

N° Ordre...../FHC/UMBB/2019

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

## **Mémoire de Fin d'Etudes**

En vue de l'obtention du diplôme :

# **MASTER 2**

Présenté par :

**BOUKAHOUL Abdelkhalek**  
**SAFARI Ismail**

**Filière : Hydrocarbures**  
**Option : Géologie Pétrolière**

**Thème :**

---

**Caractérisation du réservoir Carbonifère du  
bassin de Reggane - Périmètre de Kahlouche.**

---

Devant le jury :

<b>Mr K.ZELLOUF</b>	<b>MCB</b>	<b>UMBB</b>	<b>Président</b>
<b>Mme S.YESBAA</b>	<b>MAA</b>	<b>UMBB</b>	<b>Promoteur</b>
<b>Mme A.KECIR</b>	<b>MAA</b>	<b>UMBB</b>	<b>Examineur</b>
<b>Mme A.DERRIDJ</b>	<b>MCB</b>	<b>UMBB</b>	<b>Examineur</b>

# Remerciements

Nos remerciements les plus sincères s'adressent à :

· **Madame L. YESBAA**, notre promotrice

· **Monsieur N.GHOULEM**, notre encadreur

Pour avoir accepté de nous encadrer, et dont les conseils, la disponibilité et l'orientation ont rendu possible la réalisation de ce mémoire.

· Corps enseignant du Département Gisements Miniers et Pétroliers.

· Personnel de SONATRACH Division Exploration, Boumerdès, et particulièrement Moussa, Adel et Riad.

# Sommaire

## Chapitre I : Généralités

I.1	introduction .....	1
I.1.1	But du mémoire .....	1
I.1.2	Situation géographique de la région de Kahlouche .....	2
I.1.3	Situation géologique du bassin de Reggane.....	3
I.2	Bref historique des travaux effectués dans la région .....	5
I.3	Intérêt et système pétrolier de la région de Kahlouche.....	5
I.3.1	La roche mère .....	5
I.3.2	Les roches réservoirs .....	6
I.3.3	Les roches couvertures .....	7
I.3.4	Piégeage .....	7
I.4	Cadre géologique de la région de Kahlouche .....	8
I.4.1	Aperçu stratigraphique .....	8

## Chapitre II : Sédimentologie

II.1	Méthodologie .....	12
II.1.1	Introduction .....	12
II.1.1.1	Rappel théorique .....	12
II.1.1.2	Critères d'identification du milieu de dépôts .....	12
II.1.1.3	Les différents milieux de dépôts .....	14
II.1.2	Matériel mis en disposition .....	18
II.2	Analyses des puits .....	18
II.2.1	Description des carottes et environnements de dépôts .....	18
II.2.1.1	Descriptions des carottes du puits BA-1 :.....	18
II.2.1.2	Descriptions des carottes du puits BA-2: .....	20
II.2.1.3	Descriptions des carottes du puits SI-3: .....	21
II.2.1.4	Descriptions des carottes du puits SI-4: .....	23
II.2.2	Commentaires sur l'évolution reconnue à travers les différentes descriptions réalisées .....	23
II.2.2.1	Puits BA-1: .....	23
II.2.2.2	Puits BA-2: .....	24
II.2.2.3	Puits SI-3: .....	24

II.2.2.4 Puits SI-4: .....	24
II.2.3 Cartes en isopaques.....	25
II.2.3.1 Carte en isopaques du réservoir Viséen B .....	25
II.2.3.2 Carte en isopaques du Strunien-Tournaisien .....	27
II.2.4 Corrélation NO-SE.....	27
II.3 Interprétation .....	29
II.3.1 Associations de faciès et environnements de dépôts : .....	29
II.4 Conclusion .....	30

### **Chapitre III : Géochimie**

III.1 Rappels théoriques .....	31
III.1.1 Perspectives géologiques (roches mères et Kérogènes) .....	31
III.1.1.1 Roche mère .....	31
III.1.1.2 Différents types de kérogène .....	32
III.1.2 Transformation du kérogène et formation d'huile et du gaz .....	33
III.1.2.1 Diagenèse : .....	33
III.1.2.2 Catagenèse : .....	33
III.1.2.3 Métagenèse : .....	34
III.1.3 Caractérisation géochimique des roches mères .....	34
III.2 Modélisation géochimique du puits SI-2 .....	40
III.2.1 Méthodologie et traitement des données .....	40
III.2.2 Richesse et type de matière organique .....	40
III.2.3 Etat de maturation actuel .....	43
III.3 Résultats de la modélisation géochimique du puits SI-2.....	44
III.4 Conclusion .....	44

### **Chapitre IV : Aspect structural**

IV.1 Introduction .....	47
IV.2 Cartes en iso-valeurs .....	49
IV.2.1 Cartes en isobathes .....	49
IV.2.1.1 Carte en isobathes au toit du réservoir Viséen B .....	49
IV.2.1.2 Carte en isobathes au toit du réservoir Strunien-Tournaisien .....	51
IV.3 Ecorché géologique .....	53
IV.4 Restauration 2D de la structure de Reggane et chronologie des phases tectoniques .....	54

## Chapitre V : Etude de réservoir

V.1 INTRODUCTION: .....	57
V.2 CARTE DE RESULTATS PETROLIERS : .....	57
V.3 CARACTERISTIQUE DU RESERVOIR: .....	59
V.3.1 Rappel théorique: .....	59
V.3.2 Mesures pétrophysiques: .....	73
V.3.3 Représentations graphiques : .....	76
V.4 INTERPRETATION : .....	87
V.4.1 Au niveau du Viséen B: .....	87
V.4.2 Au niveau du Tournaisien-Strunien: .....	88
V.5 CONCLUSION : .....	89
Conclusion générale : .....	90

## Liste des figures

Figure 1: Plan de position et situation du bloc 35 (Document Sonatrach,2018).....	2
Figure 2: Situation géologique du bassin de Reggane (Document Sonatrach,2018). ....	4
Figure 3: Coupe géologique transversale NE-SO du bassin de Reggane .....	4
Figure 4 : Coupe lithostratigraphique type du Carbonifère du bassin de REGGANE.....	8
Figure 5: Carte en isopaques du réservoir Viséen B. ....	26
Figure 6: Carte en isopaques du Strunien-Tournaisien. ....	27
Figure 7 : Corrélation NO-SE .....	28
Figure 8 :Diagramme IH/IO du puits SI-2. ....	42
Figure 9 : Histoire d'enfouissement et génération des hydrocarbures du puits SI-2.....	45
Figure 10 : Histoire d'expulsion des hydrocarbures du puits SI-2. ....	45
Figure 11 : Quantité d'hydrocarbures générés par la roche mère Frasnienne du puits SI-2. ....	46
Figure 12 : Quantité d'hydrocarbures expulsés par la roche mère Frasnienne du puits SI-2. ....	46
Figure 13 : Eléments structuraux du bassin de Reggane (WEC, 2007).....	48
Figure 14 : Carte en isobathes au toit du Viséen.....	50
Figure 15 : Carte en isobathes au toit du réservoir Strunien-Tournaisien .....	52
Figure 16: Superposition des cartes en isobathes et le schéma de réseau de failles sur l'écorché géologique du trend kahlouche– Djebel Heïrane .....	53
Figure 17 : Reconstitution structurale des événements tectoniques ayant structuré le trend de Kahlouche (Document SONATRACH,2018) .....	55
Figure 18 : Carte de résultats pétroliers .....	57
Figure 19 : Cross-Plots GR vs DT (Viséen B) .....	66
Figure 20 : Cross-Plots GR vs DT (Tournaisien-Strunien).....	67
Figure 21 : Abaque d'évaluation de la porosité sonique (Por-1, Schlumberger). ....	65

Figure 22 : Carte en isoporosité du réservoir Viséen B. ....	73
Figure 23: Carte en isoporosité du réservoir Strunien-Tournaisien. ....	74
Figure 24 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits BA-1 -carotte n°3.....	77
Figure 25: Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits BA-1 -carotte n°5.....	77
Figure 26 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et de la perméabilité du Viséen B au niveau du puits BA-1 -carotte n°6.....	78
Figure 27 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits BA-2 -carotte n°1.....	78
Figure 28 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits SI-3 -carotte n°3.....	79
Figure 29 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits SI-3 -carotte n°4.....	79
Figure 30 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits SI-3 -carotte n°5.....	80
Figure 31 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du tournaisien au niveau du puits BA-1 -carotte n°12.....	81
Figure 32 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du tournaisien au niveau du puits BA-1 -carotte n°13 .....	81
Figure 33 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du tournaisien au niveau du puits BA-1 -carotte n°14.....	82
Figure 34 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Strunien au niveau du puits BA-1 -carotte n°15.....	82
Figure 35 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Strunien au niveau du puits BA-1 -carotte n°16.....	83
Figure 36 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Tournaisien au niveau du puits SI-3 -carotte n°6 .....	83
Figure 37 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Tournaisien au niveau du puits SI-3 -carotte n°7 .....	84

Figure 38 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Strunien au niveau du puits SI-3 -carotte n°8 .....84

Figure 39 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Strunien au niveau du puits SI-4 -carotte n°1.....85

## Liste des tableaux

<b>Tableau 1</b> : les différents milieux de dépôt .....	17
<b>Tableau 2</b> : Description des carottes du puits BA-1. ....	20
<b>Tableau 3</b> : Description des carottes du puits BA-2. ....	20
<b>Tableau 4</b> : Description des carottes du puits SI-3. ....	22
<b>Tableau 5</b> : Description des carottes du puits SI-4. ....	23
<b>Tableau 6</b> : Les épaisseurs du Viséen B et Strunien-tournaisien. ....	25
<b>Tableau 8</b> : Classification des roches mères en fonction du carbone minéral. ....	33
<b>Tableau 7</b> : Classification des roches mères en fonction du carbone organique total .....	34
<b>Tableau 9</b> : Classification des roches mères en fonction du potentiel pétrolier résiduel.....	35
<b>Tableau 10</b> : Répartition de l'index de l'hydrogène. ....	36
<b>Tableau 11</b> : Répartition de l'index d'oxygène. ....	36
<b>Tableau 12</b> : Classification des roches mères en fonction du potentiel pétrolier. ....	37
<b>Tableau 13</b> : Différents stades d'évolution de la matière organique en fonction de l'IAT et le PRV (Tissot et Welte, 1978) .....	38
<b>Tableau 14</b> : Classification du carbone organique totale (COT) pour les échantillons argileux.....	39
<b>Tableau 15</b> : Les principaux paramètres géochimiques issus de pyrolyse Rock-Eval .....	40
<b>Tableau 16</b> : Résultats d'analyse géochimique des échantillons de la Roche mère Frasnienne du puits SI-2.....	41
<b>Tableau 17</b> : Résultats de mesures de PRV de la Roche mère Frasnienne du puits SI-3. ....	42
<b>Tableau 18</b> : La profondeur du toit du Viséen B aux niveaux des puits. ....	47
<b>Tableau 19</b> : La profondeur du toit du Strunien-Tournaisien aux niveaux des puits. ....	49
<b>Tableau 20</b> : Les valeurs de GR Cut off (API) lié a l'étage Viséen B .....	67
<b>Tableau 21</b> : Les valeurs de GR Cut off (API) lié a l'étage Tournaisien-Strunien. ....	67

## I.1 Introduction :

### I.1.1 But du mémoire :

Les connaissances accumulées sur la géologie ont connu un saut qualitatif ces dernières années grâce aux très nombreux travaux entrepris dans le domaine de l'activité pétrolière par SONATRACH et ses partenaires. Ces avancées ont permis au domaine pétrolier algérien d'enregistrer des résultats retentissants en termes de découvertes et de mise en évidence de nouveaux pays et d'un important potentiel en hydrocarbures, dans des zones longtemps ignorées dont l'importance avait été minimisée.

Les réserves en hydrocarbures découvertes en Algérie à ce jour sont renfermées dans un peu plus de 200 gisements d'huile et de gaz. Il y a 249 niveaux stratigraphiques producteurs dans ces gisements, dont 105 pour le Siluro-Dévonien, 63 pour le Trias et 65 pour l'Ordovicien (WEC-2007).

Dans le cadre de notre affectation au sein de l'entreprise SONATRACH Division Exploration et en vue de la préparation de notre mémoire de fin d'études, on nous a proposé de réaliser une étude dont le thème est : **Caractérisation du réservoir Carbonifère du bassin de Reggane - Périmètre de Kahlouche.**

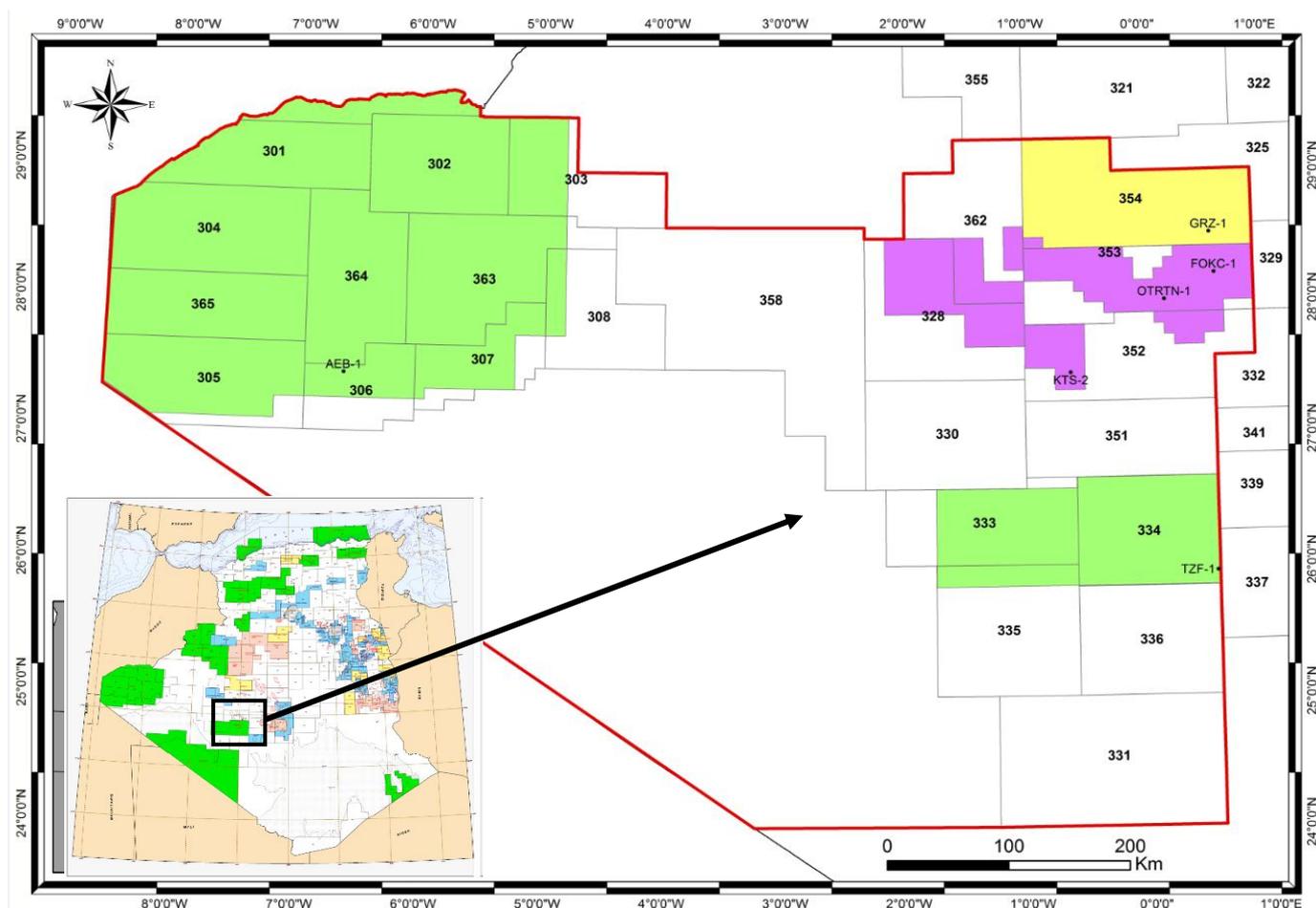
Le bassin de Reggane représente l'un des bassins majeurs de la plateforme saharienne en termes d'intérêt pétrolier. Cette étude concernera les réservoirs gréseux du Carbonifère (Strunien-Tournaisien et Viséen B) qui sont considérés comme objectifs dans ce bassin.

Cette étude a pour objectif la compréhension dans un premier temps de certains résultats pétroliers enregistrés, en se basant sur l'utilisation des données de géologie de chantier, de forage, des données de diagraphies, ainsi que des résultats de tests des puits et par la suite définir le potentiel pétrolier du Carbonifère dans le périmètre de Kahlouche.

Pour ce faire, différents aspects ont été considérés à savoir : l'aspect structural, sédimentologique, géochimique, réservoirs et calcul des réserves.

**I.1.2 Situation géographique de la région de Kahlouche:**

La région de Kahlouche est située dans le bloc 351 (Figure 1), dans la partie sud du périmètre Reggane Nord. Ce dernier est tracé sur la zone septentrionale du bassin de Reggane. La zone d'étude est liée à la wilaya d'Adrar qui est située à 50 km du bloc. La ville de Reggane est située près de la limite sud du bloc, non loin des découvertes d'Azrafil et de Reggane.



**Figure1: Plan de position et situation du bloc 35 (Document Sonatrach,2018).**

### I.1.3 Situation géologique du bassin de Reggane:

Le bassin de Reggane est situé au Sud-ouest de la plateforme saharienne. Il fait partie de la province du Sahara occidental(Figure 3).

Le bassin est limité :

- Au Nord par la bordure méridionale de la chaîne de l'Ougarta qui le sépare de la cuvette de Sbâa.
- Au Sud par le massif cristallin des Eglab.
- A l'Est par l'ensellement d'AzzelMatti.
- A l'Ouest par l'ensellement de Kréttamia-Boubernous.

Et Il couvre une superficie de 140 000 km<sup>2</sup>.

Ce bassin péricratonique, représente une vaste dépression de forme ovoïdale et de direction Nord Ouest -Sud Est, est situé dans la bordure orientale du craton ouest-africain, voire à cheval entre ce dernier et un domaine dit panafricain situé plus à l'est.

La juxta - position de ces deux domaines est le résultat d'une collision (600 Ma) consécutive de la fermeture d'un paléo-océan d'âge Protérozoïque. Cet événement est connu à l'échelle du nord-ouest de l'Afrique sous le nom de Panafricain.

Cette synclise, qui présente un profil transversal dissymétrique(Figure 2), est bordée au nord par les chaînes plissées de l'arc Ougartien, à l'ouest et au sud par le bouclier Reguibat. Son flanc oriental est très structuré, étroit et renferme des anticlinoriums recelant des structures compartimentées par des failles directionnelles et transversales, de géométrie complexe. Son flanc occidental se présente comme un monoclinal à pendage doux.

La dépression de Reggane est caractérisée par une histoire tectonique polyphasée et une importante subsidence qui a permis le dépôt de plus de 6 000 m de sédiments paléozoïques dans sa zone axiale. Dans sa partie supérieure cette série paléozoïque présente souvent des niveaux doléritiques.

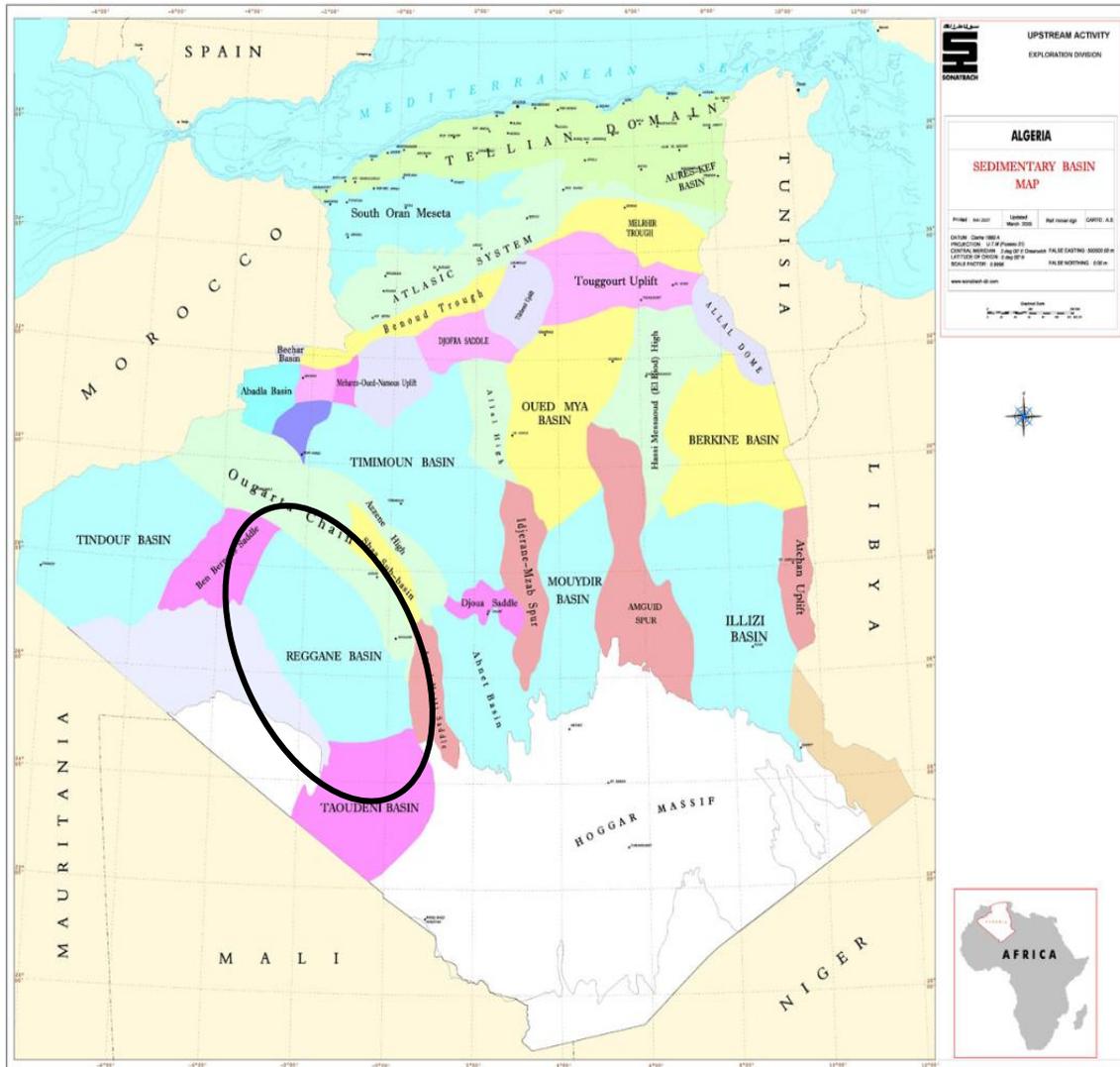


Figure 3 : Situation géologique du bassin de Reggane(Document Sonatrach,2018).

