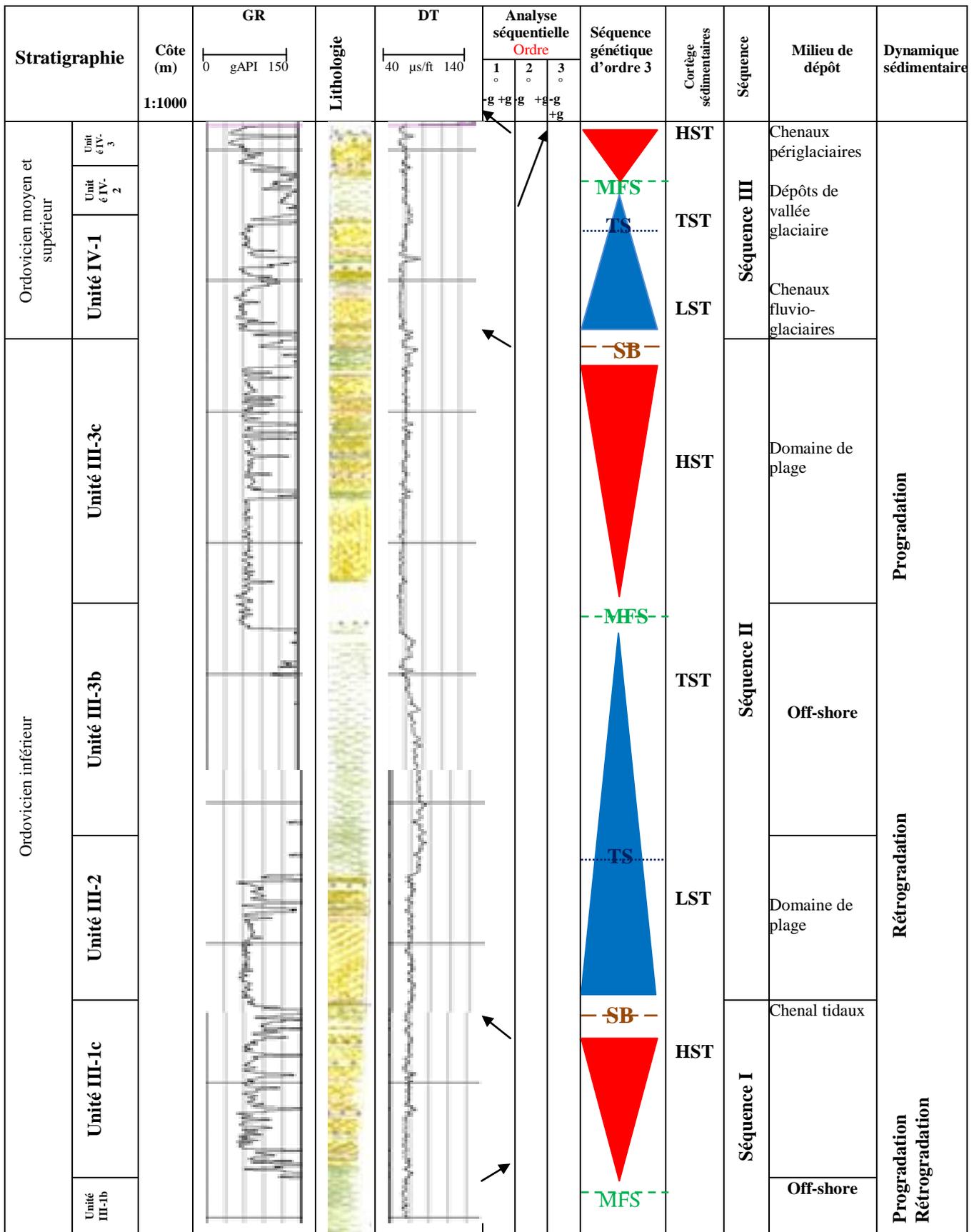


Fig. II.6 : Analyse séquentielle du puits M-2.

<p>Puits: M-2 Carotte n° 3 Côte : 1994-2007,3m Formation: Dalle de M'Kratra</p>	<p>F i c h e d e c a r o t t e</p>	
<p>D e s c r i p t i o n d e f a c i è s</p>	<p>P h o t o</p>	
<p>Grès de couleur variée, blanc laiteux, gris clair, transparent, dur, grains fin à moyen; leur contact est rugueux localement, sub-angulaire à sub-arrondis, modérément triés, ciment siliceux, aussi associé à des siltstones. Des grains de quartz libre occasionnellement, pas de porosité visible.</p>		

<p>Puits: M-2 Carotte n° 5 Côte: 2326.6-2329.6m Formation: Grès d'ElAtchane</p>	<p>F i c h e d e c a r o t t e</p>	
---	------------------------------------	--

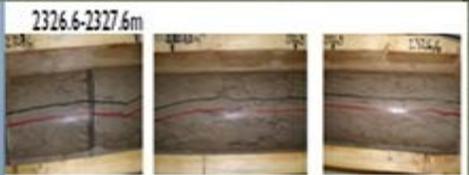
Description de faciès		Photo		
<p>2326.66-2327.34m</p>	<p>Grès blanc, blanc éteint à gris clair, transparent; dur à très dur; silico-quartzitique; grains sub-anguleux à sub-arrondis, subsphérique; mal trié; très bien cimenté en silice. Quelque passage d'argile gris-noir. Présence de pyrite et de feldspaths alcalin. Agencement horizontal avec quelques laminations entrecroisées microfissures subverticales remplies, microlaminations fines, bioturbation possible, traces de mica; pas de porosité visible.</p>			
<p>2327.34-2327.57m</p>	<p>Contact front d'argile et gris foncé à noir allant parfois vers des schistes; compacte à très compacte; siliceux; micromicacé; tacheté par des carbonates, des accumulations aléatoires de pyrite. Lamination horizontale et ondulée.</p>			
<p>2327.57-2327.92m</p>	<p>Même description de l'intervalle 2326.66-2327.34m</p>			
<p>2327.92-2328m</p>	<p>Contact front d'argile et gris foncé à noir allant parfois vers des schistes; compacte à très compacte; siliceux; micromicacé; tacheté par des carbonates, des accumulations aléatoires de pyrite.</p>			
<p>2328-2329.6m</p>	<p>Contact front des grès blanc, blanc éteint à gris clair, transparent; compact à très compact; silico-quartzitique; grains fin à moyen sub-anguleux, subsphérique; modérément trié; très bien cimenté en silice. Associé à des microlaminations fines et horizontales d'argile gris foncé à noir. Microfissures subverticales remplies; pas de porosité visible.</p>			

Fig. II.7: Description des carottes du puits M-2(modifiée).

• Puits T-3 :

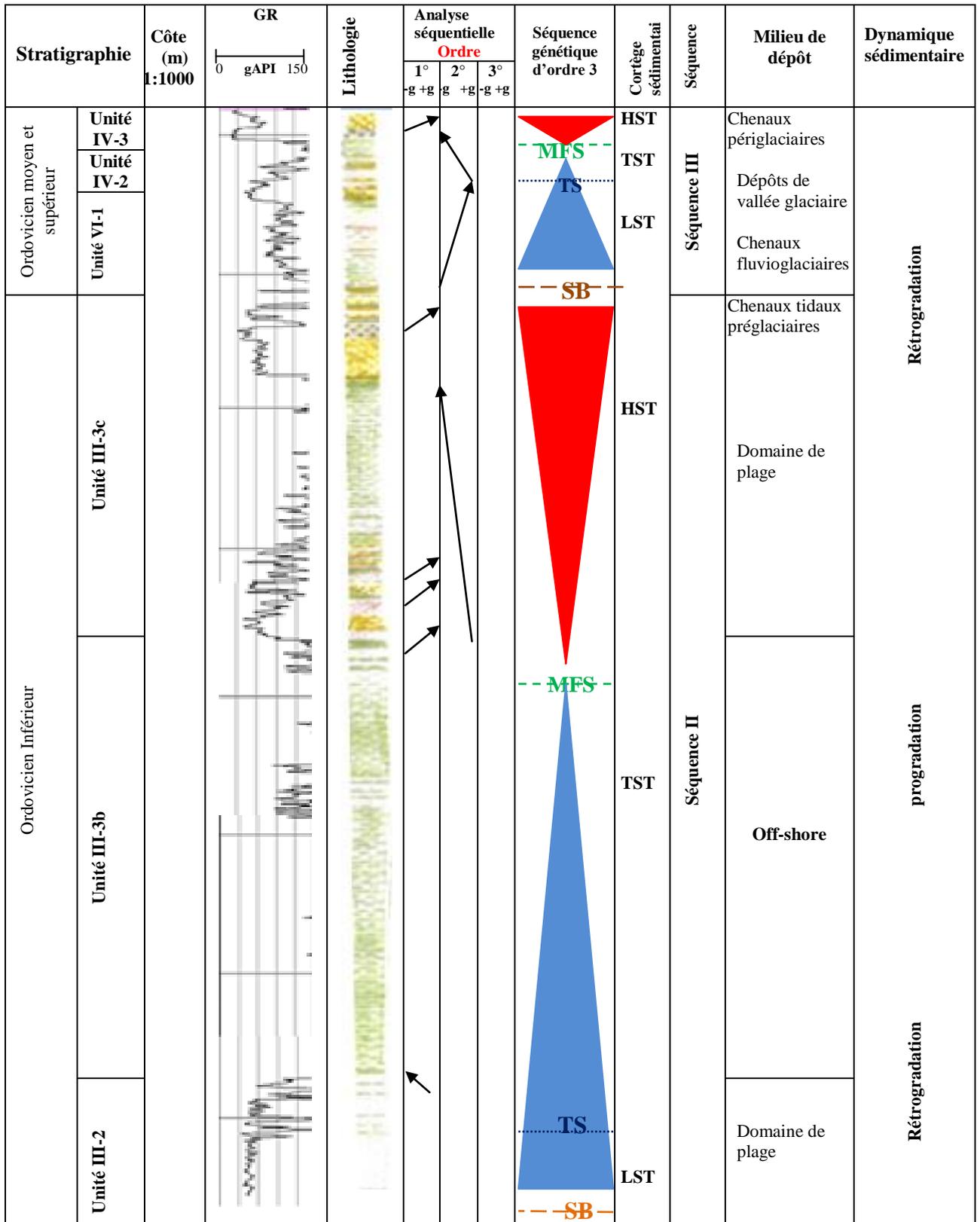


Fig. II.8 : Analyse séquentielle du puits T-3.

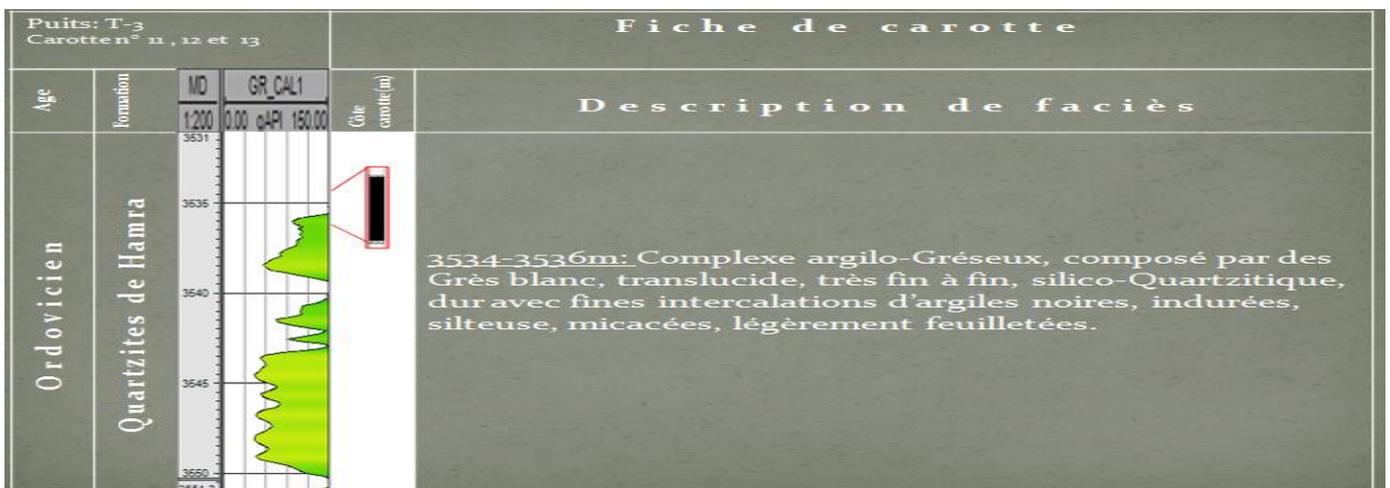
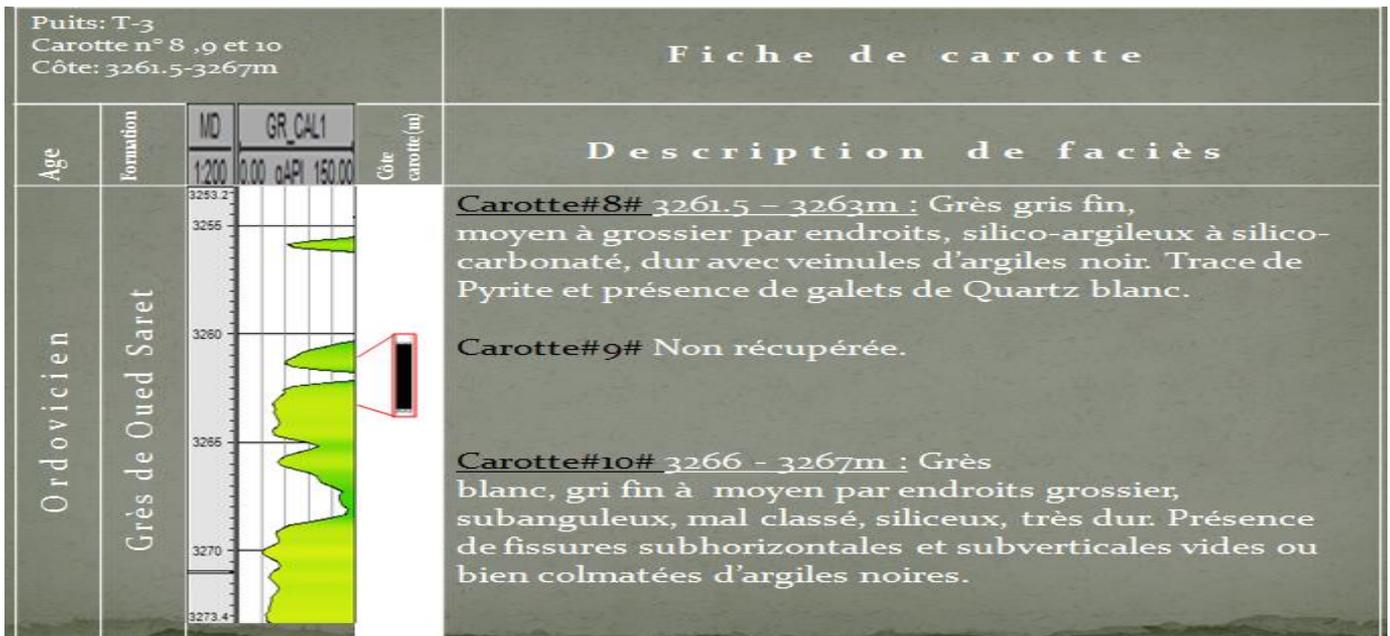


Fig. II.9 : Description des carottes du puits T-3(modifié).

• Puits TO-1 :

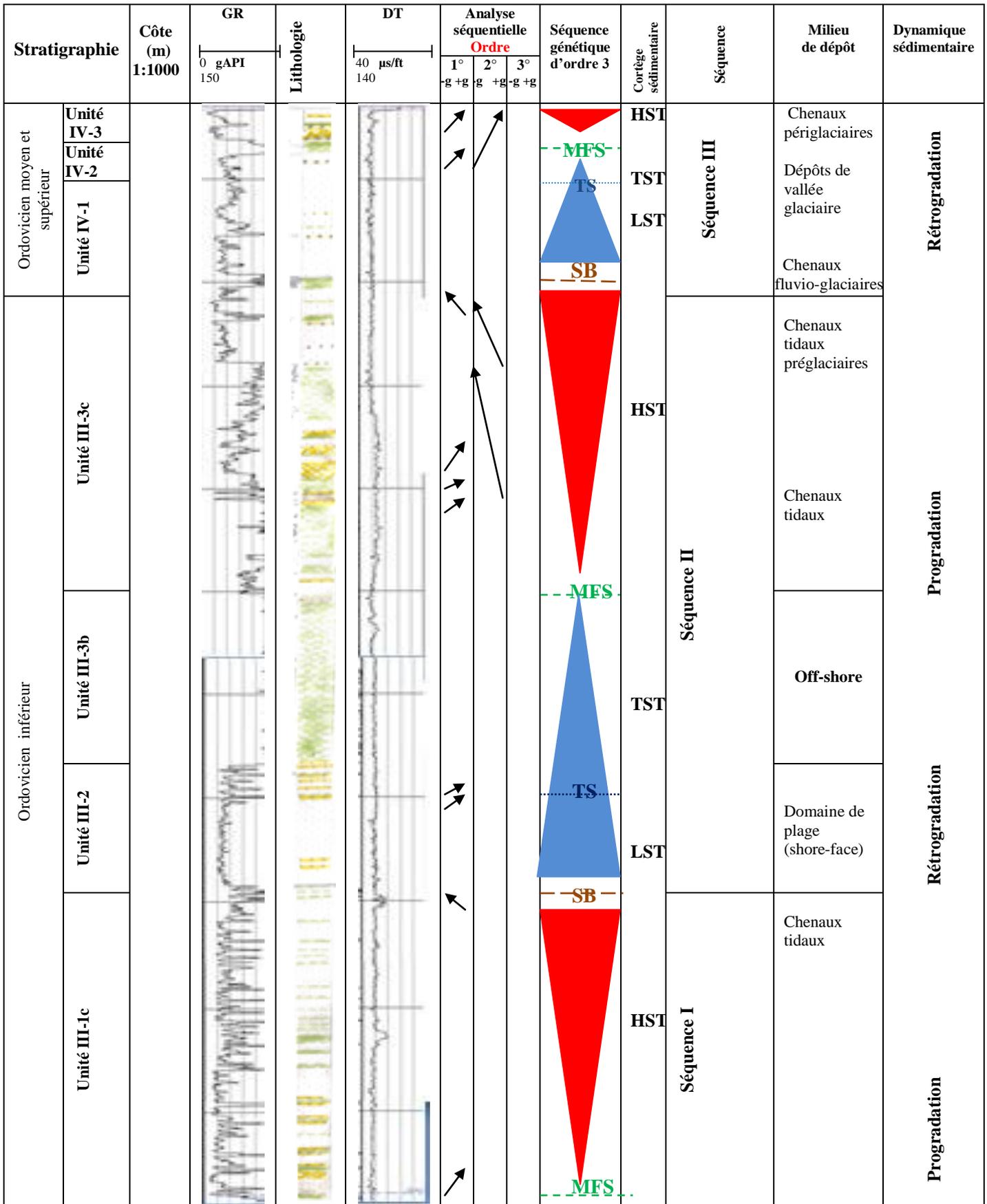


Fig. II.10 : Analyse séquentielle du puits TO-1

• Puits T-1 :

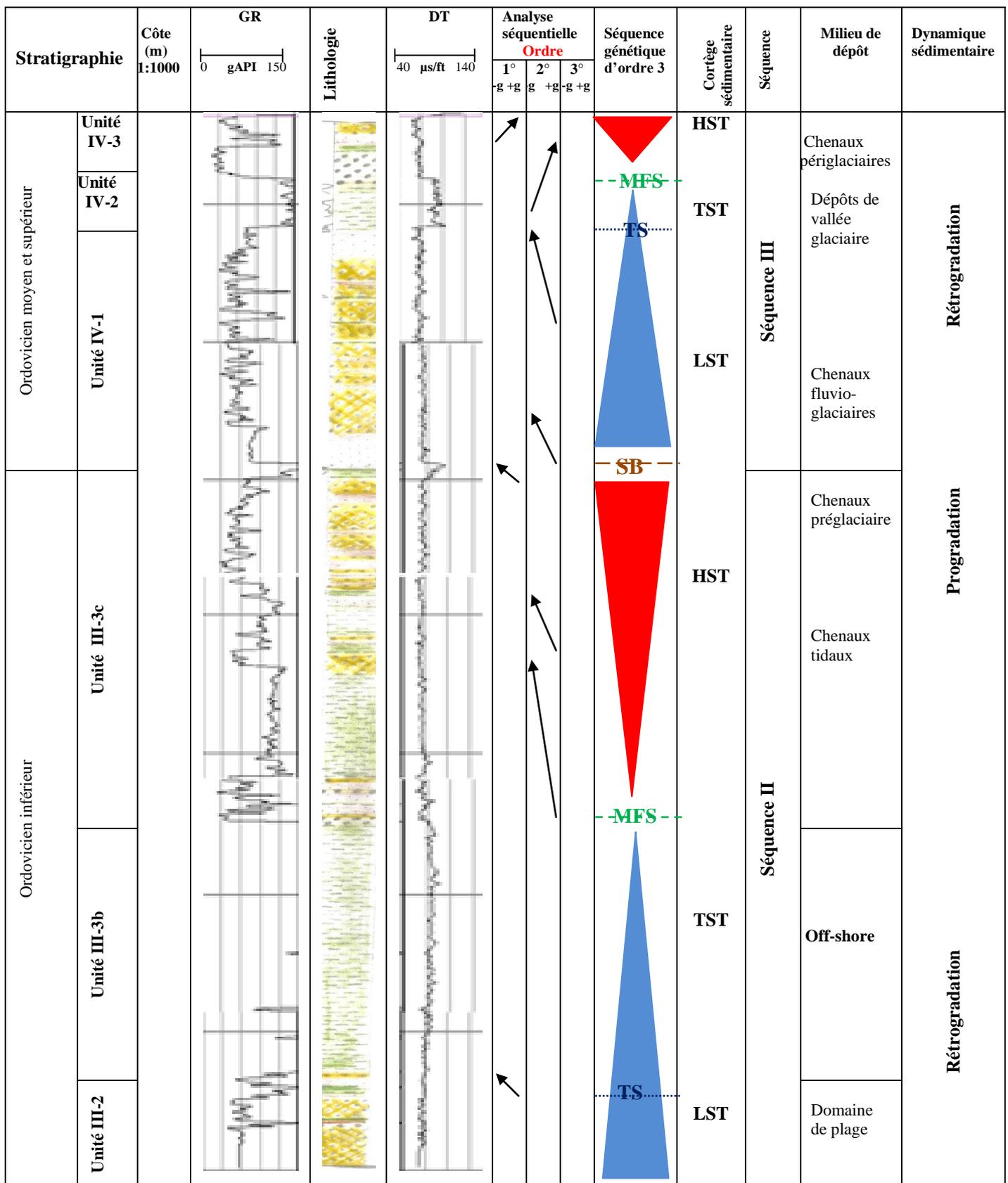


Fig. II.11 : Analyse séquentielle du puits T-1.

• Puits T-2

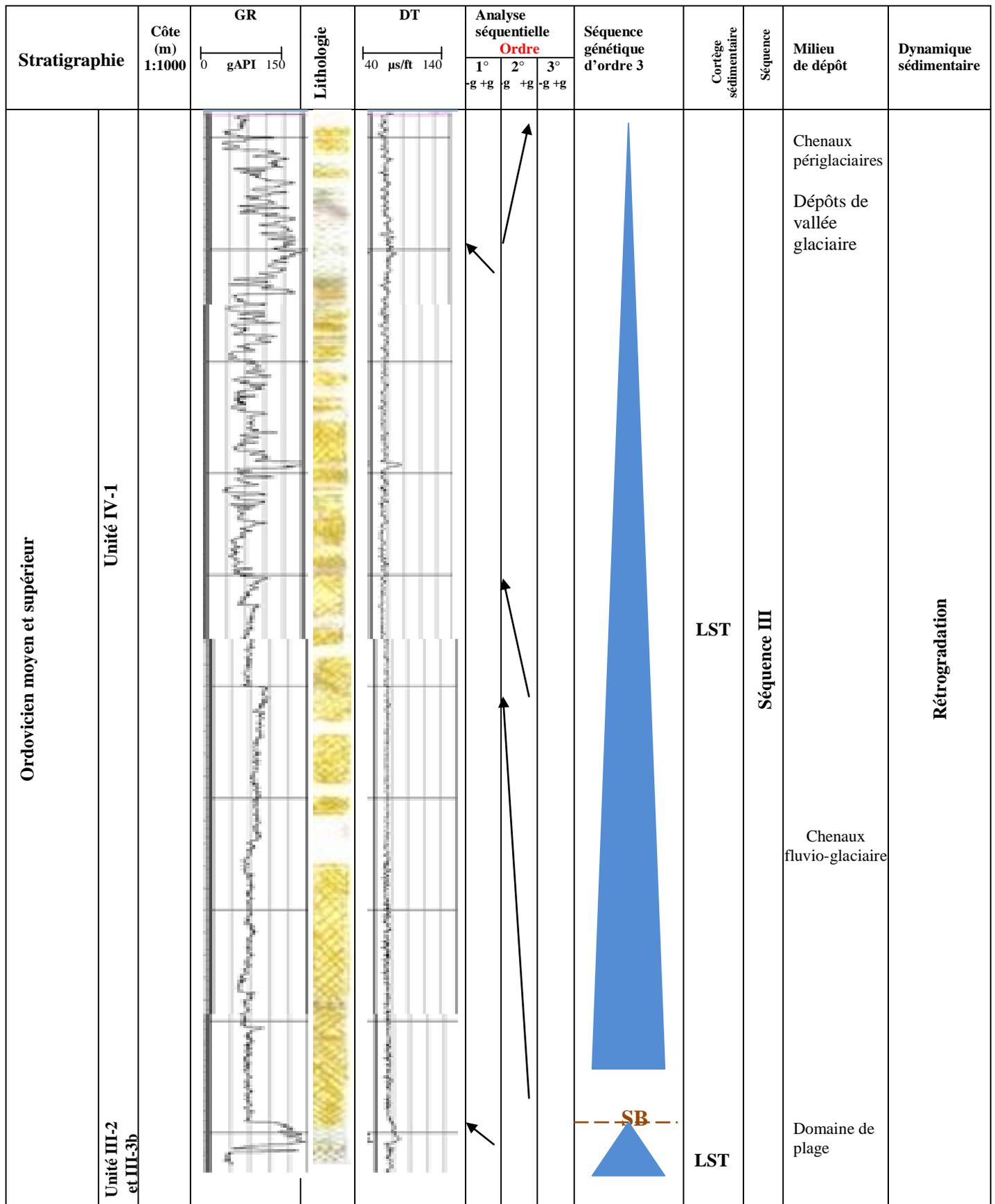


Fig. II.12 : Analyse séquentielle du puits T-2.

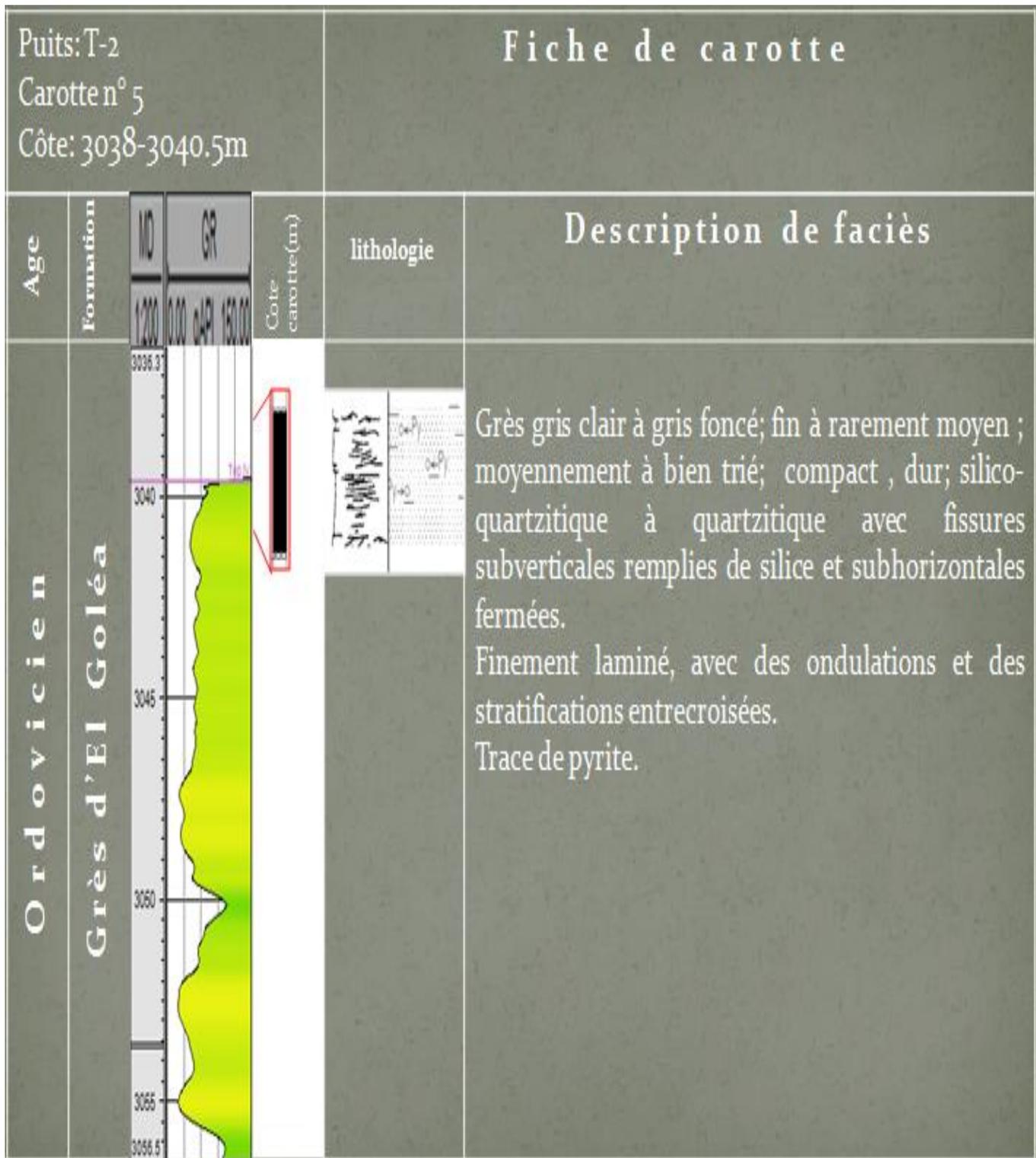


Fig. II.13 : Description de carotte du puits T-2.