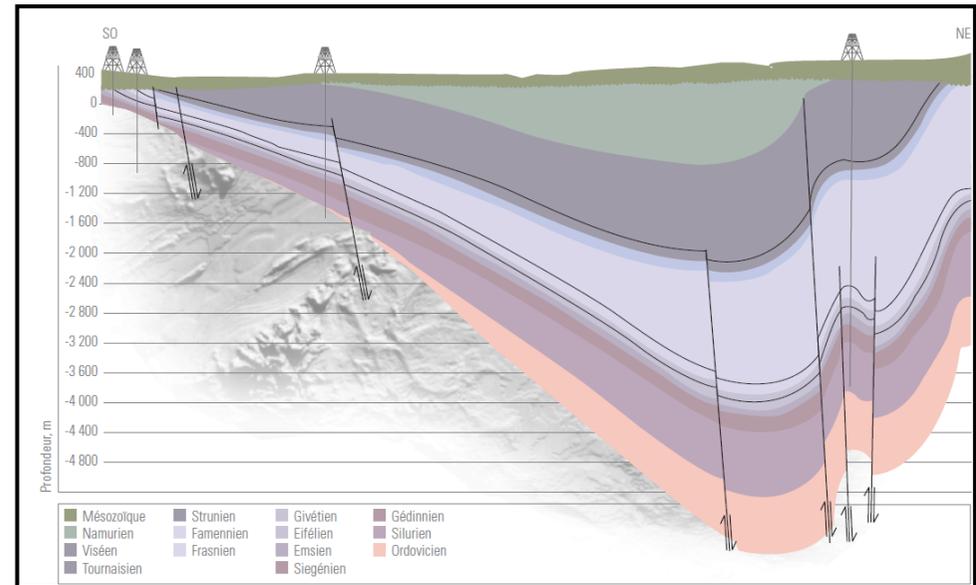


Figure 2 : Coupe géologique transversale NE-SO du bassin de Reggane (Document Sonatrach,2018).

## I.2 Bref historique des travaux effectués dans la région :

L'exploration du bassin de Reggane a débuté dans les années 50 par des travaux de géologie de terrain, suivis de campagnes sismiques (réfraction) en 1957, et gravimétriques (aérosurface) en 1969. Les campagnes sismiques (réflexion) de grande reconnaissance ont commencé dans les années 1970.

De nombreux puits d'exploration ainsi que 45 Core-drills (35 réalisés dans un but stratigraphique et 10 dans un but géochimique) ont été forés dans cette période qui ont confirmé l'existence des hydrocarbures dans cette région.

De 1979 à 2003, un grand volume de sismique 2D a été réalisé. L'année 2004 a marqué la première campagne sismique 3D dans le bassin.

A ce jour, le nombre de forages a atteint 82 dont 49 ont traversé le Carbonifère totalisant 9 découvertes (Documents Sonatrach, 2018).

## I.3 Intérêt et système pétrolier de la région de Kahlouche:

### I.3.1 La roche mère :

Les principaux niveaux roche mère du bassin de Reggane sont les Argiles radioactives du Silurien et le Dévonien Supérieur (argiles du Frasnien-Famennien).

- **Roche mère Silurienne:**

Dans le bassin de Reggane le silurien présente une puissante série argileuse à graptolites et à rares passées de calcaire à orthocères.

Les observations du kérogène au niveau de cette roche mère révèlent une matière organique sapropélique marine de type II.

Le Silurien présente de bonnes teneurs en matière organique, la richesse semble augmenter du sud-ouest vers le nord est avec 1.88% à 4.62%.

Les cores drills réalisés dans la bordure orientale du bassin laisse entrevoir que la roche mère silurienne y est à phase à huile.

Les valeurs de  $R_o$  équivalent permettent de tracer des isolignes orientées nord-ouest et sud est qui est l'orientation actuelle de l'axe du bassin.

Les bordures orientales et occidentales du bassin de Reggane sont immatures à phase à huile, alors que la zone intérieure est à gaz sec.

- **Roche mère Frasnienne:**

Plusieurs valeurs ont été mesurées au droit de cette roche mère, les cartes en iso-COT montrent en général des aires de maximum de richesse au niveau de la zone axiale du bassin.

Les valeurs de Ro équivalent de cette roche mère montrent que les bordures occidentales et orientales sont immatures, à phase à huile alors que la zone intérieure est à phase gaz sec, similaire au Silurien.

### **I.3.2 Les roches réservoirs :**

Dans le bassin de Reggane, les objectifs pétroliers sont classés dans l'ordre de priorité suivant : le Dévonien inférieur, l'Ordovicien et le Carbonifère.

Le réservoir du Carbonifère est considéré comme un objectif secondaire comparativement aux deux niveaux suscités.

Les principaux réservoirs du Carbonifère sont le Strunien-Tournaisien et le Viséen B.

- **Strunien-Tournaisien :**

Le réservoir Strunien-Tournaisien constitue l'objectif principal des réservoirs carbonifères.

Ce réservoir est un ensemble argilo-gréseux avec des passées de roches éruptives. Sa partie basale est représentée par une alternance d'argile et de grès, surmontée par des argiles avec des intrusions doléritiques.

Le sommet du Tournaisien est argileux avec des intercalations de bancs métriques de grès. Elle est formée essentiellement d'argiles avec de fines intercalations de siltstones, de calcaire et rarement de grès.

Les dépôts tournaisiens sont assez bien développés dans la région, les épaisseurs de cette formation varient de 77 m à 171 m.

- **Viséen B :**

Il est représenté par une alternance argilo-gréso-carbonaté avec des argiles silteuses et micacées à passées de calcaire et des bancs métriques de grès.

Les niveaux réservoirs sont formés de grès en bancs décimétriques, fin, consolidé à friable, argilo-siliceux.

### **I.3.3 Les roches couvertures :**

- **L'ensemble argileux du Tournaisien supérieur et du Viséen A:**

Forme la couverture des réservoirs Strunien et Tournaisien. L'épaisseur de cette couverture augmente des bordures du bassin vers le centre.

- **Le Viséen D :**

Il est couvert par une alternance d'anhydrite, de calcaire et d'argile du Viséen C-D et du Namurien, l'épaisseur maximum peut atteindre les 1240 m à BA-1.

### **I.3.4 Piégeage :**

Les pièges reconnus dans le bassin de Reggane sont des pièges structuraux contre failles, qui sont liés directement à la forte structuration due à l'évolution géodynamique des chaînes de l'Ougarta.

On peut aussi noter l'existence de pièges stratigraphique sous formes de biseaux à l'intérieur du flanc occidental ou s'observe un amincissement généralisé des formations paléozoïques.

I.4 Cadre géologique de la région de Kahlouche :

I.4.1 Aperçu stratigraphique :

Le Carbonifère du bassin de Reggane est bien développé en sa partie centrale, partiellement érodé vers les zones septentrionales, alors qu'il est complètement érodé dans sa partie méridionale, dans la région des OuledBrini.

L'épaisseur des séries carbonifères a été fortement modifiée par le soulèvement et l'érosion hercynienne.

De bas en haut on rencontre les termes allant du Tournaisien au Stéphien(Figure 4)

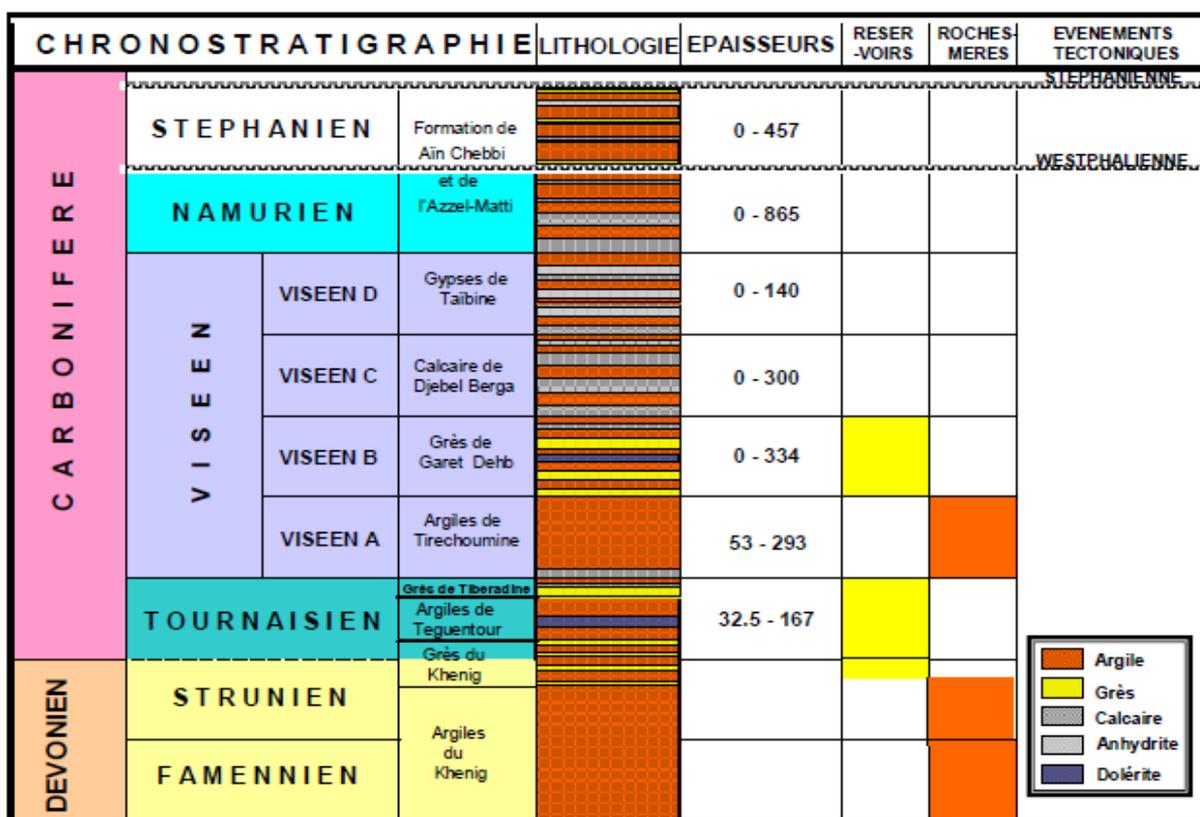


Figure 4 : Coupe lithostratigraphique type du Carbonifère du bassin de REGGANE

(Document SONATRACH 2018)

- **Le Carbonifère inférieur :**

Il est représenté par le Tournaisien et le Viséen.

- ✓ **Le Tournaisien :**

Représenté par un faciès argilo gréseux. Du point de vue lithologique, on distingue deux séries distinctes :

- Une série formée d'un ensemble gréseux à intercalations d'argiles qui est la série inférieure ou grès du Khenig.
- Une série d'argile (argile de Teguentour) avec de fines intercalations de siltstones, de calcaire et plus rarement de grès ou série supérieure.

Le Tournaisien est limité en son top par une dalle calcaire « dalle d'Iridet » et sa limite inférieure est marquée par des oolithes ferrugineux.

- ✓ **Le Viséen :**

Le soulèvement continu des chaînes de l'Ourgarta accentue le développement du dépôt centre au nord du bassin de Reggane.

La séquence la plus épaisse est rencontrée au niveau du puits BA-1 où l'on a plus de 1300m de sédiments Viséens englobant les termes C et D qui sont préservés sous une épaisse série namurienne.

- **Viséen A :** c'est une série argileuse qui débute par un banc carbonaté, métrique. Ces argiles sont noires, silteuses, micacées avec de fines intercalations de calcaire et de grès. L'épaisseur du Viséen a augmenté du sud-ouest vers le nord est allant de 214 m à Ran-1 à 378 m à TIO-2.
- **Viséen B :** formé de grès jaune brunâtre, fins à moyens, quartzueux, feldspathiques et d'argiles gris brun, silteuses, micacées et faiblement carbonatées. L'épaisseur peut dépasser les 370 m à TIO-2. L'apparition d'un banc calcaire fossilifère, microcristallin marque la fin du Viséen B et le début du Viséen C.

- **Viséen C** : c'est un faciès argilo carbonaté à fines intercalations de grès et de siltstones. Ces argiles sont noires, silteuses, indurée et les calcaires sont fossilifères (Brachiopodes, Crinoïdes et Foraminifères).
- **Viséen D** : formé d'une intercalation d'anhydrite et de calcaire, rarement de grès et de siltstones. L'épaisseur de cette série augmente du sud-ouest vers le nord-est. Comme pour le Famennien, les formations viséennes sont très affectées par les intrusions doléritiques.

La dalle d'Iridet qui est un excellent niveau repère marque la limite entre le Tournaisien et le Viséen (G. Conrad, 1984).

Cette dalle est présente dans tout le bassin de Reggane, c'est un calcaire oolithique et graveleux.

- **Le Carbonifère supérieur :**

Cette formation est complètement érodée au sud du bassin. Dans les parties nord-ouest et nord-est, ces séries sont les plus affectées par l'érosion hercynienne. Les parties profondes du bassin présentent une importante épaisseur de cette formation.

- ✓ **Le Namurien:**

C'est un ensemble argilo carbonaté avec des argiles versicolores, tendres à indurées et des calcaires métriques, gris blanc, microcristallin avec présence de marnes pâteuses et de rares passées de grès fin à moyen.

### **I.1.1.Tectonique:**

Le développement de la croûte continentale de la plateforme nord-africaine gondwanienne aurait lieu au cours de **l'orogénèse panafricaine** (700-600 Ma).

Le bassin de Reggane, vu à sa position péricratonique, est impliqué dans **l'histoire panafricaine** ; résultat d'une collision entre deux domaines continentaux à marges différentes :

- **Une marge passive** : représentée par la bordure Est du craton ouest africain.
- **une marge active** : représentée par le domaine panafricain.

L'évolution structurale post-cambrienne, pré-hercynienne est complexe et hétérogène. Elle est dominée par des processus de réactivation transpressive et transtensive locale, aboutissant à une interaction complexe entre champs de contraintes intra-plaques et la géométrie des systèmes de faille préexistants.

La collision continentale entre le Gondwana et la Laurasie au cours du Carbonifère terminal était à l'origine d'un soulèvement majeur et de chevauchements dans la partie nord-ouest de la plateforme nord-africaine ainsi que de plissement et d'inversion dans les régions intra-plaques environnantes. L'intensité de la déformation diminuait vers l'Est.

L'ouverture de l'Atlantique central au cours du Trias-Lias et la séparation simultanée du terrane turque-apulien de l'Afrique nord orientale était à l'origine d'une importante extension accompagnée d'émissions volcaniques dans toute la plateforme nord-africaine. La seconde phase extensive importante du Mésozoïque a eu lieu au cours du Crétacé inférieur suite à l'ouverture de l'océan atlantique sud et équatorial. Cela a engendré le développement d'une succession de systèmes de rift avortés dans la plateforme nord-africaine et centrale.

Le rifting de la partie septentrionale de l'atlantique Nord, au cours du Crétacé terminal, était à l'origine d'un changement abrupt dans la cinématique de la plaque européenne. Les mouvements transpressifs sénestres précoces ont été remplacés par une phase transpressive dextre prolongée, aboutissant à la collision entre les plaques africaine et européenne et à la persistance d'un régime compressif global dans la plateforme nord-africaine au cours des temps crétacés moyens. Cette compression alpine a provoqué d'autres plissements et déformations au nord-ouest de la plateforme nord-africaine et une inversion intra-plaque avec un soulèvement des grabens du Trias terminal - début du Lias dans les autres régions.

## II.1 Méthodologie :

### II.1.1 Introduction :

L'approche sédimentologique est réalisée dans le but de mieux caractériser les réservoirs et de définir les environnements de dépôt en utilisant différentes méthodes, qui sont :

- La description des carottes des différents puits.
- L'établissement des cartes en isopaques afin de voir les variations des épaisseurs des réservoirs pour identifier l'architecture des différents réservoirs.

#### II.1.1.1 Rappel théorique :

- **Faciès** : La notion de faciès correspond à la description de l'ensemble des caractéristiques lithologiques (lithofaciès) et paléontologiques (biofaciès) d'un dépôt (O. SERRA 1985).
- **Séquence** : Une séquence est une succession des couches génétiquement liées, et limitées à la base et au sommet par des discontinuités.

#### II.1.1.2 Critères d'identification du milieu de dépôts :

La détermination des milieux de dépôts est un élément essentiel pour la caractérisation du réservoir et l'étude d'un bassin sédimentaire. En plus des méthodes diagraphiques, pour l'identification des milieux de dépôt il y a **les structures sédimentaires**.

La reconnaissance des structures sédimentaires 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).

Une structure sédimentaire observée n'est généralement pas caractéristique d'un milieu déterminé, c'est l'association de diverses structures ainsi que leurs fréquences qui permet d'apporter des précisions sur le milieu de dépôt et l'environnement. Nous avons sélectionné les structures les plus courantes rencontrées et on distingue :

- **les structures liées à l'activité des organismes :**

C'est l'ensemble des activités d'organismes vivants. Une bioturbation est un signe d'oxygénation du milieu de sédimentation, les milieux anoxiques étant peu propices au développement de la faune. Les indications qu'elles fournissent sur les conditions du milieu de sédimentation sont très faibles.

- **les structures liées à l'action des courants :**

La plupart des structures rencontrées dans les formations détritiques sont d'origine hydrodynamique. Elles représentent la réponse d'un sédiment meuble à l'intensité et la direction du courant. L'organisation verticale des structures sédimentaires reflète la variation d'énergie, les apports et la granulométrie. Les structures liées à l'action des courants se présentent dans l'ordre suivant :

- **Stratifications horizontales :**

Ces stratifications sont surtout présentes dans les niveaux moins grossiers, elles traduisent un environnement de dépôt à régime d'écoulement laminaire de faible énergie. Ce type de structures présente parfois une horizontalité parfaite et quelque fois légèrement ondulée.

- **Stratification planes parallèles :**

Ces stratifications sont essentiellement associées aux dépôts grossiers et fins, elles présentent un pendage variant de 15° à 30° avec l'horizontale. La formation de ces dépôts nécessite l'existence périodique de courants faibles et forts (phase de crue et décrue).

- **Stratifications obliques entrecroisées :**

Ces structures sont formées par l'entrecroisement de faisceaux de litages obliques, ces litages sont courbés ce qui les présente sous forme arquée. Cet entrecroisement est dû aux déplacements latéraux des rides discontinues ou bien aux chenaux en tresses.

- **Stratifications lenticulaires (lenticular –bedding) :**

Lorsqu'une zone de dépôt est soumise épisodiquement à un courant porteur de sable, les rides peuvent être isolées et former des lentilles sableuses au sein d'un sédiment argileux.

- **Stratification ondulées (wavybedding) :**

Les stratifications ondulées sont dues aux variations d'énergie, comme lors des crues ou des décrues fluviales ou lors des phases de flot.

- **Les structures liées au déplacement du dépôt sédimentaire :**

- **structures slumpées :**

Ce terme générique recouvre l'ensemble des déformations qui résultent du mouvement et du déplacement de couches sédimentaires, en général sous l'action de la gravité.

### **II.1.1.3 Les différents milieux de dépôts :**

Le tableau N°01 résume les différents milieux de dépôt.

Domaine De Sédimentation	Environnement	Faciès	Structure Sédimentaire	Type De Séquence
Continental	<p><b>Désertique</b> : vaste étendue de sable moyen a fin.</p> <p>-végétation inexistante</p> <p>- climat aride ou semi –aride</p>	<p>Dépôts éoliens qui sont : -</p> <p>Dunes : un ensemble de dunes constitue des ergs.</p> <p>- Sebkha : bassin de sédimentation surtout évaporitique.</p>	<p>Stratification entrecroisées.</p> <p>Rides</p>	
	<p><b>Fluvatile</b> : sédiments qui s’accumulent par ruissèlement d’eau</p> <p><b>-système fluvatile entresse :</b></p> <p>-Zone a gradient topographique important</p> <p>-charge sédimentaire variable.</p> <p>-faible sinuosité majeur.</p> <p><b>-système fluvatile à méandres :</b></p> <p>-Pourcentage d’argiles plus important.</p> <p>-un seul chenal unique très sinueux</p>	<p><b>Dépôts de chenaux</b> : se manifeste par des séquences à base érosive.</p> <p>-des dépôts grossiers.</p> <p><b>Dépôts de barres</b> : forment le sommet des séquences, sable moyen à fin.</p> <p><b>Dépôts de chenaux</b> : à prédominance sableuse, grossière à la base.</p>	<p>-Stratification de type feston.</p> <p>-Stratification obliques.</p> <p>Ride et laminations planes</p> <p>-Stratification obliques</p> <p>-Stratification entrecroisées</p>	<p>-Séquences en forme cylindrique à évolution granostratodécroissante</p> <p>-Séquence en forme de cloche à évolution granodécroissante</p>

		<p>-Dépôts fins au sommet.</p> <p>-alternance de sable fin et des argiles à l'extrême sommet avec des traces de racines</p>	<p>- Laminations parallèles et traces de racines</p>	
<p><b>Domaine mixte</b></p>	<p><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).</p> <p><b>-plaine deltaïque supérieures</b> : Dominée par les fleuves.</p> <p><b>-plaine deltaïque inférieure</b> : Dans ce domaine les courants des fleuves et les actions des vagues s'affrontent.</p> <p><b>-le front de delta</b> : Se trouve dans la zone profonde .caractérisée par des séquences d'énergie et de granulométrie croissante.</p> <p><b>-le pro-delta</b> : talus deltaïque.</p>	<p>-Dépôts grossier suivies de dépôts fins.</p> <p>-Cordons littoraux, grés très fins</p> <p>-Argile à slumps</p> <p>Grés fins à moyens, dépôts de cordons.</p> <p>-ce sont des dépôts très fins.</p>	<p>Stratification oblique et laminations planes.</p> <p>Slumps.</p> <p>Stratification obliques de haute énergie.</p>	<p>-Séquence à base ravinant et à évolution granodécroissante. (Séquence en forme de cloche) C'est une séquence négative (coarsening up).</p>

<b>Marin</b>	<p><b>Zone néritique</b> : correspond à la zone de la plate forme continentale (entre 0 et 200m de profondeur).</p> <p>-<b>zone supratidale</b> : peut évoluer en lagune de basse énergie.</p>	<p>-éléments fins évaporites, dunes aquatiques formées de carbonates.</p>	<p>- Laminations planes, traces de racines et de dessiccation ainsi que des figures d'émersion.</p>	
	<p><b>Zone intertidale</b> : souvent immergée, elle est soumise à l'action de la marée.</p>	<p>Sous l'effet des tempêtes se forment des brèches d'érosion</p> <p>-des dépôts de haute énergie</p>	<p>- stratifications entrecroisées, birdeyes, Herring bores et rides de courants</p>	
	<p><b>Zone infratidale</b> : immergée en permanence sous l'eau.</p>	<p>-boue argileuse ou carbonatée, sédiments carbonates (mudstone et wakstone formes de bioclastes</p>	<p>-laminations planes.</p>	
	<p><b>Zone bathyale</b> : talus +glacis</p>	<p>-dépôts de type flysch.</p> <p>Deepsea fan de haute énergie.</p>		
	<p><b>Zone abyssale</b> : zone de basse énergie, froide et calme.</p>	<p>Boue si l'énergie est faible.</p> <p>-Boue argileuse siliceuse.</p>	<p>-Laminations planes.</p>	

*Tableau1: les différents milieux de dépôt.*

**II.1.2 Matériel mis en disposition :**

Afin de réaliser cette étude plusieurs données ont été mises à notre disposition, se résumant comme suit :

- Rapport d'implantation et de fin de sondage de huit puits (BA-1, BA-2, BA-3, SI-1, SI-2, SI-3, SI-4 et SI-5).
- La description de carottes prélevées dans les puits BA-1, BA-2, SI-3 et SI-4.
- Les données de diagraphies des puits BA-1, BA-2, BA-3, SI-1, SI-2, SI-3, SI-4 et SI-5.

**II.2 Analyse des puits :****II.2.1 Description des carottes et environnements de dépôts :**

La description est réalisée sur les quatre puits suivants : **BA-1, BA-2, SI-3 et SI-4**, présentant une épaisseur variable des niveaux réservoirs Viséen B et Strunien-Tournaisien.

**II.2.1.1 Descriptions des carottes du puits BA-1 :**

<b>Carotte #3</b>	<b>Formation : Viséen B</b>
<b>1837-1846m</b>	A la base on a un dépôt de grès gris beige, verdâtre par endroit, fin à très fin, compact, à galets et drapages d'argile, à ciment carbonaté présentant des stratifications planes et des rides surmonté par un calcaire gris blanc, bioclastique wackestone à packstone. Puis, un faciès hétérolithiquebioturbé à dominance argileuse à la base, présentant des lentilles gréseuses, puis gréseuse. Au sommet, se déposent des silts brun, brun rouge par endroit, compact, à rares lentilles gréseuses.
<b>Carotte #4</b>	<b>Formation : Viséen B</b>
<b>1866-1875m</b>	A la base on a un dépôt de faciès hétérolithique à dominance argileuse Surmonté par des argiles brun rouge. puis, un autre faciès hétérolithique à dominance argileuse faiblement bioturbé et des argiles verdâtres et bruns compactes. Au sommet se déposent des grès gris beiges, très fins, à drapages d'argiles présentant des stratifications horizontales.

<b>Carotte #5</b>	<b>Formation : Viséen B</b>
<b>2095-2103m</b>	A la base, se dépose un faciès hétérolithique faiblement bioturbé, à dominance argileuse à la base, surmonté par un faciès hétérolithique moyennement bioturbé, à intercalations de niveaux centimétriques de grès très fins.
<b>Carotte #6</b>	<b>Formation : Viséen B</b>
<b>2135-2144m</b>	A la base on a un dépôt de faciès hétérolithique faiblement bioturbé, à dominance argileuse surmonté par un faciès hétérolithique moyennement bioturbé, à dominance gréseuse. Puis, des Grès gris beiges, fins à très fins, mal classés, compacts, à galets d'argiles, présentant des stratifications planes et sigmoïdales, des rides avec quelques intercalations d'argile.
<b>Carotte #15</b>	<b>Formation : Strunien</b>
<b>2748-2757m</b>	A la base se dépose un grès beige, fin à très fin à Convolutés. Puis, un faciès hétérolithique faiblement bioturbé à dominance argileuse présentant des lentilles gréseuses. Surmonté par, un grès beige fin à très fin, compact, bioturbé, à drapage d'argile, présentant des rides de vagues et rides de courant. Au sommet, un autre faciès hétérolithique fortement bioturbé à dominance gréseuse, à intercalations de bancs gréseux (fin à très fin, à classement moyen), présentant des rides de courant.
<b>Carotte #16</b>	<b>Formation : Strunien</b>
<b>2764-2773m</b>	De bas en haut, se dépose un faciès hétérolithique bioturbé à Stratifications lenticulaires et à rares passées de bancs de grès à Stratification ondulées et bioclastes puis des Argiles noires micacées friables et faiblement bioturbées surmonté par un faciès hétérolithique bioturbé à lentilles gréseuses à rides de courant avec la présence des bivalves.

Carotte #12	Formation : Tournaisien
2631-2640m	Grès gris beige, fin à très fin, compact, à galets d'argile, présentant des stratifications faiblement pentées, à la base. Surmonté par un grès gris beige, fin à moyen, compact, à galets d'argile, présentant des rides de courant. Puis, un faciès hétérolithique fortement bioturbé à la base, à intercalations de niveaux gréseux très fins Grès gris beige, fin à très fin, à galets et films d'argile, présentant des stratifications planes à faiblement pentées. Au sommet, Argile noire silteuse friable et micacée.
Carotte #13	Formation : Tournaisien
2640-2649m	A la base, se dépose un faciès hétérolithique faiblement bioturbé à dominance argileuse surmonté par un grès beige, fin à très fin, micacé à stratifications horizontales. Puis, un faciès hétérolithique moyennement à fortement bioturbé à dominance argileuse à la base et à dominance gréseuse vers le haut, comportant des lentilles gréseuses et de petits bancs de grès très fin à Stratification ondulées.

**Tableau 1: Description des carottes du puits BA-1.**

### II.2.1.2 Descriptions des carottes du puits BA-2:

Carotte #01	Formation : Viséen B
2147-2156m	A la base, se développe un grès gris beige, fin à très fin, sub-arrondi, à classement moyen, compact, à galets d'argile, bioturbé, présentant des rides et des stratifications plane à faiblement pentés. Surmonté par un faciès hétérolithique bioturbé, à lentilles gréseuses. Au sommet, se dépose un grès gris beige, fin à très fin, sub-arrondi, à classement moyen, compact, à galets et drapages d'argile, bioturbé, présentant des et des sigmoïdes.

**Tableau 2: Description des carottes du puits BA-2.**

## II.2.1.3 Descriptions des carottes du puits SI-3:

Carotte #3	Formation : Viséen B
1996-2014m	<p>A la base, un dépôt de grès gris beige, fin à très fin, à grains sub-arrondis, moyennement classés, compact, faiblement bioturbé, présentant des rides de vague, stratifications horizontales, alternant avec des niveaux hétérolithiques faiblement bioturbé. Surmonté par, un grès gris beige, fin à très fin, compact, à galets d'argile, bioturbé, présentant des rides de vague. Puis, un grès gris beige, fin à très fin, à galets et films d'argile, présentant des stratifications planes faiblement pentées. Ensuite, un faciès hétérolithiquebioturbé, à dominance argileuse, intercalé de barres gréseuses à rides de vagues et stratifications faiblement pentées. Au sommet, Grès gris beige, fin à très fin, à grains sub-arrondis à arrondis, à classement moyen, compact, micacé à galets et drapages d'argile présentant des stratifications planes horizontales, planes faiblement pentées, rides de vagues et rides de courant.</p>
Carotte #4	Formation : Viséen B
2014-2029m	<p>A la base, se dépose un grès gris beige, fin à très fin, compact, à grains sub-arrondis à arrondis, à galets et films d'argiles par endroit, présentant des stratifications horizontales et rides de courant. Surmonté par, grès gris beige, fin à très fin, compact, à grains sub-arrondis à arrondis, à galets et films d'argiles par endroit, présentant des stratifications horizontales, obliques, rides de vague et rides de courant, intercallé par des faciès hétérolithiquesbioturbés à Stratifications lenticulaires et ondulées.</p>

<b>Carotte #8</b>	<b>Formation : Strunien</b>
<b>2471.5-2480.5m</b>	Grès gris clair, fin à très fin, à grains sub-arrondis, bien classé, compact, présentant des stratifications planes horizontales et de faible angle, intercalé par des niveaux centimétriques d'argile noire micacée, à la base. Surmonté par, un grès gris clair, fin à très fin, à grains sub-arrondis, bien classés, compact, bioturbé, à débris bioclastiques, présentant des stratifications planes horizontales et faiblement pentées.
<b>Carotte #6</b>	<b>Formation : Tournaisien</b>
<b>2421-2430m</b>	De bas en haut, on a un dépôt de grès gris verdâtre à rougeâtre par endroit, fin à moyen, à grains sub-arrondis à arrondis, à classement moyen, compact, chloriteux, présentant des stratifications en auge, planes horizontales et obliques. Ensuite, un grès gris beige, fin à très fin, à grains sub-arrondis à arrondis, à classement moyen, compact et massif, à galets et drapages d'argile. Au sommet, un grès gris beige, fin à moyen, à grains sub-arrondis à arrondis, à classement moyen, compact et massif.
<b>Carotte #07</b>	<b>Formation : Tournaisien</b>
<b>2430-2436m</b>	A la base, se dépose un faciès hétérolithiquebioturbé, à dominance argileuse. Surmonté par, grès gris beige, fin à moyen, à grains sub-arrondis, mal classé, compact, à galets et drapages d'argile. Puis, un grès gris verdâtre, fin à très fin, à grains sub-arrondis, à classement moyen, friable, à galets et drapages d'argile présentant des stratifications planes horizontales et planes faiblement pentées.

**Tableau 3 : Description des carottes du puits SI-3.**

## II.2.1.4 Descriptions des carottes du puits SI-4:

Carotte #01	Formation: Tournaisien
2351-2363m	<p>A la base, se dépose un grès gris clair, fin à très fin, à classement moyen, compact, micacé, à stratifications horizontales. Surmonté par, un grès gris clair, fin à très fin, à classement moyen, compact, à galets et drapages d'argile, carbonneux par endroit et présentant des stratifications faiblement pentées et un grès gris clair, fin, bioclastique. Ensuite, par un faciès hétérolithique faiblement bioturbé, à lentilles gréseuses et rares coquilles de lamellibranches. Puis, un grès gris clair, fin, bioclastique, à ciment carbonaté. Au sommet, un dépôt de grès gris beige, fin à très fin, à classement moyen, compact et intensément bioturbé, à galets et à drapages d'argile, comportant des débris de coquilles et des niveaux carbonneux et présentant des stratifications planes.</p>

Tableau 4: Description des carottes du puits SI-4.

## II.2.2 Commentaires sur l'évolution reconnue à travers les différentes descriptions réalisées :

## II.2.2.1 Puits BA-1:

- **Le Viséen B** est dominé par:
  - Des grès gris beiges, fin à très fins, à galets et à drapages d'argiles, compacts, présentant des stratifications planes et des rides.
  - Des séries hétérolithiques bioturbées à dominance argileuse.
- **Le Tournaisien** est dominé par:
  - Des séries hétérolithiques faiblement à moyennement bioturbées à dominance argileuse.
  - Des grès gris beiges, fins à très fins, compacts, à galets d'argile, présentant des stratifications faiblement pentées.

- **Le Strunien** est dominé par:
  - Des grès gris beiges, fin à très fins, compacts, bioturbé et à drapages d'argile.
  - Des séries hétérolithiques bioturbé, à dominance gréseuse.
  - Des Argiles noires micacées friables et faiblement bioturbées.

#### II.2.2.2 Puits BA-2:

- **Le Viséen B** est dominé par:
  - Des grès gris beiges, fins à très fins, sub-arrondis, à classement moyen, compacts, à galets d'argile, bioturbés, présentant des rides et des stratifications planes à faiblement pentées et des sigmoïdes.

#### II.2.2.3 Puits SI-3:

- **Le Viséen Best** dominé par :
  - Des grès gris beiges, fins à très fins, compacts, à grains sub-arrondis à arrondis, à galets d'argile présentant des stratifications planes horizontales à faiblement pentées alternant parfois avec des niveaux hétérolithiques bioturbés.
- **Le Tournaisien** est dominé par :
  - Des grès gris beiges, verdâtres à rougeâtres, fins à moyens, à grains sub-arrondis à arrondis, mal à moyennement classés, parfois à galets et drapages d'argile à stratifications planes horizontales, faiblement pentées et obliques.
  - Des faciès hétérolithiques bioturbés, à dominance argileuse.
- **Le Strunien** est dominé par :

Des grès gris clairs, fins à très fins, à grains sub-arrondis, bien classés, compacts, présentant des stratifications planes horizontales à faiblement pentées.

#### II.2.2.4 Puits SI-4:

- **Le Tournaisien** est dominé par:
  - Des grès gris clairs, fins à très fins, à classement moyen, compacts, à galets et drapages d'argile, charbonneux et bioturbés par endroit à stratifications horizontales à faiblement pentées.

**II.2.3 Cartesen isopaques:****► Tableau des données de base :**

L'établissement des cartes en isopaques du Viséen B ainsi que du Strunien-Tournaisien est basé sur les données des puits citées dans le tableau suivant :

<b>Puits</b>	<b>Viséen B (m)</b>	<b>Strunien-Tournaisien (m)</b>
<b>BA-1</b>	491	290
<b>BA-2</b>	474	210
<b>BA-3</b>	417	210
<b>SI-2</b>	443	295
<b>SI-3</b>	418	207
<b>SI-5</b>	419	242

*Tableau 5 : Les épaisseurs du Viséen B et Strunien-tournaisien.*

**II.2.3.1 Carte en isopaques du réservoir Viséen B :**

D'après la carte en isopaques du Viséen B (Figure 5), l'épaisseur s'amincit graduellement en allant du Nord-Ouest vers le Sud-Est. La plus grande épaisseur est enregistrée au Nord-Ouest au puits BA-1(491 m). L'épaisseur minimale est enregistrée au puits BA-3 (417m).

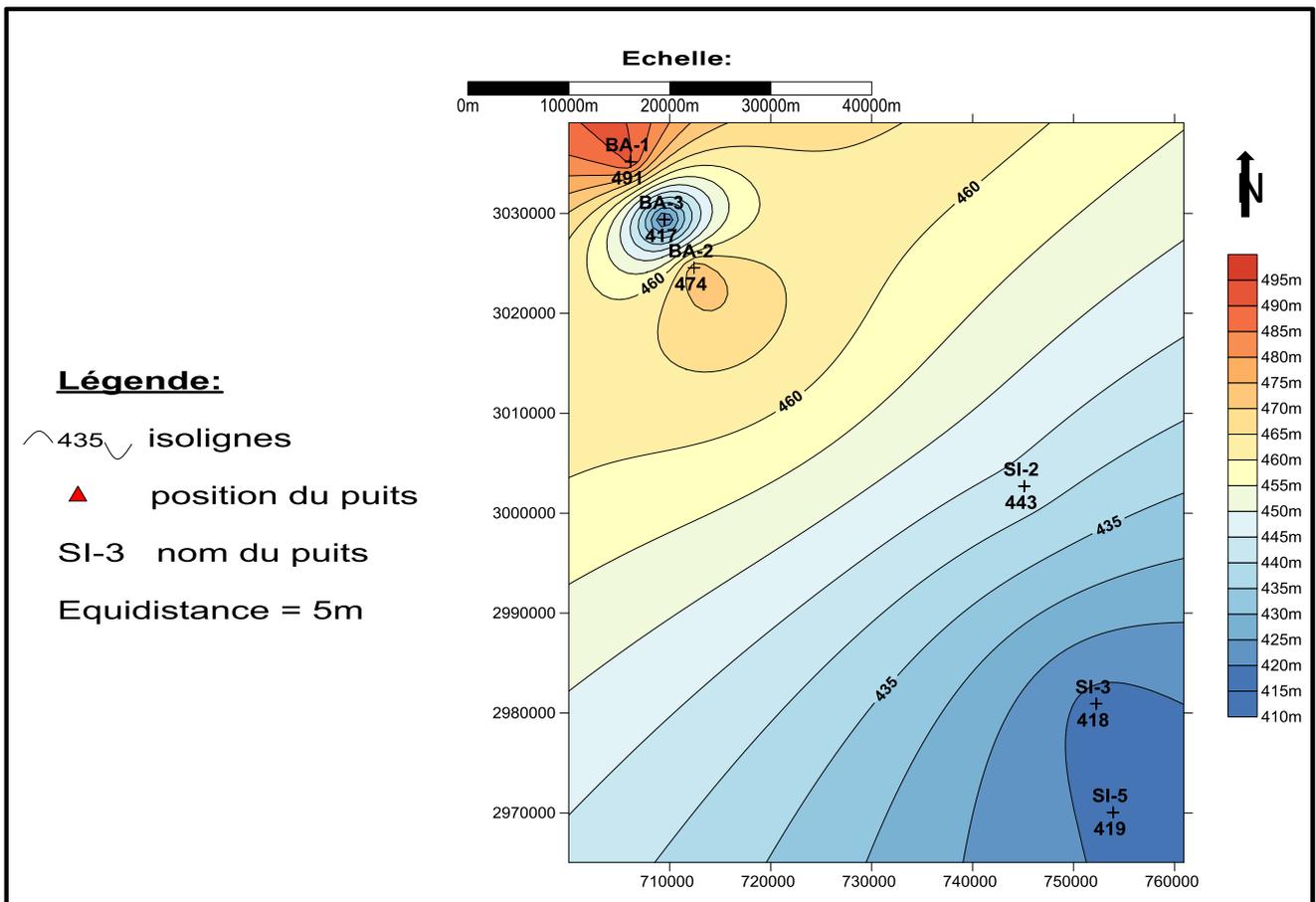


Figure 5: Carte en isopaques du réservoir Viséen B.

### II.2.3.2 Carte en isopaques du Strunien-Tournaisien : (Figure 6)

L'épaisseur du Strunien-Tournaisien diminue du Nord-ouest avec des épaisseurs maximales aux puits BA-1 de 290m vers le Sud-Est où le minimum d'épaisseur est enregistré aux puits SI-3 (207m).

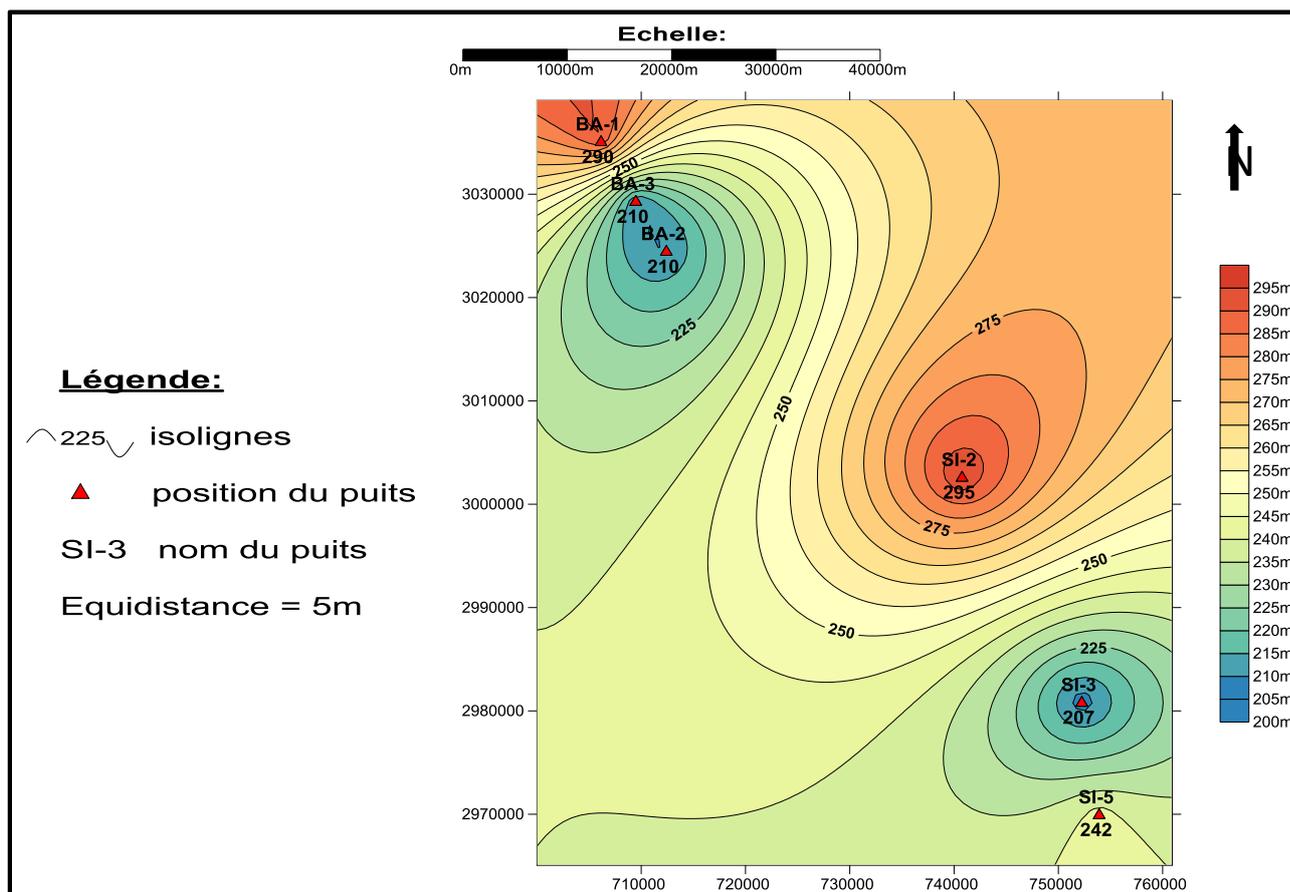
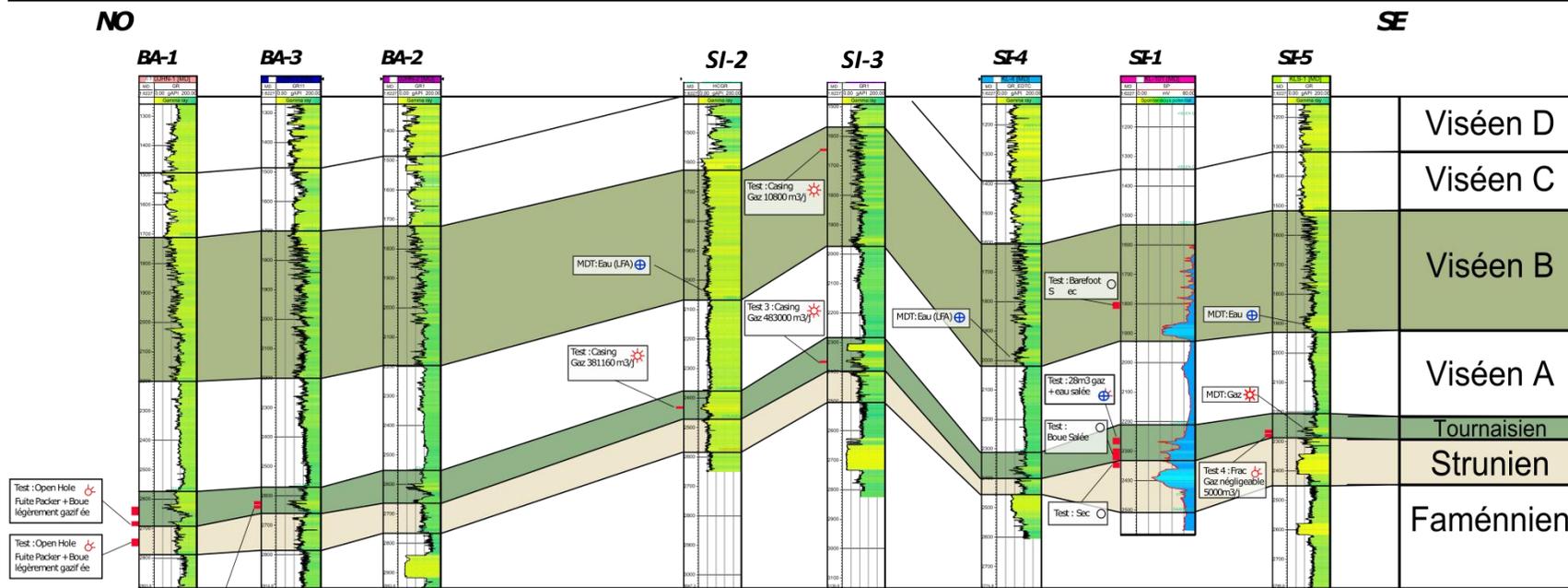


Figure 6: Carte en isopaques du Strunien-Tournaisien.