### II.3            Conclusion :

Le réservoir cambro-ordovicien est composé essentiellement de grès et d'argile, ce qui indique un fort apport détritique, dans un climat tempéré.

Il est constitué de trois séquences, séquence I et II d'âge Ordovicien inférieur et séquence III d'âge Ordovicien moyen et supérieur.

Toutes les unités sont formées de grains, qui possèdent une morphoscopie mixte entre subanguleuse et subarrondis, ce qui indiquent deux sources d'apport ; une source lointaine qui fournit le matériel évolué et la second source proche, qui a engendré les grains anguleux.

Le ciment est essentiellement siliceux et rarement argileux.

La taille des sédiments diminue du Nord-Ouest vers le Sud-Est et augmente du bas en haut, respectivement de l'unité III à l'unité IV, cela peut être expliqué par un approfondissement au Sud Est et une influence de la glaciation tardi-ordovicienne qui a fournie les dépôts grossiers.

### III.1 Introduction :

Une meilleure exploitation d'un gisement d'hydrocarbures donné, est dépendante d'une excellente connaissance des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, épaisseur utile...), ceux-ci déterminent la qualité du réservoir étudié.

#### Rappels :

Pour rappel, quelques définitions sont à prendre en considération: la porosité et la perméabilité

#### ✚ Porosité :

La porosité ( $\Phi$ ) d'une roche est sa propriété de présenter des vides, pores et fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche.

A côté de cette porosité totale ou brute, on définit la porosité utile ( $\Phi_u$ ) dont les pores possèdent la faculté de contenir des fluides, mais aussi de les laisser circuler tels que l'eau, les hydrocarbures liquides ou gazeux.

La porosité utile des roches varie entre  $< 1\%$  et  $> 40\%$ .  
On dit souvent que la porosité est :



#### ✚ Perméabilité :

La perméabilité est l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (gaz, huile ou eau). Si le fluide est homogène et n'a aucune action chimique importante sur le milieu encaissant, la perméabilité est dite absolue. Elle est exprimée par le symbole 'k', son unité est le darcy (O. Serra, 1985). Elle peut être chiffrée grâce à la loi de Darcy, loi expérimentale.

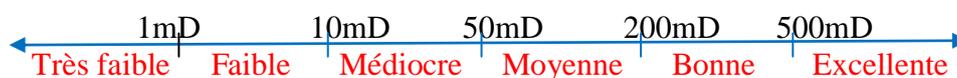
Considérons un échantillon de longueur  $dx$  et de section  $A$ , saturé d'un fluide de viscosité dynamique  $\mu$ , traversé horizontalement par un débit  $Q$  (mesuré dans les conditions de la tranche  $dx$ ) ; en régime permanent, le gradient de pression est  $dP$ .

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 :

$$Q = (A/k\mu) * (dP/dx)$$

La gamme des perméabilités rencontrées est très étendue ; elle varie depuis 0.1 mD jusqu'à plus de 10 D.

On peut employer les termes suivants pour spécifier la valeur de la perméabilité :



### Relation entre porosité et perméabilité :

On remarque généralement qu'il n'y a pas de relation quantitative directe entre la perméabilité et la porosité, en effet on peut avoir une porosité élevée et une faible perméabilité, le contraire ou les deux élevées ou faibles.

Le facteur qui joue n'est pas la quantité des pores, mais leurs tailles et le diamètre des canicules les reliant.

A titre d'exemple, les roches clastiques, 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 (A. Perrodon).

## III.2 Etude du réservoir :

### III.2.1 Etablissement des cartes en isovalues :

L'évolution des paramètres pétrophysiques d'un réservoir dans son interprétation en isovalues est guidée par son aspect géométrique. Pour cela, il est nécessaire d'en établir l'architecture à travers les cartes en isopaques et la carte structurale. Ces cartes montrent l'allure et la forme des espaces lithologiques dont il faut analyser les capacités de rétention et de circulation des fluides.

#### II.2.1.2 Données de base :

##### ➤ Données de la carte structurale

La cartographie sismique a été faite au niveau de l'Ordovicien sous forme de cartes en isochrones et en isobathes.

Les interprétations de la sismique 3D intégrée ont permis de mettre en évidence un nombre important de failles et donne une configuration structurale de la zone d'étude très proche de la réalité géologique en déchiffrant davantage la complexité structurale qui caractérise cette région.

Le toit de la couche ordovicienne correspond au meilleur réflecteur carté dans la région d'étude. Il est représenté par un horizon énergétique et continu, il correspond au grand contraste d'impédance entre le niveau silurien radioactif basal et les grès du top du réservoir ordovicien.

De plus, il est à noter que la cartographie de subsurface effectuée au toit de l'Ordovicien montre une géométrie semblable à celle de la surface.

➤ **Données de la carte en isopaques :**

Les valeurs des épaisseurs totales des réservoirs étudiés sont répertoriées dans le tableau ci-dessous :

puits	Coordonnées(X)	Coordonnées(Y)	Epaisseur Unité IV-3 en (m)	Epaisseur Unité IV-1 et Unité III-3c en (m)	Epaisseur Unité III-2 en (m)
M-1	312895.14	3024509.16	44	205	33
M-2	316388.5	3025286.5	18	154	47
M-3	315587	3020947.52	31	209	34
TO-1	330061.918	3015337.56	14	212	57
T-1	332742.33	3013316.33	22	215	34
T-2	336415.95	3010764.28	0	474	10
T-3	328937.05	3016104.5	12	168	40

**Tableau n°2 :** Epaisseurs totales des unités IV-3, IV-1, III-3c et III-2 dans chaque puits.

**III.2.1.2 Carte structurale :**

On trouve différentes couleurs qui délimitent les zones hautes des zones basses, représentant les systèmes horst et graben (**figure III-1**).

La topographie de la surface ordovicienne décrit un approfondissement vers l'Est définissant ainsi une structure monoclinale plongeante vers cette direction qui représente le flanc Ouest du bassin de l'Ahnet.

On note la présence d'un réseau de faille (couloir de fractures) allongé depuis la partie centrale jusqu'à la partie Sud-Est, dont la direction principale est Nord Ouest-Sud Est (N130).

Cette direction change en allant vers l'Ouest et disparaît vers le Nord Est.

Ces failles ont une longueur qui peut aller de un à plusieurs dizaines de kilomètres.

L'interprétation de cette carte a fait ressortir les deux structures intéressantes, la structure de Tigfermas au Sud-Est et celle de Hassi M'sari au Nord-Ouest.

L'orientation des plissements est fonction de leur forme mais, là où des plis individuels sont allongés, leur orientation est presque identique aux orientations des axes des failles avec lesquelles ils sont associés.

 **Structure de Tigfermas (TGF) :**

Anticlinal orienté Nord Ouest- Sud Est, de forme pincée. Il est constitué de deux (02) culminations, disposées en échelons le long de l'axe de la structure. Elles sont limitées à l'Est et à l'Ouest par des failles inverses de grand à moyen rejet.

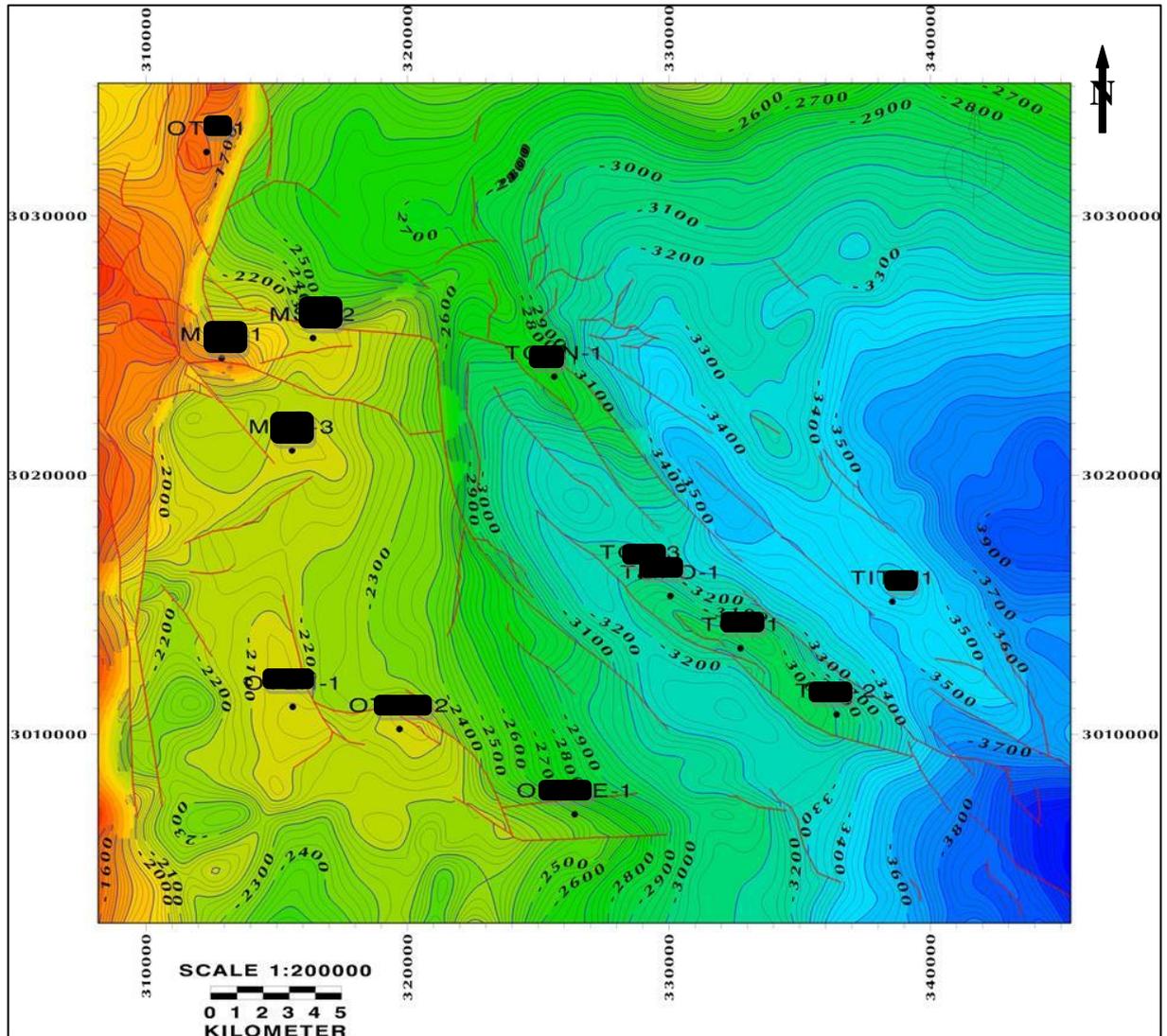
Les dimensions de cette structure au toit de l'Ordovicien sont résumées dans le tableau ci-dessous :

	Culmination Sud	Amplitude	Superficie	Culmination Nord	Amplitudes	Superficie
		(m)	(Km <sup>2</sup> )		(m)	(Km <sup>2</sup> )
<b>Ordovicien</b>		<b>375</b>	<b>400</b>		<b>500</b>	<b>245</b>

✚ **Structure de Hassi M'sari (MSR):**

Anticlinale de direction Est-Ouest, et limitée sur ses flancs par des failles inverses parallèles à l'axe de la structure, dont le rejet peut atteindre les 150 m.

La surface fermée au toit de l'Ordovicien est de l'ordre de 239 km<sup>2</sup> et la fermeture verticale de 327m.



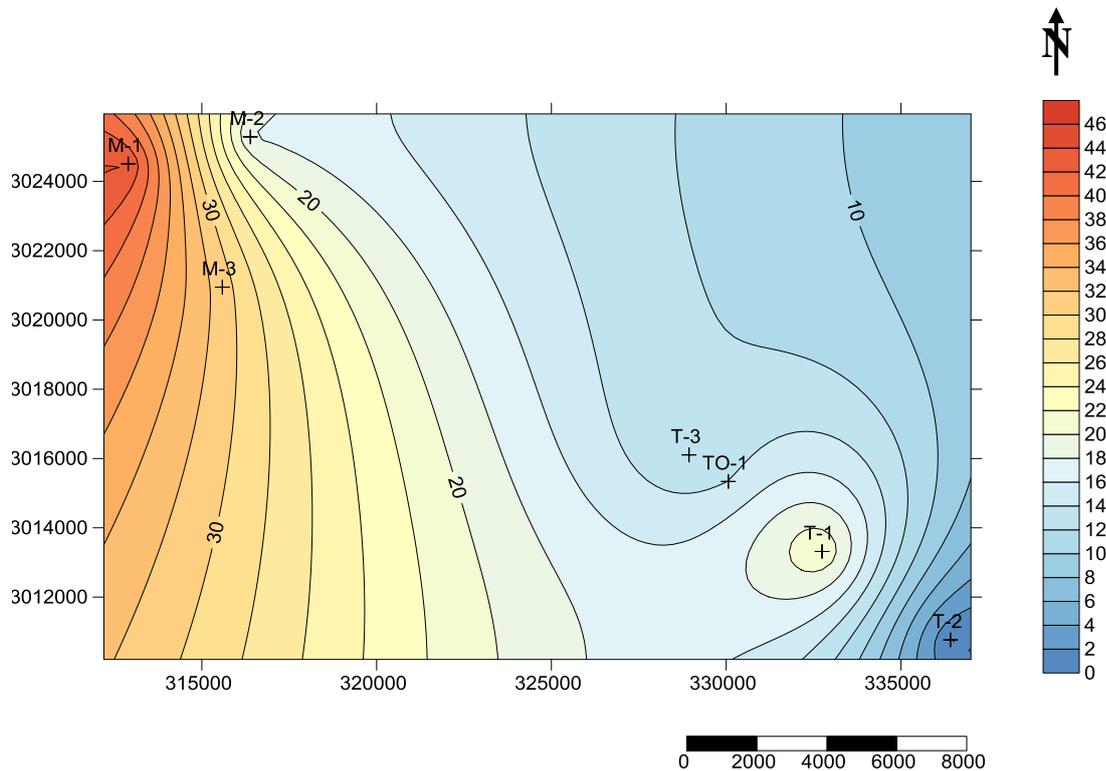
**Légende**

- : Faille
- : Isoligne de profondeur.
- : Position du puits.
- O-1** : Nom du puits
- 3000 : Profondeur
- Equidistance : 100m

**Fig. III-1 :** Carte en isobathes au toit de l'Ordovicien de la région de M'sari Akabli (Document Sonatrach, synthèse sur la région de M'Sari Akabli, 2017).

III.2.1.3 Cartes en Isopaques :

L'établissement des cartes en isopaques s'est réalisé sur le logiciel Surfer11 après avoir introduit les valeurs d'épaisseur de chaque unité, calculée auparavant.



**Légende :**

10	: Isoligne d'épaisseur.	T-1	: Position de puits.
T-1	: Nom du puits.	Equidistance :	2m.

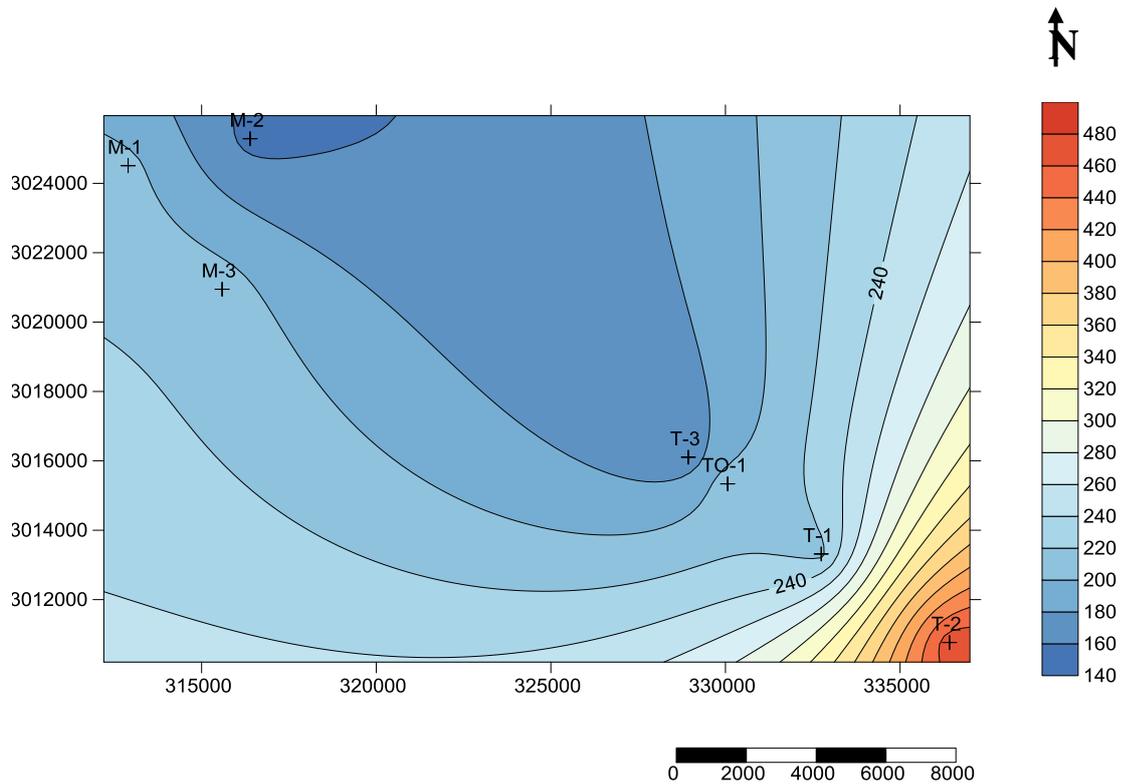
**Fig. III-2 :** Carte en isopaques totales de l'unité IV-3.

Interprétation :

On observe que l'épaisseur de la formation Dalle de M'Kratta augmente de l'Est vers l'Ouest (**figure III-2**), dans un intervalle de variation allant de 0 à 44m, ces deux limites représentent celles enregistrées respectivement aux puits T-2 au puits M-1, avec un gradient de variation plus au moins régulier.

Les épaisseurs les plus faibles sont enregistrées surtout au niveau de la structure de Tigfermas, tandis que celles élevées, sont dans la structure de Hassi M'Sari.

Cela est vrai, sauf au niveau du puits T-1 où l'épaisseur de l'unité IV-3 acquiert 22 m d'épaisseur.



**Légende :**

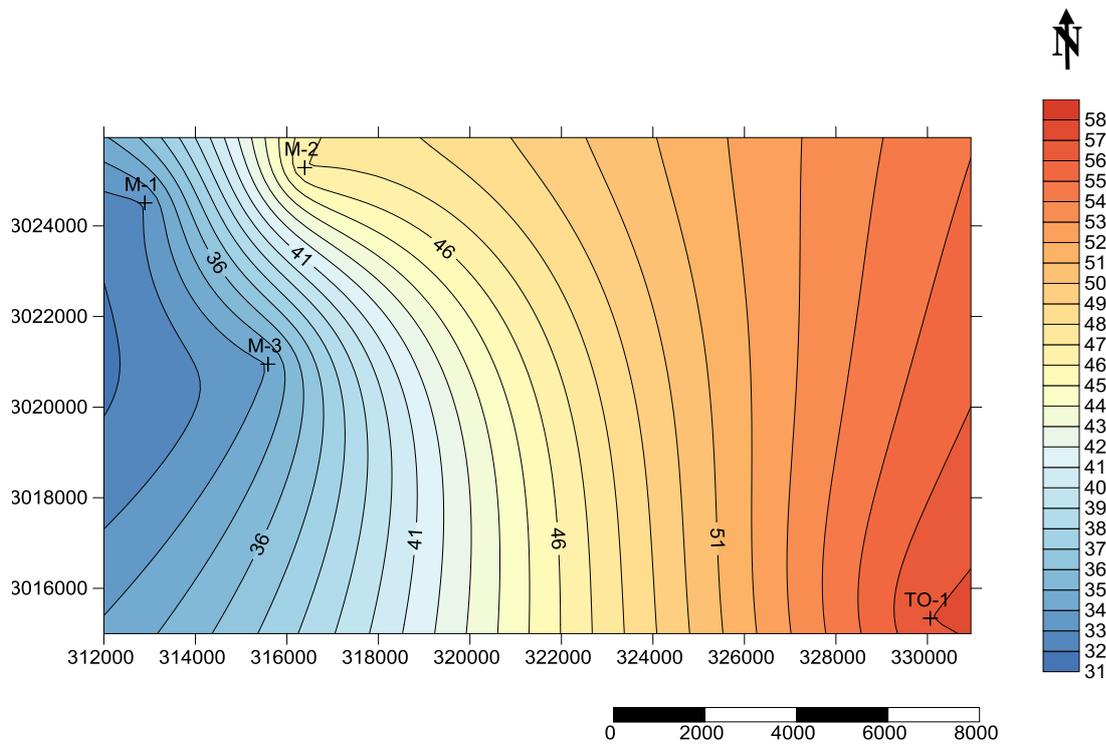
100	: Isoligne d'épaisseur.	+	: Position du puits.
TO-1	: Nom du puits.	Equidistance :	20m.

**Fig. III-3 :** Carte en isopaques totales des unités IV-1 et III-3c.

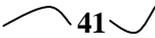
Interprétation :

On remarque que les épaisseurs augmentent en se dirigeant du Nord-Ouest vers le Sud-Est (**figure III-3**), dont l'intervalle de variation est de 140 à 480m, soit dans le sens inverse de l'unité IV-3.

La plus grande valeur d'épaisseur est de l'ordre de 474m au niveau du puits T-2 dans le Sud-Est, et le minimum de l'épaisseur est au niveau du puits M-2 au Nord-Ouest.



**Légende :**

 41	: Isoligne d'épaisseur.		: Position du puits.
M-1	: Nom du puits.	Equidistance : 1m.	

**Fig. III-4 :** Carte en isopaques totales de l'unité III-2.

**Interprétation :**

Son épaisseur a un faible gradient de variation, elle est importante au niveau du puits TO-1 vers le Sud Est et faible vers le Nord Ouest aux niveaux des puits M-1, M-2 et M-3 (figure III-4).

**Résultats et commentaires :**

Les cartes en isopaques indiquent deux dépôts-centres dans la région de M'Sari, qui se déplacent suivant la direction Nord Est-Sud Ouest.

**III.2.2 Paramètres pétrophysiques :**

Pour le traitement de la porosité et de la perméabilité on procède dans un premier temps à une analyse des cartes en isoporosité et en isoperméabilité ensuite, on fait un calcul statistique qui consiste à établir des histogrammes en fonction des différentes classes de valeurs étudiées et des courbes de corrélation pour ressortir la relation entre ces caractéristiques.

Les cartes en isoporosité et en isoperméabilité apportent une bonne représentation de l'évolution spatiale, de la porosité et de la perméabilité dans la zone d'étude, celles-ci ont pu être établies à travers les unités IV-3, (IV-1 et III-3c) et III-2.

Un total de 7 puits est utilisé pour réaliser les cartes en isovaleurs à l'aide du logiciel Surfer11. Il est à noter que les valeurs de la porosité sont calculées en utilisant la moyenne arithmétique, tandis que pour la perméabilité, la moyenne géométrique serait plus adaptée.

Le calcul s'effectue par les formules suivantes :

- Moyenne arithmétique de la porosité :

$$\phi_{\text{moy}} = \sum \phi_i / N$$

Avec:

i=1.2..... n.

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

$\phi_i$ : valeurs de porosité mesurée de chaque échantillon.

N : nombre d'échantillons.

- Moyenne géométrique de la perméabilité :

$$K = \sqrt[N]{\prod_i^n K_i} = (K_1 * K_2 * K_3 * \dots * K_n)^{1/N}$$

Avec :

i=1.2..... n.

$K_{\text{moy}}$ : moyenne géométrique des valeurs mesurées en mD.

$K_i$ : valeurs de perméabilité mesurée de chaque échantillon.

N : nombre d'échantillons.

**III.2.2.1 Tableaux des valeurs :**

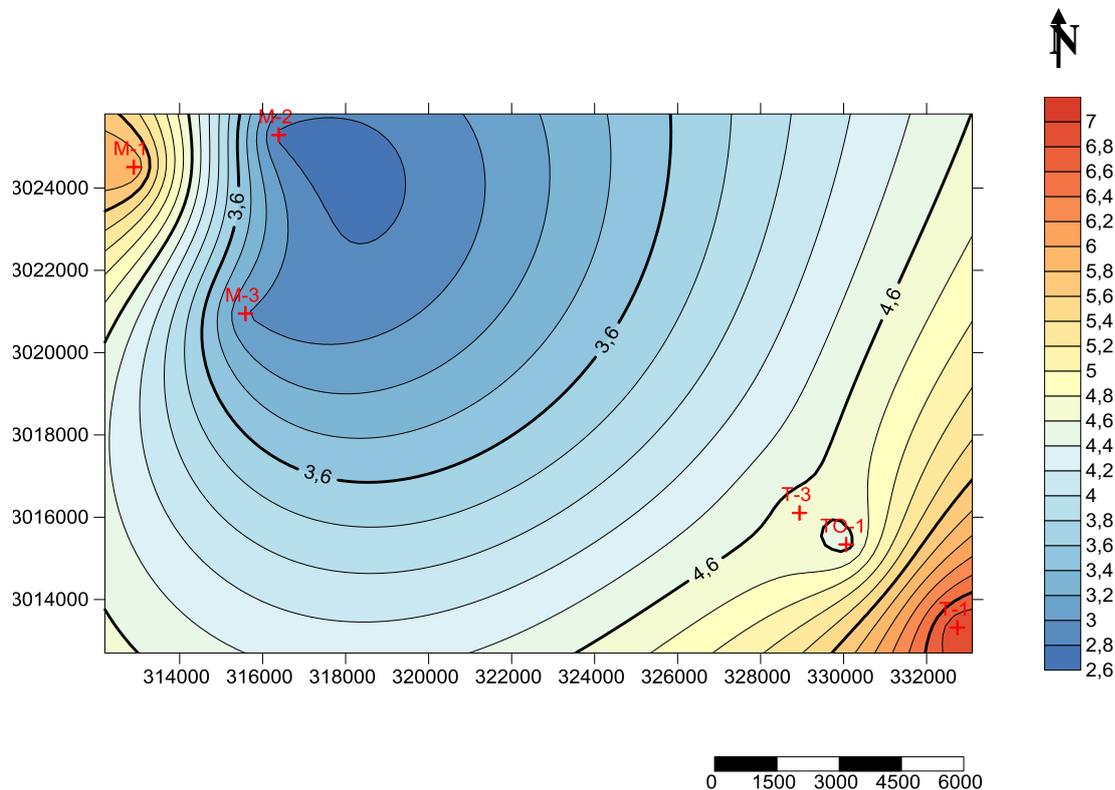
Les valeurs moyennes de porosité et de perméabilité des unités IV-3, IV-1, III-3c et III-2 sont répertoriées dans le tableau suivant :

		M-1		M-2		M-3		TO-1		T-1		T-2		T-3	
		PHI(%)	K(mD)												
Unité	IV-3	6	0.1	2.75	0.04	3	0.05	4.5	--	7	--	--	--	4.7	0.1
	IV-1 et III-3c	--	--	--	--	6	0.04	4.4	1	4.7	--	0.7	0.1	6	0.05
	III-2	--	--	4	0.05	6	0.05	4	0.1	4.1	--	--	--	4.5	0.1

**Tableau n°3 :** Variation des porosités et perméabilités moyennes au niveau de chaque puits.

### III.2.2.2 Cartes en isoporosité :

Les cartes en isoporosité ont été établies grâce au logiciel Surfer11, en introduisant les valeurs du **Tableau n°2**.