### II.2.4 Corrélation NO-SE:

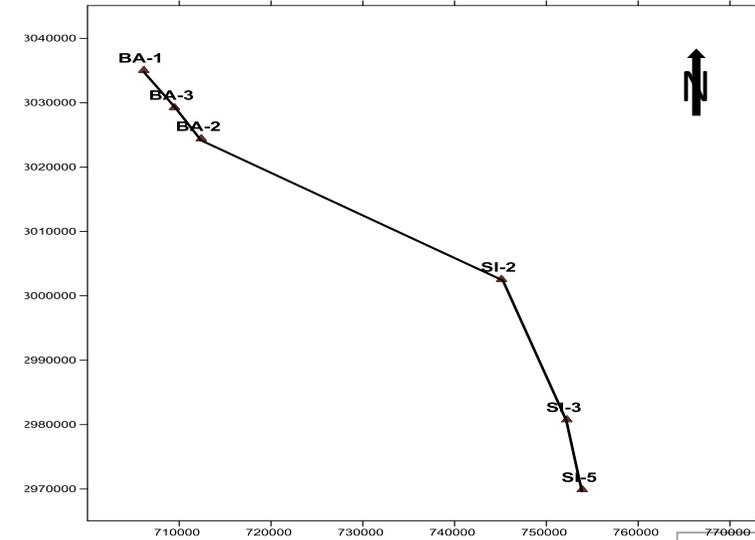
On a réalisé une corrélation NO-SE à travers les puits BA-1, BA-2, BA-3, SI-1, SI-2, SI-3, SI-4, SI-5 et SI-6 (Figure 7). On remarque que du NO vers le SE l'épaisseur du Viséen B et celle du Tournaisien diminuent graduellement, ce qui est confirmé sur les cartes en isopaques (Figure 5 et figure 6). Alors que, le niveau Strunien montre une augmentation d'épaisseur vers le NO. Ces trois niveaux réservoirs montrent des positions structurales plus hautes au niveau des puits SI-2, SI-3 et SI-4.

Figure 7 : Corrélation NO-SE



Légende:

- Gaz
- Indice de Gaz
- Sec
- Eau salée



### II.3 Interprétation :

#### II.3.1 Associations de faciès et environnements de dépôts :

L'accumulation des lithofaciès définit verticalement plusieurs associations de faciès qui correspondent à des environnements particuliers. Les structures sédimentaires et les assemblages des fossiles sont combinés pour définir les environnements de dépôts.

Les environnements de dépôt interprétés pour l'intervalle Strunien-Tournaisien et Viséen B sont :

- **Offshore:** représenté par un dépôt d'argile noire, micacée, comportant des débris bioclastiques et faiblement bioturbée.
- **Lowershoreface:** représenté par un faciès hétérolithique à dominance argileuse, bioturbé, bioclastique, présentant des stratifications lenticulaires, Stratification ondulées et des passées centimétrique de bancs gréseux .
- **Middle à Lowershoreface:** représenté par une alternance de grès fins à très fins, à drapages d'argile, bioturbé, avec un faciès hétérolithique à dominance gréseuse, à rares débris bioclastiques et bioturbés.
- **Middle shoreface:** représenté par des grès fins à très fins, compacts, à drapages et galets d'argile, bioturbés, présentant des rides de vague et des rides de courant .
- **Uppershoreface:** représenté par des grès, fins à très fins, compacts, à rares galets et drapages argileux, par endroits, faiblement bioturbés, à débris bioclastiques, massifs ou présentant des stratifications planes horizontales et des stratifications faiblement pentées.

On note également une influence tidale dans les dépôts du Viséen. On retrouve des chenaux tidaux, composés de grès fins à moyens grano-décroissants, riches en drapages argileux, à rides de courant et à base érosive avec des galets d'argiles et des bioclastes. Ils sont surmontés par des barres tidales composées de grès fins à très fins, à stratifications sigmoïdales, doublets argileux et galets d'argiles, parfois bioturbés.

Les niveaux calcaires du Viséen se sont déposés dans un environnement sub-tidal (zone infra-tidale), ils sont riches en débris bioclastiques remaniés.

**II.4 Conclusion :**

- Deux niveaux réservoirs ont été caractérisés il s'agit du Strunien–Tournaisien et du Viséen B. Il a aussi été déterminé que l'amélioration des qualités réservoirs est la conséquence d'une variation des caractéristiques matricielles.
- La description et l'interprétation des carottes ont permis de définir les lithofaciès, les associations de faciès et leurs environnements de dépôts respectifs.
- Les épaisseurs des couches du Viséen B et celle du Tournaisien diminuent graduellement du NO vers le SE, ce qui est confirmé sur les cartes en isopaques. Alors que, le niveau Strunien montre une augmentation d'épaisseur vers le NO.
- Les environnements de dépôt interprétés pour l'intervalle Strunien-Tournaisien et Viséen B sont généralement des dépôts marins de shoreface influencé au Viséen B par le tidal.

### III.1 Rappels théoriques :

La géochimie organique est la science qui applique les lois chimiques à l'étude des problèmes de genèse, de transformation, de migration et d'accumulation, des hydrocarbures dans la nature. Elle est appliquée aussi pour les substances organiques à partir desquelles les hydrocarbures ont pris naissance. C'est l'étude par méthodes géochimiques appliquées à aux phénomènes géologiques.

Les résultats géochimiques sont largement utilisés dans la recherche des gisements d'hydrocarbures et aussi pour le contrôle des processus d'exploitation des gisements.

#### III.1.1 Perspectives géologiques (roches mères et Kérogènes) :

A l'issue des processus de sédimentation, une certaine partie de la matière organique initiale ayant échappée aux actions biologiques, enzymatiques, est donc préservée dans un dépôt. Elle peut être très variée ; particules ligneuses des plantes continentales, spores et pollens, tissus cellulaires variés débris algaires, matériel amorphe. La diversité biologique de cette matière organique est très étendue et, selon les cas, on saura reconnaître qu'il s'agit d'algues bleues ou diatomées ou de plantes supérieures.

La teneur moyenne des roches sédimentaires en matière organique est de 0.5%. Lorsque la concentration en matière organique devient importante (4 à 12) le sédiment est alors considéré comme une roche mère potentielle, c'est à dire une roche mère susceptible de générer des hydrocarbures.

##### III.1.1.1 Roche mère :

C'est le premier maillon essentiel de système pétrolier on doit dire tout de suite que pour parler de l'intérêt pétrolier ou potentiel pétrolier, il faut considérer les aspects organiques, essentiellement selon les rapports H/C et O/C. Les roches mères sont susceptibles de générer des types différents d'hydrocarbures (gaz-huile).

Quantitativement en matière organique, un sédiment où la concentration est très forte (par exemple de l'ordre de 10%), aura un potentiel génétique élevé mais, si volumétriquement (extension latérale, épaisseur de la couche), il est limité, son intérêt sera négligeable.

### III.1.1.2 Différents types de kérogène :

Il existe dans la nature des multitudes de kérogènes classés en trois principaux types caractéristiques d'environnement sédimentaires. Ils peuvent être différents par leurs compositions chimiques, sur la base des rapports H/C et O/C obtenus par analyse élémentaire (Van Krevlen 1961) et accessoirement des diagrammes H/O donnés par Pyrolyse (Tissot et Welte.1984).

- **Type I:**

Il correspond à une matière organique lacustre riche en algues, les conditions de préservation sont très bonnes. Ce type est caractérisé à l'origine par des valeurs H/C élevées de l'ordre de 1.5 et des teneurs en oxygène faibles O/C=0.1, il est constitué en grande partie de lipide.

- **Type II:**

Il est souvent rencontré que dans un environnement marin épicontinental réducteur, dérive essentiellement des organismes planctoniques riche au carbone dans les bassins sédimentaires ; il est considéré comme ayant généré le plus d'hydrocarbures dans le monde. Le modèle le plus représentatif à ce jour dans la littérature est celui du Silurien du Sahara Algérien.

Les rapports H/C et O/C sont de l'ordre de 1.3 et 0.15 respectivement. Ces deux premiers types de kérogène sont issus de la matière organique sapropilique riche en hydrogène et génèrent au cours de la catagenèse relativement d'avantage d'huile que de gaz.

- **Type III:**

Il provient principalement de constituants de végétaux supérieurs continentaux, il est fréquent dans les sédiments, mais souvent disséminé dans les roches, l'exemple de référence est pris dans le delta de la Mahakam en Indonésie.

Ce type correspond au lignite et la cellulose qui sont des composés difficilement dégradables. Le type III dérive de la matière organique humique. Il est riche en oxygène. Il est favorable à une génération du gaz plus importante que l'huile.

### III.1.2 Transformation du kérogène et formation d'huile et du gaz :

Avec l'enfouissement progressif des sédiments au cours des temps géologiques, le kérogène initial est soumis à une augmentation croissante de la température lors de son approfondissement. Il va être transformé au cours de différentes étapes.

Le kérogène initial va subir un craquage thermique. C'est la thermogenèse qui décrit l'évolution depuis les produits initiaux immatures jusqu'au pétrole.

Les gaz biogéniques apparaissent dans les toutes premières étapes de cette évolution de la matière organique.

#### III.1.2.1 Diagenèse :

- **Diagenèse initiale :**

L'action bactérienne qui représente la principale étape de transformation de matière organique peut générer du gaz dit biogénique.

- **Diagenèse d'enfouissement :**

Pendant cette phase évolutive les trois types de kérogène commencent à perdre leurs composants oxygènes sous forme d'eau et du gaz carbonique (la décroissance du rapport O/C est plus rapide que celle de l'H/C).

#### III.1.2.2 Catagenèse :

Elle correspond à des profondeurs d'enfouissement croissant en passant par l'étape de la formation de l'**huile** et des hydrocarbures légers (gaz condensats).

Là O/C ne décroît plus mais H/C diminue rapidement. Le craquage thermique est efficace. Le poids moléculaire des hydrocarbures libérés décroît avec l'enfouissement. L'intervalle de profondeur où s'effectue cette genèse des hydrocarbures liquides est appelée fenêtre à huile. Le seuil du début de la catagenèse varie de 60 à 120°C correspondant aux profondeurs de 1500 à 4000 m, selon les gradients géothermiques des bassins sédimentaires.

**III.1.2.3 Métagenèse :**

C'est la phase ultime d'évolution du kérogène qui génère du gaz sec (Méthane), ou gaz thermogénique par craquage des hydrocarbures précédemment formés et du kérogène résiduel il y a alors formation de méthane, ce qui correspond à la fenêtre à s'effectuant en général à partir de 3000 m de profondeur.

**III.1.3 Caractérisation géochimique des roches mères :**

**III.1.3.1 La Richesse :**

La richesse en matière organique dans les roches est estimée en mesurant la teneur en carbone organique total (C.O.T), ce dosage vient après le dosage du carbone minéral (CM).

**III.1.3.1.1 Dosage du carbone :**

○ **Dosage du carbone minéral (CM) :**

Une prise de 400 mg de roche broyée est soumise à une attaque acide avec l'acide

$$CM \% = \frac{0.6 [(V_{HCL} \times N_{HCL}) - (V_{NaOH} \times N_{NaOH})]}{P}$$

chlorhydrique HCl 2N pendant trois (03) heures, on ajoute une quantité d'eau distillée, on chauffe jusqu'à l'ébullition (pour éliminer la dolomite), on neutralise la solution par NaOH, 1.33 N. Le pourcentage en carbone minéral est donné par la formule suivante :

- P : poids de l'échantillon en gramme
- V<sub>HCL</sub> : volume de l'acide chlorhydrique.
- N<sub>HCL</sub> : normalité de l'acide chlorhydrique.
- V<sub>NaOH</sub> : volume de la soude.
- N<sub>NaOH</sub> : normalité de la soude.

% CM	0.01 - 1	1 - 4	4 - 8	8 - 11	11 - 12
Qualité de la roche	Très pauvre	Pauvre	Moyenne	Riche	Très riche

**Tableau 7 : Classification des roches mères en fonction du carbone minéral.**

- **Dosage du carbone organique total (C.O.T) :**

Le résidu obtenu après la détermination de la teneur en carbone minéral est filtré et séché à l'étuve. Il est soumis à une combustion à 1200°C dans un four à induction sous flux d'oxygène, le CO<sub>2</sub> dégagé est analysé par Catharomètre en utilisant l'appareil (LECO).

Les résultats sont exprimés en pourcentage de carbone organique par rapport à la prise d'essai de la roche brute.

Conventionnellement, la classification suivante des roches mères est établie selon leur richesse en **C.O.T** (carbone organique total)

Qualité de la roche	COT EN %	
	Roche argileuse	Roche carbonatée
Pauvre	< 0.5	<0.25
Moyenne	0.5-1.0	0.25-0.5
Riche	1.0-2.0	0.5-1.0
Très riche	2.0-4.0	1.0-2.0
Excellente	>4.0	>0.2

**Tableau8 : Classification des roches mères en fonction du carbone organique total**

#### III.1.3.1.2 Pyrolyse ROCK-EVAL :

La pyrolyse (J.Espitalié, et al 1985) consiste à chauffer un échantillon de roches de 100 mg sous atmosphère inerte d'hélium, une programmation de température de 250°C à 600°C durant laquelle les hydrocarbures libres sont volatilisés permet l'obtention sur un chromatogramme d'un premier pic S1, ensuite un pic S2 représente la quantité d'hydrocarbures obtenue pour le craquage du kérogène que la roche aurait formé, si l'évolution thermique s'était poursuivie jusqu'à son terme. Parallèlement le CO<sub>2</sub> formé est piégé et quantifié sous forme de pic S3.(Le Rock-Eval classique)

La température maximale de la pyrolyse **T<sub>max</sub>** enregistrée au sommet du pic **S2**, constitue un paramètre d'estimation de degré d'évolution de la matière organique.

Les résultats de la pyrolyse peuvent servir de base pour déterminer les paramètres géochimiques (**IH, IO, IP, PP**).

Les paramètres obtenus sont :

- **S1** : Quantité d'hydrocarbures libres dans la roche (mg HC/ g de roche)
- **S2** : Quantité d'hydrocarbures issus de craquage de kérogène (mg HC/ g de roche)

- **PRINCIPE :**

Un échantillon contenant du carbone (organique ou minéral) est chauffé successivement dans un four de pyrolyse et dans un four d'oxydation selon un programme défini d'augmentation de température, cette analyse se fait en deux temps :

- Dans un four de pyrolyse sous atmosphère inerte.

Les effluents sont analysés en continu avec un détecteur à ionisation de flamme (**FID**) pour les hydrocarbures dégagés et avec une cellule infrarouge (**IR**) pour les gaz **CO** et **CO<sub>2</sub>** formés durant le craquage du kérogène et la décomposition des carbonates.

- Dans un four d'oxydation sous atmosphère oxydante.

Les gaz **CO** et **CO<sub>2</sub>** formés durant l'oxydation de la matière organique résiduelle et de la composition des carbonates sont analysés en continu par la cellule IR.

Cette analyse est caractérisée par les effets de quatre actions sur l'échantillon :

- La thermo-vaporisation des hydrocarbures libres à une température **<350°C**.
- Le craquage thermique de la matière organique et des produits lourds.
- L'oxydation de la matière organique résiduelle.
- La décomposition thermique des carbonates qui s'effectue dans le four de pyrolyse et dans le four d'oxydation.

S <sub>2</sub> (mg d'hydrocarbures/g de roche)	Qualité de la roche
S <sub>2</sub> < 2	Roche mère pauvre
2 < S <sub>2</sub> < 5	Roche mère moyenne
S <sub>2</sub> > 5	Roche mère bonne (riche)

**Tableau 6: Classification des roches mères en fonction du potentiel pétrolier résiduel.**

- **S3** : Quantité de **CO<sub>2</sub>** du kérogène (mg CO<sub>2</sub>/ g de roche).
- **T.max** : Température en degré celcius(**C°**) atteinte au sommet du pic **S2**.

Les deux pics **S1** et **S2** sont détectés par un détecteur à ionisation de flamme

**(FID)**, par contre le **S3** par un détecteur à conductibilité thermique **(TCD)**

La combinaison de ces paramètres de pyrolyse dans un diagramme de **Van-Krevelen**, permet de caractériser les potentiels pétroliers des roches mères, leur type et leur état de maturité (**Tissot et al**).

➤ **Les paramètres géochimiques établis à partir de la pyrolyse :**

- **Index d'hydrogène (IH) :**

Il exprime la quantité d'hydrocarbures dégagée au cours de la pyrolyse rapportée au **C.O.T**, il est exprimé en mg d'hydrocarbures par gramme de **C.O.T**, il caractérise le potentiel en hydrocarbure de la matière organique compte tenu de son type et son degré d'évolution.

$$IH = ( S_2 \times 100 ) / COT \quad ( mg \text{ HC } / g \text{ COT} )$$

FAIBLE	MOYEN	FORT	<b>III.1.3.2</b> <i>TRES FORT</i>
0 – 100	100 – 300	300 - 600	> 600

**Tableau 10 : Répartition de l'index de l'hydrogène.**

- **Index d'oxygène (IO) :**

Calculé par l'équation  $IO = S3.100/C.O.T$ , et exprimé en mg de  $CO_2$ /gramme de **C.O.T**, il caractérise la richesse en oxygène de la matière organique.

$$IO = ( S3 \times 100 ) / COT \quad ( mg \text{ CO}_2 / g \text{ COT} )$$

TRES FAIBLE	FAIBLE	MOYEN	FORT	TRES FORT
0 – 50	51- 100	100 – 200	200 - 400	> 400

**Tableau 11: Répartition de l'index d'oxygène.**

- **Index de production (IP) :**

C'est le rapport d'hydrocarbures libres par rapport à la totalité des hydrocarbures obtenus par thermo-vaporisation et craquage. Il représente la proportion d'hydrocarbures.

$$IP = S1 / (S1 + S2)$$

- **Potentiel pétrolier (PP) :**

Le potentiel pétrolier d'une roche est calculé par l'équation :

$$PP = S1 + S2 \text{ (mg HC /gde roche).}$$

Qualité De Roche	Valeur De PP
Très Faible	<0.5
Faible	0.5-2
Moyenne	2-5
Bonne	5-20
Excellente	>20

**Tableau12 : Classification des roches mères en fonction du potentiel pétrolier.**

- **Température maximale de la pyrolyse ( $T_{max}$ ):**

C'est la température atteinte au sommet du pic S2, celui-ci exprime en fait la répartition des énergies d'activations nécessaires au craquage du kérogène, compte tenu de la loi de chauffe imposée (25°C/min).

La  $T_{max}$  est utilisée pour déterminer les principales zones de formation du pétrole et du gaz.

### III.1.3.2.1 Mesures optiques :

- **Pouvoir réflecteur de la vitrinite (P.R.V) :**

Par définition le pouvoir réflecteur PR est un rapport de lumière entre l'incidente sur la lumière et la réfléchié ; il est très significatif lorsqu'il s'agit du macéralvitrinite qui dérive des acides humiques ; C'est le produit de la dégradation de lignine de végétaux supérieurs. Les mesures obtenues au P.R.V sont exprimées en pourcentages des sédiments et caractérisent l'état d'évolution de la matière organique.

De telles analyses nécessitent :

- De travailler sur des matières organiques du type III où se rencontrent les vraies particules de vitrinite des autres macéraux du kérogène, dont les valeurs de pouvoir réflecteur peuvent être différentes de celles de la vitrinite.
- D'effectuer un nombre suffisant de mesures.

**Remarque :**

Le problème des mesures de pouvoir réflecteur est présent au Paléozoïque, avant l'apparition des végétaux supérieurs. Dans ce cas les macéraux du type vitrinite, ne sont pas comparables à ceux trouvés dans les sédiments d'âge secondaire ou tertiaire.

- **Indice d'altération thermique (I.A.T) :**

Dans ce cas c'est l'état de conservation et plus particulièrement, la couleur de certains constituants (spores, pollens) qui sert à caractériser le stade d'évolution, on utilise des échelles qui vont de 1 à 5.

Ces mesures optiques renseignent sur l'état de maturation de la matière organique.

Stade	PRV %	IAT
Diagenèse	0 à 0.5	0 à 2.5
Catagenèse	0.5 à 2	2.5 à 4.5
Métagenèse	2 à 4	> 4.5

**Tableau13: Différents stades d'évolution de la matière organique en fonction de l'IAT et le PRV (Tissot et Welte, 1978)**

### III.2 Modélisation géochimique du puits SI-2 :

#### III.2.1 Méthodologie et traitement des données :

Ce travail consiste à identifier et caractériser les meilleurs niveaux roches mères dans la région traversée par le puits SI-2, en définissant la richesse en matière organique, le potentiel pétrolier et le degré de maturation actuel.

Les paramètres géochimiques utilisés pour l'évaluation sont issus de la pyrolyse Rock-Eval et la méthode optique, tels que COT, S1, S2, IH, IO,  $T_{max}$ , et le PRV (pouvoir réflecteur de la Vitrinite).

L'identification des niveaux roches mères ayant un bon potentiel de génération se base sur des COT > 1%.

#### III.2.2 Richesse et type de matière organique :

III.2.2.1 La richesse : la classification des résultats est régie par le tableau ci-dessous :

Lithologie	Paramètres	Faible	Moyen	Bon	Très bon	excellent
Argiles	COT(%)	≤0.50	0.5-1.00	1.01-2.00	2.01-4.00	>4.01
<b>Classification de la roche En matière organique</b>		<b>Faible</b>	<b>Moyenne</b>	<b>riche</b>	<b>Très riche</b>	<b>excellent</b>

Les résultats d'analyse sont interprétés comme suit :

**Tableau14: Classification du carbone organique totale (COT) pour les échantillons argileux**

**(Tissot et Welte, 1984)**

#### Frasnien :

Les valeurs COT varient de 2.28 à 4.64%, avec une moyenne de 3.4%. Ces valeurs sont supérieures à 2% ce qui indique une très bonne richesse en matière organique.

## III.2.2.1.1 Pyrolyse Rock-Eval :

Les paramètres pris en compte, pour la modélisation géochimique, sont illustrés dans le tableau ci-dessous :

Paramètres	Faible	Moyen	Bon	excellent
<b>S1</b> (mg HC/g de roche)	≤ 0.5	0.5 - 1	1 - 4	≥ 4
<b>S2</b> (mg HC/g de roche)	≤ 2	2-5	5-10	≥ 10
<b>IP (sans expulsion)</b>	<b>Immature</b>	<b>Fenêtre à huile</b>		<b>Perte e gaz</b>
	≤ 10	0.10 - 0.40		≥ 0.40
<b>IH</b> (mgHG/g de COT)	≤ 100	100-300	300-600	≥ 600
<b>IO</b> (mgHG/g de COT)	≤ 100	100-200	200-400	≥ 400

**Tableau15 : Les principaux paramètres géochimiques issus de pyrolyse Rock-Eval (Espitalie et al 1985, Peters et Cassa 1994)**

Les résultats d'analyse géochimique (**Tableau 15**) sont interprétés comme suit :

**Roche mère Frasnienne :**

- **S1** : les valeurs mesurées de S1 exprimant la présence d'hydrocarbures à l'état libre, sont faibles et varient de 0.14 à 0.78mgHC/g de roche ( $S1_{moy} = 0.32\text{mg HC/g de roche}$ ).
- **S2** : les valeurs de S2 exprimant le potentiel résiduel en hydrocarbures, celles-ci sont faibles à moyennes, oscillant de 0.23 à 2.78mg HC/g de roche ( $S2_{moy} = 1.37\text{mg HC/g de roche}$ ).
- Les températures maximales de pyrolyse ( $T_{max}$ ) enregistrées aux picsS2 varient entre 412 à 428°C, les faibles valeurs de  $T_{max}$  peuvent être dues au matériau non structuré riche en infertilité et/ ou éventuellement à la présence de matrice de bitume solide (REPSOL 2007).
- Les Index d'hydrogène (IH) calculés sont très faibles, ne dépassant pas 99 mg HC/g COT.
- Les Index d'oxygène (IO) calculés sont très faibles, ne dépassant pas 36 mg HC/g COT.

Etage	sample type	Depth (m)	Prep	TOC (%)	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	Tmax	HI	OI	S1/TOC	PI	PP
Frasnien	CTG	3620	EXT	2,56	0,29	0,78	0,45	422	30	18	11	0,27	1,07
	CTG	3630	EXT	3,59	0,32	0,52	0,45	413	14	13	9	0,38	0,84
	CTG	3640	EXT	2,8	0,18	2,77	0,56	428	99	20	6	0,06	2,95
	CTG	3650	EXT	2,28	0,78	0,67	0,83	417	29	36	34	0,54	1,45
	CTG	3660	EXT	3,4	0,15	0,23	0,59	443	7	17	4	0,39	0,38
	CTG	3670	EXT	3,87	0,21	0,54	0,6	412	14	16	5	0,28	0,75
	CTG	3680	EXT	3,66	0,13	1,8	0,52	421	49	14	4	0,07	1,93
	CTG	3700	EXT	3,62	0,49	2,2	0,44	421	61	12	13	0,18	2,69
	CTG	3710	EXT	3,96	0,74	0,39	0,62	421	10	16	19	0,65	1,13
	CTG	3720	EXT	4,14	0,2	1,99	0,75	421	48	18	5	0,09	2,19
	CTG	3730	EXT	3,69	0,37	0,91	0,62	412	25	17	10	0,29	1,28
	CTG	3740	EXT	3,23	0,34	0,9	0,58	415	28	18	10	0,27	1,24
	CTG	3750	EXT	3,54	0,24	1,89	0,55	425	53	16	7	0,11	2,13
	CTG	3760	EXT	2,8	0,14	1,85	0,72	424	66	26	5	0,07	1,99
	CTG	3770	EXT	4,64	0,3	2,78	0,59	421	60	13	6	0,1	3,08
	CTG	3780	EXT	2,58	0,19	1,72	0,73	422	67	28	7	0,1	1,91

Tableau16: Résultats d'analyse géochimique des échantillons de la Roche mère Frasnienne du puits SI-2

III.2.2.1.2 Type de la matière organique :

Frasnien : d'après la répartition des échantillons dans le diagramme IH/OI (Index d'hydrogène en fonction d'Index d'oxygène) (Figure 8), le nuage de points se situe dans l'aire de répartition de la matière organique de type II/III, et selon l'analyse visuelle du kérogène (Observation au microscope), le Frasnien est constitué d'un mélange de matière organique de type II/III (matière organique marine/terrestre) (REPSOL, 2007).

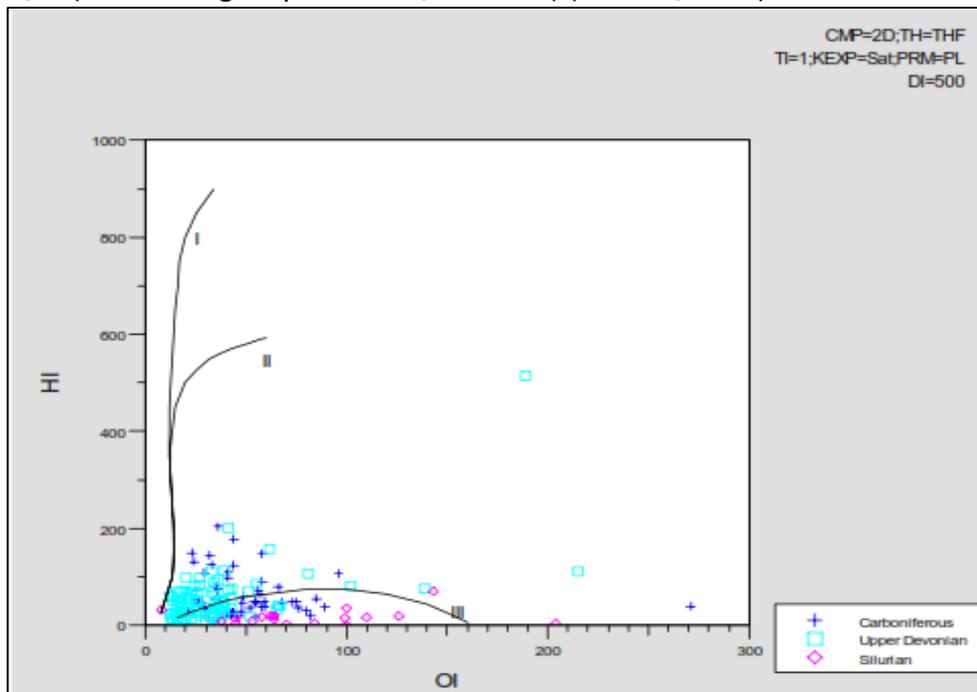


Figure 8 :Diagramme IH/OI du puits SI-2.

**III.2.3 Etat de maturation actuel :**

La maturité du kérogène est déterminée par les mesures de PRV (pouvoir réflecteur de la Vitrinite).

**Frasnien** : les valeurs de PRV mesurées dans les échantillons de la roche mère Frasnienne (Tableau 17) varient de 1.1 à 1.45 correspondants à la fin de la phase à huile et début de la phase à condensat et gaz humide.

Formation	Depth (m)	PRV (%)
Frasnien	3620	1,24
	3640	1,45
	3660	1,13
	3680	1,4
	3700	1,37
	3720	1,1
	3740	1,19
	3760	1,39

**Tableau17: Résultats de mesures de PRV de la Roche mère Frasnienne du puits SI-3.**

### III.3 Résultats de la modélisation géochimique du puits SI-2:

La modélisation géochimique a été réalisée seulement pour la roche mère Frasnienne (COT>1%) au niveau du puits SI-2.

#### III.3.1 Timing de génération et expulsion des hydrocarbures et quantités en masse:

- ✓ La courbe de génération des hydrocarbures (Figure 9) montre un cycle d'enfouissement au Paléozoïque, suivi d'une période de soulèvement correspondant à la phase Hercynienne.
- ✓ La génération des Hydrocarbures de la roche mère frasnienne débute au Namurien(326Ma) (Figure 9).
- ✓ La quantité totale générée est estimée à 36.45 mg d'HC/g de roche initiale (Figure 11) dont 80% a été expulsée durant la période 324 à 307Ma (Namurien-Westphalien) (Figure 10).
- ✓ La quantité expulsée est estimée à 32.45mg d'HC/g de roche initiale (Figure 12).

#### III.4 Conclusion :

- Pour les réservoirs carbonifères, le problème d'alimentation ne se pose pas vu la présence de deux niveaux roches mères. Une modélisation géochimique au niveau de SI-2 (Genex 1D) a été réalisée pour la roche mère frasnienne (COT>1%).
- La génération et l'expulsion des hydrocarbures de la roche mère frasnienne est due à la forte subsidence du bassin au cours du Paléozoïque supérieur (l'épaisseur des sédiments déposées au-dessus du Frasnien dépasse les 3600m). Par ailleurs, la migration des hydrocarbures peut s'effectuer à travers les failles
- La génération des Hydrocarbures de la roche mère frasnienne débute au Namurien(326Ma) dont 80% a été expulsée durant la période 324 à 307Ma (Namurien-Westphalien).

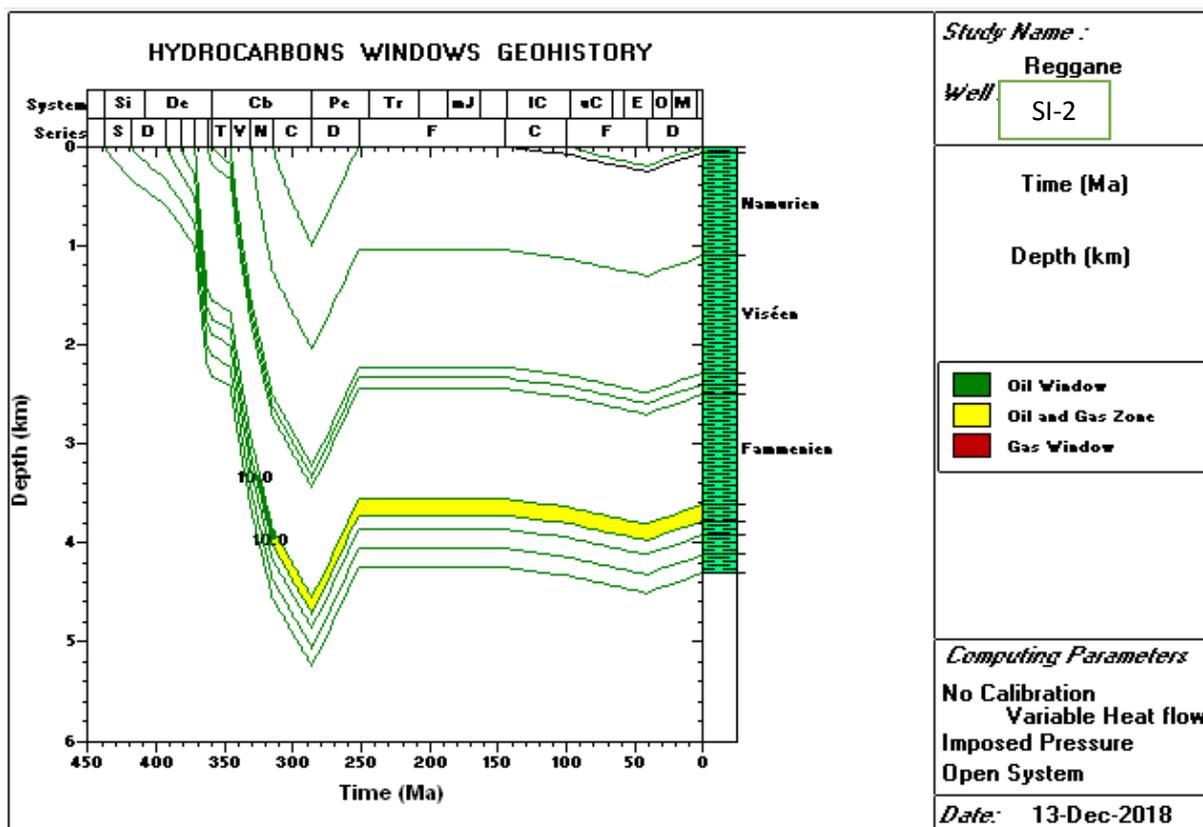


Figure 9 : Histoire d'enfouissement et génération des hydrocarbures du puits SI-2.

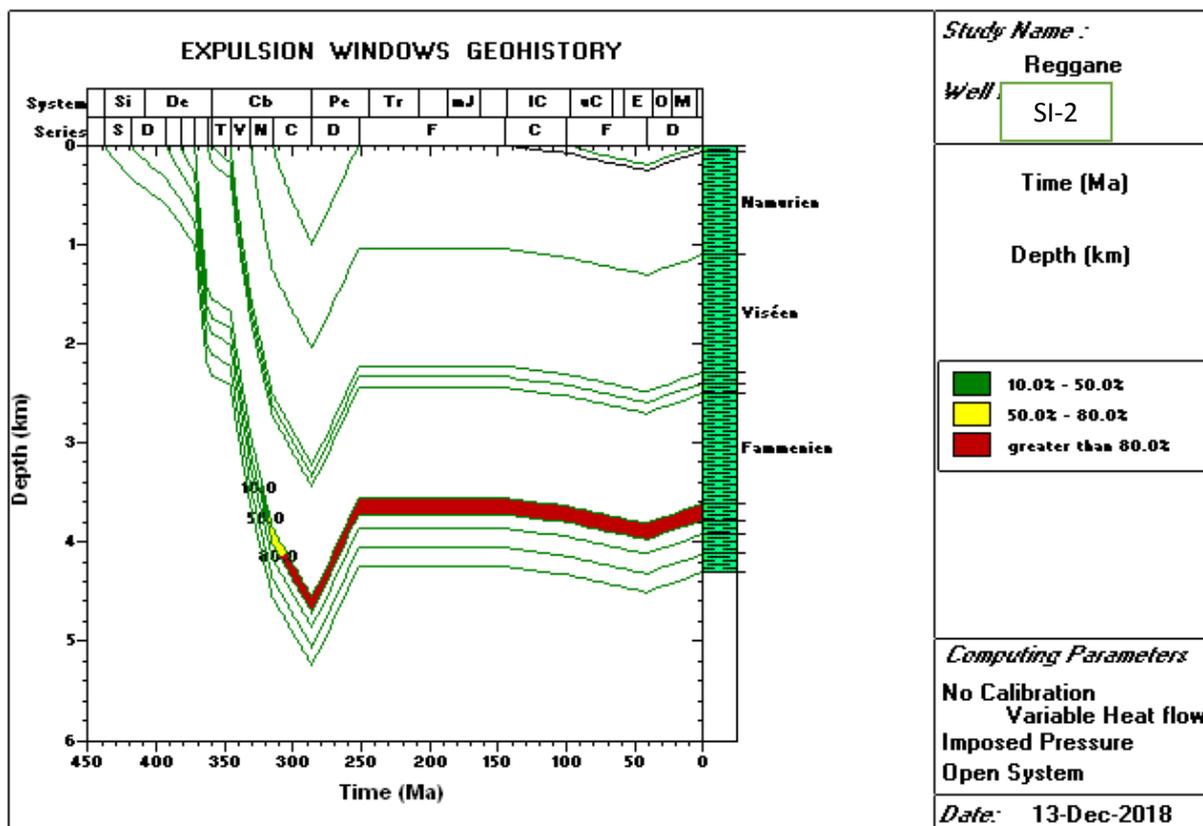


Figure 10 : Histoire d'expulsion des hydrocarbures du puits SI-2.

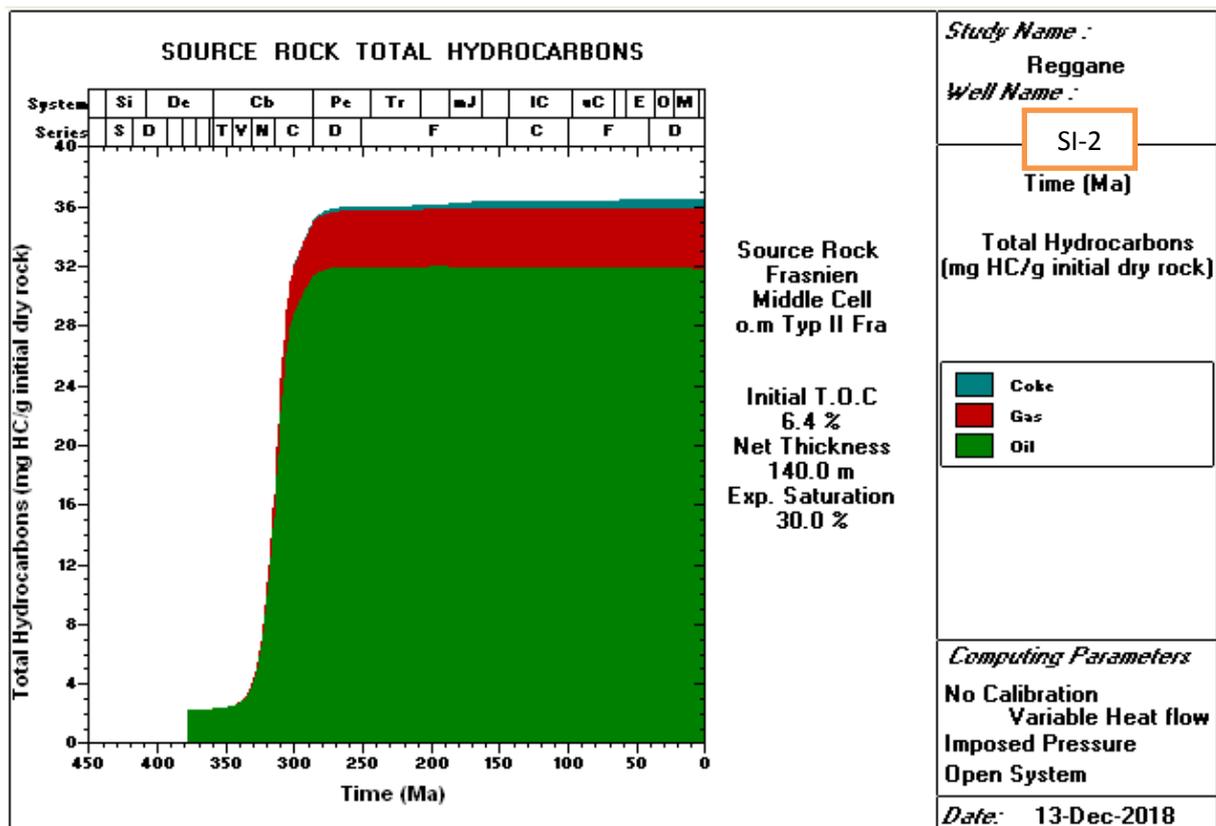


Figure11 : Quantité d'hydrocarbures généré par la roche mère Frasnienne du puits SI-2.

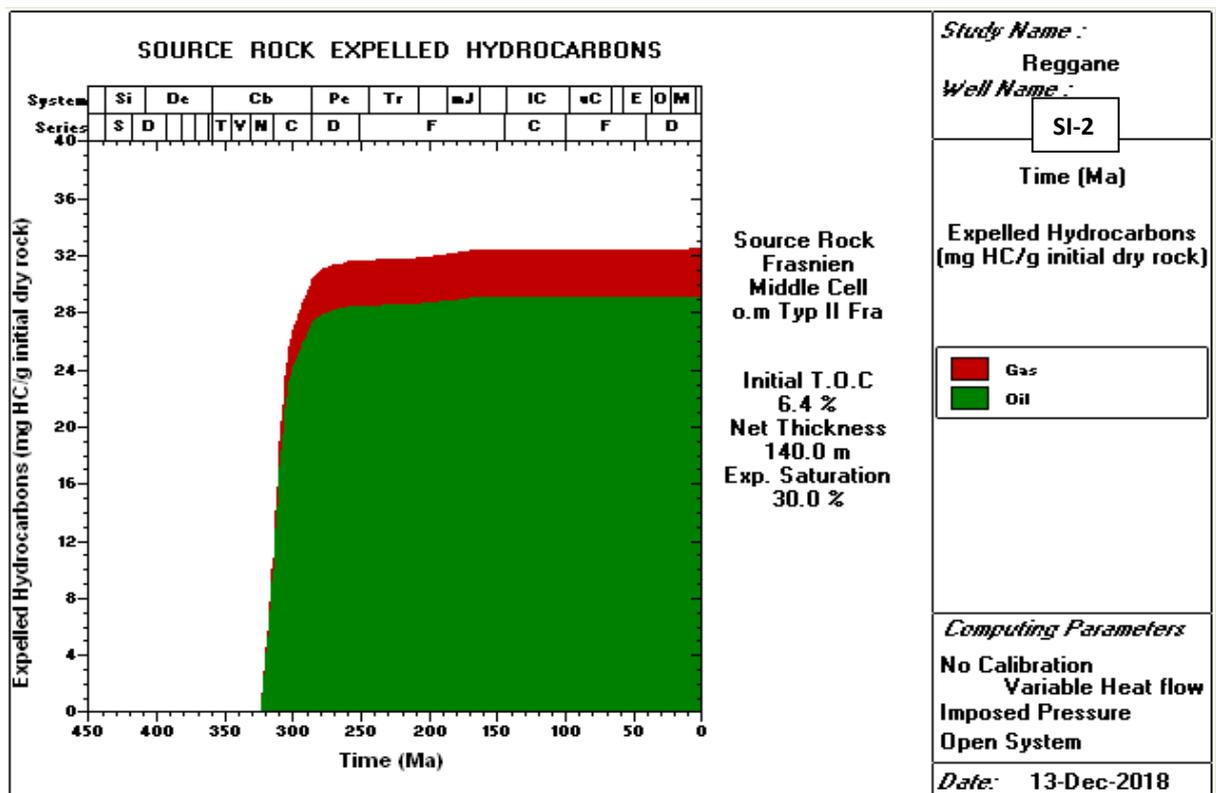


Figure12 : Quantité d'hydrocarbures expulsé par la roche mère Frasnienne du puits SI-2.

### IV.1 Introduction :

En plus de sa profondeur importante et de la présence de roches éruptives, le bassin de Reggane se démarque des autres bassins de la plateforme saharienne par son asymétrie prononcée (figure 2).

En effet, ce bassin présente un flanc oriental étroit, très structuré, renfermant des structures limitées par des failles de géométrie complexes, liées à la formation des chaînes de l'Ougarta.

Le flanc occidental pour sa part est un vaste monoclin à pendage très doux vers le nord-est, parcouru par des failles inverses.

Le périmètre Reggane Nord englobe plusieurs éléments structuraux positifs à savoir :

- 1- Trend Tazoult Azrafil : il comprend plusieurs structures allongées selon la direction nord-ouest sud-est, bordées de failles inverses. La plupart de ces structures ont été foré et ont fait l'objet de découverte. Ce trend renferme plusieurs gisements à savoir Reggane, Tiouliline, Azrafil, et récemment le gisement de Sali.
- 2- Le trend Djebel Heïrane-KahalTabelbala, d'orientation nord-ouest / sud-est relaye le trend Tazoult-Azrafil. Ce bourrelet qui est bordé de grandes failles renferme plusieurs structures. La nouvelle cartographie fait ressortir une compartimentation de ce trend correspondant chacun à un éventuel gisement ou alors une méga structure compartimentée.
- 3- Le trend Kahlouche Djebel Heïrane de même orientation que les deux précédents montre une faille flexure le long de sa bordure occidentale.  
Il comprend les structures de Djebel Heïrane reconnue par les sondages BA-1 et 2 et la structure de Kahlouche reconnue par les forages SI-1 et SI-2 (foré en 2006 par l'associé Repsol).
- 4- Le trend Feidj El Had, d'orientation nord ouest- sud est, est pris entre une zone de failles de direction nord ouest –sud est et des failles de même direction mais de faibles rejets à l'est. La structure de Feidj El Had, a été reconnue par le sondage FHD-1 qui a débite du gaz sec dans le réservoir ordovicien.
- 5- Le trend Hassi M'Dakane, qui est un axe de direction sensiblement est- ouest renfermant la structure du même nom reconnu par le forage HDK-1.