#### Légende :

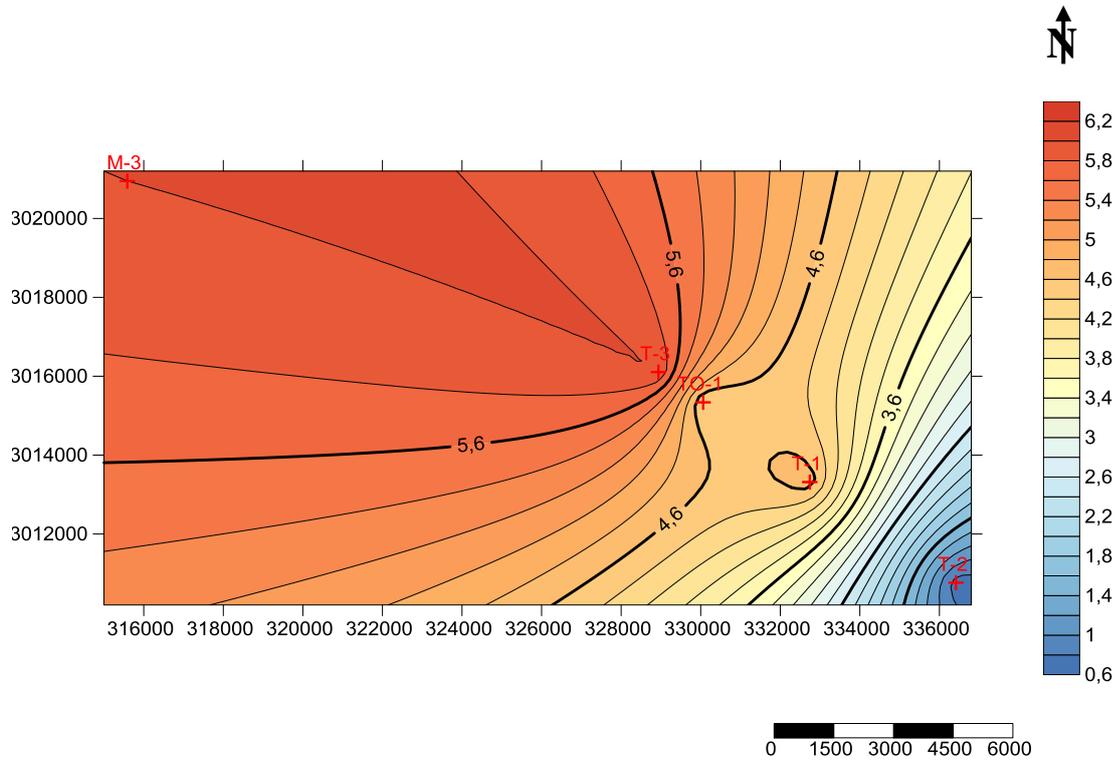
 4,6	: Isoligne de porosité.	M-2 : Sigle du puits.	Equidistance : 0.2%
+	: Position du puits.	3.6% : valeur de porosité.	

**Fig. III-5 :** Carte en isoporosité de l'unité IV-3

#### Interprétation :

On remarque que les valeurs de porosité varient entre 2.6 et 7%, elles sont de qualité faible à médiocre.

Suivant une direction Nord Ouest-Sud Est, les faibles valeurs occupent le centre enregistrées aux niveaux des puits M-3 et M-2 (**figure III-5**), tandis que les fortes valeurs se limitent dans les périphéries, à l'extrême Nord-Ouest joignant le puits M-1 et à l'extrême Sud-Est où sont implantés les puits T-3, T-1. Une anomalie de faible porosité est constatée au puits TO-1.



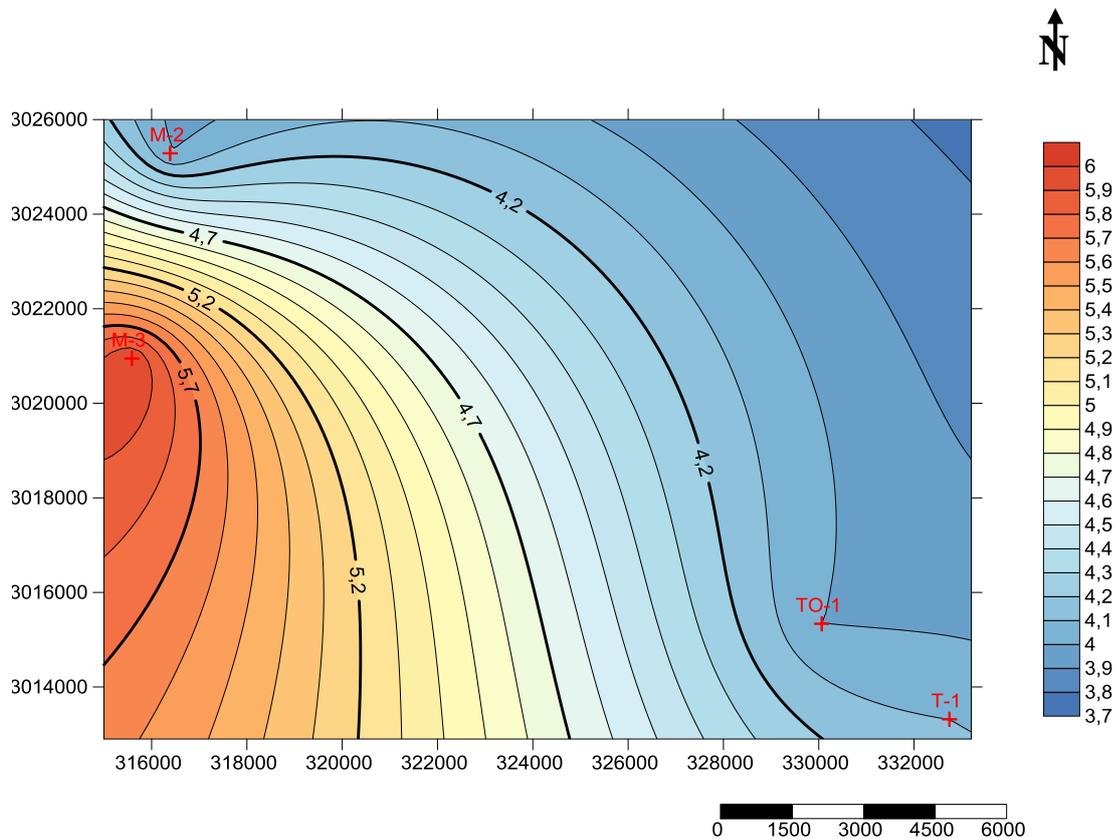
**Légende :**

	4.5		Isoline de porosité.	T-2 : Sigle du puits.	Equidistance : 0.4%
	+		: Position du puits.	5% : valeur de porosité.	

**Fig. III-6 :** Carte en isoporosité des unités IV-1 et III-3c.

**Interprétation :**

Il est à noter que les valeurs de porosité varient de 0.6 à 6.2 %, elles sont de qualité faible à médiocre. Un gradient d'augmentation est orienté Sud Est-Nord Ouest, dont les puits sont alignés dans la même direction (**figure III-6**)



**Légende :**

 5.2	 : Isoligne de porosité.	M-3: Sigle du puits.	Equidistance : 0.1%
	: Position du puits.	5% : valeur de porosité.	

**Fig. III-7** : Carte en isoporosité de l'unité III-2

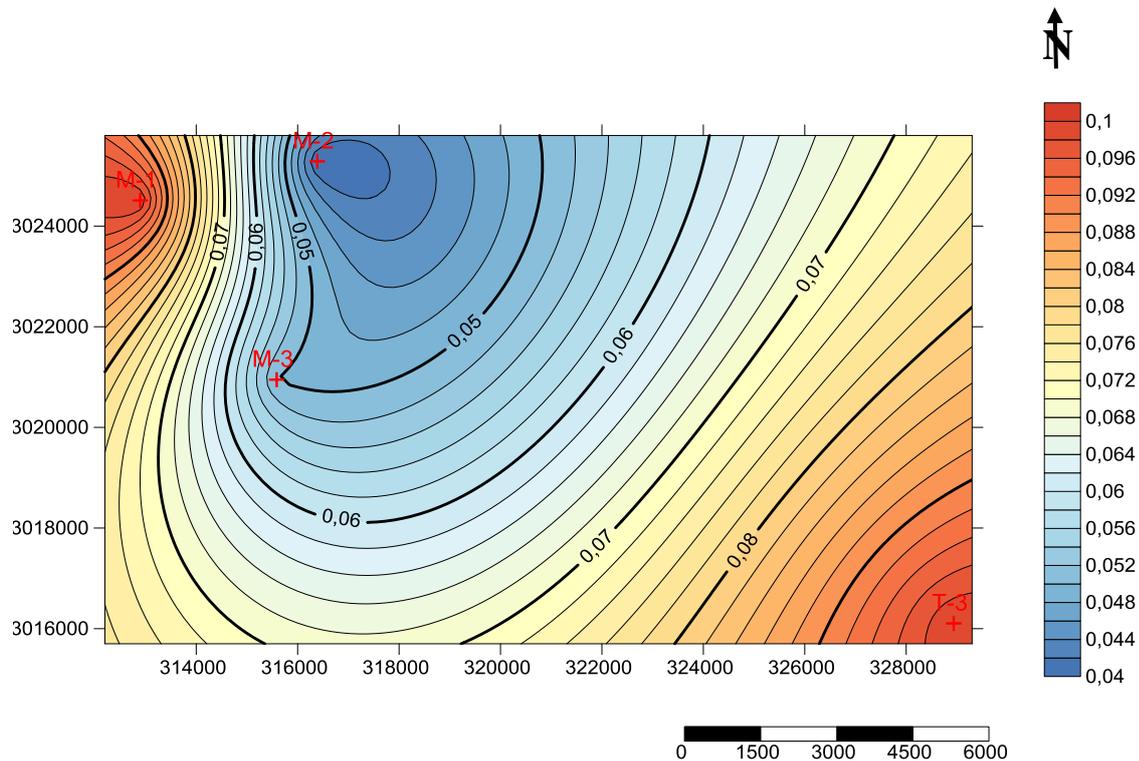
**Interprétation :**

Les valeurs de porosité varient de 3.7 à 6%, elles sont de qualité faible à médiocre.

Les meilleures valeurs s'étalent dans la partie Sud Ouest, tandis que les faibles valeurs apparaissent vers le Sud Est aux niveaux des puits TO-1 et T-1 et vers le Nord Ouest au niveau du puits M-2 (figure III-7).

### III.2.2.3 Carte en isoperméabilité :

En introduisant les valeurs de la perméabilité moyenne de chaque unité (**Tableau n°2**) dans le logiciel Surfer11, on obtiendra les cartes en isoperméabilité de chaque niveau réservoir.



#### Légende :

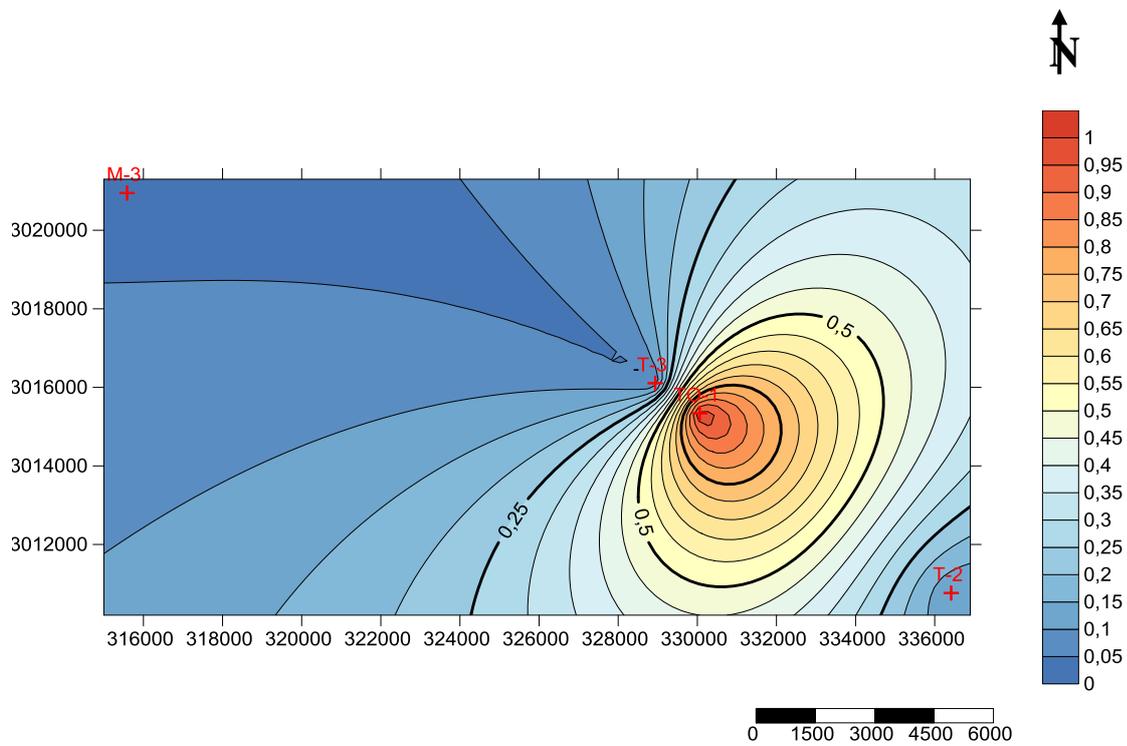
	0.07	: Isoligne de perméabilité.	M-3	: Sigle du puits.	Equidistance : 0.004
+		: Position du puits.	0.1	: valeur de perméabilité.	

**Fig. III-8** : Carte en isoperméabilité de l'unité IV-3

#### Interprétation :

On distingue que les valeurs de la perméabilité varient de 0.04 à 0.1 mD, elles sont très faibles.

Elle évolue de la même manière que la porosité, dont elle est plus importante vers les périphéries, à l'extrême Nord Ouest et à l'extrême Sud.Est (**figure III-8**).



**Légende :**

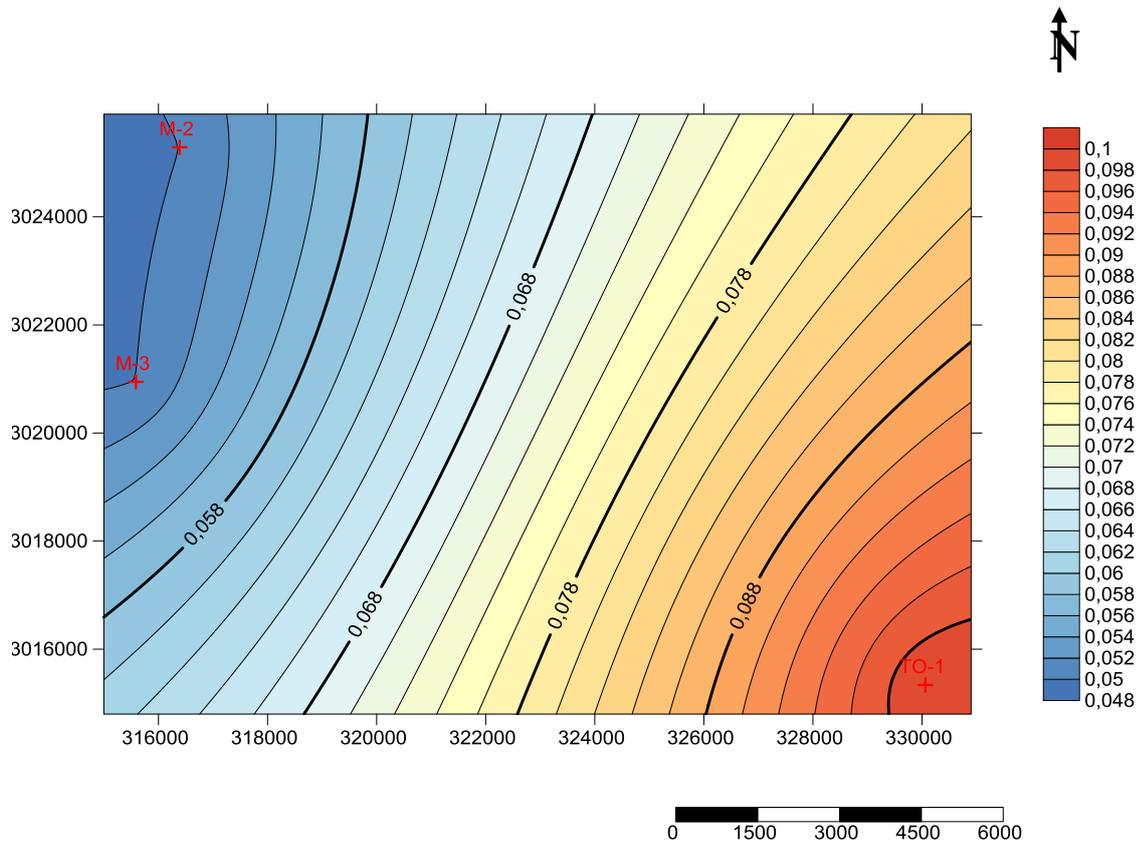
 0.25	: Isoligne de perméabilité.	T-2 : Sigle du puits.	Equidistance : 0.05
+	: Position du puits.	0.7: valeur de perméabilité.	

**Fig. III-9 :** Carte en isoperméabilité des unités IV-1 et III-3c.

**Interprétation :**

Les valeurs de la perméabilité varient de 0 à 1 mD, elles sont très faibles.

Les puits M-3, T-3, TO-1 et T-2 sont alignés, dont les valeurs les plus importantes de perméabilité se développent autour du puis TO-1 (**figure III-9**).



**Légende :**

 0.25 	: Isoligne de perméabilité.	T-2 : Sigle du puits.	Equidistance : 0.05
+	: Position du puits.	0.7: valeur de perméabilité.	

**Fig. III-10 :** Carte en isoperméabilité de l'unité III-2.

Interprétation :

Les valeurs de perméabilité varient de 0.048 à 0.1 mD, elles sont très faibles.

Le gradient d'augmentation est orienté du Nord-Ouest vers le Sud-Est (**figure III-10**).

**Résultats et commentaires :**

Les valeurs de la perméabilité et de la porosité n'évoluent pas dans les mêmes directions sauf pour l'unité IV-3. Mais il reste à ne pas omettre l'effet du manque de données et l'espacement des puits qui influe largement sur la corrélation.

### III.2.2.4 Représentation graphique des variations de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur :

La représentation graphique de l'évolution verticale d'un paramètre pétrophysique donné permet de distinguer les niveaux réservoirs de bonne qualité, ainsi que de constater l'impact de l'enfouissement sur la qualité de ces paramètres.

#### ❖ Profil de la porosité et de la perméabilité dans le puits M-1 :

#### Unité IV-3 ' Formation de la Dalle de M'Kratta'

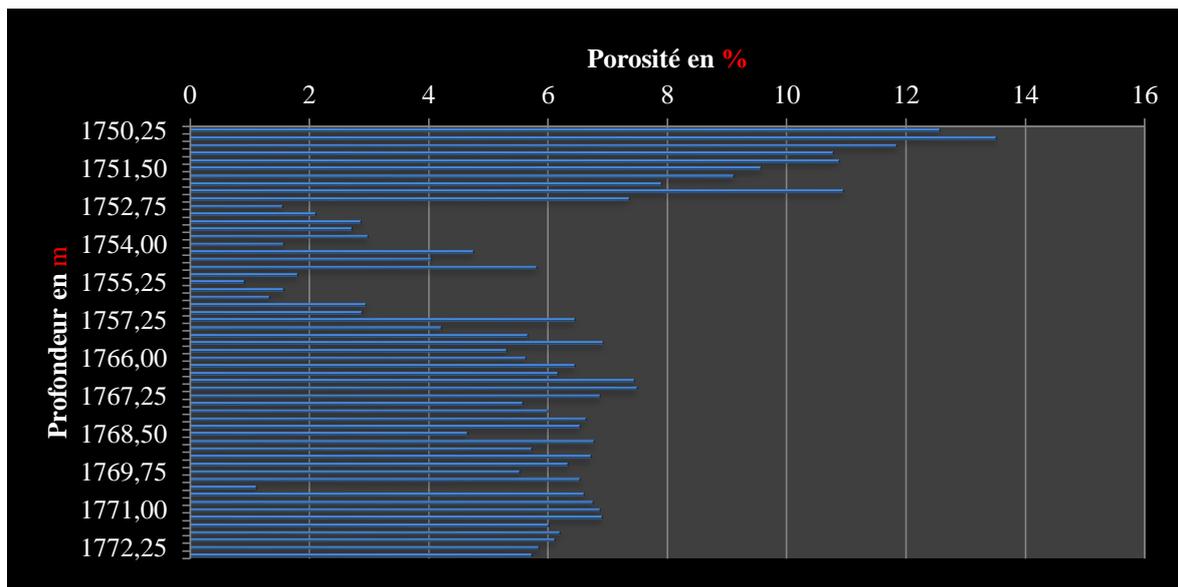


Fig. III-11.a Variation de la porosité en fonction de la profondeur.

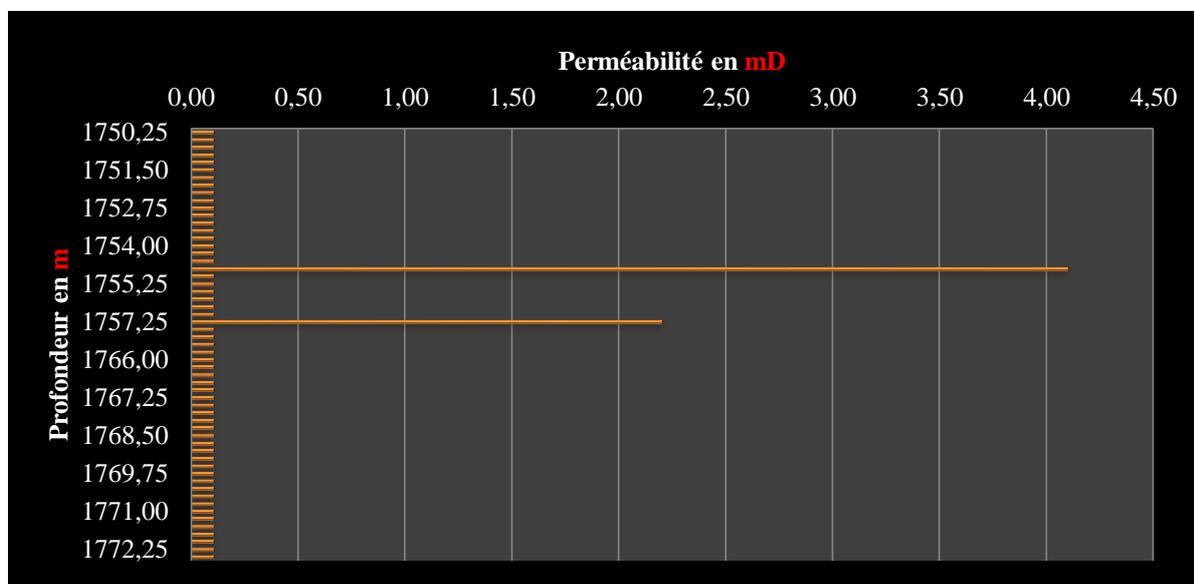


Fig. III-11.b Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.

❖ Profil de la porosité et de la perméabilité dans le puits M-2 :

Unité IV-3 'Formation de la Dalle de M'Kratta'

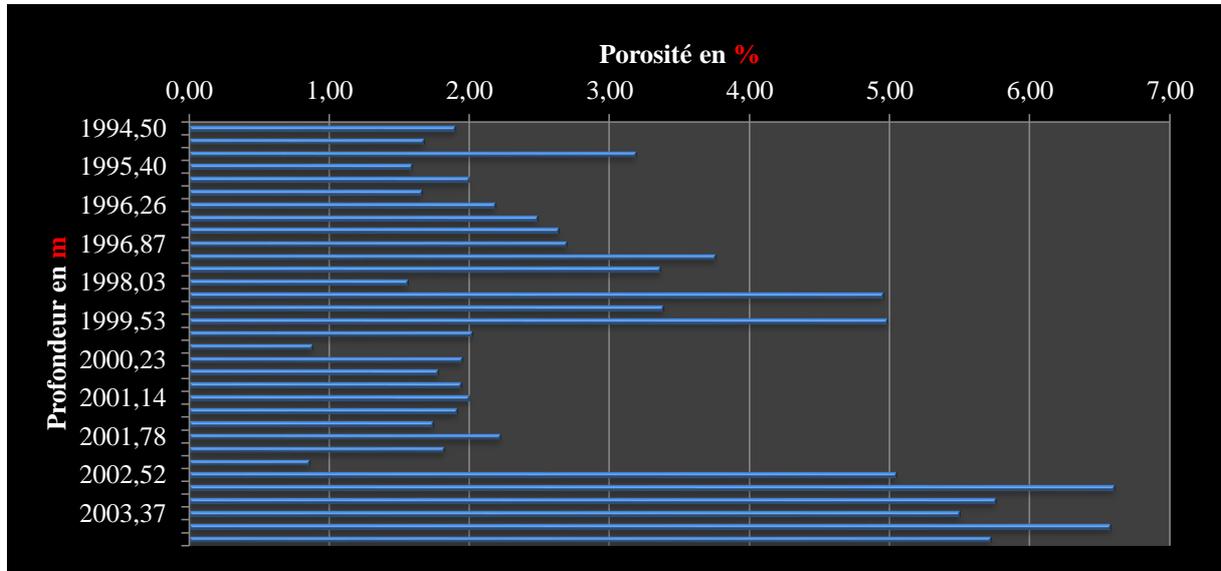


Fig. III-12.a Variation de la porosité en fonction de la profondeur.

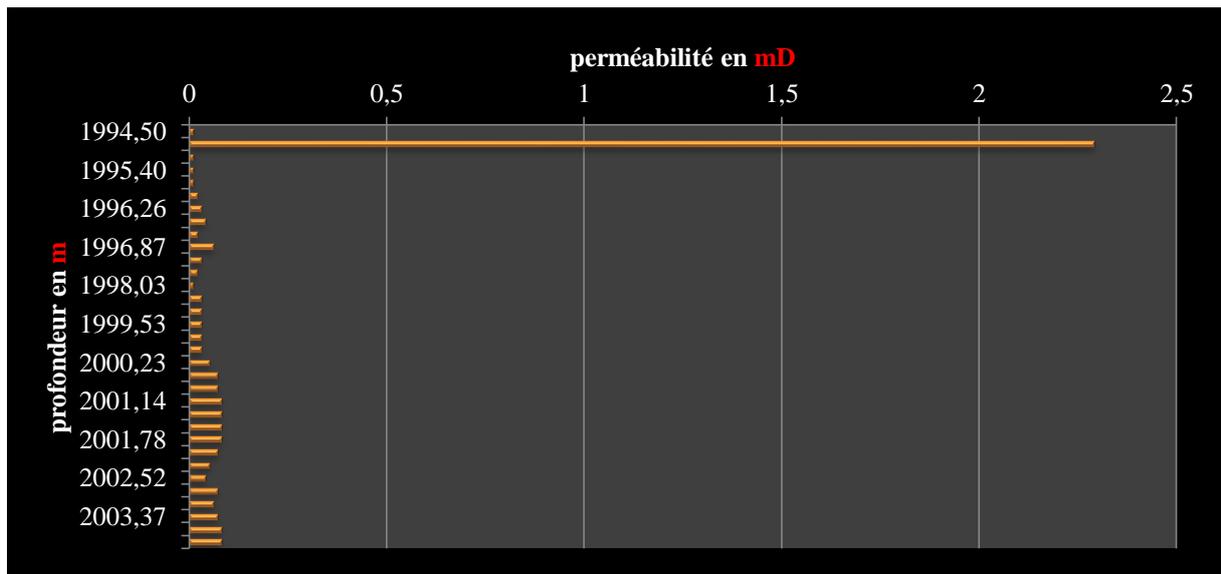


Fig. III-12.b Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.

Unité III-1c 'Formation des Grès d'El Atchane'

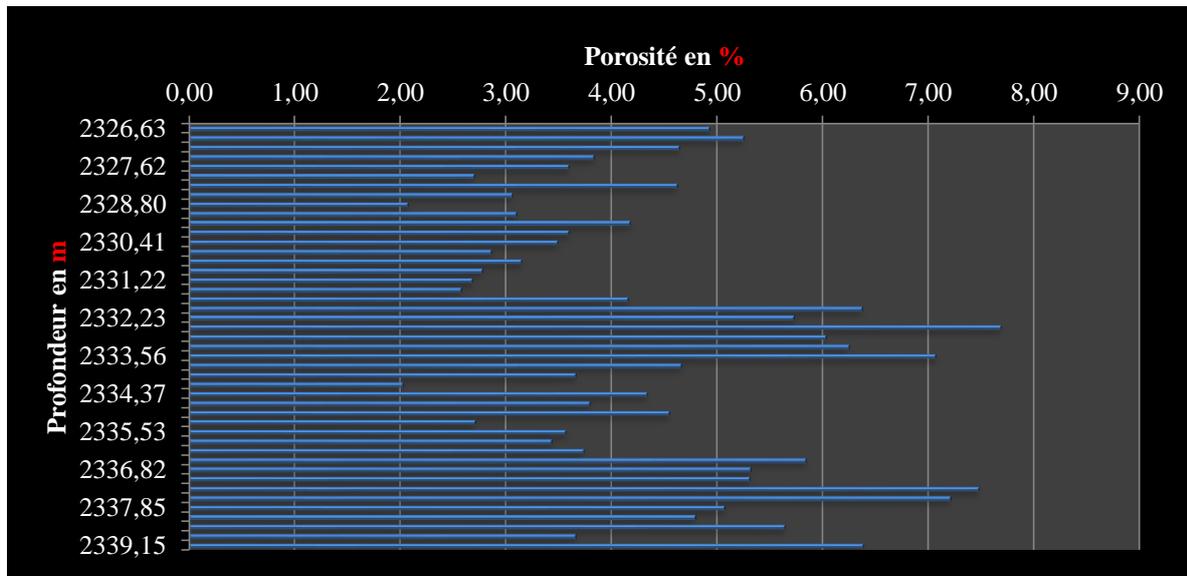


Fig. III-13.a Variation de la porosité en fonction de la profondeur.