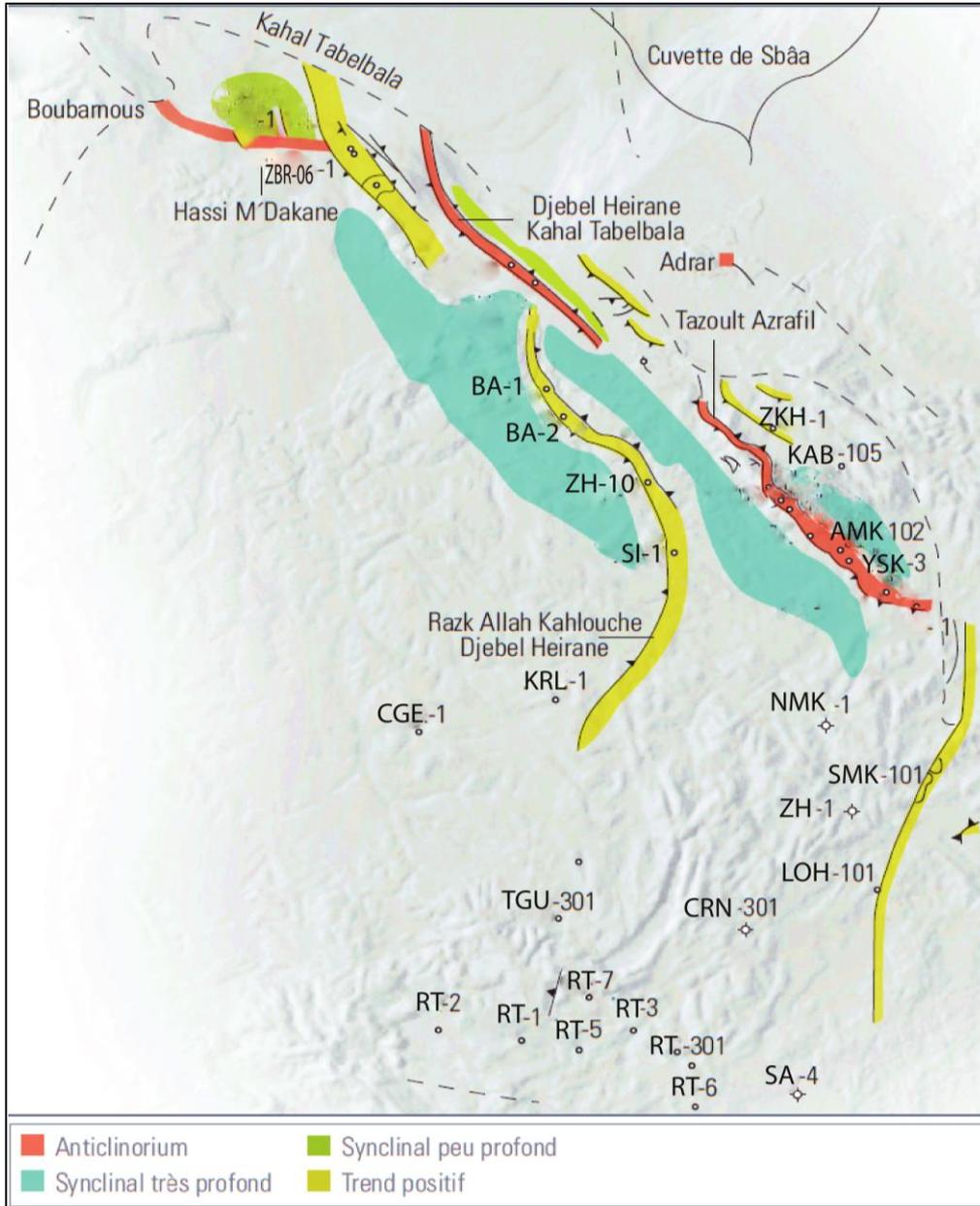


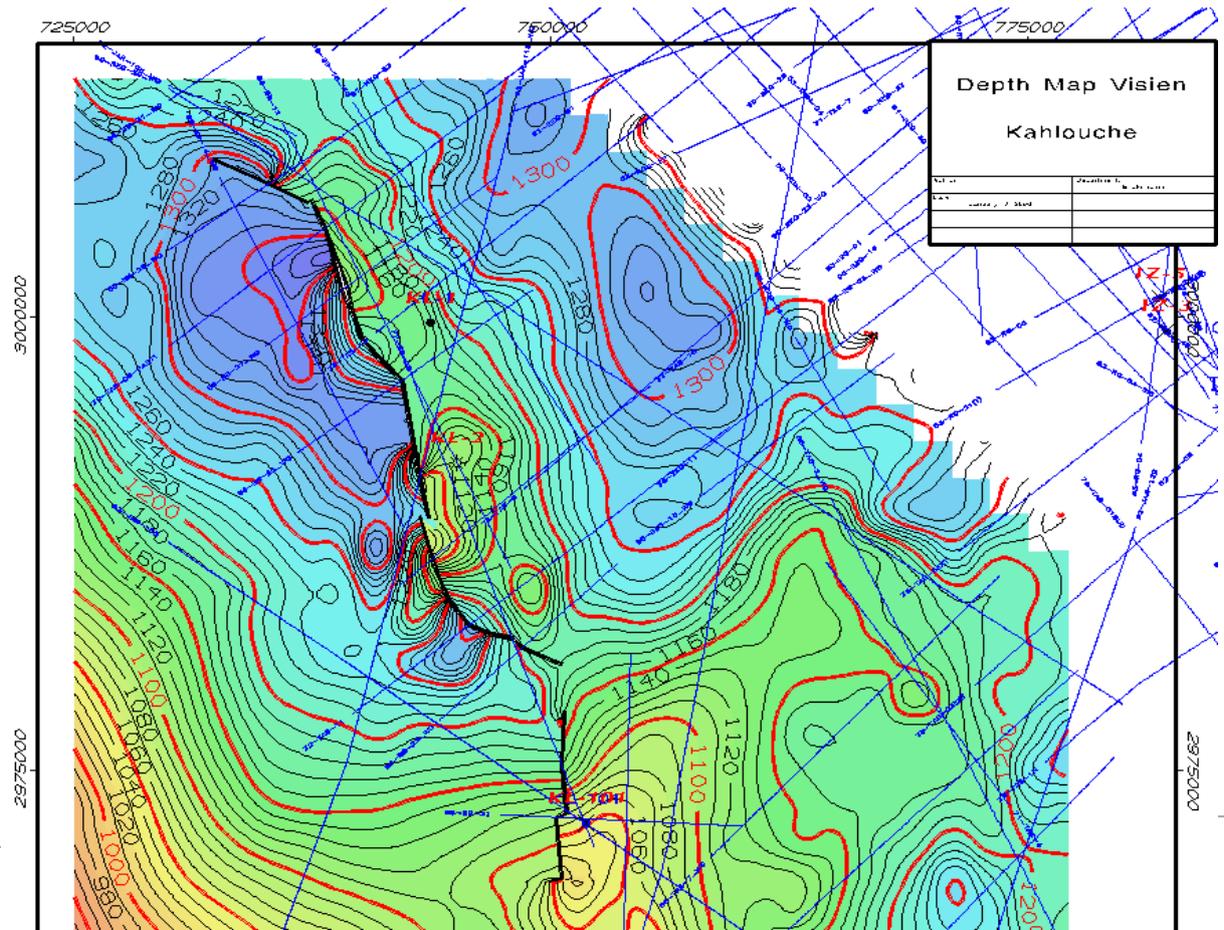
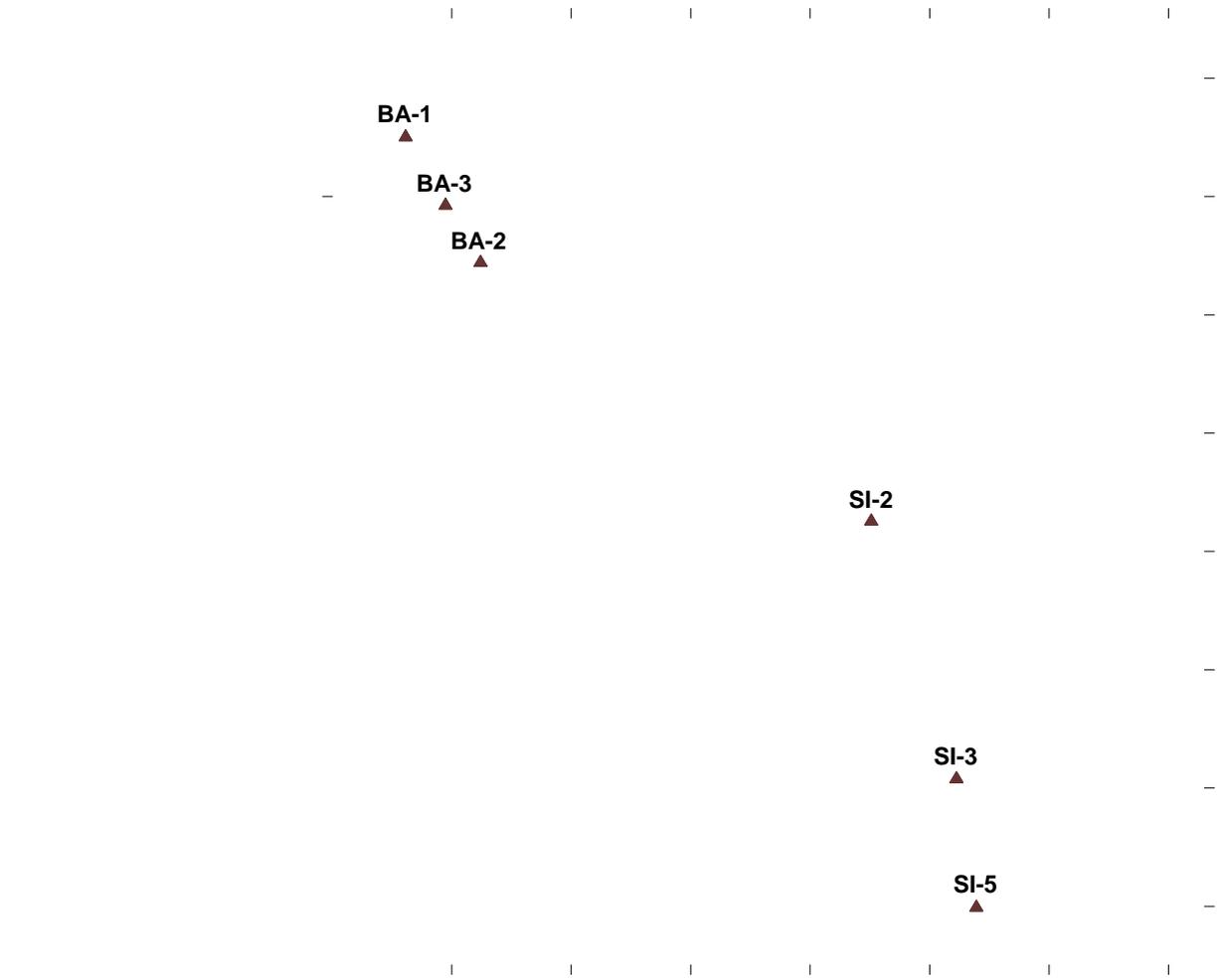
Figure 13 :Eléments structuraux du bassin de Reggane (WEC, 2007).

**IV.2 Cartes en iso-valeurs :****IV.2.1 Carte en isobathes :****IV.2.1.1 Carte en isobathes au toit du réservoir Viséen B :****► Tableau des données de base :**

L'établissement des cartes en isobathes au toit du Viséen Bestbasé sur les données des puits citées dans le tableau suivant :

<b>Puits</b>	<b>X (m)</b>	<b>Y (m)</b>	<b>Toit du Viséen B (m)</b>
<b>BA-1</b>	706141.78	3035176.92	1709
<b>BA-2</b>	712408	3024567	1722
<b>BA-3</b>	709480.98	3029403.2	1710
<b>SI-2</b>	745120.999	3002706.119	1557
<b>SI-5</b>	753916.787	2970057.847	1517
<b>SI-3</b>	752247.54	2980925.73	1624

**Tableau 7 : La profondeur du toit du Viséen B aux niveaux des puits.**



**Figure 14 : Carte en isobathes au toit du Viséen.****Légende:**

-  isolignes  
 position du puits  
 SI-3 nom du puits  
 Equidistance = 10m

Les structures du Viséen sont allongées selon la direction NW-SE. Elles sont affectées par des failles inverses de la même direction d'allongement, les structures les plus hautes sont résultat du soulèvement due au jeu de failles et se trouvent au niveau des puits SI-2 (-1120m) et SI-3 (-1165m).

**IV.2.1.2 Carte en isobathes au toit du réservoir Strunien-Tournaisien :**► **Tableau des données de base :**

L'établissement des cartes en isobathes au toit du Strunien-Tournaisien (figure 15) est basé sur les données des puits citées dans le tableau suivant :

Puits	X (m)	Y (m)	Toit du Strunien-Tournaisien (m)
BA-1	706141.78	3035176.92	2572
BA-2	712408	3024567	2552
BA-3	709480.98	3029403.2	2556
SI-2	745120.999	3002706.119	2462
SI-3	752247.54	2980925.73	1624

**Tableau 8 : La profondeur du toit du Strunien-Tournaisien aux niveaux des puits.**

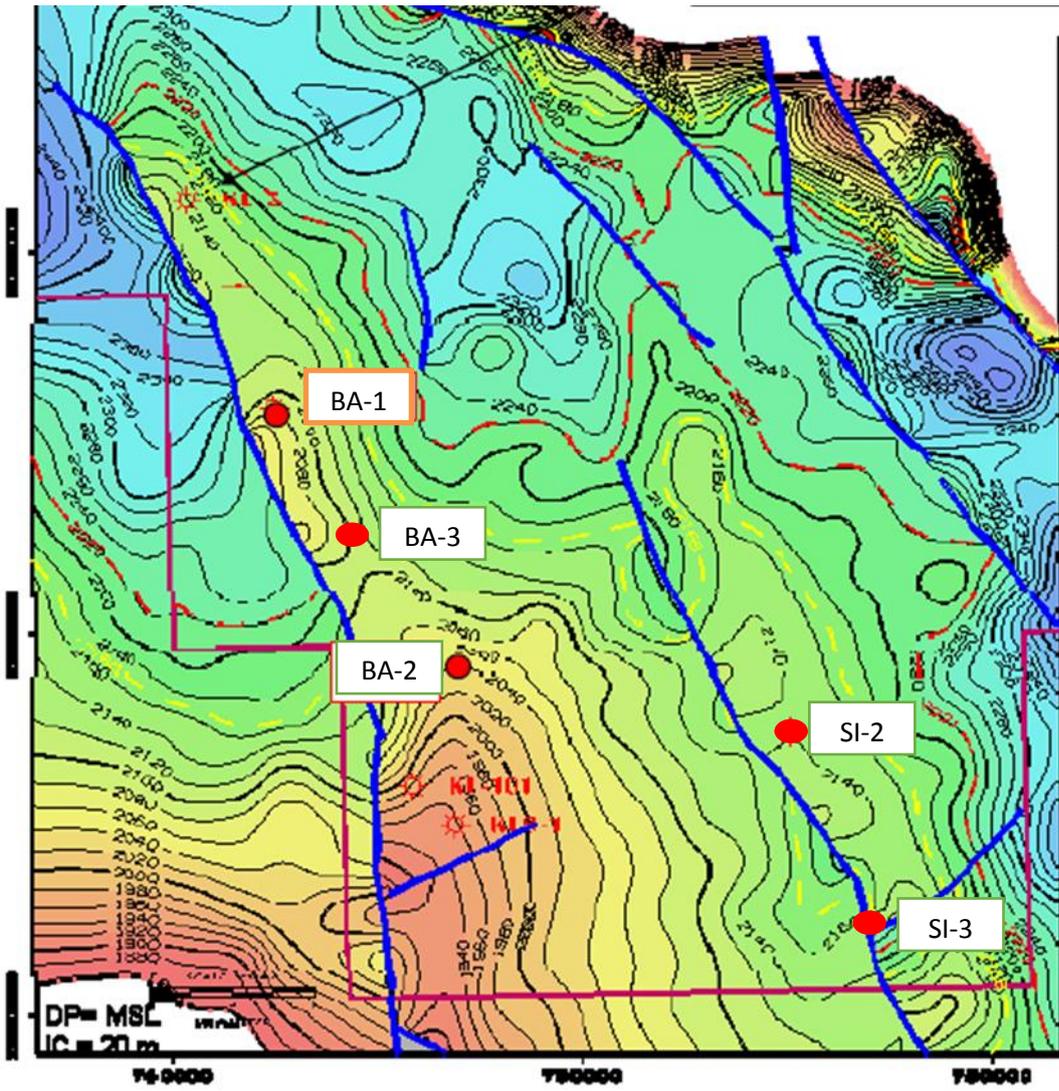


Figure 15 : Carte en isobathes au toit du réservoir Strunien-Tournaisien

**Légende:**

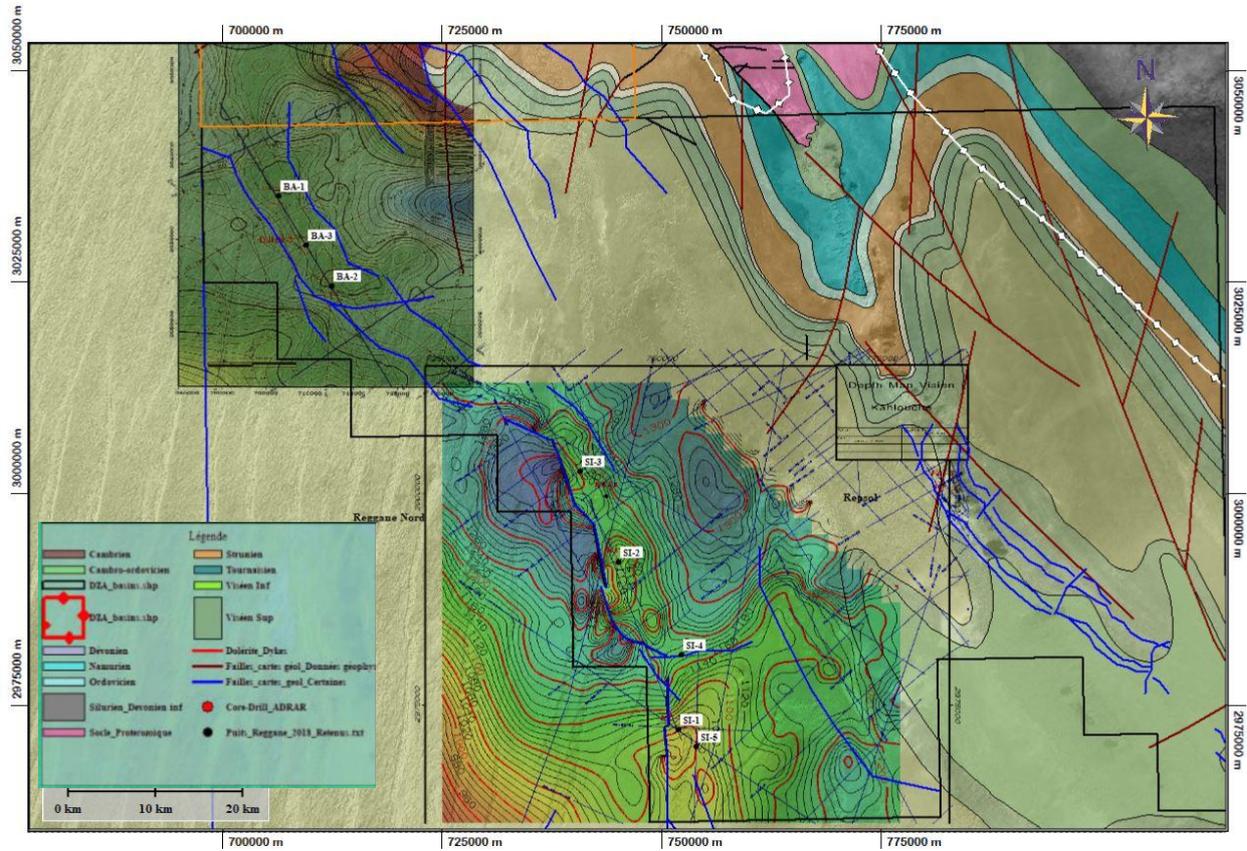
~1300~ isolignes

● position du puits

SI-3 nom du puits

Equidistance = 20

IV.3 Ecorché géologique :



**Figure16: Superposition des cartes en isobathes et le schéma de réseau de failles sur l'écorché géologique du trend kahlouche– Djebel Heïrane (Document SONATRACH 2018)**

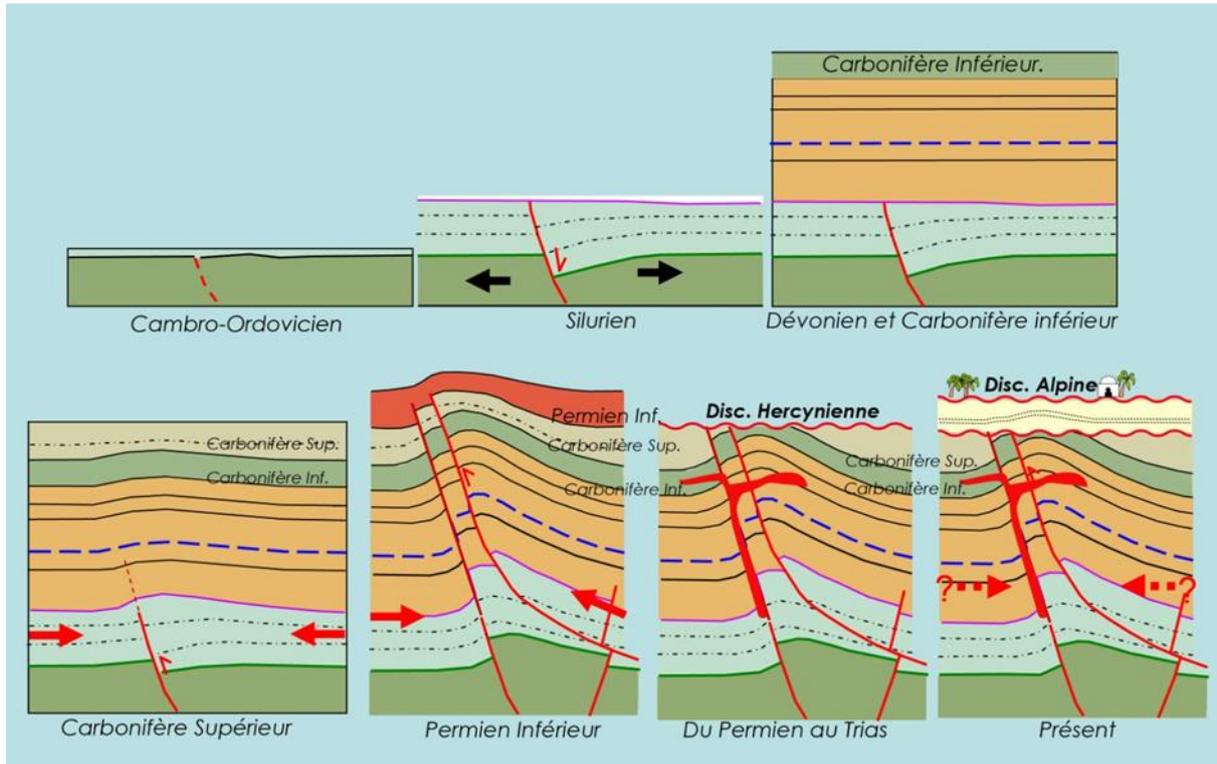
Ce trend Kahlouche Djebel Heïrane est d'orientation NW-SE, il comprend les structures de Djebel Heïrane et celles de Kahlouche, reconnues par différents sondages. Les structures Kahlouche sont traversées par des sondages de forme allongée d'orientation NW-SE, avec un flanc ouest bordé par une faille inverse de même direction de faible rejet.

#### IV.4 Restauration 2D de la structure de Reggane et chronologie des phases tectoniques :

Le bassin de Reggane et plus particulièrement la bordure NE est profondément affecté par les érosions liées à l'Hercynien, l'Autrichien et l'Alpin. Cependant, l'évolution post-hercynienne est difficile à approcher du fait de faibles épaisseurs des affleurements allant du Jurassique au continental intercalaire terminal.

En effet, des différents travaux réalisés, à travers ce bassin, par SONATARCH, et bien d'autres encore, ressort la similitude des caractères cités-après

- Du Cambrien à l'Ordovicien : cette période caractérisée par une succession de des évènements tectoniques compressifs et distensifs (compressifs Panafricain, distensifs cambro-ordovicien puis compressifs Taconique).
- Silurien : est caractérisée par une tectonique distensive et une transgression généralisée.
- Du Dévonien au Carbonifère inférieur : est caractérisée par période de non déformation matérialisé par des dépôts isopaques.
- Du Carbonifère Sup au Permien inférieur : est caractérisée par les évènements tectoniques compressifs hercyniens. Toutes la pile sédimentaire sont intensivement plissées et affectées par des failles. La structuration actuelle du bassin de Reggane et plus particulièrement le trend de Reggane est acquise durant cette époque.
- Du jurassique à l'Actuel : cette période est modestement connue dans ce bassin. La distension régionale du Lias est responsable de la mise en place d'importantes intrusions doléritiques sur l'ensemble de la plateforme saharienne (Document SONATRACH, 2018).



**Figure 17 :Reconstitution structurale des évènements tectoniques ayant structuré le trend de Kahlouche (Document SONATRACH,2018)**

### V.1 Introduction:

L'étude des caractéristiques pétrophysiques est une partie importante pour l'évaluation d'un réservoir. L'interprétation de la variation des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité...) et de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile...), et la relation entre eux nous permet de déterminer :

- La production optimale des puits.
- Les quantités de fluides et leurs circulations à travers les pores.
- Le développement du champ pétrolier.
- La sélection des puits dans les zones à intérêt pétrolier.

### V.2 Carte de résultats pétroliers :

A partir des résultats enregistrés lors des tests de puits, on a pu établir la carte de résultats pétroliers à travers les puits BA-1, BA-2, BA-3, SI-2, SI-3 et SI-5. Ces résultats varient d'un puits à un autre et d'un niveau réservoir à un autre, on peut les résumer comme suit :

▶ **Dans le puits BA-1:**

Des indices de gaz dans les niveaux réservoirs Tournaisien et Strunien.

▶ **Dans le puits BA-3:**

Des indices de gaz dans les niveaux réservoirs Tournaisien

▶ **Dans le puits SI-2:**

Du gaz dans les niveaux réservoirs Viséen B et Tournaisien qui offrent des débits de 10800 et 483000 m<sup>3</sup>/j respectivement.

▶ **Dans le puits SI-3:**

De l'eau salée au niveau du Viséen B et du gaz dans le niveau réservoir Tournaisien avec un débit 381160 m<sup>3</sup>/j.

▶ **Dans le puits SI-5:**

De l'eau salée au niveau du Viséen B et des indices de gaz avec un débit de 5000 m<sup>3</sup>/j dans le niveau réservoir Tournaisien.

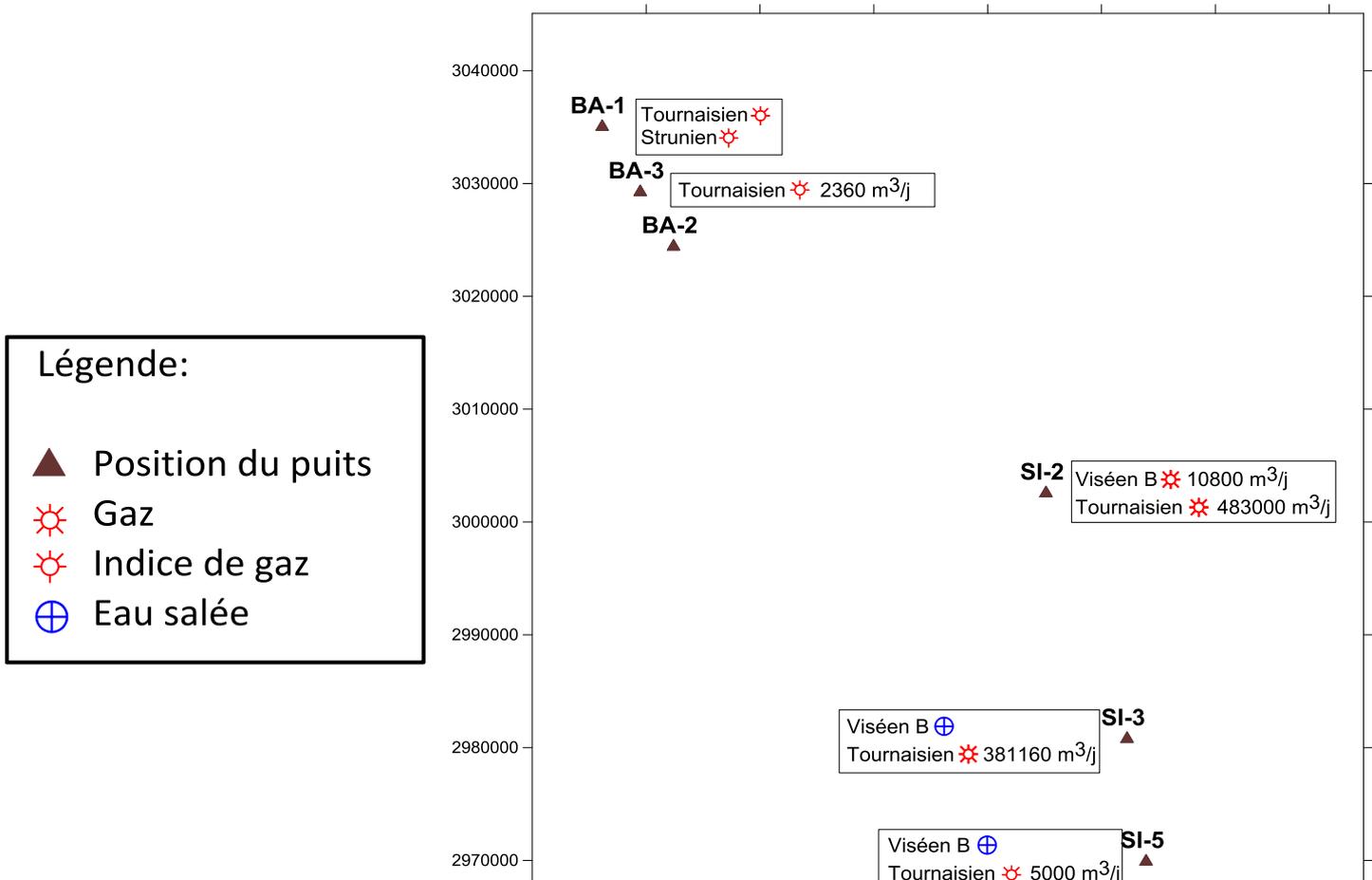


Figure 18 : Carte de résultats pétroliers

### V.3 Caractéristique du réservoir:

#### V.3.1 Rappel théorique:

##### V.3.1.1 La porosité:

C'est le volume d'espace vide existant entre les grains et les particules de la matière solide qui compose les roches.

La porosité est définie comme étant le rapport entre le volume des pores et le volume de l'échantillon, elle est caractérisée par un coefficient qu'on appelle "Coefficient de porosité".

On distingue:

- La porosité totale.
- La porosité utile.
- La porosité résiduelle.
- La porosité effective.

Soit un échantillon de roche dont le volume total est  $V_t$ , ce volume se compose du volume des particules et du volume des pores:

$$V_t = V_s + V_p$$

Coefficient de porosité total :

$$\phi_t = \frac{V_p}{V_t} [\%]$$

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

- **La porosité totale** représente le volume du vide contenu dans l'unité du volume total de la roche.
- **La porosité utile** est le rapport entre les volumes des pores liés entre eux et avec l'extérieur (ou le liquide s'écoule sous l'effet d'un gradient de pression au cours de l'exploitation) et le volume total de l'échantillon.

$$\phi_u = \frac{V_u}{V_t}$$

- **La porosité résiduelle** est caractérisée par les pores non liés entre eux:

$$\phi_r = \phi_t - \phi_u$$

De toutes ces définitions, généralement un gisement a une porosité :

- **Très bonne** si  $\phi > 20\%$ .
- **Bonne** si  $10 < \phi < 20\%$ .
- **Pauvre** si  $5 < \phi < 10\%$ .
- **Négligeable** si  $\phi < 5\%$ .

- **Mesure de la porosité:**

Il existe plusieurs méthodes de mesure, toute les méthodes se base sur la mesure du volume de l'échantillon, du calcul du volume des pores et du volume des parties solides de l'échantillon, en laboratoire on utilise la méthode de pesée.

### V.3.1.2 La perméabilité:

C'est l'aptitude d'une roche à laisser circuler un fluide contenu dans un milieu poreux sous l'effet d'un gradient de pression.

- **Coefficient de perméabilité :**

Selon Darcy:

$$K = \frac{Q \cdot L \cdot \mu}{S \cdot \Delta P}$$

Tel que:

K: [m<sup>2</sup>]

L : [m]

S: [m<sup>2</sup>]

Q: [ $\frac{m^3}{s}$ ]

P: [ $\frac{N}{m^2}$ ]

$\mu$ : [ $\frac{N \cdot s}{m^2}$ ]

L'unité de mesure de la perméabilité est **le Darcy**.

**Le Darcy** est la capacité d'un milieu perméable à laisser passer un centimètre cube par seconde d'un fluide dont la viscosité est 1 centipoise sous l'effet d'un gradient de pression égale à 1 atm/cm à travers une surface de 1 cm<sup>2</sup>.

On distingue:

- **La perméabilité absolue** : elle représente la perméabilité mesurée avec un seul fluide.
- **La perméabilité effective**: elle représente la mesure de la perméabilité avec un fluide différent de celui qui existe habituellement dans le milieu poreux.  
Ce type de perméabilité est inférieur a la perméabilité absolue:  $K_{ef} < K_{ab}$ .
- **La perméabilité relative**: elle représente le rapport entre  $K_{ef}$  et  $K_{ab}$  :

$$K_{re} = \frac{K_{ef}}{K_{ab}}$$

- **Relation Perméabilité-Porosité:**

Cette relation renseigne qualitativement sur la structure des pores, le type de porosité, la granulométrie, la génétique du dépôt, etc.

- Il n'existe de relation Perméabilité-Porosité que pour le cas de porosité utile (pores interconnectés).
- Faible porosité et grande perméabilité signifie que les pores sont larges.
- Grande porosité et faible perméabilité suggère des petits pores (Archie, 1952).

### V.3.1.3 Les Diagraphies :

Les diagraphies occupent une place toute particulière, puisqu'elles donnent une vision continue et objective des séries traversées en forage.

Elles sont le seul lien entre les mesures géophysiques de surface et la géologie de subsurface. (O.SERRA. 1979).

La Diagraphie ou "log" c'est un enregistrement continu des paramètres physiques en fonction de la profondeur des formations traversées par un sondage en utilisant un ensemble d'outils (Nucléaire, acoustique, électrique, mécanique, et d'imagerie) elles permettent une quantification des données c'est à dire l'étude des paramètres des réservoirs.

Il existe des relations étroites entre les paramètres physiques enregistrés et les paramètres géologiques.

#### **A. Diagraphies différées :**

Elles ne sont exécutées qu'à la fin de multiples passes d'outils et après l'arrêt des forages. Elles mesurent les caractéristiques des formations traversées, selon les problèmes à traiter.

On distingue:

- Géométriques.
- Structurales.
- Texturales.
- Electrique.
- Acoustiques.
- Thermiques.
- Radioactives.

#### **B. Le Gamma Ray :**

Le gamma ray permet de mesurer la radioactivité naturelle des roches au cours du forage. Son principe consiste à descendre dans le forage une sonde mesurant la radioactivité naturelle existant dans certaines roches. 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.

**C. Le Log Densité : (radioactivité provoquée)**

Les diagraphies de cette nature sont toutes basées sur le principe de l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis à un bombardement Radioactif. Le bombardement de la formation se fait avec un faisceau de rayons gamma.

**• But:**

- Mesure de la densité des diverses formations traversées par le forage.
- déduire les différentes porosités.

**D. Diagraphie de Neutron :**

L'outil Neutron mesure l'aptitude d'une formation à ralentir des neutrons rapides jusqu'au niveau d'énergie thermique.

La réponse de l'outil est surtout fonction de la teneur en hydrogène de la formation. Donc, de sa porosité et du type de fluide qu'elle contient.

Cette mesure peut s'effectuer à travers un tubage d'acier.

Elle s'exprime habituellement en porosité équivalente, déterminée, comme si la roche était un calcaire saturé d'eau. Les outils "neutron" et " densité" sont généralement descendus ensemble avec un appareil GR.

**E. Diagraphie Sonique :**

L'outil Sonic mesure le temps de propagation d'ondes acoustiques dans la formation. Le temps de propagation est inversement proportionnel à la vitesse.

Il est surtout fonction du type de roche, de sa porosité et de son degré de compactions.

On l'exprime habituellement en (ms/ft);

Le paramètre mesuré est la vitesse de propagation des ondes P.

Le Sonic peut être utilisé pour la porosité intergranulaire.

Cette mesure aide à la détermination de la lithologie au même titre que les autres diagraphies, le temps de trajet de parcours est utilisé à des fins de corrélations et dans l'analyse sédimentologique.

### F. Diagraphie de la Résistivité :

La résistivité d'une formation est un paramètre de base qui reflète son contenu en fluides (eau ou hydrocarbures) et qui est aussi une fonction de:

- la porosité de la roche.
- la salinité.
- l'eau de formation.
- la teneur en argile.
- la résistivité de l'argile.

Du fait que, les formations perméables sont envahies par la boue de forage, la valeur de la résistivité aux abords immédiats du sondage n'est pas représentative de la résistivité réelle de la formation, telle qu'elle était avant le forage.

D'autre part, la mesure de la résistivité de la zone envahie permet une évaluation de la mobilité des hydrocarbures.

C'est pourquoi, il existe plusieurs types de diagraphie de résistivité ayant différentes profondeurs d'investigation, (profonde moyenne et faible).

La combinaison de trois mesures ayant différentes profondeurs d'investigation, permet la détermination de la résistivité vraie ( $R_t$ ), de la résistivité de la zone lavée ( $R_{xo}$ ), la résistivité de la zone envahie ( $R_i$ ) et le diamètre d'invasion ( $D_i$ ).

- **Principe:**

Une source émettrice (électrode ou sonde) envoie un signal (courant électrique, champ électromagnétique).

Un dispositif de mesure (récepteur) situé à une certaine distance de la source, appelée "espacement", enregistre les réactions du terrain à ce signal.

### G. Polarisation spontanée (PS):

C'est le potentiel électrique mesuré dans la colonne de boue par rapport à un potentiel de référence fixé.

Ce potentiel est dû principalement au déséquilibre ionique créé entre l'eau de formation et la boue de forage par les formations argileuses.

Le potentiel spontané indique si les formations sont perméables ou non.

Il est fonction de :

- La salinité de l'eau de formation.
- La salinité du filtrat.
- La teneur en argile.

#### V.3.1.4 Détermination de la porosité:

##### V.3.1.4.1 Porosité sonique cut-off:

$$\phi_{s\ cutoff} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

##### Formule de Wyllie

$\Delta t$  = lecture du sonic.

$\Delta t_{ma}$  = temps de transit dans la matrice.

$\Delta t_f$  = temps de transit dans le fluide.

Cette formule est expérimentale et n'est valable que pour des formations propres et consolidées.

Dans les formations non consolidées ou les sables non compactés, la formule de Wyllie donne des porosités trop élevées.

- **Porosité Sonique d'après l'abaque:**

L'abaque est utilisé pour convertir les valeurs de  $\Delta t$  en valeur de porosité  $\phi_s$ .

Il y a deux ensembles de courbes dans l'abaque:

- L'ensemble bleu pour la vitesse de la matrice  $V_{ma}$ (ft/s).
- Le rouge est basé sur les observations empiriques de la lithologie.

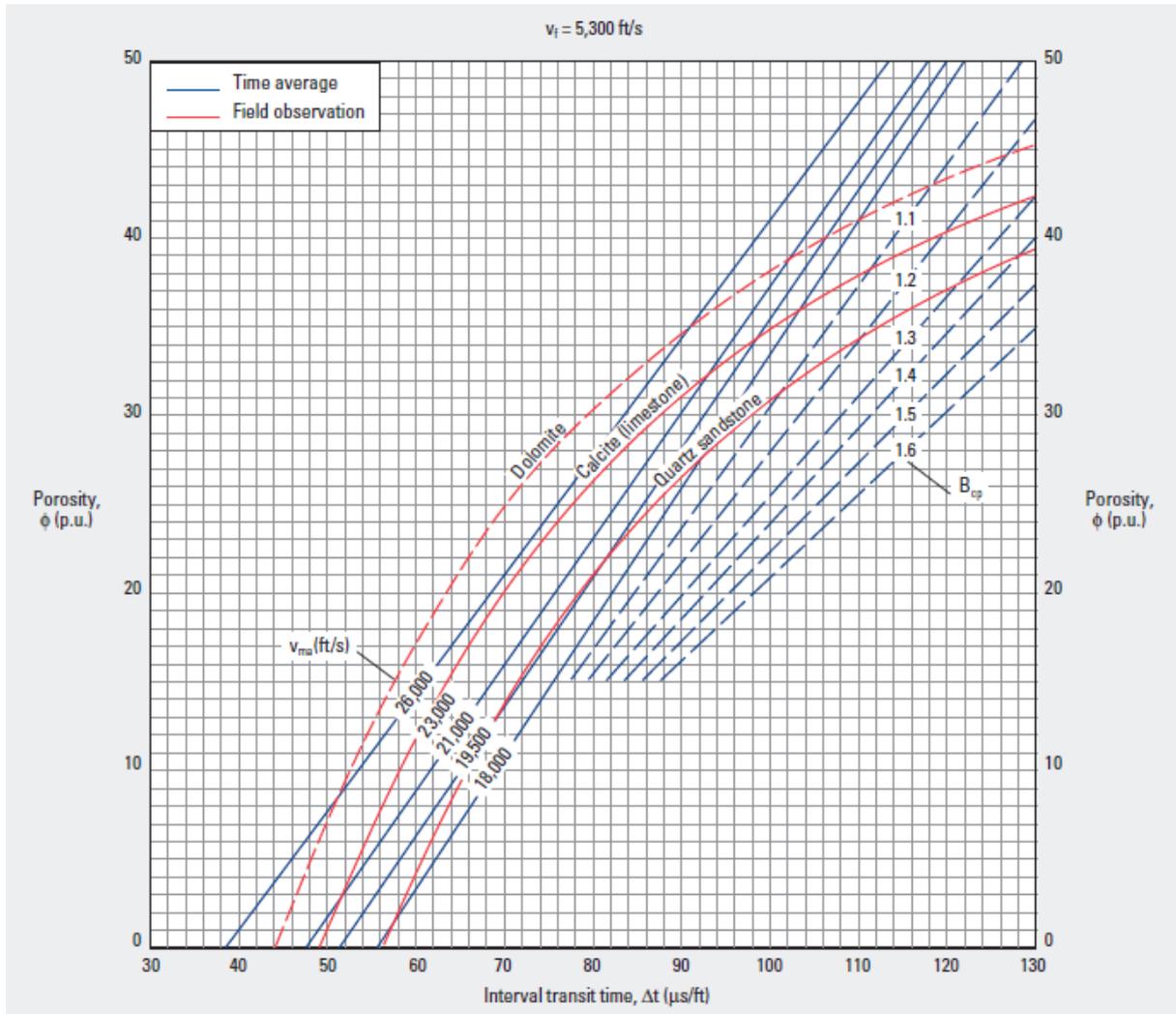


Figure 21 : Abaque d'évaluation de la porosité sonique (Por-1, Schlumberger).

V.3.1.4.2 Calcul du Cut off de GR et de la porosité sonique:

- Crossplots Gr-Sonique :

Afin d'approcher le réservoir d'une manière qualitative, nous avons réalisé des Crossplots Gamma Ray-Sonique et pour les puits BA-2, BA-3, SI-2, SI-3, SI-4 et SI-5 (Viséen B) (Figure 19) et pour les puits BA-2, BA-3, SI-2, SI-3 et SI-4 (Tournaisien-Strunien)(figure 20).