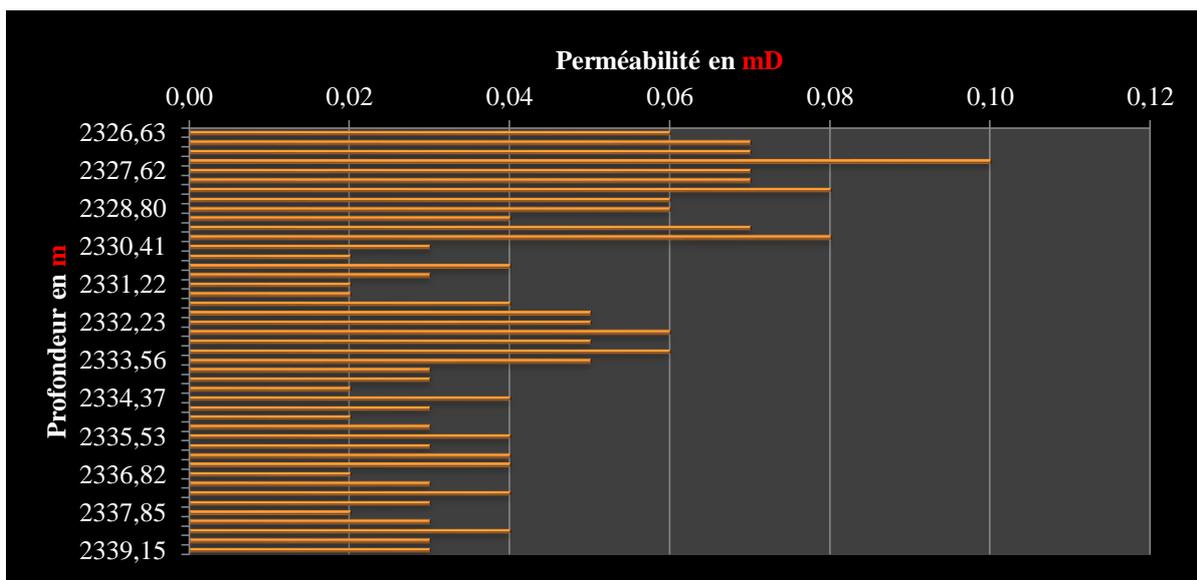


Fig. III-13.b Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.

❖ Profil de la porosité et de la perméabilité dans le puits M-3 :

**Unité IV-3 'Formation de la Dalle de M'Kratta'**

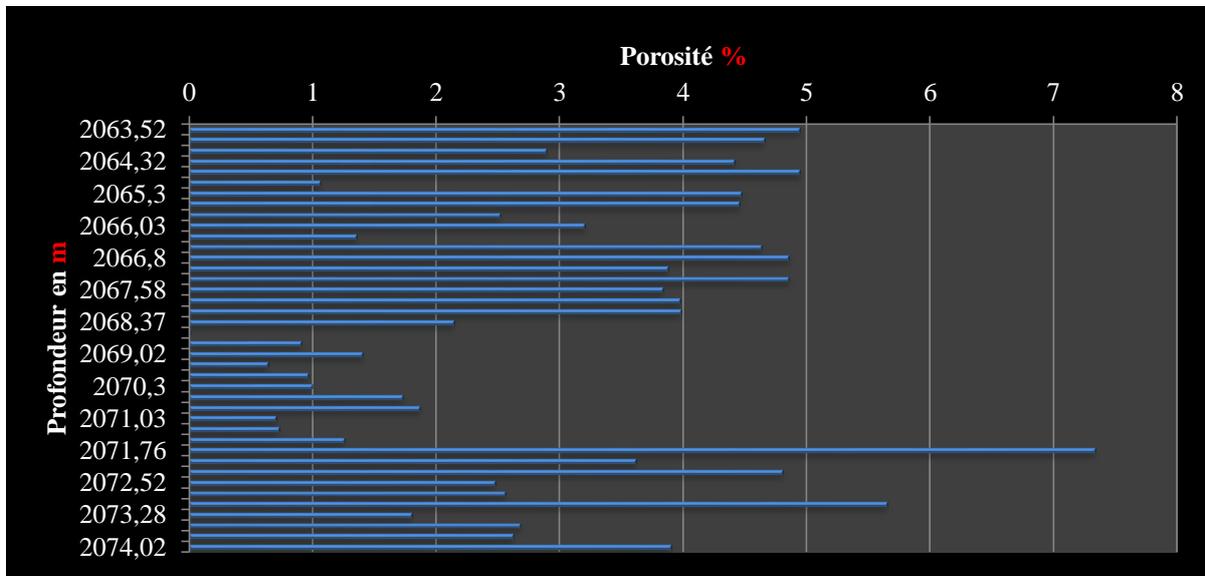


Fig. III-14.a Variation de la porosité en fonction de la profondeur.

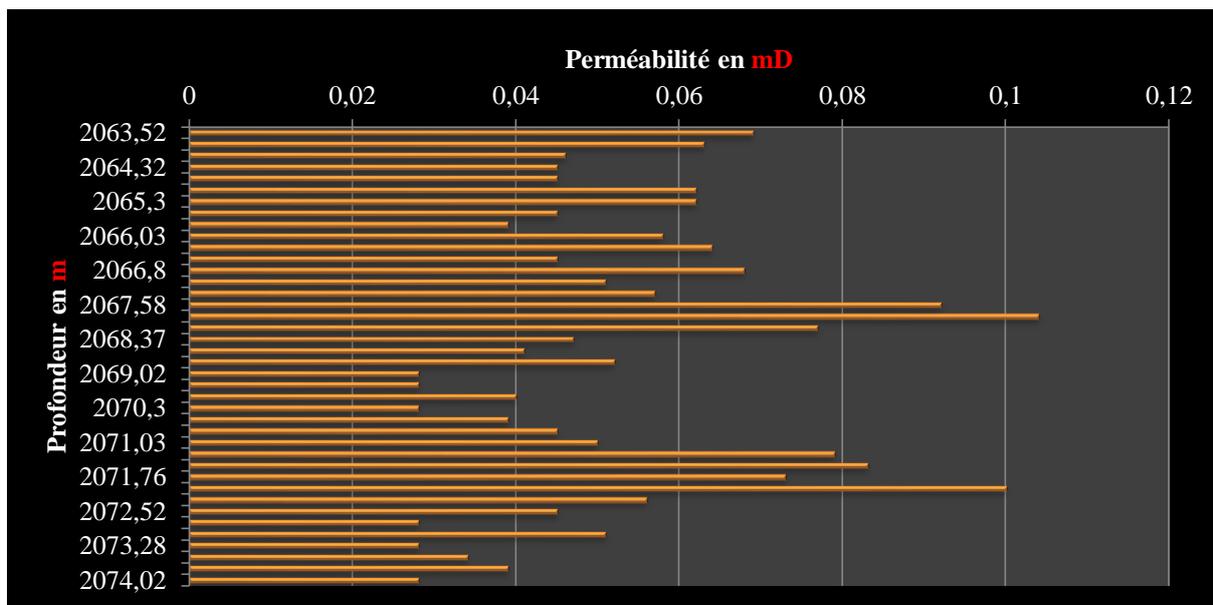


Fig. III-14.b Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.

Unité III-3c ' Formation des Grès d'Oued Saret

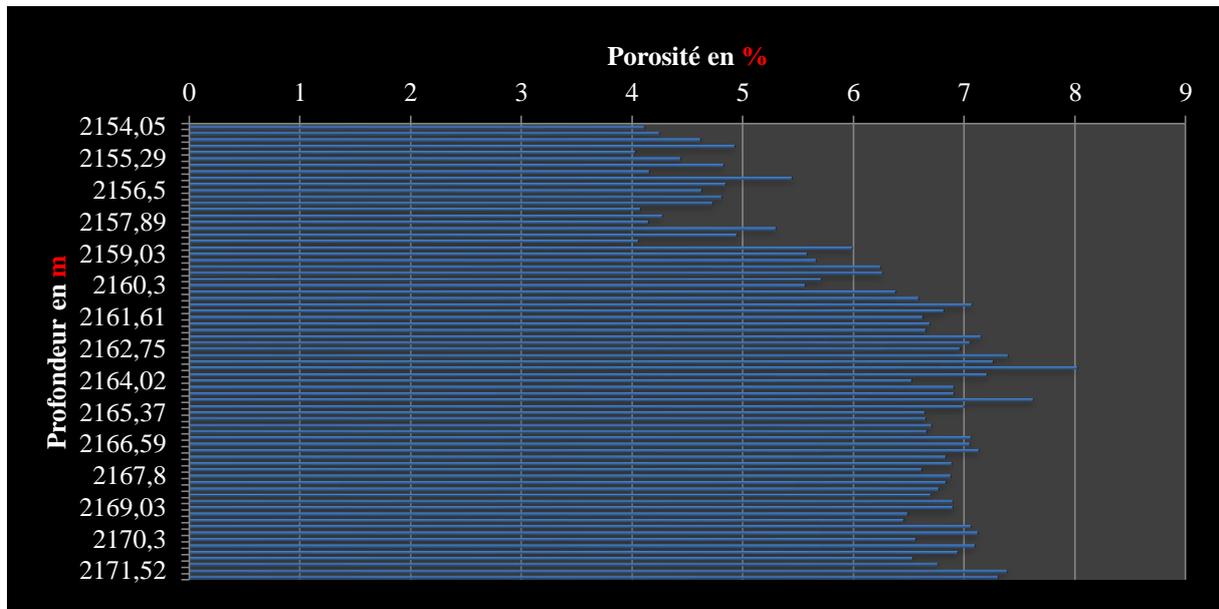


Fig. III-15.a Variation de la porosité en fonction de la profondeur.

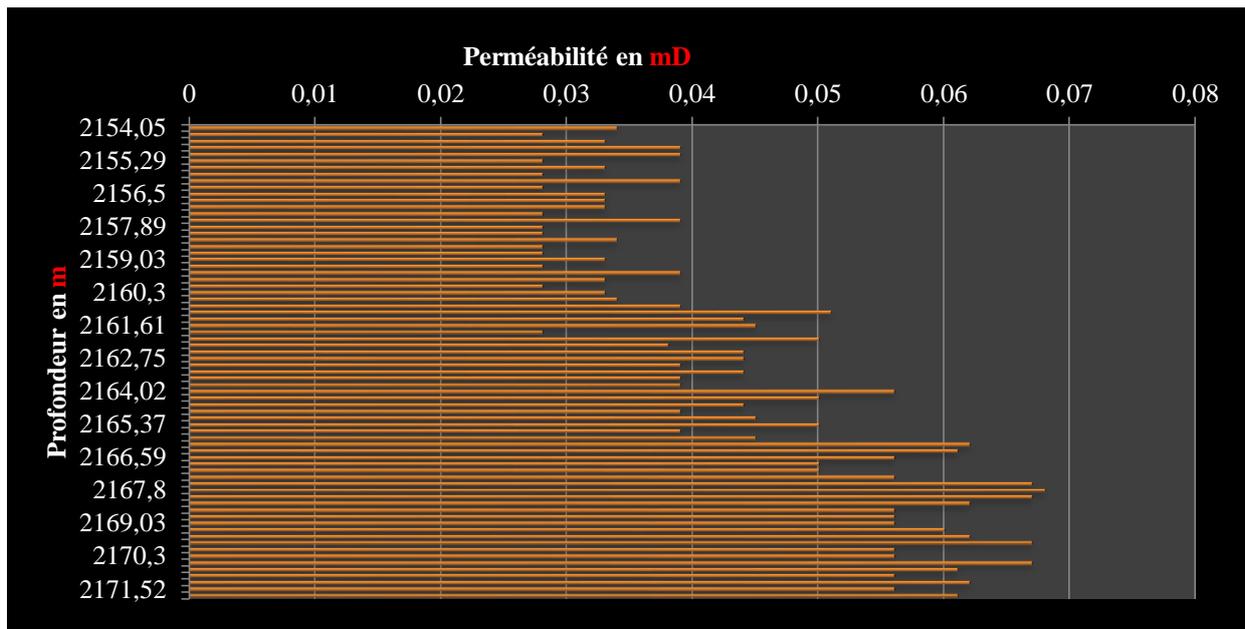


Fig. III-15.b Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.

**Unité III-2 'Formation des Quartzites de Hamra'**

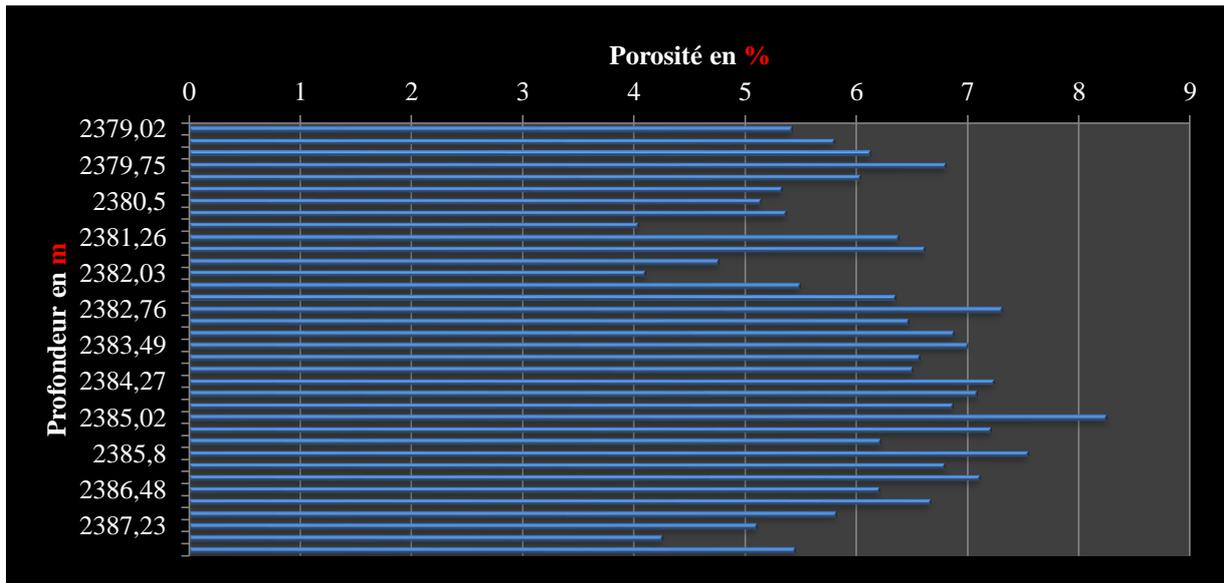


Fig. III-16.a Variation de la porosité en fonction de la profondeur dans l'unité III-2.

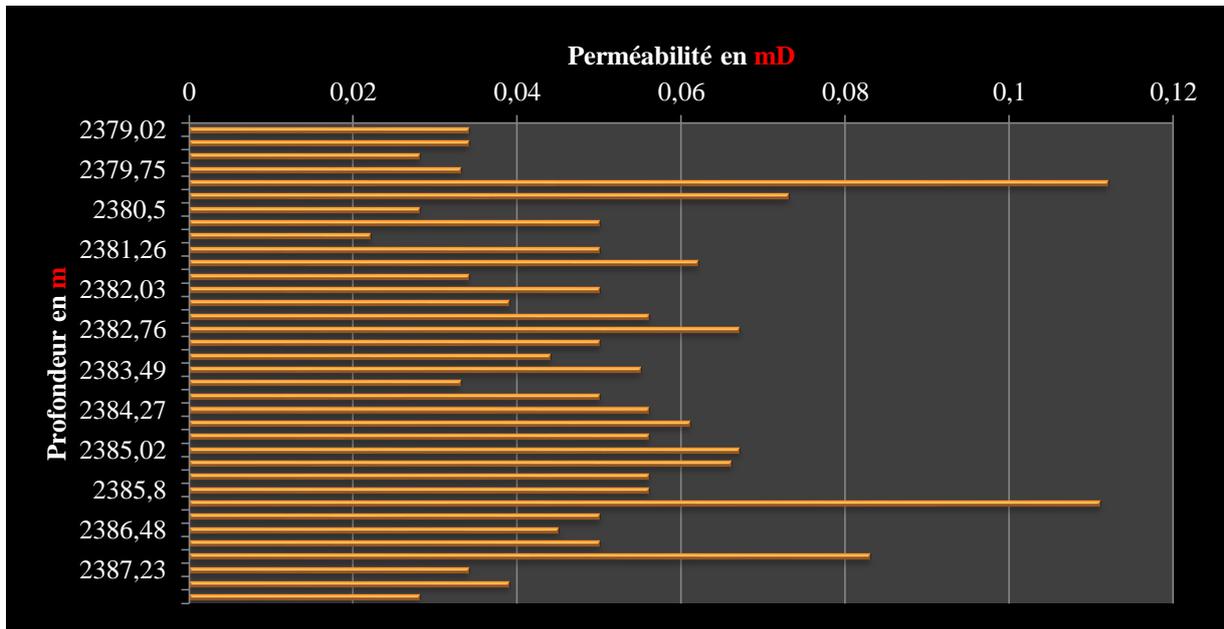


Fig. III-16.b Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.

## ❖ Profil de la porosité et de la perméabilité dans le puits T-2 :

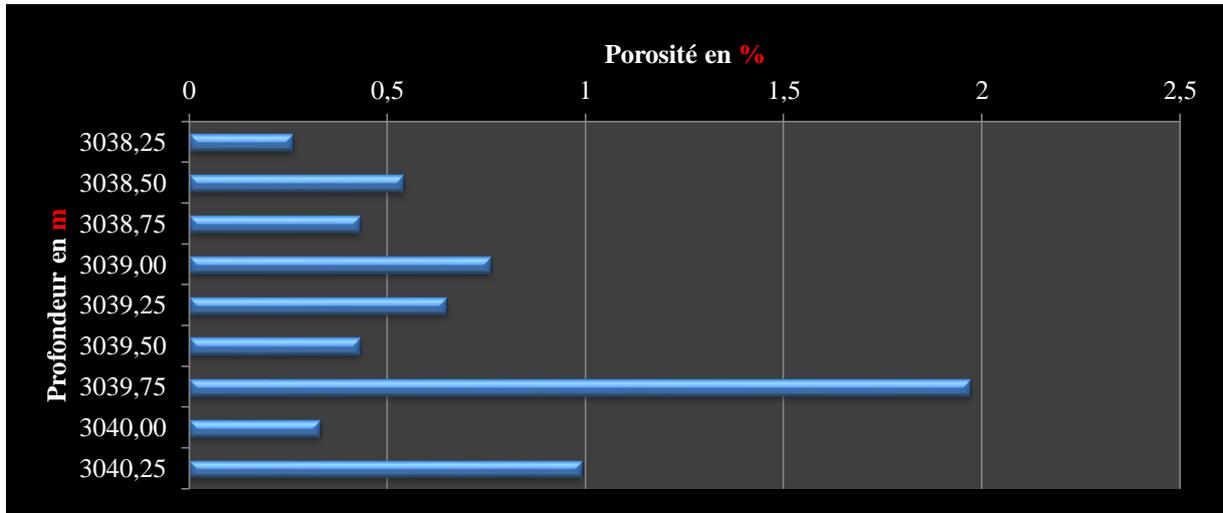
**Unité IV-1 'Formation des Grès d'El Goléa**

Fig. III-17.a Variation de la porosité en fonction de la profondeur.

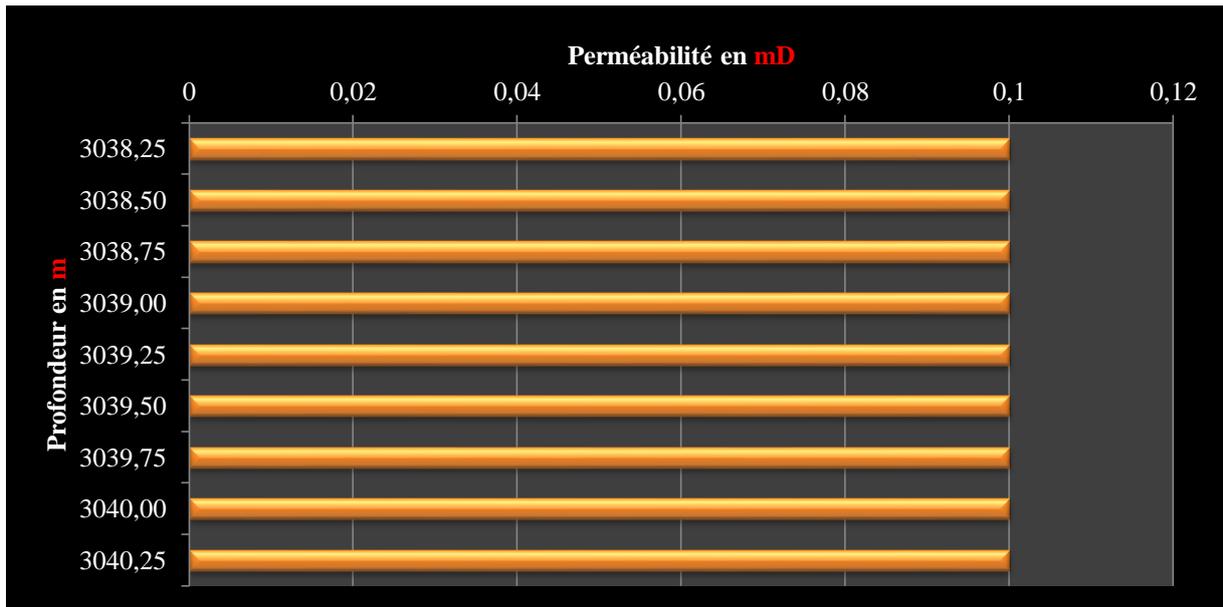


Fig. III-17.b Variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.

❖ **Interprétation des profils:**

Nous avons traité les caractères pétrophysiques des unités IV-3, IV-1, III-3c, III-2 et III-1c, constituant les principaux objectifs pétroliers du play ordovicien.

Pour des raisons de non disponibilités de toutes les mesures des paramètres pétrophysiques dans tous les puits, il reste difficile d'apprécier la variation des caractéristiques pétrophysiques d'un niveau à un autre.

• **Puits M-1 :****Unité IV-3 :**

La porosité varie dans l'intervalle [1-14%], elle diminue de haut en bas de la manière suivante :

- ✓ Moyenne : sur 2m.
- ✓ Faible : sur 5m montrant une valeur médiocre à 1754.75m.
- ✓ Médiocre : sur 15m.

La perméabilité sur l'ensemble est très faible, voir nulle, mais pourra atteindre des valeurs faibles de 4.1mD et de 2.2 mD, respectivement dans les profondeurs 1754.75 et 1756.75m.

• **Puits M-2 :****Unité IV-3 :**

La porosité varie dans l'intervalle [1-6.5%], elle augmente du haut en bas de la manière suivante :

- ✓ Faible : sur 8m.
- ✓ Médiocre : sur ½ m.

La perméabilité est très faible en général, voir nulle à l'exception de la valeur 2.3mD enregistrée à 1994.5m (fracture). Deux intervalles marquent l'indépendance de ces paramètres sont [2002.3-2002.52], dont la perméabilité augmente et la porosité ne dépasse pas les 2 %, et à [2002.52-2002.37] où la porosité et la perméabilité augmentent simultanément.

**Unité III-1c :**

La porosité varie dans l'intervalle [2-8 %], sa valeur oscille autour de 5%, on peut la définir de haut en bas comme suit :

- ✓ Faible : sur 5 m.
- ✓ Médiocre : sur 2m.
- ✓ Faible : sur 2m.
- ✓ Médiocre : sur 4m.

La perméabilité diminue en profondeur, mais reste très faible.

Deux intervalles sont à signaler, [2326.63-2331.22] où la perméabilité dépasse les 0.06 mD et la porosité est inférieure à 5% ; tandis qu'à [2331.22-2333.56] la perméabilité ne dépasse pas

les 0.06 mD et la porosité dépasse les 5%, cela peut être expliqué par la structure des pores. Une faible porosité accompagnée par une grande perméabilité signifie que les pores sont larges. Grande porosité et faible perméabilité suggère des petits pores.

Au niveau du puits M-2, les deux réservoirs unité IV-3 et unité III-1c possèdent des perméabilités très faibles et des porosités de qualité faible à médiocre.

- **Puits M-3 :**

**Unité IV-3 :**

La porosité varie dans l'intervalle [0-7.3%], elle est en général faible.

La perméabilité est très faible et montre des valeurs ponctuelles élevées dans certaines profondeurs estimée de 0.1mD.

**Unité III-3c :**

La porosité varie dans l'intervalle [4-8%], elle croit de haut en bas de la manière suivante :

- ✓ Faible : sur 4m.
- ✓ Médiocre : sur 13m.

La perméabilité augmente en profondeur tel que la porosité mais reste très faible.

**Unité III-2 :**

La porosité varie dans l'intervalle [4-8 %], elle est en général Médiocre.

La perméabilité est très faible, atteint dans certaines profondeurs des valeurs ponctuelles de 0.1mD.

Dans le puits M-3, la perméabilité dans les trois réservoirs est très faibles, mais la porosité est faible dans l'unité IV-3 à médiocre dans les unités sous jacentes.

Ces deux paramètres évoluent de la même manière en gardant leur aspect faible, ce qui n'est pas vrai dans les autres puits.

- **Puits T-2 :**

**Unité IV-1 :**

La porosité varie dans l'intervalle [0.25-2% ], elle est faible.

La perméabilité est une distribution homogène, et d'une qualité très faible.

**III.2.2.5 Etude statistique des paramètres pétrophysiques :**

**III.2.2.5.1 Etablissement des histogrammes de fréquence :**

L’histogramme est une représentation graphique des classes d’une variable statistique. Les histogrammes des fréquences de porosité et de perméabilité sont établis en donnant la fréquence relative de chaque classe par rapport au nombre total d’échantillons, cette étape est parvenue après le traitement de la population étudiée.

- ❖ Une population de volume P caractérisant un paramètre pétrophysique X étudié tel que :  

$$P = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n$$
- ❖ Cette population sera divisée en groupes (N) appelées classe et on détermine le nombre de groupe par la formule de ‘STERJESS’ comme suit :  

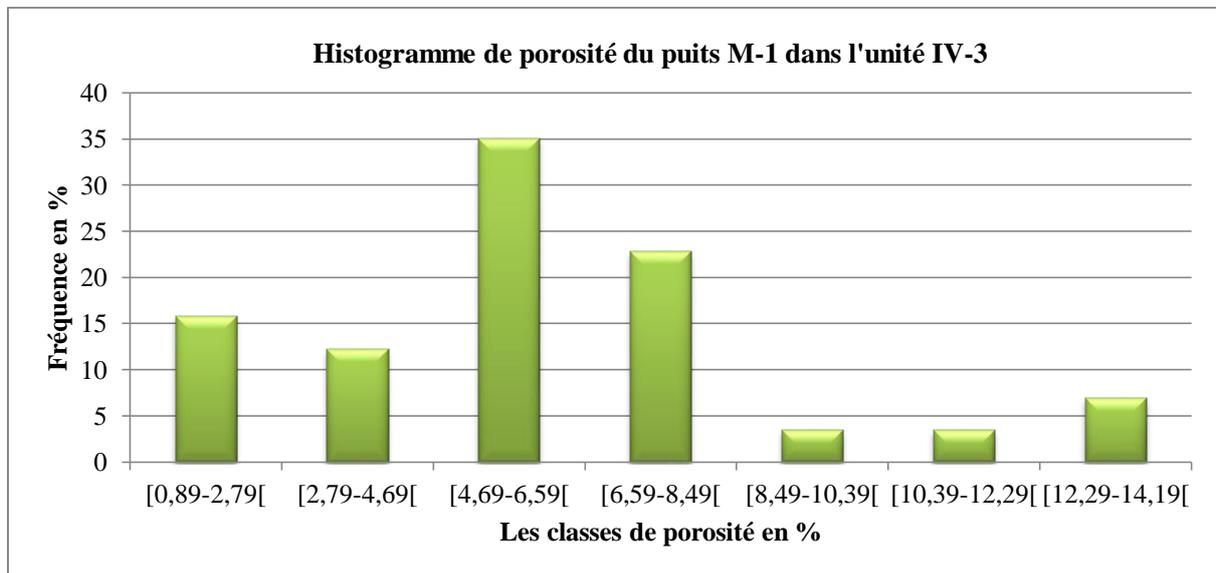
$$N = 1 + 3,322 * LOG(J)$$
- ❖ La largeur du groupe est calculée par la formule suivante :  

$$d = E/N$$

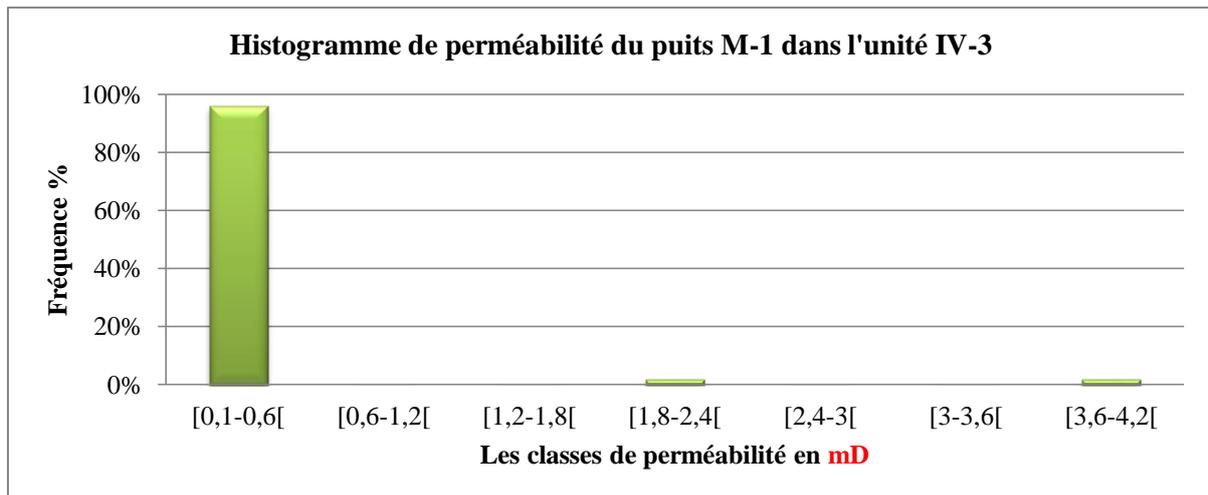
Où **E** : Etendue de la population. **N** : le nombre de classe.

**II.2.5.2 Analyse des histogrammes de porosité et de perméabilité :**

• **Puits M-1 :**



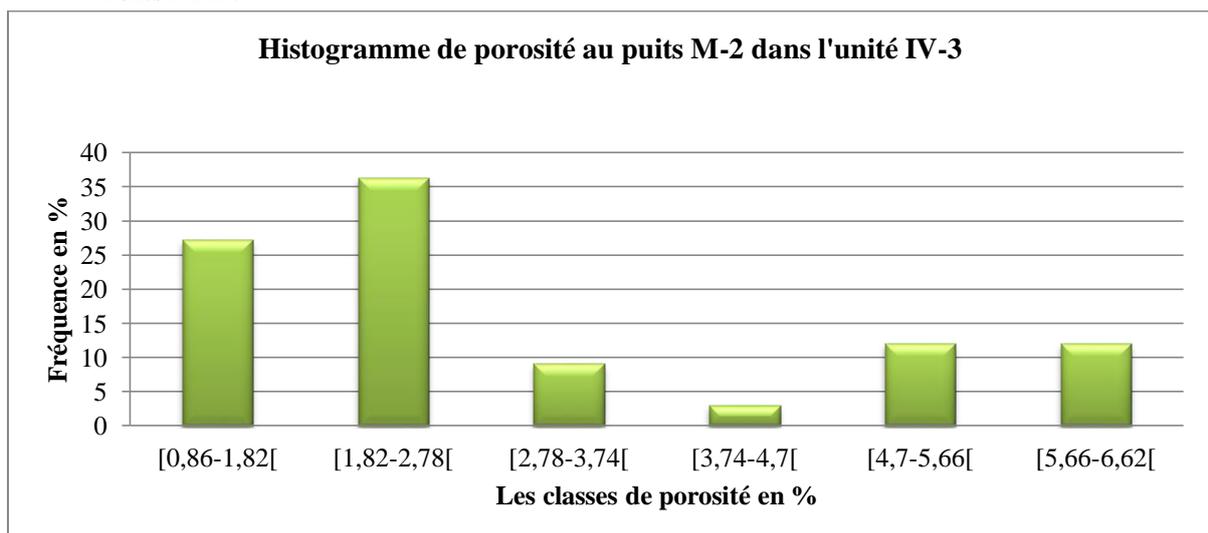
- L’histogramme de classe de porosité du puits M-1, qui présente l’unité IV-3 montre une distribution de caractère trimodale d’asymétrie à droite.  
 Le mode prédominant appartient à la classe [4.69-6.59 [% dont la fréquence est de 35%.  
 Le deuxième mode appartient à la classe [0.89-2.79 [% dont la fréquence est de 16%.  
 Le troisième mode appartient à la classe [12.29-14.19 [% dont la fréquence est de 7%.



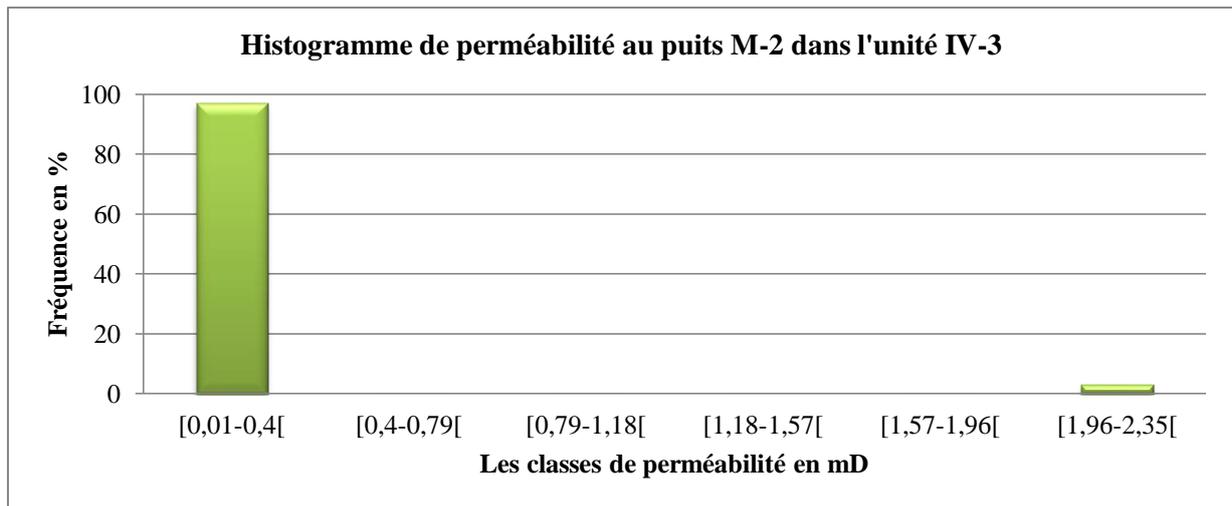
- L'histogramme de classe de perméabilité du puits M-1 montre une distribution de caractère trimodal, d'asymétrie à droite. Le mode principal correspond à la classe [0.1-0.6] mD dont la fréquence est de 98%.

Ce caractère trimodal de la porosité et de la perméabilité est expliqué par la présence de trois types de porosité et de perméabilité, primaire et secondaire dont la dernière résulte probablement de l'effet de dissolution et de fissuration.

• **Puits M-2 :**

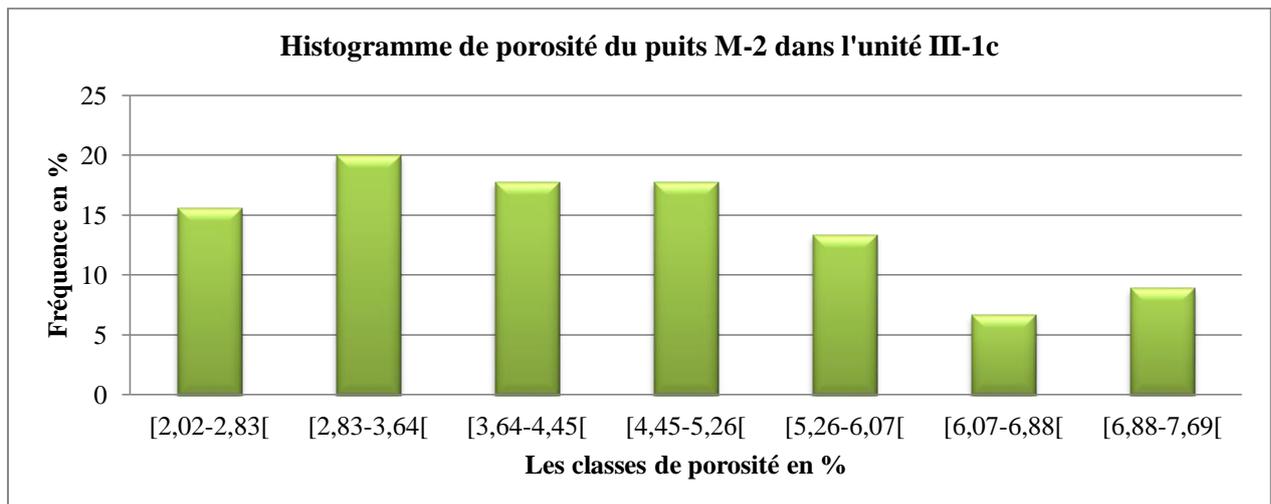


- L'histogramme de classe de porosité du puits M-2 dans l'unité IV-3 montre une distribution de caractère bimodale, et d'asymétrie droite. Le mode prédominant correspond à la classe [1.82-2.78] % dont la fréquence est de 35%. Le deuxième mode correspond aux classes respectives [4.7-5.66] % et [5.66-6.62] % dont la fréquence est de 11%.

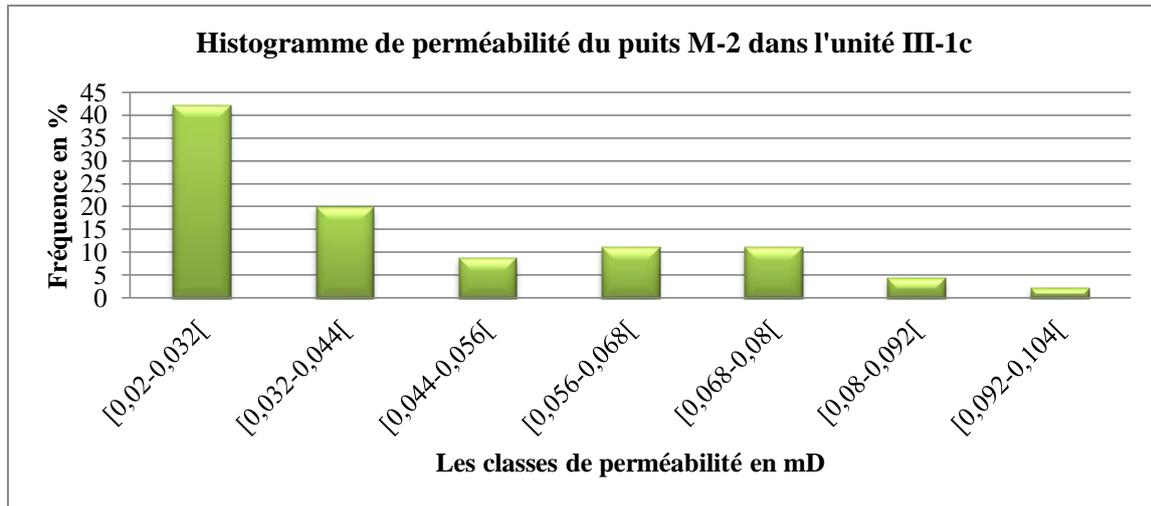


- L'histogramme de classe de perméabilité du puits M-2 dans l'unité IV-3 montre une distribution de caractère bimodale et d'asymétrie à droite, le principal mode se rapporte à la classe [0.1-0.4 [mD dont la fréquence est de 99% et le deuxième appartient à la classe [1.96-2.35 [mD.

La bimodalité de distribution de ces deux paramètres est expliquée par la présence de deux types de perméabilité et de porosité, primaire et secondaire.



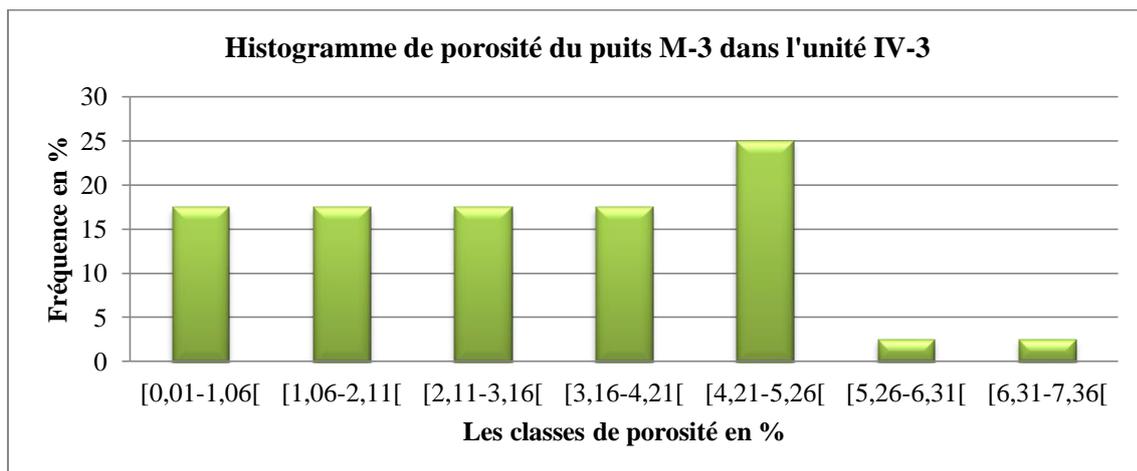
- L'histogramme de classe de porosité du puits M-2 dans l'unité III-1c montre une distribution de caractère bimodale et d'asymétrie à droite.  
Le mode régnant appartient à la classe [2.83-3.64 [% dont la fréquence est de 20%.  
Le deuxième mode appartient à la classe [6.88-7.69 [% dont la fréquence est de 9%.



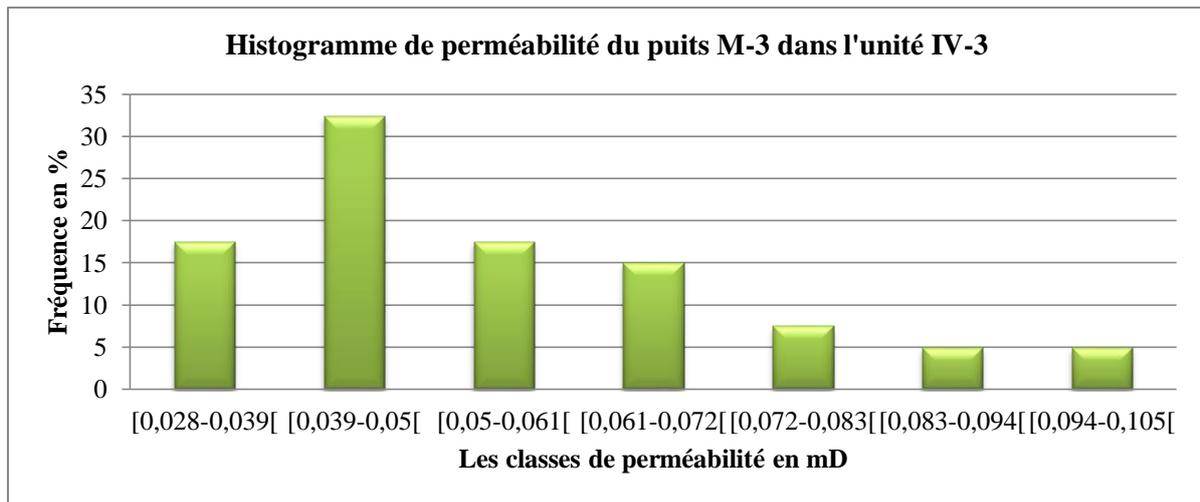
- L'histogramme de classe de perméabilité du puits M-2 dans l'unité III-1c montre une distribution de caractère bimodale et d'asymétrie à droite. Le premier mode appartient à la classe [0.02-0.032[mD dont la fréquence est de 42%. Le deuxième mode appartient aux classes [0.056-0.068[et [0.068-0.08 [mD dont la fréquence est de 11%.

La bimodalité de ces paramètres est expliquée par la présence de deux types de perméabilité et de porosité, primaire et secondaire.

- **Puits M-3 :**

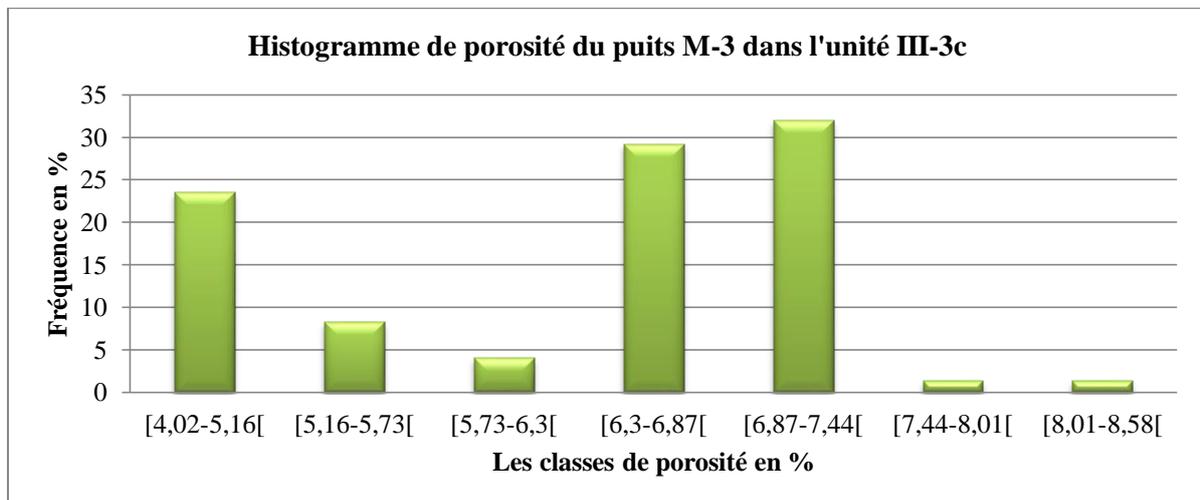


- L'histogramme de classe de porosité du puits M-3 dans l'unité IV-3 montre une distribution de caractère unimodale et d'asymétrie gauche, le mode correspond à la classe [4.21-5.26 [% dont la fréquence est de 25%.



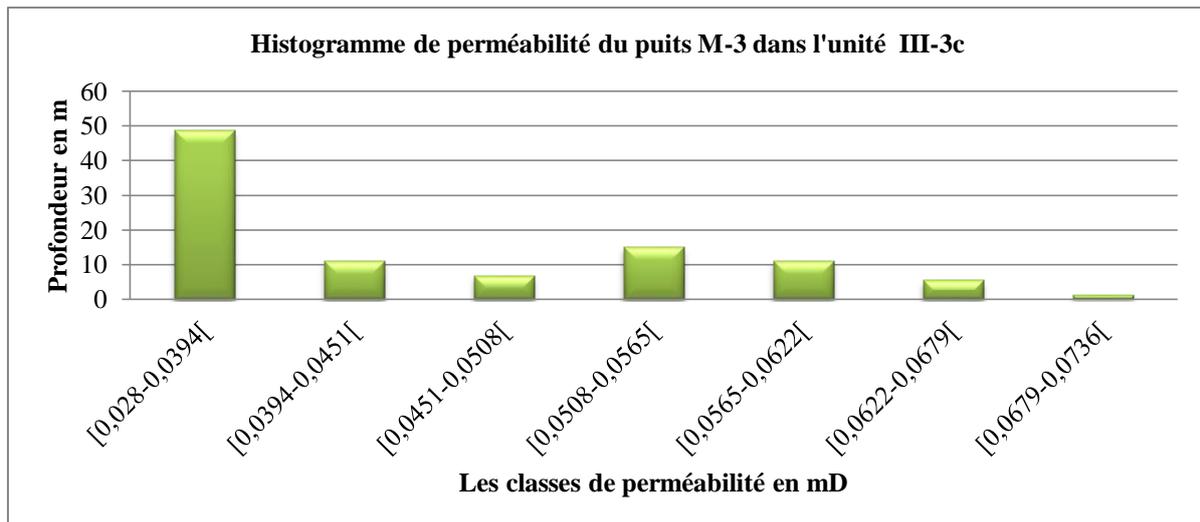
- L'historgramme de classe de perméabilité du puits M-3 dans l'unité IV-3 montre une distribution de caractère unimodale, d'asymétrie droite. Le mode appartient à la classe [0.039-0.05 [mD d'une fréquence de 33%.

Ce caractère de distribution affirme la présence d'un seul type de porosité et de perméabilité, qu'elles soient éventuellement d'origine primaire.



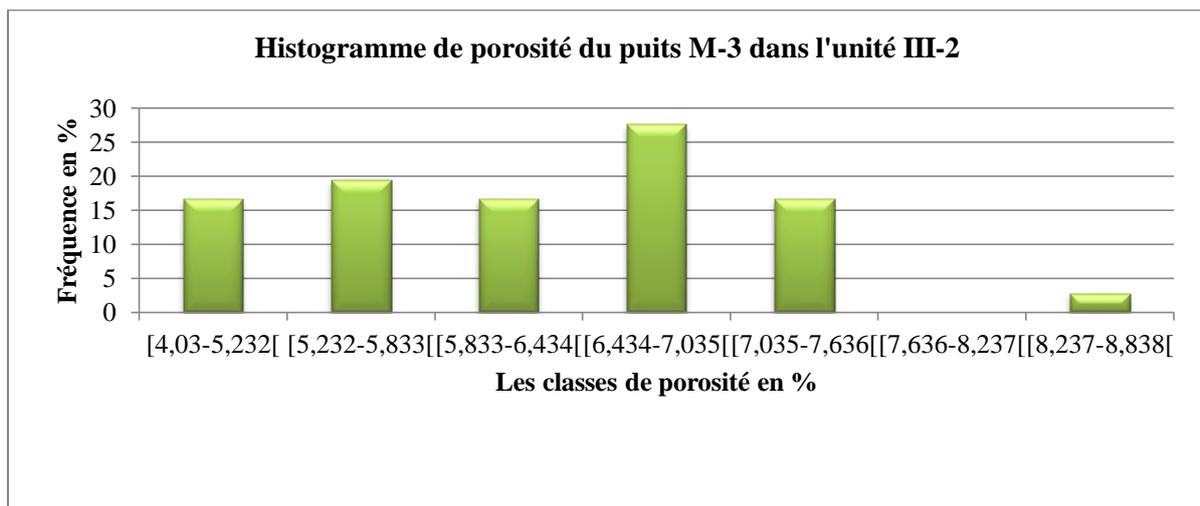
- L'historgramme de classe de porosité du puits M-3 dans l'unité III-3c montre une distribution de caractère bimodale et d'asymétrie gauche. Le premier mode appartient à la classe [4.02-5.16 [% dont la fréquence est de 24%.

Le deuxième mode à 32% de fréquence, et appartient à la classe [6.87-7.44 [%.

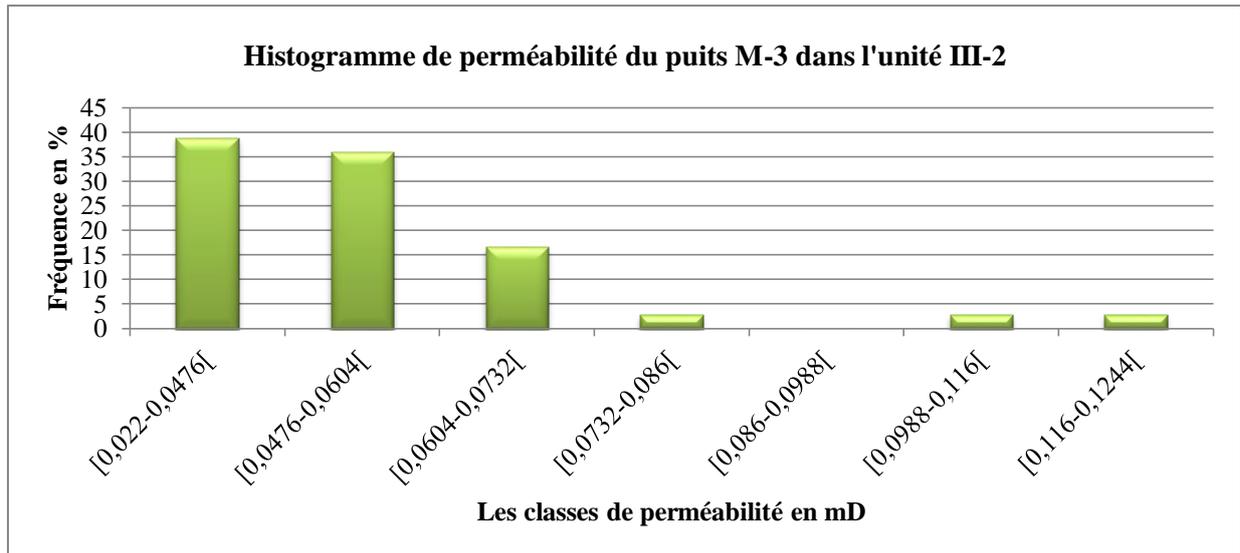


- L'histogramme de classe de perméabilité du puits M-3 dans l'unité III-3c montre une distribution de caractère bimodale avec une asymétrie droite. Le mode premier appartient à la classe [0.028-0.0394 [mD dont la fréquence est de 44%. Le deuxième mode appartient à la classe [0.0508-0.0565 [mD dont la fréquence est de 15%.

La bimodalité de ces paramètres est expliquée par la présence de deux familles de porosité et de perméabilité, qui sont primaire et secondaire.



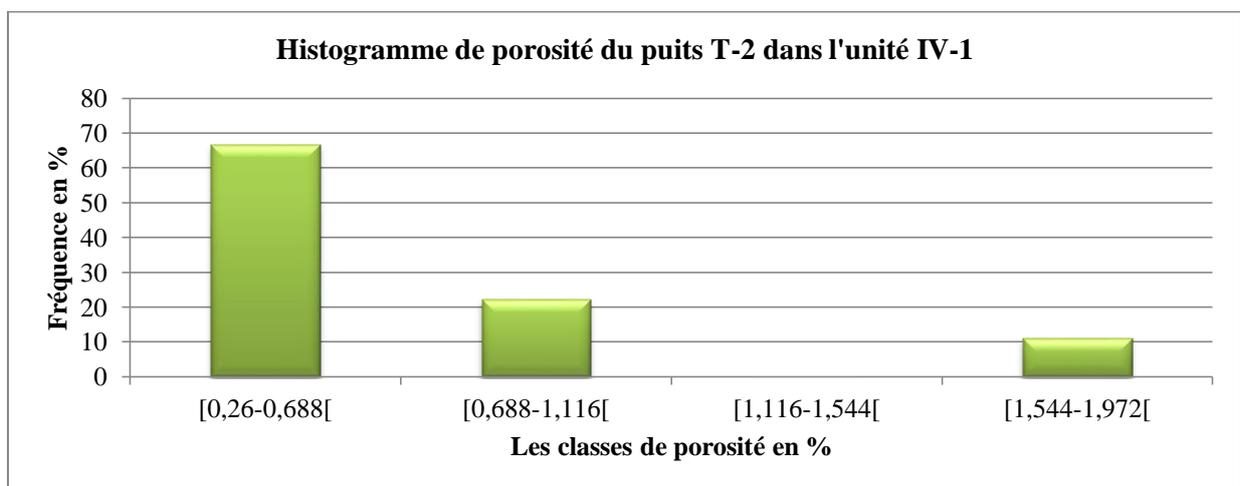
- L'histogramme de classe de porosité du puits M-3 dans l'unité III-2 montre une distribution de caractère trimodale et d'asymétrie à gauche. Le premier mode prédominant appartient à la classe [6.434-7.035 [% dont la fréquence est de 27%. Le deuxième mode appartient à la classe [5.232-5.833 [% dont la fréquence est de 19%. Le troisième mode appartient à la classe [8.237-8.838 [% avec une fréquence de 3%.



- L'histogramme de classe de perméabilité du puits M-3 dans l'unité III-2 montre une distribution de caractère bimodale et d'asymétrie à droite. Le premier mode prédominant appartient à la classe [0.022-0.0476 [mD dont la fréquence est de 39%. Le deuxième mode appartient aux classes [0.0988-0.116 [et [0.116-0.1244 [mD dont la fréquence est de 3%.

Ce caractère polymodal de la porosité et de la perméabilité est expliqué par la présence de trois types de porosité et de perméabilité, primaire et secondaire dont la dernière résulte probablement de l'effet de dissolution et de fissuration.

- **Puits T-2**



- L'histogramme de classe de porosité du puits T-2 dans l'unité IV-1 montre une distribution de caractère bimodale, et d'asymétrie à droite. Le mode régnant appartient à la classe [0.26-0.688 [% dont la fréquence est de 66%. Le deuxième mode appartient à la classe [1.544-1.972[% dont la fréquence est de 11%

La bimodalité de la porosité est expliquée par la présence de deux types de porosité, la première d'origine primaire et la deuxième secondaire.

### III.2.2.5.2 Analyse des histogrammes de la porosité et de la perméabilité :

- **Unité IV-3 :**

En comparant les histogrammes de porosité et de perméabilité dans l'unité IV-3, on en déduit que chaque puits ait un nombre de mode, dont le caractère polymodale cantonne la partie septentrionale (M-1 et M-2), avec une asymétrie en général droite qui signifie la prédominance des faibles valeurs.

- **Unité IV-1 :**

L'analyse des histogrammes de porosité relève une distribution bimodale avec des qualités très faibles.

- **Unité III-3c :**

Après une analyse méticuleuse des histogrammes de porosité et de perméabilité dans l'unité III-3c, on note que la distribution de ces paramètres est bimodale dans le puits M-3 avec une asymétrie gauche pour la porosité qui indique la prédominance des fortes valeurs mais dans un intervalle toujours faible à médiocre.

- **Unité III-2 :**

Les histogrammes de porosité et de perméabilité dévoilent un caractère polymodal au niveau du puits M-3, avec une asymétrie gauche de la porosité indiquant la dominance des fortes valeurs.

- **Unité III-1c :**

Les histogrammes de porosité et de perméabilité montrent un caractère bimodal avec une asymétrie droite qui décrit la tendance vers les faibles valeurs.

Au niveau du puits M-2, l'unité III-1c possède des porosités meilleures en comparaison à l'unité IV-3, mais dont les perméabilités restent faibles, s'améliorent de bas en haut.

Au niveau du puits M-3, les unités III-3c et III-2 sont plus intéressantes du point de vue porosité, mais les perméabilités restent négligeables.

On peut noter que la qualité de la porosité se dégrade de bas en haut en restant faible, tandis qu'il est peu nécessaire d'analyser la perméabilité vue sont caractère très faible à travers toutes les unités.

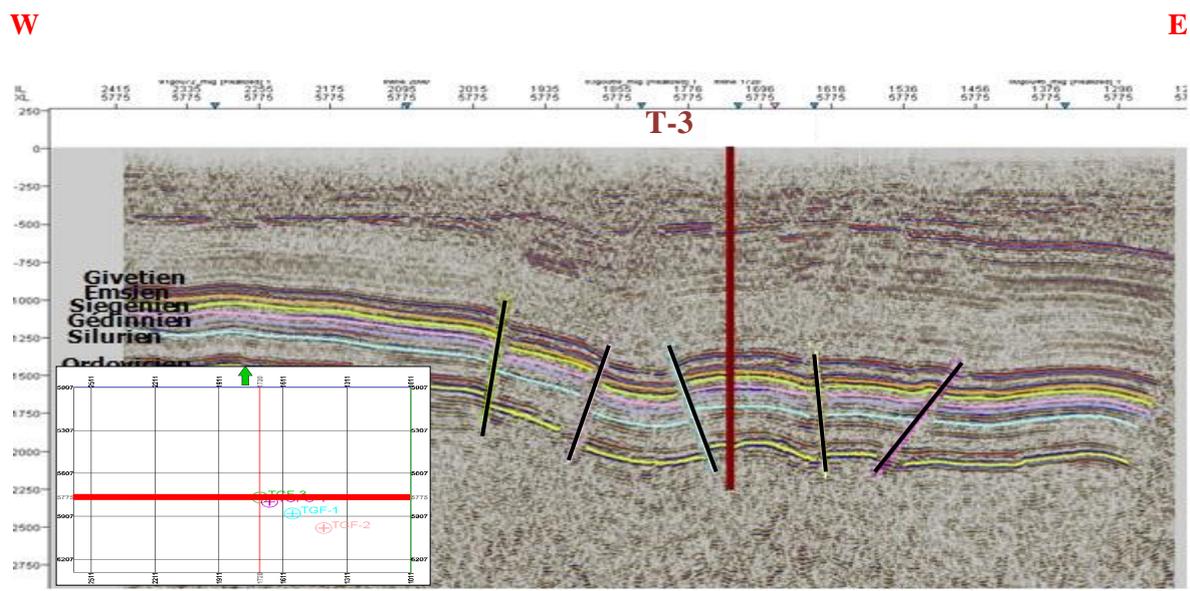
### III.3 Aspect structural :

#### III.3.1 Profils sismiques :

Le profil sismique est une image de subsurface qui permet de comparer la structuration en surface à celle de subsurface, dans le but d'approuver l'existence ou pas d'un système pétrolier et des pièges, pour une meilleur destination et développement des travaux de recherche et de prospection.

#### Structure de Tigfermas

##### ❖ Coupe à travers le puits T-3 :

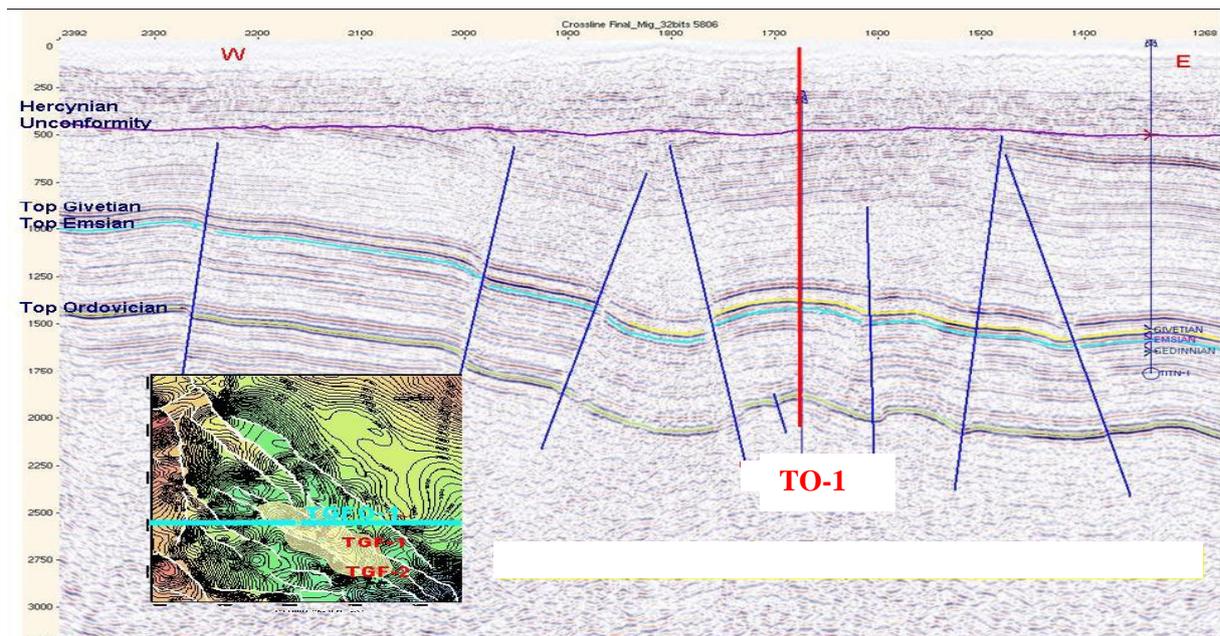


#### LEGENDE :

- |                               |                     |                        |
|-------------------------------|---------------------|------------------------|
| — Faille.                     | — Toit du Givetien  | — Toit de l'Emsien     |
| — La discordance hercynienne. | — Toit du Siegénien | — Toit du Gédinnien    |
|                               | — Toit de Silurien  | — Toit de l'ordovicien |

Fig. III-18 : Profil sismique passant par le puits T-3(Document Sonatrach, rapport d'implantation du sondage T-3, 2011).

❖ Coupe à travers le puits TO-1 :

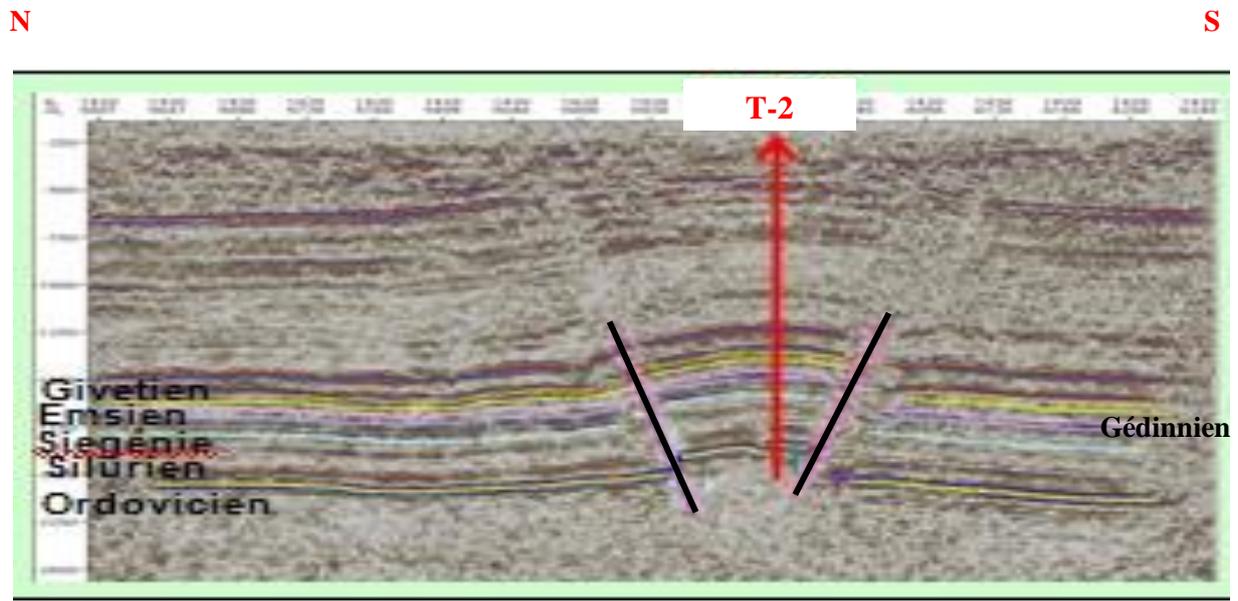


**LEGENDE :**

- |   |  |  |
|---|--|--|
|  Faille                      |  Toit du Givetien     |  Toit de l'Emsien |
|  La discordance hercynienne. |  Toit de l'Ordovicien |  |

**Fig. III-19 :** Profil sismique passant par le puits TO-1 (Document Sonatrach, final discovery report, TO-1, 2009).

❖ Coupe à travers le puits T-2 :



**LEGENDE :**

— Faille.

— Toit du Givetien

— Toit de l'Emsien

— Toit du Siegénien

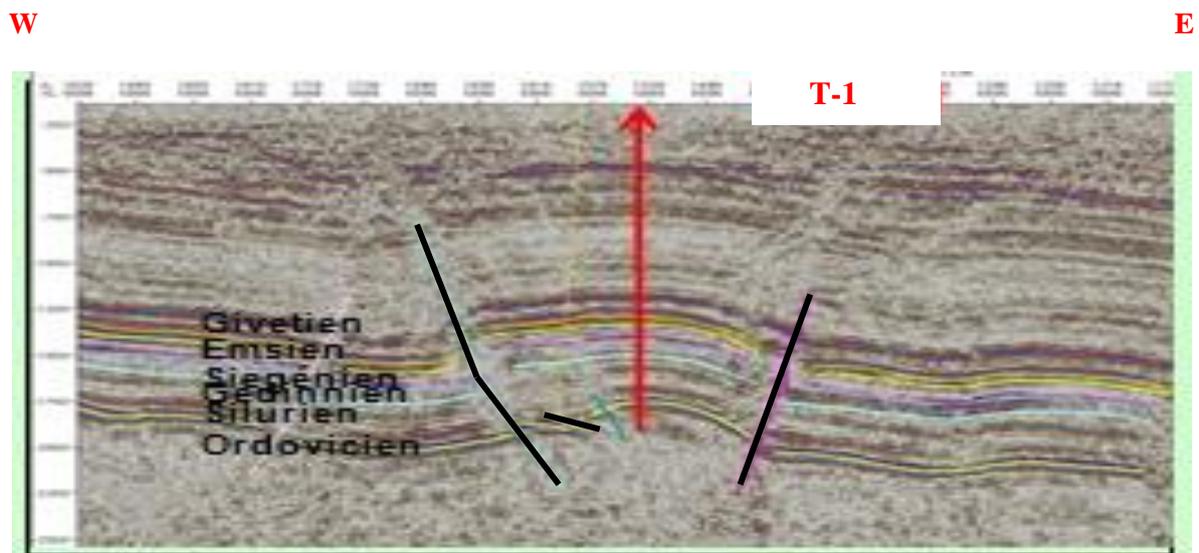
— Toit du Gédinnien

— Toit de Silurien

— Toit de l'ordovicien

**Fig. III-20 :** Profil sismique passant par le puits T-2 (Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre de M'Sari Akabli, 2017).

❖ Coupe à travers le puits T-1 :



**LEGENDE :**

— Faille.

— Toit du Givetien

— Toit de l'Emsien

— Toit du Siegénien

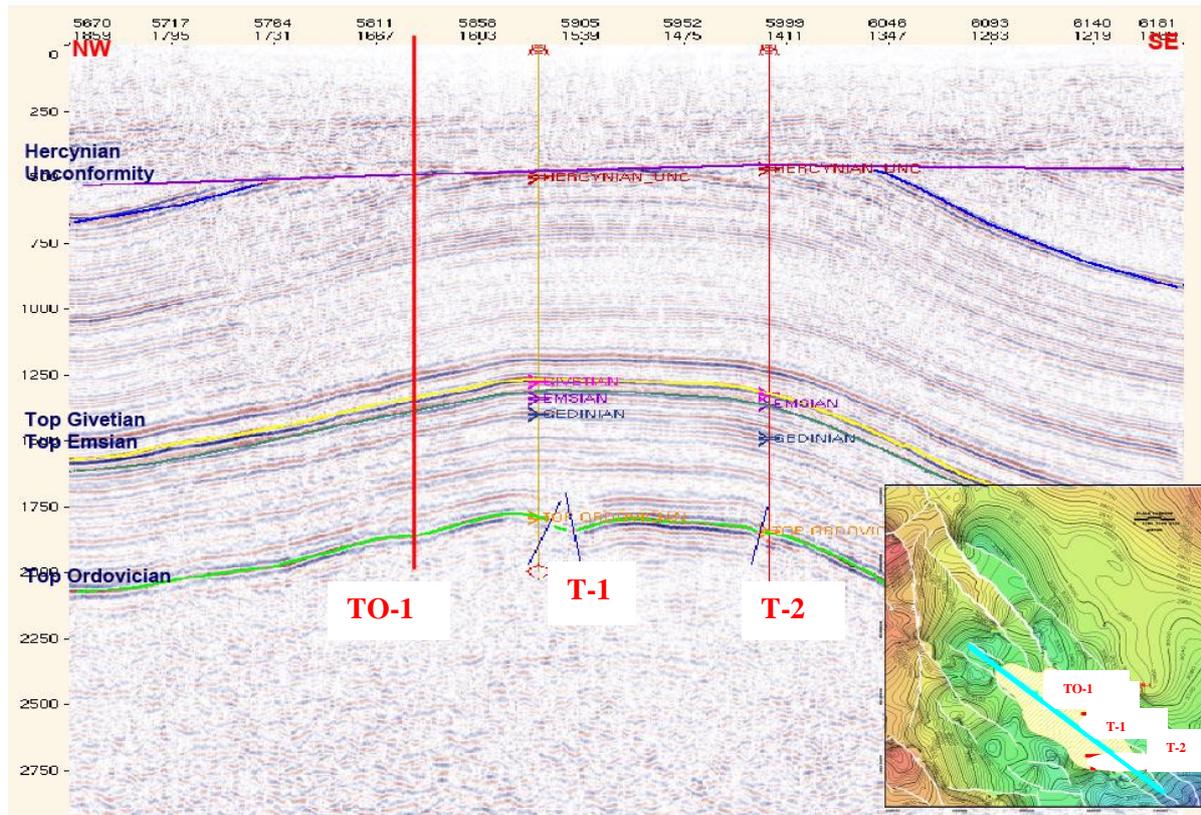
— Toit du Gédinnien

— Toit de Silurien

— Toit de l'ordovicien

**Fig. III-21:** Profil sismique passant par le puits T-1 (Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre de M'Sari Akabli, 2017)

❖ Coupe Nord Ouest-Sud Est à travers les puits TO-1, T-1 et T-2 :



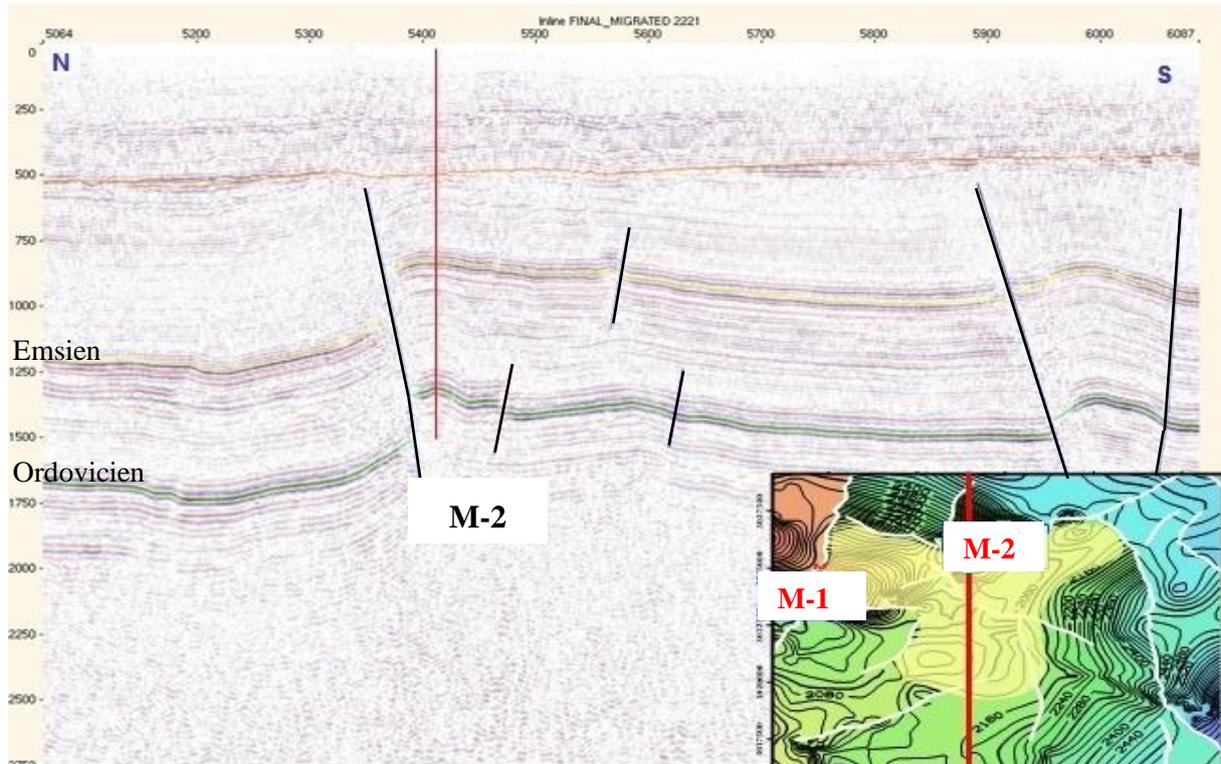
**LEGENDE :**

- |   |  |  |
|---|--|--|
|  Faille                      |  Toit du Givetien     |  Toit de l'Emsien |
|  La discordance hercynienne. |  Toit de l'Ordovicien |  |

**Fig. III-22 :** Profil sismique passant par le puits TO-1, T-1 et T-2 (Document Sonatrach, mise au point le puits TO-1, 2008)

Structure de M'Sari

❖ Coupe à travers le puits M-2 :

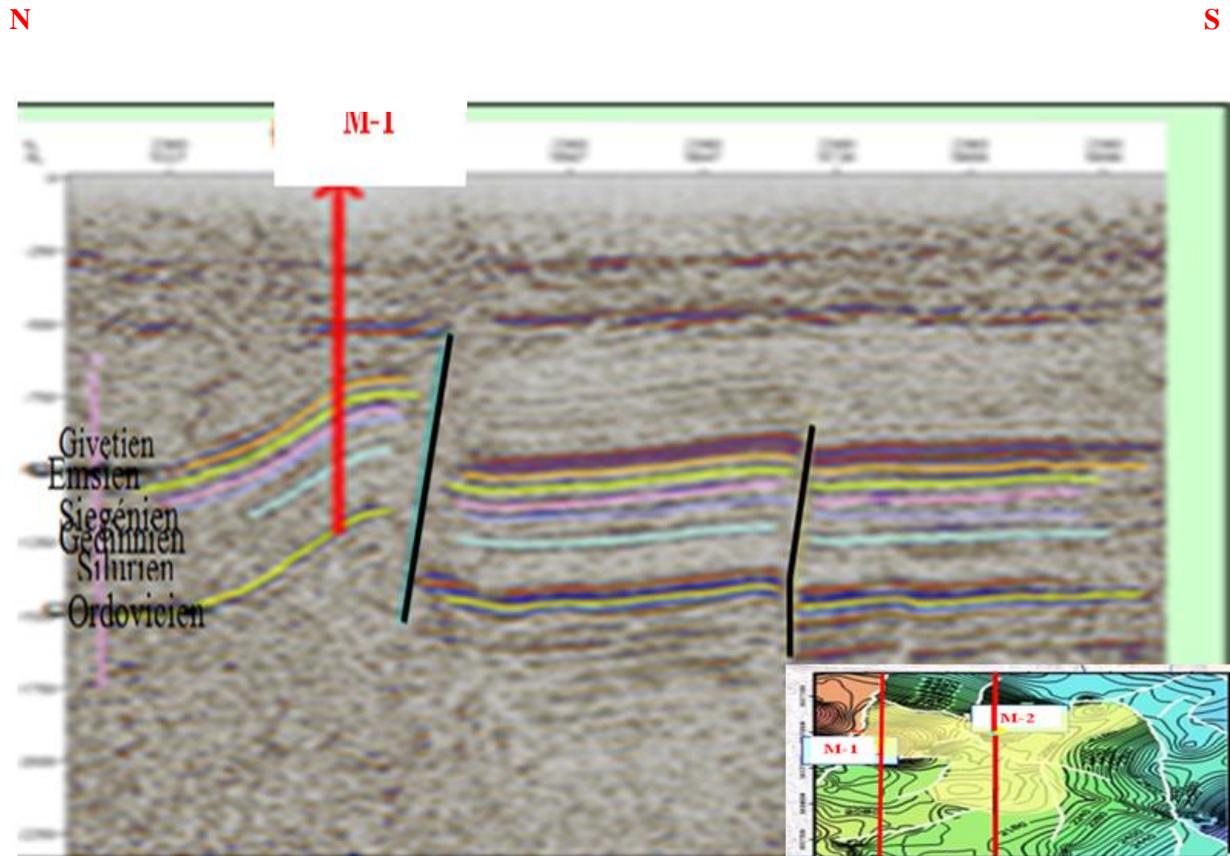


**LEGENDE :**

- Faille
- Toit l'Emsien
- Toit de l'Ordovicien
- La discordance hercynienne

**Fig. III-23 :** Profil sismique passant par le puits M-2. (Document Sonatrach).

❖ Coupe à travers le puits M-1 :



**LEGENDE :**

— Faille

— Toit du Givetien

— Toit de l'Emsien

— Toit du Siegénien

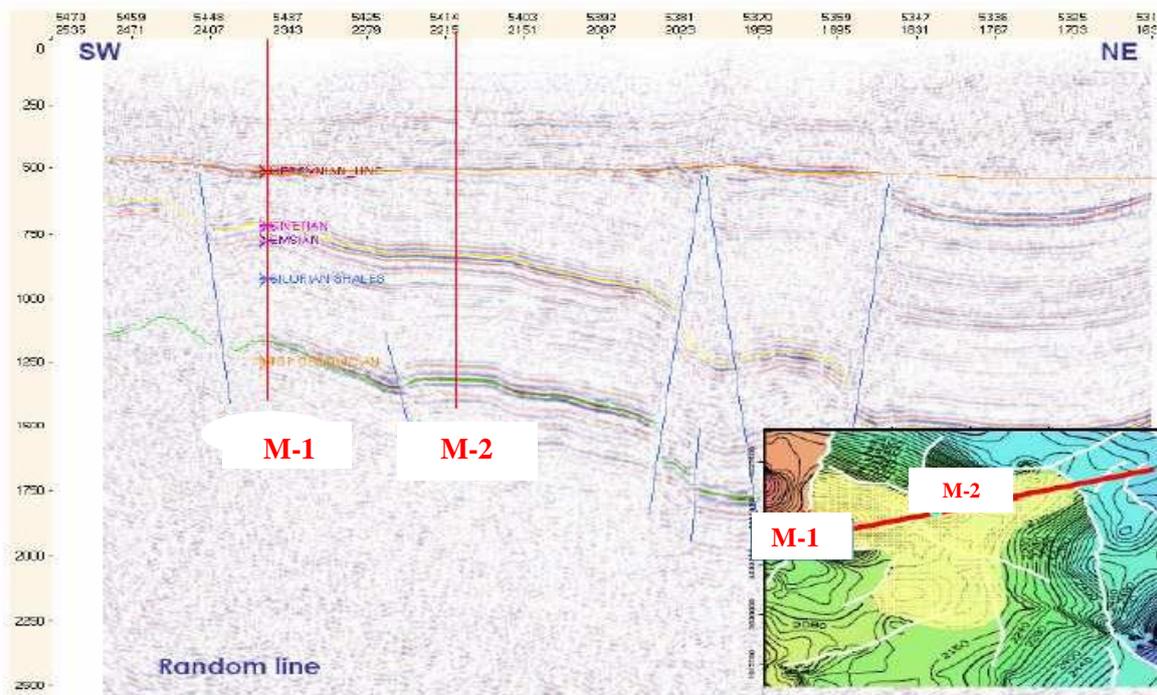
— Toit du Gédinnien

— Toit de Silurien

— Toit de l'ordovicien

**Fig. III-24 :** Profil sismique passant par le puits M-1 (Document Sonatrach, synthèse sur la région nord du périmètre de M'Sari Akabli, 2017).

❖ Coupe à travers les puits M-1 et M-2 :



**LEGENDE :**

- Faute
- Toit l'Emsien
- Toit de l'Ordovicien
- La discordance hercynienne.

**Fig. III-25 :** Profil sismique passant par les puits M-1 et M-2 (Document Sonatrach, rapport du sondage M-2, 2008).

### III.3.2 Analyse des profils :

➤ **Interprétation de la section sismique qui passe par le puits T-3 :**

Ce profil sismique de direction Ouest-Est est transversal à la structure de Tigfermas au Sud Est (**figure III-18**).

La section sismique nous donne une image d'un monoclinail faillé, plongeant vers l'Est sa partie centrale présente un système de soulèvements locaux groupés le long des dislocations faillées. Ces failles sont inverses avec un rejet est très important, traversent le Paléozoïque. Leurs inclinaison est en général forte  $> 45^\circ$ . Le puits T-3 est implanté sur un bloc en chevauchement.

➤ **Interprétation de la section sismique qui passe par le puits TO-1 :**

Ce profil sismique de direction Ouest-Est est transversal à la structure de Tigfermas au Sud Est (**figure III-19**).

Il présente une structure monoclinale plongeante vers l'Est, réaménagée par des failles inverses subverticales, dont le rejet est important, le puits TO-1 traverse un bloc situé entre deux failles configuré en horst.

Cette image sismique ressemble à celle de T-3.

➤ **Interprétation de la section sismique qui passe par le puits T-2 :**

Ce profil est transversal à la structure de Tigfermas (**figure III-20**) au Sud Est.

L'image sismique dévoile d'une structure positive légèrement bombée, située entre deux failles inverses à rejet important, et pendage fort.

Le puits T-2 traverse un anticlinal faillé.

➤ **Interprétation de la section sismique qui passe par le puits T-1 :**

Ce profil est transversal à la structure de Tigfermas (**figure III-21**) au Sud Est.

Le puits T-1 traverse un anticlinal d'une amplitude faible, délimité à l'Est et à l'Ouest par deux failles inverses dont le rejet et l'inclinaison sont importants, le profil décrit probablement une structure en fleur.

D'autres failles d'échelle plus petite, d'intrados affectent la couche ordovicienne.

➤ **Interprétation de la section sismique qui passe par les puits TO-1, T-1 et T-2 :**

Ce profil est longitudinal à la structure de Tigfermas (**figure III-22**) au Sud Est, reliant les trois puits forés.

Dans cette direction, l'image sismique montre un anticlinal d'une amplitude faible, formé par les terrains paléozoïques qui ont été érodés suite à l'orogénèse hercynienne. Quelques petites failles inverses affectant l'Ordovicien et le Silurien sont visible aux niveaux des puits T-2 et T-1, se sont des fractures d'intrados.

➤ **Interprétation de la section sismique qui passe par le puits M-2 dans la structure de M'Sari :**

Le profil traversant le puits M-2, est transversal à la structure de M'sari (**figure III-23**) au Nord Ouest, orienté Nord Sud.

On constate un soulèvement des dépôts paléozoïques vers le Sud, qui est le résultat des chevauchements provoqués par des failles inverses profondes dont le rejet atteint le Cambrien.

Le puits M-2 traverse une structure positive délimitée au Nord par une faille à rejet et inclinaison importants.

➤ **Interprétation de la section sismique qui passe par le puits M-1 :**

Ce profil est transversal à la structure de M'Sari (**figure III-24**) au Nord Ouest, avec une orientation Nord Sud.

Le puits M-1 traverse un anticlinal faillé d'amplitude élevée. Il chevauche les mêmes couches restées horizontales vers le Sud. On remarque un soulèvement des terrains vers le Nord, résultant de ce chevauchement provoqué par la faille inverse au rejet important.

➤ **Interprétation de la section sismique qui passe par les puits M-1 et M-2 :**

Ce profil est transversal à la axe de l'anticlinal de M'Sari (**figure III-25**) au Nord Ouest, selon une direction latitudinale.

La section sismique nous donne une image sur la disposition des couches en subsurface, qui montrent un anticlinal vers le Sud Ouest et un synclinal vers le Nord Est.

Ces deux structures sont traversées par des failles inverses et normales qui provoquent un basculement des blocs générant ainsi un système en horst et graben. Ce qui reflète l'effet de la tectonique sur la structuration reconnue dans le bassin de l'Ahnet.

### Résultats et commentaires :

L'analyse des profils sismiques montrent :

- Un approfondissement fréquent de la série paléozoïque vers l'Est ou le Nord Est.
- La profondeur des terrains primaires est contrôlée par le rejet des failles inverses.
- Le développement des structures d'effondrement « horst et graben » à l'intérieur des anticlinaux, des synclinaux et des dispositions monoclinales.
- Un bon système pétrolier composé d'une couche silurienne jouant un double rôle, roche mère dont le niveau basal (Hot Shale) riches en matière organique, et roche couverture dont l'épaisseur est de 500m, surmontant les grès ordoviciens, qui constitue la roche réservoir avec des pièges de type structural plus fréquent.
- La dominance des failles inverses qui affecte la série primaire, témoigne d'un régime compressif relatif à l'orogénèse hercynienne.
- Le pendage des failles est très fort à vertical dont la plupart des failles illustrées sont tronquée par la discordance hercynienne et sont surmontées par des sédiments mésozoïques peu déformés.

## **IV.1 Sédimentologie :**

### **IV.1.1 Analyse séquentielle :**

A la lumière des résultats de la description des carottes, des masterlogs, des enregistrements diagraphiques Gamma Ray/ Sonique à l'échelle 1/1000, trois séquences de troisième ordre ont été définies pour l'ensemble Ordovicien, représentent des cycles eustatiques de longue durée (Ma).

Des corrélations stratigraphiques à travers les sept puits étudiés ont été établies pour chaque séquence afin d'illustrer leur continuité latérale ainsi que la variation de faciès et d'épaisseur.

Deux discontinuités majeures qui correspondent respectivement à la surface d'érosion anté-arénigien et de ravinement glaciaire séparent les trois cycles transgressif-régressif dans l'Ordovicien.

#### **Séquence I :**

Elle est constituée de deux cortèges sédimentaires : l'intervalle transgressif (TST : transgressif system tract) et le prisme de haut niveau (HST), séparés par une surface d'inondation maximale, cette séquence est présente seulement dans les puits M-1, M-2, M-3 et TO-1.

##### **A. L'intervalle transgressif (Transgressif system tract) :**

Ce cortège a une épaisseur moyenne de 74m.

Cet ensemble est représenté par un GR élevé, il est généralement argileux, il est difficile de décrire son extension du fait que quelques puits seulement ont atteints ce niveau.

##### **B. Le prisme de haut niveau HST :**

Ce cortège a une épaisseur moyenne de 93m, formé d'une succession de petites séquences d'ordre 1 à 2.

L'analyse sédimentologique montre une dominance gréseuse à interlits d'argile, de granulométrie en général fine à moyenne avec des traces de pyrite, des structures entrecroisées et horizontales dans certains puits.

L'analyse électroséquentielle en forme d'œuf très dentelée, correspond à des dépôts progressifs aggradants dans la première partie puis progradants vers le bassin pour annoncer le début de la chute du niveau marin.

L'allure du GR et la description sédimentologique peut indiquer des dépôts marins peu profonds.

**Séquence II :**

Elle est constituée de trois cortèges sédimentaires : le prisme de bas niveau (LST), l'intervalle transgressif (TST) et le prisme de haut niveau (HST), séparés respectivement par une surface de transgression TS et une surface d'inondation maximale MFS.

**A. le prisme de bas niveau :**

Ce cortège a une épaisseur moyenne de 33m.

Le GR a une allure cylindrique peu dentelée avec un contact basal abrupt, et l'analyse sédimentologique montre une granulométrie fine en général avec des tigillites et des traces de pyrite, on remarque qu'il s'agit d'un milieu marin peu profond faiblement agité. Ce sont des dépôts de progradation formant un prisme régressif.

**B. L'intervalle transgressif :**

Ce cortège a une épaisseur moyenne de 103m, intensément érodé au niveau du puits T-2.

Il comporte des pics important à la base, liés à la présence répétée des lits argileux, représenta des paraséquences d'ordre 1. Leur allure qui diffère d'un puits à un autre, ce qui prévoit le début de la remontée du niveau marin.

Il est caractérisé par des dépôts d'un milieu marin franc, formant ainsi un cortège rétrogradant vers le continent.

**C. le prisme du haut niveau :**

Ce cortège a une épaisseur moyenne de 136m, il est totalement érodé au niveau du puits T-2.

Une dominance de matériels argilo-gréseux à la base se substitue progressivement à des grès des chenaux tidaux vers le sommet. Ceci décrit une dynamique aggradante en premier relatif à la remontée du niveau marin suivi ensuite d'une progradation vers le bassin de la phase remontée-début de la chute du niveau marin.

Ces dépôts sont de granulométrie fine à moyenne parfois grossière, développés dans un milieu marin peu profond.

**Séquence III :**

La limite basale est une surface de ravinement **SB** et celle sommitale correspond à la surface de discontinuité des argiles du Silurien. Elle est formée d'un prisme de bas niveau marin (LST), d'un intervalle transgressif (TST) et d'un prisme de haut niveau marin (HST).

**A. Le prisme de bas niveau marin :**

Ce cortège a une épaisseur moyenne de 113m.

Ce sont des dépôts à dominance gréseuse, de granulométrie variée d'un puits à un autre, mis en place pendant la chute du niveau marin attribué à l'épisode de glaciation, dans un milieu fluvio-glaciaire, formant ainsi un prisme régressif.

**B. Intervalle transgressif :**

Ce cortège a une épaisseur moyenne de 10m ; il est absent au niveau des puits M-1, M-3 et T-2.

Ce sont des dépôts argilo-gréseux à dragées de quartz et traces de pyrite, qui peuvent être attribués à des remplissages de vallées glaciaires, c'est un cortège rétrogradant vers le continent.

**C. Le prisme du haut niveau :**

Ce cortège a une épaisseur moyenne de 23m.

L'analyse électroséquentielle montre qu'il est formé de paraséquences d'ordre 1 à 2, granocroissantes à granodécroissantes d'un puits à un autre. L'analyse sédimentologique disponible présente une granulométrie moyenne à grossière, des bioturbations, des traces de pyrite et des structures sédimentaires entrecroisées, slumps, rides.

Ces dépôts peuvent être attribués à un milieu marin peu profond.

**IV.1.2 Corrélation entre les puits avec une analyse séquentielle :**

Dans l'intérêt de mettre en évidence les variations latérales et verticales des épaisseurs des séquences et des cortèges sédimentaires, on a établi les corrélations à travers tous les sondages présentée dans une coupe de direction Nord Ouest- Sud Est.

La réalisation de cette coupe est basée essentiellement sur la réponse diagraphique 'GR' et la description sédimentologique.

- Profil de corrélation de direction Nord Ouest - Sud Est :

Le profil établi traverse les sept puits étudiés dans la région de M'Sari M-3, M-1, M-2, T-3, TO-1, T-1 puis T-2.

L'analyse de ce profil montre la superposition de trois séquences d'environnement, avec une dominance gréseuse entrecoupée par des niveaux argileux de plus en moins développés d'un puits à un autre.

**Séquence I :**

Diminution de l'épaisseur du Nord Ouest vers le centre (à T-3) où elle disparaît, puis réapparaît vers le Sud Est avec une épaisseur plus grande (à TO-1).

- L'intervalle transgressif 'unité III-3b' est difficilement corrélable du fait que ce niveau n'a pas été foré dans tout les puits.

- Le prisme du bas niveau marin 'unité III-1c' est caractérisé par une épaisseur qui augmente au Sud Est, dont les dépôts deviennent de plus en plus fins dans la même direction, ce qui peut être expliqué par un approfondissement du milieu marin vers cette direction.

### Séquence II :

C'est la séquence la plus développée, elle est isopaque dans la partie Nord Ouest (M-3, M-1 et M-2), s'épaissit à T-3 puis se réduit vers le Sud Est dans le reste des puits.

- Le prisme de bas niveau 'unité III-2', est plus ou moins isopaque, la granulométrie est fine au centre (T-3 et TO-1) et moyenne vers les périphéries.
- L'intervalle transgressif 'unité III-3b' est beaucoup plus développé au Sud Est avec des intercalations gréseuses à interlits d'argile dans la partie supérieure qui pourront désigner la limite entre la Formation des Argiles d'Azzel et la Formation des Argiles de Tiferouine, comme il est intensément érodé à l'extrême Sud Est au niveau du puits T-2.
- Le prisme de haut niveau 'unité III-3c' a tendance à diminuer en épaisseur dans la direction Nord Ouest-Sud Est jusqu'à disparaître au niveau du puits T-2, avec une granulométrie plus fine au centre (T-3 et TO-1).

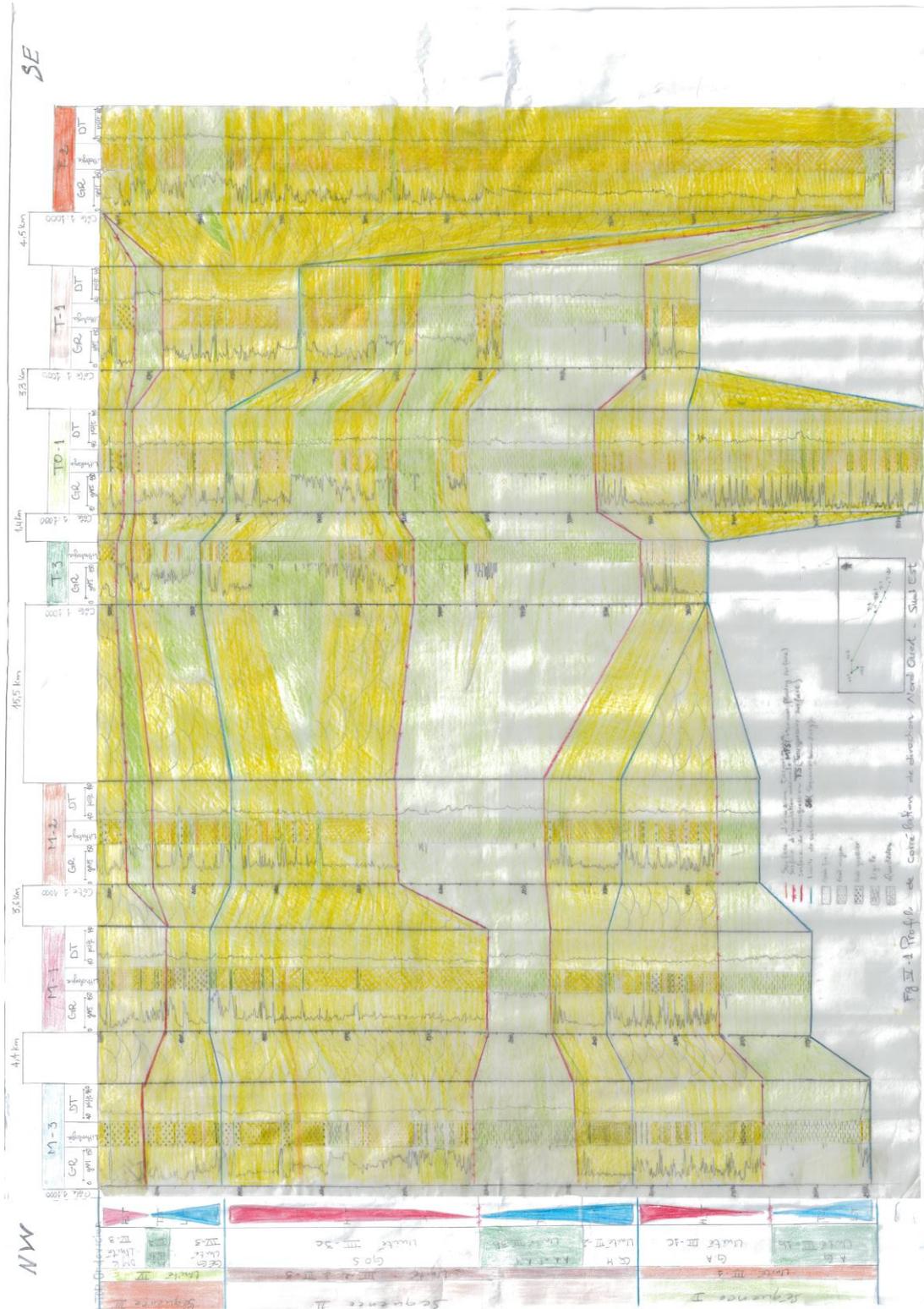
### Séquence III :

Elle est quasiment isopaque dans la partie Nord Ouest, en commençant à se développer en se dirigeant vers le Sud Est.

- Le prisme de bas niveau 'unité IV-1'. Dans la partie Nord Ouest, il augmente en épaisseur de l'Ouest vers l'Est, en se dirigeant vers le Sud Est, il développe le maximum d'épaisseur au niveau du puits T-2, avec une granulométrie fine au centre (T-3 et TO-1) à moyenne vers les périphéries.
- L'intervalle transgressif 'unité IV-2' est absent vers les périphéries érodé pendant la phase taconique ou non déposé. Il est bien développé dans les extrémités de l'axe Nord Ouest et Sud Est en se réduisant au centre.
- Le prisme de haut niveau 'unité IV-3', mieux développé au Nord Ouest à tendance à se réduire vers le Sud Est, avec un faciès moyen à grossier qui se répète latéralement et verticalement.

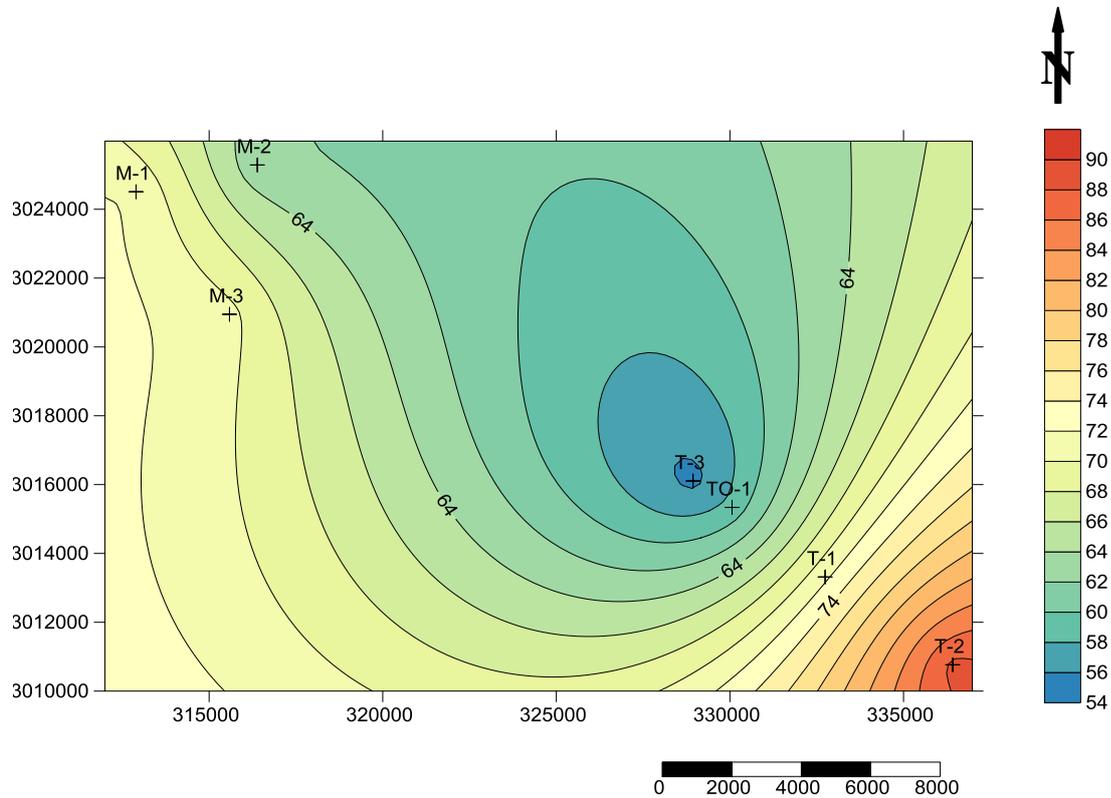
### Résultats et interprétation :

- Il est difficile de décrire la variation d'épaisseur de la séquence I.
- La séquence II est la mieux développée en épaisseur.
- Le développement des épaisseurs des séquences sédimentaires s'effectue dans une direction Nord Ouest-Sud Est dont le sens s'inverse d'un cortège à un autre.
- L'augmentation importante en épaisseur du prisme de bas niveau de la séquence III, est expliquée par la situation du forage T-2 qui a été effectué dans l'axe d'une paléovallée modelée par la glaciation tardi-ordovicienne qui a raviner le relief en érodant le prisme de haut niveau de la séquence II.
- On peut constater une granocroissance des dépôts de l'Ordovicien.
- latéralement, une granodécroissance des dépôts vers le centre (T-3 et TO-1).



**IV.1.3 Conclusion géodynamique :**

En calculant le rapport des épaisseurs des argiles et des grès sur l'épaisseur totale du réservoir cambro-ordovicien dans chaque puits, on a pu établir les cartes en isovolume de ces variables à l'aide du logiciel Surfer11.



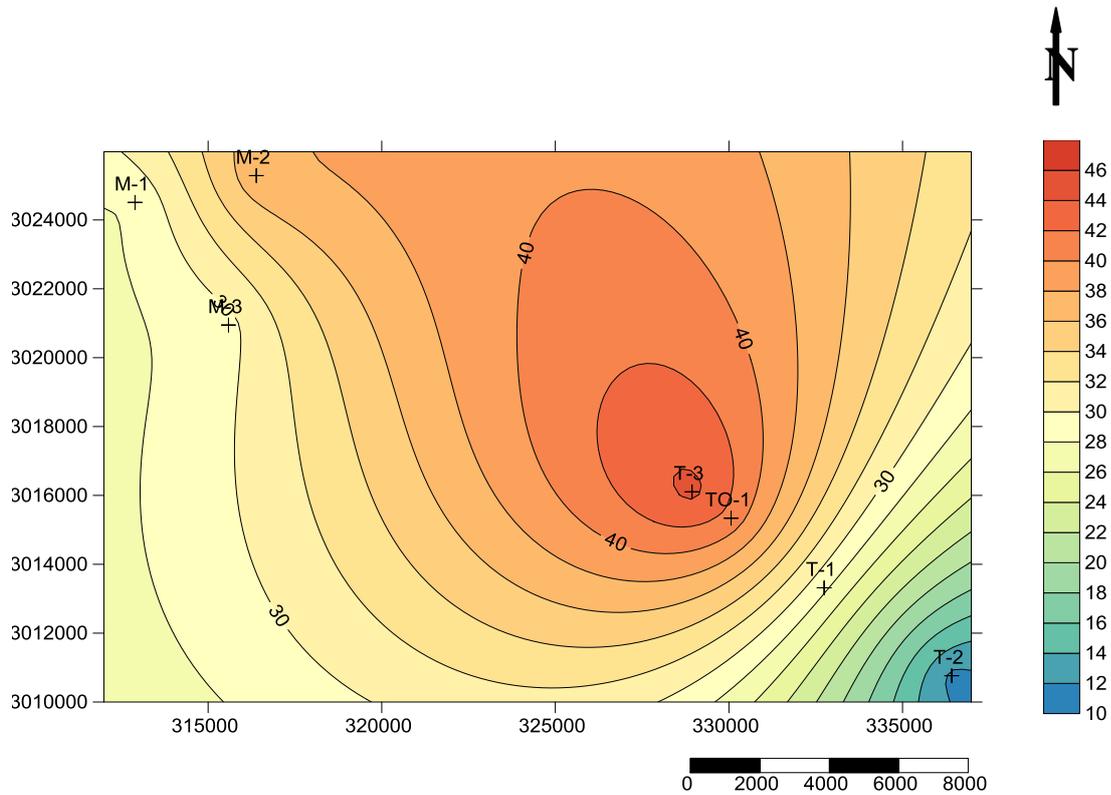
**Légende :**

 70	: Isoline de pourcentage des grès.	M-2	: Sigle du puits.	Equidistance : 2%
+	: Position du puits.	60%	: pourcentage des grès.	

**Fig. IV.2** Carte en isovolume des grès du Cambro-Ordovicien.

**Interprétation :**

L'analyse de la carte en isovolume de grès montre qu'on a une augmentation du pourcentage gréseux vers les périphéries de la région d'étude. Il atteint son maximum vers le Sud Est au niveau du puits T-2 et son minimum vers le centre au niveau des puits T-3 et TO-1.



**Légende :**

 20	: Isoline de pourcentage des argiles.	M-3 : Sigle du puits.	Equidistance : 2%
+	: Position du puits.	22% : pourcentage des argiles.	

**Fig. IV.3** Carte en isovolume des argiles du Cambro-Ordovicien.

**Interprétation :**

D'après la carte du pourcentage des argiles, on constate une diminution du volume argileux vers les périphéries, en enregistrant le maximum vers le centre au niveau des puits T-3 et TO-1 et son minimum vers le Sud Est au niveau du puits T-2. Ce qui montre une évolution inverse par rapport aux argiles.

Après avoir appliqué la stratigraphie séquentielle à l'aide des réponses diagraphiques et des descriptions sédimentologiques, et interpréter le profil de corrélation et des cartes en isovolume on a pu imaginer la paléogéographie de la région de M'Sari dans le Cambro-Ordovicien.

Ainsi, on a constaté que les deux premières séquences ont été déposées dans un milieu marin peu profond avec des périodes d'approfondissement qui ont favorisé le dépôt des argiles, et des périodes de soulèvement qui ont tronqué le niveau gréseux des Quartzites de Hamra et les Grès d'Oued Saret.

Ce niveau a subi une érosion intense au niveau du puits T-2, pour le développement d'un palléovallée glaciaire qui a donné l'espace de dépôt du niveau gréseux basale de la séquence III 'unité IV-1' ; plus de 400m d'épaisseur.

La séquence III est constituée des dépôts de l'unité IV, qui sont des dépôts de bas niveau marin dont la base correspond à une surface de ravinement et le sommet à la surface de discontinuité de base des dépôts de Silurien. Les dépôts périglaciaires sont des dépôts de remplissage de vallées.

Le développement des épaisseurs suit la direction des accidents majeurs de la région Nord Ouest – Sud Est.

La source d'alimentation est proche du puits T-2 vers le Sud Est, éloignée pour les puits T-3, TO-1 et T-1 et plus en moins proche pour les puits M-2, M-3 et M-1. Ce qui aurait tendance à justifier une double alimentation.

## IV.2 Résultats pétrophysiques :

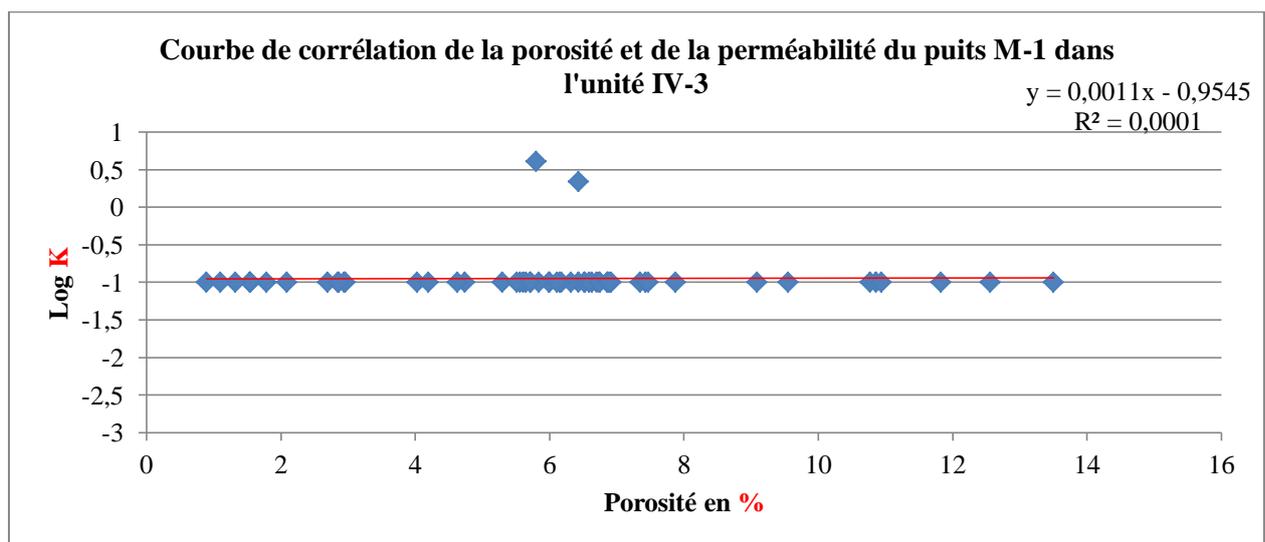
### IV.2.1 Diagramme de corrélation de la porosité et de la perméabilité :

La corrélation de la perméabilité et de la porosité des unités IV-3, IV-1, III-3c, III-2 et III-1c a été établie dans 04 puits qui sont : M-1, M-2, M-3 et T-2, avec un échantillonnage suffisant sauf pour le dernier puits.

Les courbes de corrélation nous permettent d'observer la relation qui existe entre les deux caractères pétrophysiques perméabilité et porosité.

Les digrammes établis présentent des valeurs logarithmiques de 'K' projetées dans une échelle décimales.

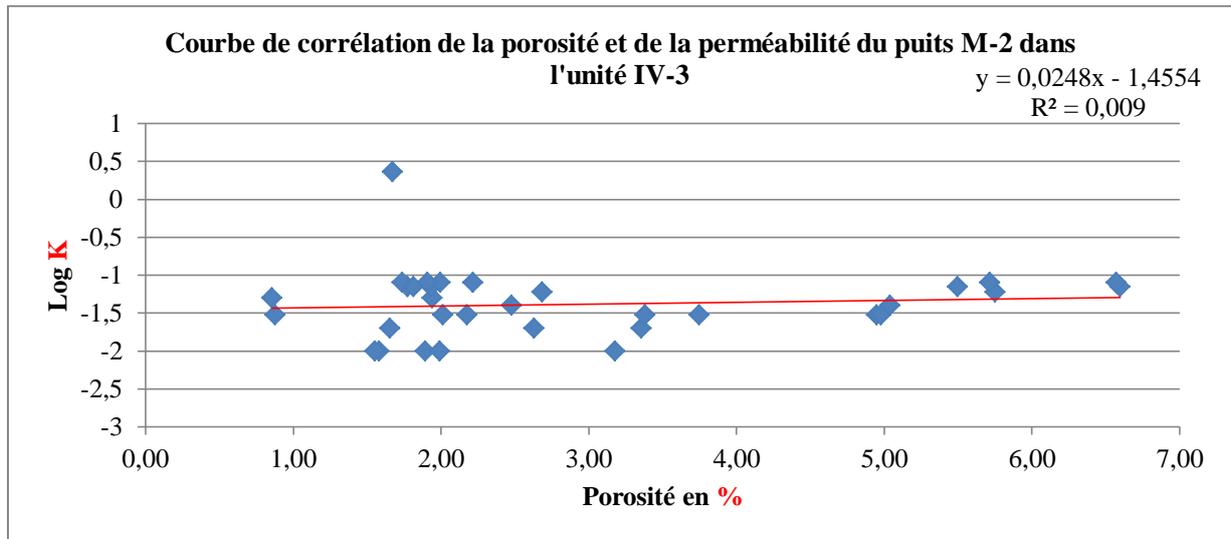
- **Puits M-1 :**



On remarque toujours que la perméabilité reste très faible, tandis que la porosité augmente de 0.9% jusqu'à 14%. Seule deux valeurs s'individualisent, indiquent une amélioration de la perméabilité dues certainement à la fracturation.

La courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité montre un très faible coefficient de corrélation ( $R^2= 0.0001$ ), traduisant l'effet de la cimentation et le taux de compaction élevé qui ont affecté ce réservoir.

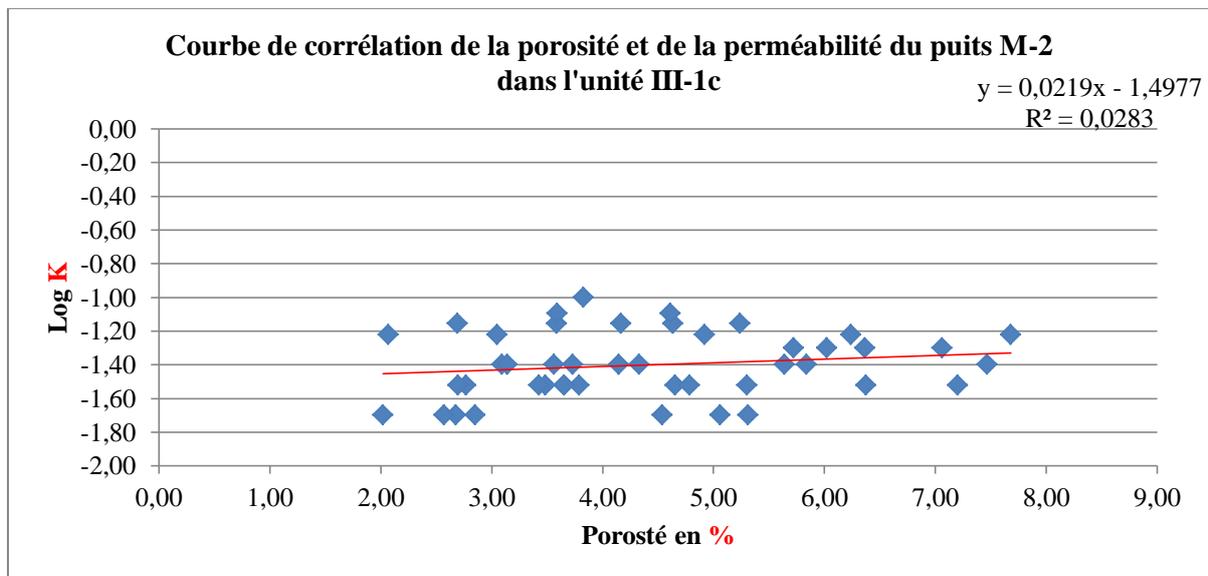
- **Puits M-2 :**



D'après la courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité, on note que la porosité augmente indépendamment de la perméabilité qui reste très faible, à l'exception d'une valeur améliorée de perméabilité associée à une porosité de 1.8% due à la fracturation.

On remarque que la relation entre ces paramètres est mauvaise, confirmée par un coefficient de corrélation très faible égale à **0.009**.

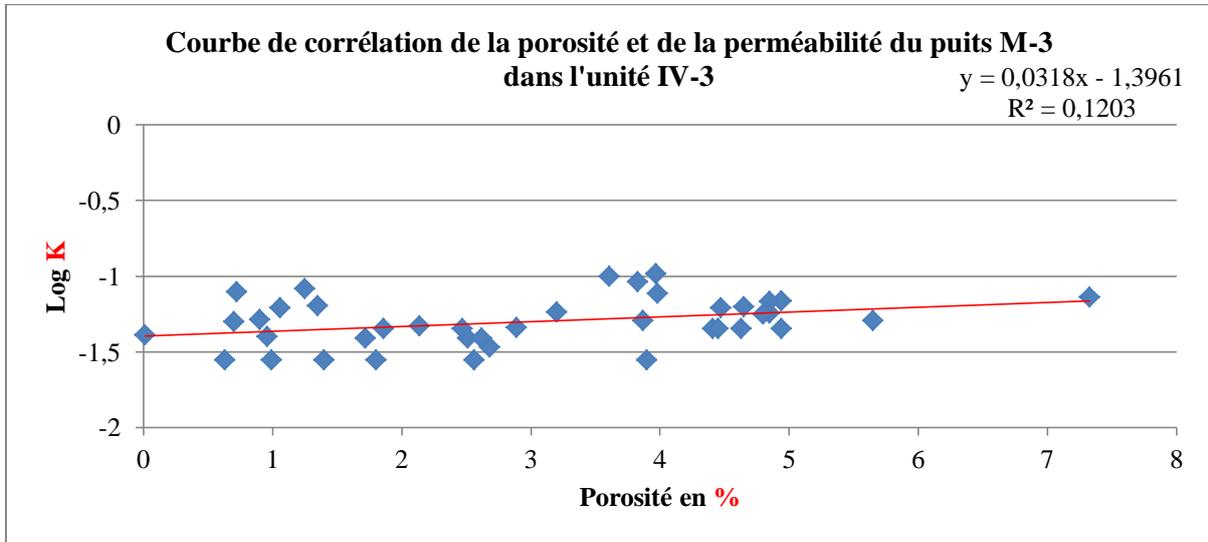
Cela suggère des processus de réduction de perméabilité, dominés par le taux de compaction élevé avec éventuellement une cimentation dont l'influence est subalterne.



D'après la courbe de corrélation des valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité, on remarque une dispersion des points, qui est justifiée par l'absence de relation entre la porosité et la perméabilité, dont le coefficient de corrélation est à 0.0283.

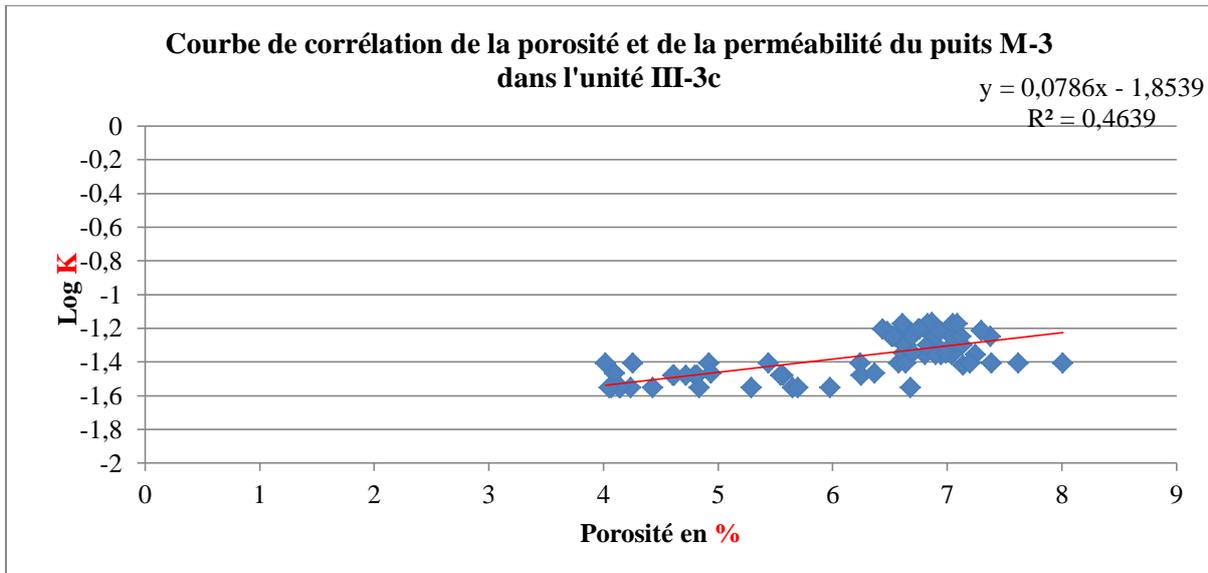
Les valeurs de porosité oscillent entre la valeur de 5%, tandis que la perméabilité est très faible ce qui donne naissance à un réservoir compact et cimenté.

• **Puits M-3**



D'après la courbe de corrélation des valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité, on constate la faible relation entre ces paramètres, dont le coefficient de corrélation est mauvais estimé de 0.1203.

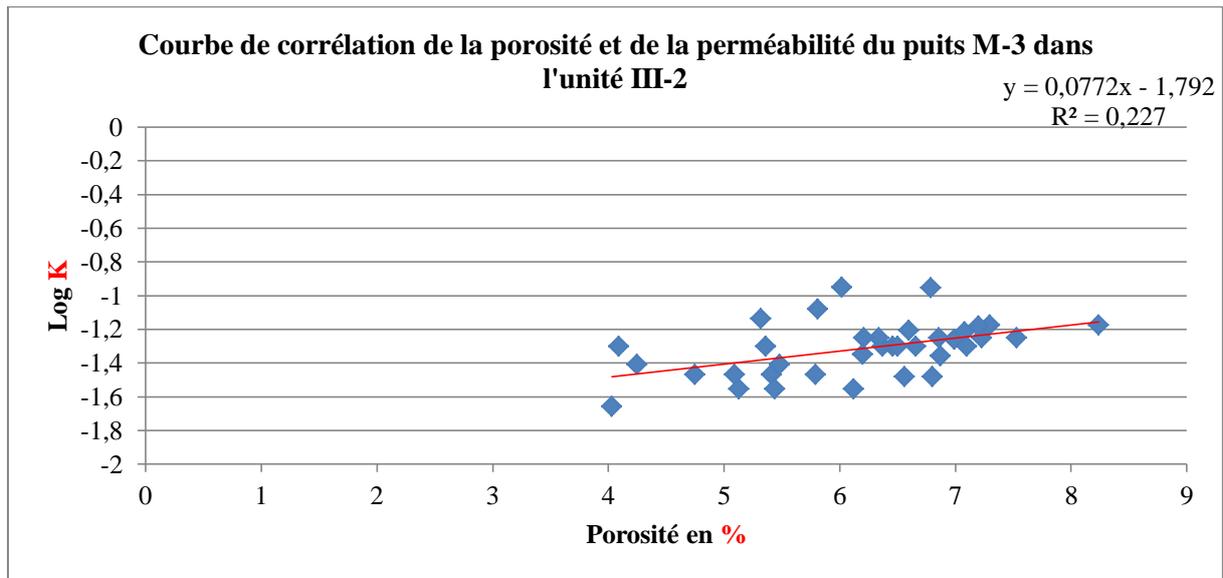
Cette autonomie d'évolution est principalement résultante des processus de compaction.



Nous remarquons que le coefficient de corrélation s'est amélioré à **0,4639** comparant aux autres unités dans les différents puits.

Deux zones sont à révéler, la première dont les valeurs de perméabilité et de porosité sont faibles dues au phénomène de compaction, à l'opposé d'une grappe de valeurs de porosité et de perméabilité assez

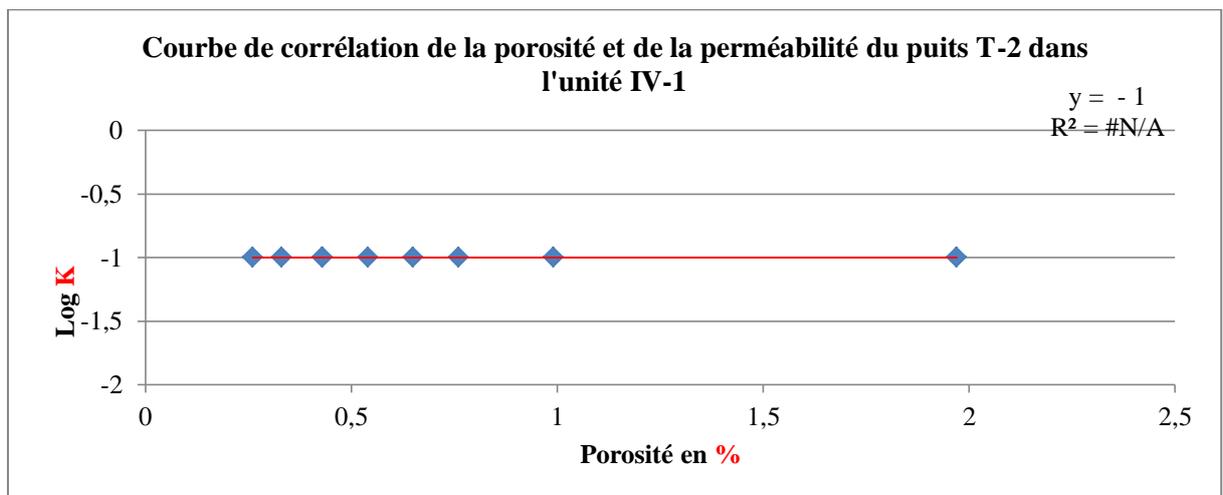
élevées qui montre un niveau homogène situé dans les basses profondeurs de l'unité III-3c distingué dans les profils de variation de porosité et de perméabilité (figure III-15a, b).



On note que la relation de la porosité et de la perméabilité est faible, visible par le coefficient de corrélation qui est de 0,227.

Une distribution des points vers les bonnes valeurs indique un réservoir homogène avec quelques points dispersés relatives à la fracturation, cette homogénéité est éprouvée dans les profils de variation de porosité et de perméabilité dont l'allure d'évolution est semblable (figures III-16a, b).

- **T-2**



Il est difficile de prévenir une relation entre ces deux paramètres dans ce puits, vue le manque d'échantillonnage.

#### IV.2.2 Relations de la porosité et de la perméabilité :

Les résultats demeurent insuffisants pour une meilleure corrélation de ces paramètres dans les trois niveaux réservoirs à travers tous les puits, mais on pourra noter que dans les 4 puits examinés, la perméabilité reste nulle et la porosité atteint de 5 % mais, faible à médiocre.

La tendance d'évolution de ces caractéristiques pétrophysiques est disparate, du fait que la perméabilité et la porosité ne varient pas dans la même direction, à l'exception de l'unité IV-3, où on constate leur accroissement vers les périphéries.

A partir de l'analyse statistique, le caractère bimodal de la porosité et de la perméabilité et le faible coefficient de corrélation confirment l'existence de deux faciès :

- Un faciès poreux et non perméable, attribué à la porosité matricielle ou intragranulaire héritée des dépôts des sédiments, à l'origine porosité et perméabilité primaire.
- Un faciès fracturé, à l'origine porosité et perméabilité secondaire qui est due aux modifications diagénétiques du sédiment au cours de son enfouissement ou bien créé suite à une activité tectonique (très bien reconnue dans le bassin de l'Ahnet).

A propos de la qualité ces deux caractéristiques :

- La porosité est faible à médiocre.
- La perméabilité est très faible voir négligeable.

Cette dégradation fréquente des paramètres pétrophysiques dans les puits étudiés à travers les unités étudiées, s'explique par :

- L'hétérogénéité, présence d'au moins de deux tailles différentes des grains.
- La morphoscopie des grains, qui montre une forme sub-arrondis et sub-angulaire.
- Le taux de compaction élevé, qui caractérise le réservoir cambro-ordovicien.
- Le mauvais classement des sédiments.
- Le taux de cimentation élevé en silice.
- L'abondance du quartz surtout dans les unités IV-1, III-3c et III-2.
- Les fractures sont fermées ou colmatées.

On peut conclure que l'Ordovicien est un réservoir tight relevant du domaine des gisements d'hydrocarbures non conventionnels.

## **Conclusion générale :**

Le travail mené sur le réservoir cambro-ordovicien, nous a permis d'aboutir aux résultats suivants :

L'approche sédimentologique guidée par les données des puits étudiés a permis de retracer l'histoire d'évolution de la sédimentation dans cette région de M'Sari Akabli.

Le résultat obtenu dévoile un empilement de trois séquences de dépôts de troisième ordre représentant des cycles eustatiques de longue durée (5-30 Mat), qui a permis le développement d'un bon système pétrolier.

Les dépôts sont essentiellement gréseux et argileux qui témoignent d'une sédimentation dans un climat tempéré, qui se termine par une phase de glaciation favorisant le dépôt de la séquence III, suite à des variations paléo-ordoviciennes majeures manifestées par l'installation d'une calotte glaciaire tardi-ordovicienne.

Une corrélation à travers les sept puits étudiés a été établie pour chaque séquence afin d'illustrer leur continuité latérale ainsi que la variation des faciès et d'épaisseur qui montre un faciès gréseux fin et argileux vers le centre, devient plus grossier vers le Nord Ouest et le Sud Est (zones périphériques).

Le sens d'évolution des épaisseurs change d'un cortège sédimentaire à un autre, dont la direction est celle des accidents majeurs repérés dans la région.

La prédominance du faciès principalement gréseux de granulométrie moyenne à fins et d'une morphoscopie subanguleuse à subarrondis, indique des dépôts de milieu marin peu profond loin des terres émergées dont la source du matériel est probablement provient Hoggar, et dont les environnements de dépôt les plus profonds correspondent aux faciès d'Off-shore représentés par les Argiles d'El Gassi et les Argiles d'Azzel et de Tiferouine.

L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques montrent une évolution de ces paramètres dans un intervalle de faibles valeurs, et dont la distribution est bimodale en général, ce qui confirme l'existence de deux familles de porosité et perméabilité, primaire et secondaire. Le coefficient de corrélation  $R^2 < 1$  due à la diagenèse très prononcée.

Les structures de subsurface dévoilées par les profils sismiques, font preuve de l'existence abondante de pièges de types structuraux, mais aussi témoignent de l'enfouissement de la série primaire, ce qui fait dégrader la qualité du réservoir.

Ce couple d'événements structuraux et sédimentaires est à l'origine de deux faciès ; poreux non perméable et fracturé. Ce type de réservoir est communément dénommé 'Tight' ou compact.

**Recommandation :**

- Faire des nouveaux puits de prospection pour éclairer les connaissances géologiques de la région.
- Etendre les études pétrographiques et diagénétiques dans le périmètre d'étude afin de mieux voir l'évolution des phénomènes diagénétiques affectant les qualités du réservoir cambro-ordovicien.
- Approfondir les études sédimentologiques, afin de confirmer le découpage séquentiel.
- Faire une étude détaillée du comportement mécanique des roches pour mieux déterminer la direction, l'azimute et l'orientation des ouvertures.
- On propose de faire une fracturation hydraulique pour améliorer les qualités réservoirs.
- Lancer une prospection aux niveaux des grandes failles de direction Nord –Sud et Nord Ouest Sud Est.

## Références bibliographiques

- BOUDJEMAA, A. -1987- Evolution structurale du bassin pétrolier (Triasique) du Sahara Nord Orientale (Algérie). Thèse doctorat. Université Parie- Sud. France.
- BEUF et al. - 1971- Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara. Editions SNED. Algérie.
- AIT-KACI, A. et MOUSSINE-POUCHKINE, A. -1987- Lithostratigraphie, sédimentologie et évolution de deux bassins molassiques intramontagneux de la chaîne panafricaine. La série pourprée de l'Ahnet, Nord-Ouest du Hoggar. Algérie.
- CABY, R. -1970- La chaîne pharusienne dans le NW de l'Ahaggar, Algérie. Sa place dans l'orogénèse du Précambrien supérieur en Afrique. Thèse Doct. Es Sci. USTL Montpellier. France.
- SERRA, O. -1985- Diagraphies différées (Tome II), Acquisition des données diagraphiques. SNEA.P PAU. France.
- SONATRACH & SCHLUMBERGER -1995- WEC, (Well Evaluation Conference). Algeria.
- SONATRACH & SCHLUMBERGER -2007- WEC, (Well Evaluation Conference). Algeria.
- HUGHES, H E. ; METTERS, S J. et Watkins, C A. -2005- Sedimentology and reservoir quality, Wells M-1 And MS-1, M'sari Block, Ahnet basin. Algeria.
- SONATRACH-DIVISION EXPLORATION -2008- Surface logging and well repport M-2. Algeria.
- SONATRACH-DIVISION EXPLORATION -2012- Interprétation des diagraphies du puits M'Sari-3 (M-3). Algérie.
  - Berbach
- SONATRACH-DIVISION EXPLORATION -2012- Rapport d'implantation du sondage Tigfermas-3 (T-3). Algérie.
  - FILALI. N
  - BOUKORTT. L
  - TITRAOUL.R
- SONATRACH-DIVISION EXPLORATION -2013- Interprétation préliminaire des diagraphies du puits Tigfermas-3 (T-3). Algérie.
  - BERBACHI.
- SONATRACH-DIVISION EXPLORATION -2008- Final well repport TO-1. Algeria
- SONATRACH-DIVISION EXPLORATION -2008- Mise au point sur le puits Tigfermas Ordovicien-1 (TO-1). Algérie.
  - BIRECHE.N
- SONATRACH-DIVISION EXPLORATION -2009- Final discovery report Tigfermas Ordovicien-1 (TO-1). Algeria.

- SONATRACH-DIVISION EXPLORATION -2017- Synthèse sur la région nord du périmètre M'Sari.
  - SACIL
  - FILALIN
  - TITRAOUI.R
  
- SONATRACH- DIVISION EXPLORATION -2015- Synthèse sur le périmètre M'Sari Akabli.
  - SACIL
- WAGONER & al. (1996) ; VAIL et al. (1987). In Mem BENDJAZIA, H. et MEDAOUI, A. -2009- Etude sédimentologique dans la région du périmètre de Hamra et évaluation des caractéristiques pétrolières du réservoir des quartzites de Hamra. Université de Boumerdes.
- Elf Aquitaine. (1977). In Mem DRAOUI, A M. -2013- Faciès et évolution séquentielle du "Continental intercalaire" de la cuvette de Sbaâ (Sahara occidental, Algérie). Université d'Oran Es-Sénia.

-Annexe-

**Tableaux des variations des paramètres porosité et perméabilité en fonction de la profondeur des puits M-1, M-2, M-3 et T-2 :**

Profondeur (m)	Phi (%)	K (mD)
1750,25	0,10	12,56
1750,50	0,10	13,5
1750,75	0,10	11,83
1751,00	0,10	10,77
1751,25	0,10	10,86
1751,50	0,10	9,55
1751,75	0,10	9,09
1752,00	0,10	7,88
1752,25	0,10	10,94
1752,50	0,10	7,35
1752,75	0,10	1,54
1753,00	0,10	2,09
1753,25	0,10	2,85
1753,50	0,10	2,7
1753,75	0,10	2,96
1754,00	0,10	1,55
1754,25	0,10	4,74
1754,50	0,10	4,03
1754,75	4,10	5,8
1755,00	0,10	1,79
1755,25	0,10	0,89
1756,00	0,10	1,55
1756,25	0,10	1,32
1756,50	0,10	2,94
1756,75	0,10	2,86
1757,25	2,20	6,43
1757,5	0,10	4,2
1765,25	0,10	5,65
1765,50	0,10	6,92
1765,75	0,10	5,3
1766,00	0,10	5,61
1766,25	0,10	6,43
1766,50	0,10	6,15
1766,75	0,10	7,43
1767,00	0,10	7,47
1767,25	0,10	6,86
1767,50	0,10	5,56
1767,75	0,10	5,99
1768,00	0,10	6,63
1768,25	0,10	6,52
1768,50	0,10	4,63
1768,75	0,10	6,75
1769,00	0,10	5,72
1769,25	0,10	6,7
1769,50	0,10	6,32
1769,75	0,10	5,51
1770,00	0,10	6,53
1770,25	0,10	1,1
1770,50	0,10	6,59
1770,75	0,10	6,74
1771,00	0,10	6,86
1771,25	0,10	6,89
1771,50	0,10	6
1771,75	0,10	6,18
1772,00	0,10	6,11
1772,25	0,10	5,84
1772,50	0,10	5,71

**Tableau n°4 :** variation des paramètres porosité et perméabilité dans l'unité IV-3 au niveau du puits M-1.

Profondeur (m)	K (mD)	Phi (%)
1994,5	0,01	1,9
1994,75	2,29	1,69
1995,02	0,01	3,18
1995,4	0,01	1,58
1995,68	0,01	1,99
1996,02	0,02	1,65
1996,26	0,03	2,18
1996,43	0,04	2,48
1996,64	0,02	2,63
1996,87	0,06	2,69
1997,67	0,03	3,75
1997,8	0,02	3,63
1998,03	0,01	1,55
1998,23	0,03	4,95
1998,29	0,03	3,38
1999,53	0,03	4,98
1999,76	0,03	2,01
2000,03	0,03	0,88
2000,23	0,05	1,94
2000,51	0,07	1,77
2000,68	0,07	1,93
2001,14	0,08	1,99
2001,33	0,08	1,91
2001,59	0,08	1,74
2001,78	0,08	2,22
2001,98	0,07	1,81
2002,07	0,05	0,86
2002,52	0,04	5,04
2002,77	0,07	6,6
2003	0,06	5,75
2003,37	0,07	5,5
2003,5	0,08	6,75
2003,77	0,08	5,72

**Tableau n°5** : variation des paramètres porosité perméabilité dans l'unité IV-3 au puits M-2.

Profondeur (m)	K (mD)	Phi (%)
2318,43	0,06	4,92
2326,63	0,06	5,24
2326,86	0,07	4,64
2327,14	0,07	3,83
2327,34	0,1	3,59
2327,62	0,07	2,69
2327,84	0,07	4,61
2328,13	0,08	3,05
2328,8	0,06	2,07
2329,03	0,04	3,09
2329,26	0,07	4,17
2329,42	0,08	3,59
2330,41	0,03	3,48
2330,6	0,02	2,85
2330,8	0,04	3,14
2331,15	0,03	2,77
2331,22	0,02	2,68
2331,44	0,02	2,57
2331,66	0,04	4,15
2331,97	0,05	6,36
2332,23	0,05	5,73
2332,45	0,06	7,68
2332,93	0,05	6,02
2333,23	0,06	6,24
2333,56	0,05	7,06
2333,66	0,03	4,66
2333,85	0,03	3,65
2334,22	0,02	2,02
2334,37	0,04	4,33
2334,7	0,03	3,79
2334,9	0,02	4,54
2335,25	0,03	2,7
2335,53	0,04	3,56
2335,78	0,03	3,43
2336	0,04	3,73
2336,22	0,04	5,84
2336,82	0,02	5,31
2337,17	0,03	5,31
2337,24	0,04	7,47
2337,52	0,03	7,2
2337,85	0,02	5,06
2338,33	0,03	4,78
2338,58	0,04	5,64
2338,88	0,03	3,65
2339,15	0,03	6,38

**Tableau n°6**: variation des paramètres porosité et perméabilité dans l'unité III-1c au puits M-2.

Profondeur (m)	K (mD)	Phi (%)
2063,52	0,069	4,94
2063,81	0,063	4,65
2064,02	0,046	2,89
2064,32	0,045	4,41
2064,75	0,045	4,94
2065,06	0,062	1,06
2065,3	0,062	4,47
2065,58	0,045	4,45
2065,8	0,039	2,51
2066,03	0,058	3,2
2066,26	0,064	1,35
2066,53	0,045	4,63
2066,8	0,068	4,85
2067,02	0,051	3,87
2067,3	0,057	4,85
2067,58	0,092	3,83
2067,82	0,104	3,97
2068,02	0,077	3,98
2068,37	0,047	2,14
2068,63	0,041	0,01
2068,88	0,052	0,9
2069,02	0,028	1,4
2069,29	0,028	0,63
2070,04	0,04	0,96
2070,3	0,028	0,99
2070,54	0,039	1,72
2070,63	0,045	1,86
2071,03	0,05	0,7
2071,24	0,079	0,72
2071,53	0,083	1,25
2071,76	0,073	7,33
2072,02	0,1	3,61
2072,27	0,056	4,8
2072,52	0,045	2,47
2072,77	0,028	2,56
2073,02	0,051	5,65
2073,28	0,028	1,8
2073,52	0,034	2,68
2073,85	0,039	2,62
2074,02	0,028	3,9

**Tableau n°7** : variation des paramètres porosité et perméabilité en fonction de la profondeur dans l'unité IV-3 au puits M-3.

prof	K(mD)	PO(%)
2154,05	0,034	4,1
2154,27	0,028	4,24
2154,51	0,033	4,61
2154,81	0,039	4,92
2155,03	0,039	4,02
2155,29	0,028	4,43
2155,51	0,033	4,82
2155,79	0,028	4,15
2156,03	0,039	5,44
2156,24	0,028	4,84
2156,5	0,033	4,62
2156,8	0,033	4,8
2157,03	0,033	4,72
2157,4	0,028	4,07
2157,63	0,039	4,26
2157,89	0,028	4,14
2158,04	0,028	5,29
2158,23	0,034	4,94
2158,51	0,028	4,05
2158,79	0,028	5,98
2159,03	0,033	5,57
2159,28	0,028	5,65
2159,62	0,039	6,24
2159,9	0,033	6,25
2160,03	0,028	5,7
2160,3	0,033	5,55
2160,55	0,034	6,37
2160,78	0,039	6,58
2161,02	0,051	7,06
2161,32	0,044	6,81
2161,61	0,045	6,62
2161,88	0,028	6,68
2162,02	0,05	6,64
2162,27	0,038	7,14
2162,5	0,044	7,04
2162,75	0,044	6,95
2163,02	0,039	7,39
2163,29	0,044	7,25
2163,59	0,039	8,01
2163,8	0,039	7,2
2164,02	0,056	6,52
2164,26	0,05	6,9
2164,55	0,044	6,9
2164,82	0,039	7,62
2165,1	0,045	6,99
2165,37	0,05	6,63
2165,62	0,039	6,64
2165,89	0,045	6,7
2166,06	0,062	6,65
2166,32	0,061	7,05
2166,59	0,056	7,04
2166,86	0,05	7,13
2167,05	0,05	6,83
2167,33	0,056	6,88
2167,55	0,067	6,61
2167,8	0,068	6,87
2168,08	0,067	6,83
2168,32	0,062	6,76
2168,59	0,056	6,69
2168,83	0,056	6,89
2169,03	0,056	6,89
2169,24	0,06	6,48
2169,54	0,062	6,44
2169,82	0,067	7,05
2170,06	0,056	7,12

**Tableau n°8** : variation des paramètres porosité et perméabilité dans l'unité III-3c au puits M-3



2170,3	0,056	6,55
2170,58	0,067	7,09
2170,81	0,061	6,93
2171,02	0,056	6,53
2171,27	0,062	6,75
2171,52	0,056	7,38
2171,76	0,061	7,3

Profondeur(m)	K (mD)	Phi (%)
3038,25	0,1	0,26
3038,50	0,1	0,54
3038,75	0,1	0,43
3039,00	0,1	0,76
3039,25	0,1	0,65
3039,50	0,1	0,43
3039,75	0,1	1,97
3040,00	0,1	0,33
3040,25	0,1	0,99

**Tableau n°9** : Variation des paramètres porosité et perméabilité dans l'unité IV-1 au puits T-2.