Figure19 : Cross-Plots GR vs DT (Tournaisien-Strunien)

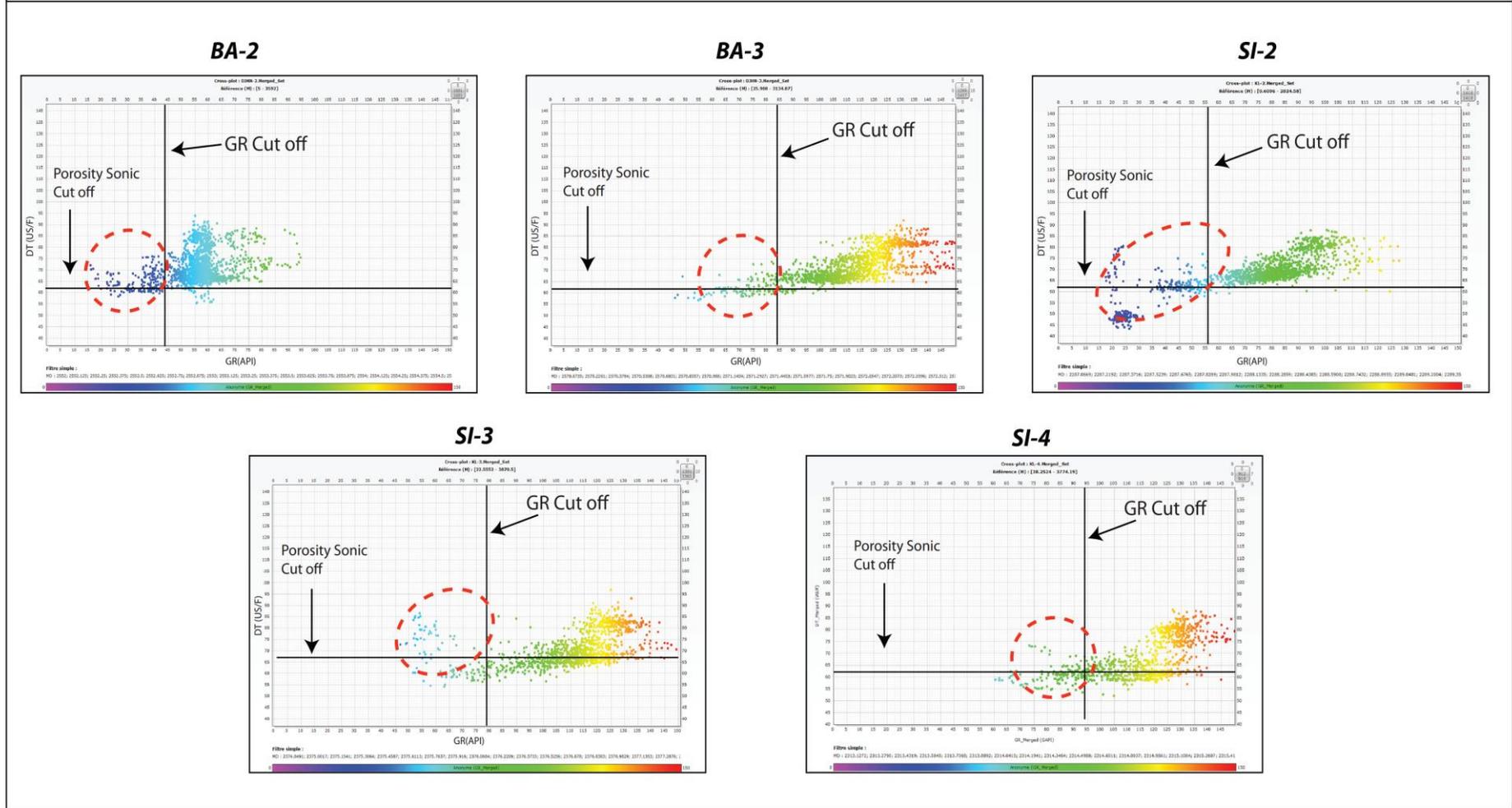
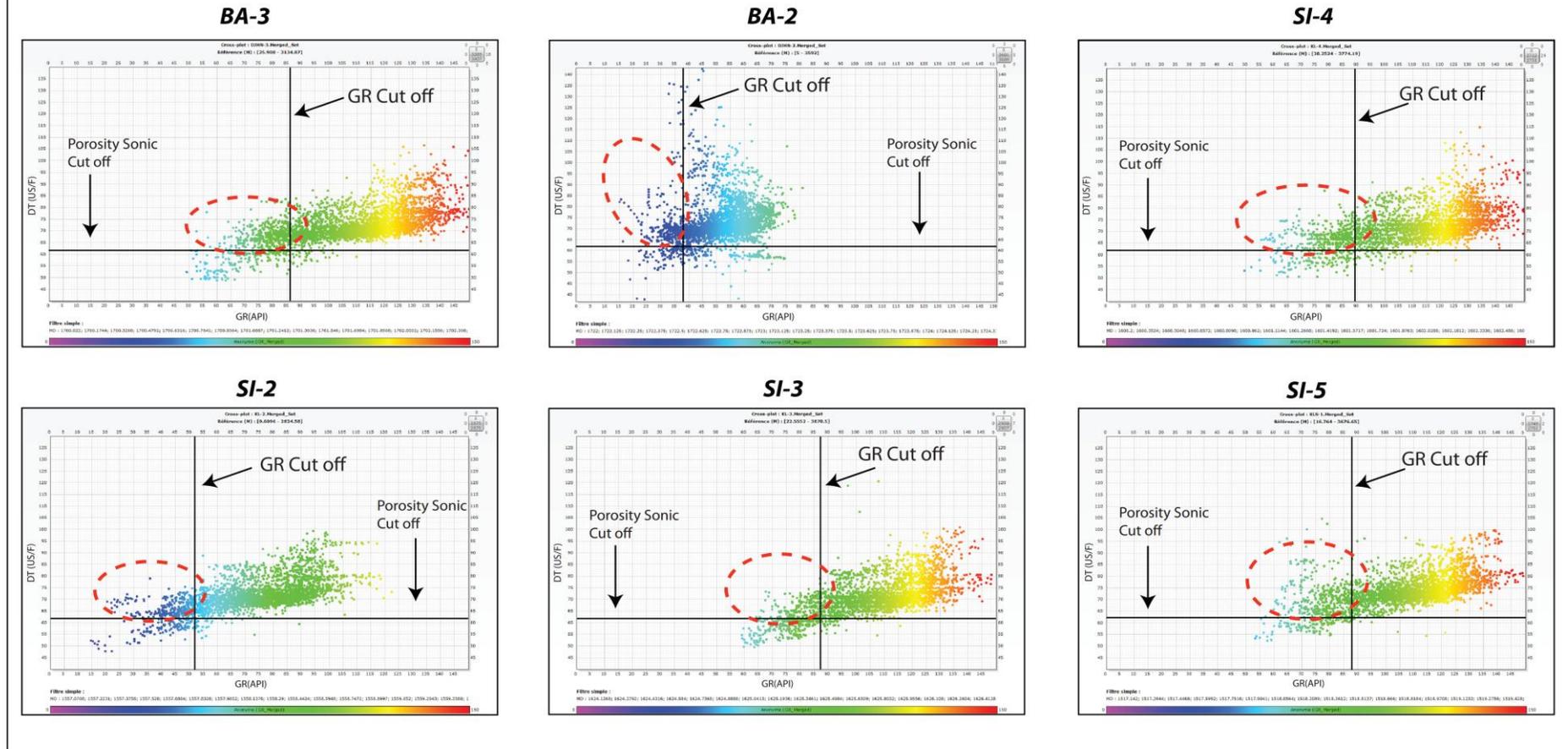


Figure 18 : Cross-Plots GR vs DT (Viséen B)



► **Détermination du Gamma Ray cut-off :**

$$V_{sh}(\text{cut off}) = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Donc:

$$GR_{\text{cut off}} = (GR_{max} - GR_{min}) \times V_{sh} + GR_{min}$$

❖ **Exemple :**

Afin d'interpréter les différents Crossplots diagraphiques réalisés (Figure 19) , (figure 20) et avoir un aperçu sur la qualité réservoir du Viséen B et Tournaisien-Strunien.

On va déterminer le Gamma Ray cut off ainsi que la Porosité Sonique Cut off pour les étages du Viséen B pour les puits BA-2, BA-3, SI-2, SI-3, SI4 et SI-5 et du Tournaisien-Strunien pour les puits BA-2, BA-3, SI-2, SI-3 et SI4.

Seul l'exemple du calcul du puits BA-2 est présenté :

► **Etage Viséen B:**

► **Calcul de  $GR_{\text{cut-off}}$  au niveau du puits BA-2:**

On a:  $GR_{max} = 81$  API ;  $GR_{min} = 15$  API ;  $V_{sh} = 35\%$ .

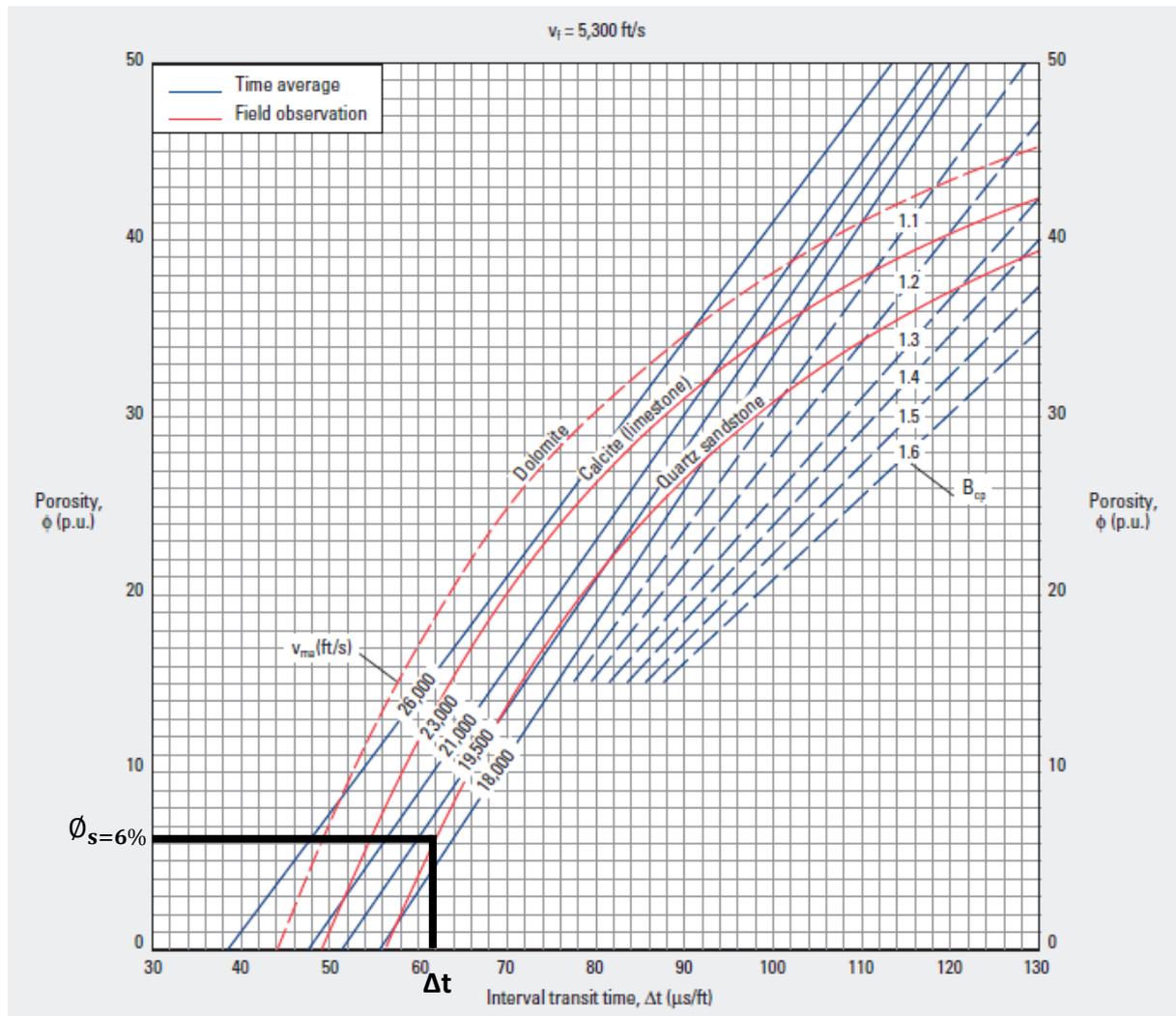
A.N:

$$GR_{\text{cut-off}} = (81 - 15) \times 0.35 + 15 = 38.1 \text{ API}$$

► **Détermination de la porosité sonique cut-off au niveau du puits BA-2 :**

La porosité Cut off du Carbonifère a été considérée à 6% et le réservoir Viséen B est considéré comme gréseux.

La valeur du  $\Delta t$  est égale à la projection de l'intersection de la porosité Cut off avec la courbe théorique de lithologie.



D'après l'abaque :

$$\Delta t = 62 \mu\text{s}/\text{ft}$$

► Etage Tournaisien-Strunien:

► Calcul de  $GR_{\text{cut-off}}$  au niveau du puits BA-2

On a:  $GR_{\text{max}} = 94 \text{ API}$ ;  $GR_{\text{min}} = 16 \text{ API}$ ;  $V_{\text{sh}} = 35\%$ .

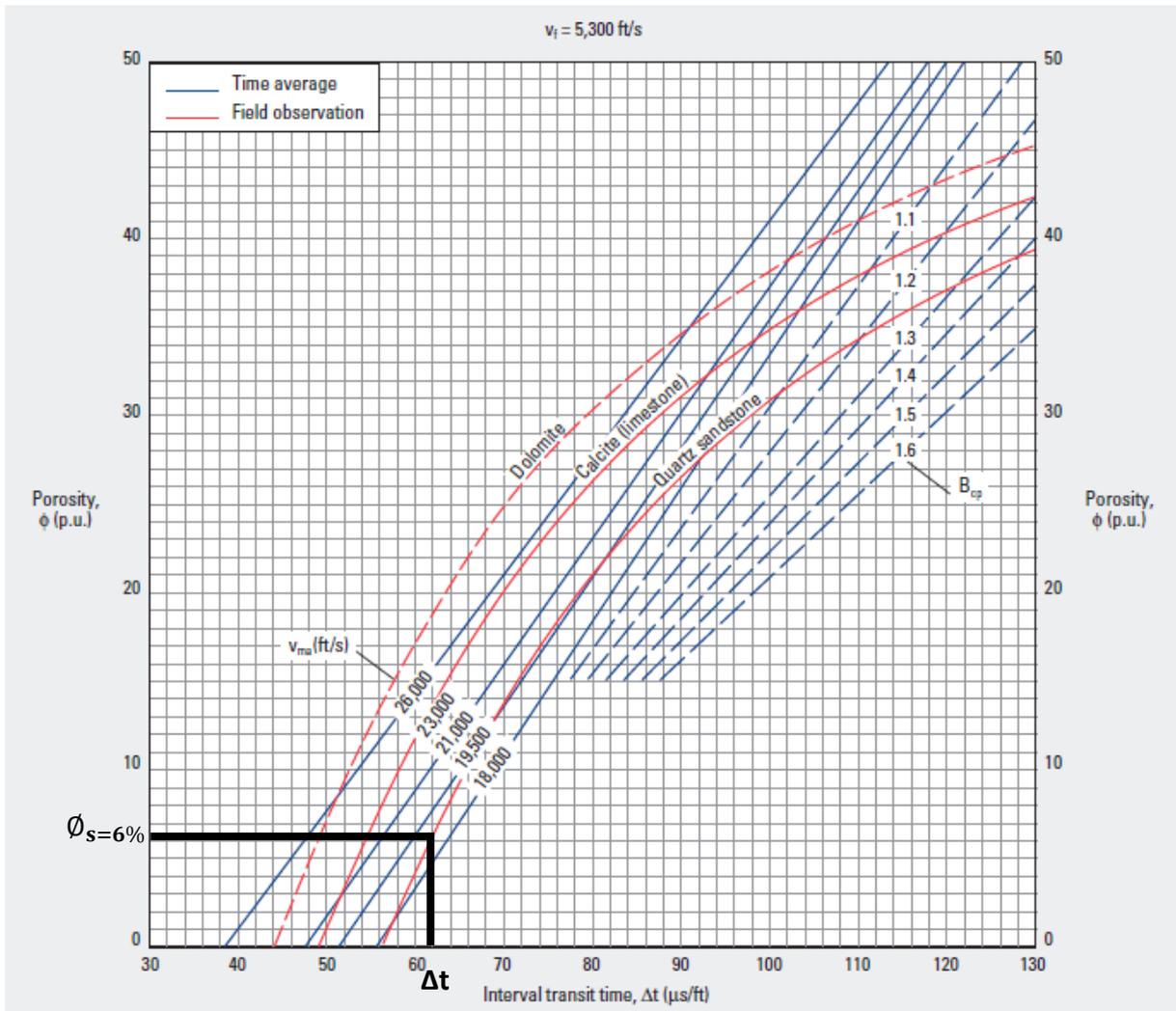
A.N:

$$GR_{\text{cut-off}} = (94 - 16) \times 0.35 + 16 = 43.3 \text{ API}$$

► Calcul de la porosité sonique cut-off au niveau du puits BA-2 :

La porosité Cut off du Carbonifère a été considérée à 6% et le réservoir Struno-Tournaisien est considéré comme gréseux.

La valeur du  $\Delta t$  est égale à la projection de l'intersection de la porosité cut off avec la courbe théorique de lithologie.



D'après l'abaque :

$$\Delta t = 62 \mu\text{s}/\text{ft}$$

La porosité Cut off du Carbonifère a été considérée à 6%, Le tableau suivant présente les valeurs de GR Cut off et de la porosité sonique Cut off liés aux étages Viséen B et Tournaisien-Strunien pour chaque puits:

► **Etage Viséen B:**

Le réservoir est considéré gréseux :  $\Delta t = 62 \mu\text{s}/\text{ft}$ .

Puits	GR Cut off (API)
BA-2	38
BA-3	86
SI-2	52
SI-3	87
SI-4	89
SI-5	88

*Tableau 9 : Les valeurs de GR Cut off (API) lié a l'étage Viséen B*

► **Etage Tournaisien-Strunien:**

Le réservoir est considéré gréseux :  $\Delta t = 62 \mu\text{s}/\text{ft}$ .

Puits	GR Cut off (API)
BA-2	44
BA-3	84
SI-2	56
SI-3	88
SI-4	94

*Tableau 10 : Les valeurs de GR Cut off (API) lié a l'étage Tournaisien-Strunien.*

**V.3.2 Mesures pétrophysiques:****V.3.2.1 Cartes en iso-porosité :**

Les cartes en iso-porosité du Viséen B et Strunien-Tournaisien ont été établies d'après les données des échantillons de carotte et des données diagaphiques des puits.

► **Tableau des données de base :**

<b>Puits</b>	<b>X(m)</b>	<b>Y(m)</b>	<b>Porosité Viséen B (%)</b>	<b>Porosité Strunien- Tournaisien (%)</b>
<b>BA-1</b>	706141.78	3035176.92	6.52	3.34
<b>BA-2</b>	712408	3024567	9.38	4.67
<b>BA-3</b>	709480.98	3029403.2	8.88	5.22
<b>SI-2</b>	745120.999	3002706.119	6.98	4.95
<b>SI-3</b>	752247.54	2980925.73	9.05	9.36
<b>SI-5</b>	753916.787	2970057.847	7.12	6.09

**Tableau22 : Les valeurs des porosités moyennes du Viséen B et Strunien-Tournaisien.**

V.3.2.1.1 Carte en isoporosité du réservoir Viséen B :

D’après la carte en isoporosité du réservoir Viséen B (Figure 22), la porosité augmente du Nord-Ouest vers le Sud-Est. La plus grande valeur de porosité est enregistrée au Nord-Ouest au puits BA-2 (9.8 %). La valeur minimale est enregistrée au puits BA-1 (6.52%).

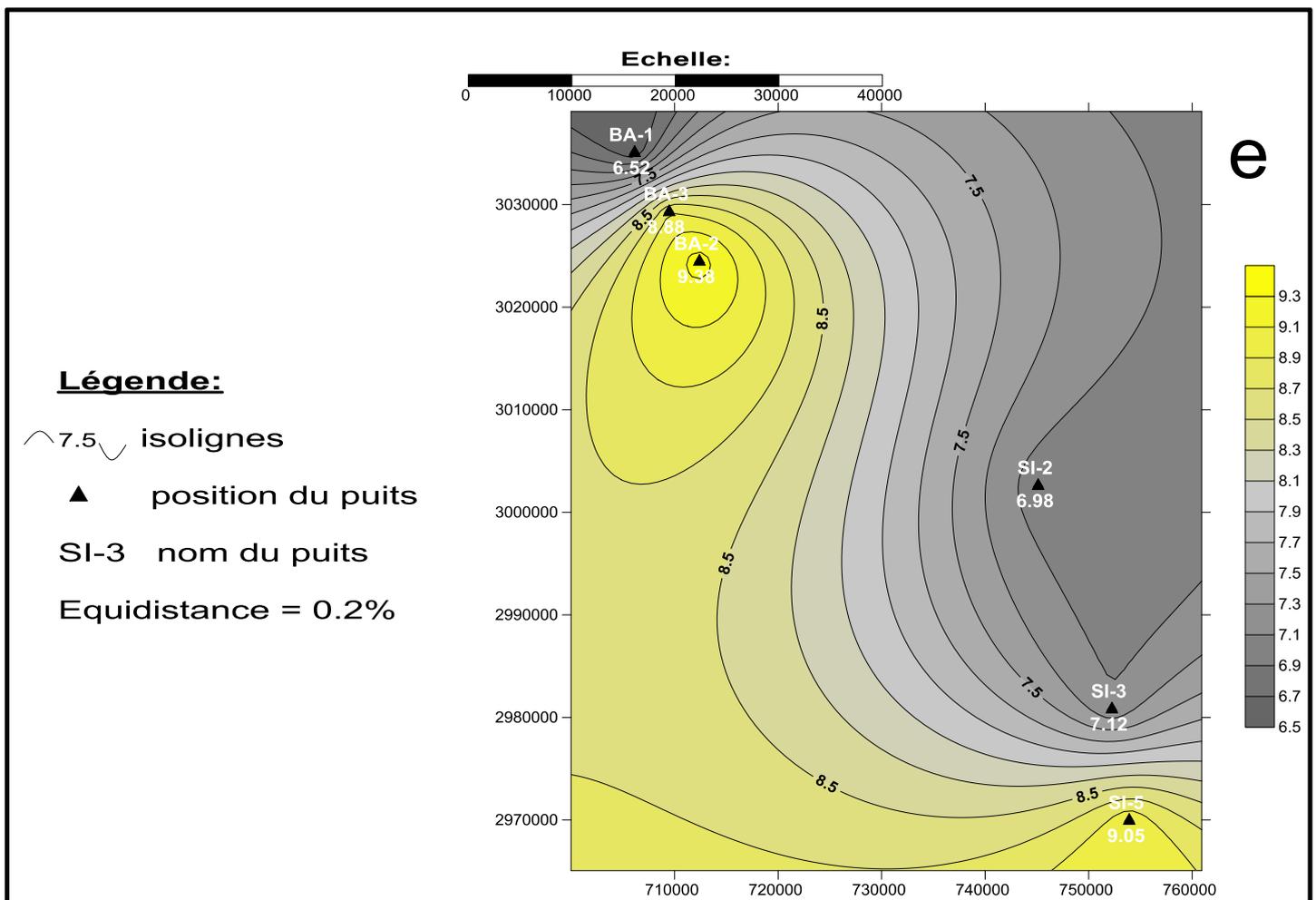


Figure22 : Carte en isoporosité du réservoir Viséen B.

## V.3.2.1.2 Carte en isoporosité du réservoir Strunien-Tournaisien :

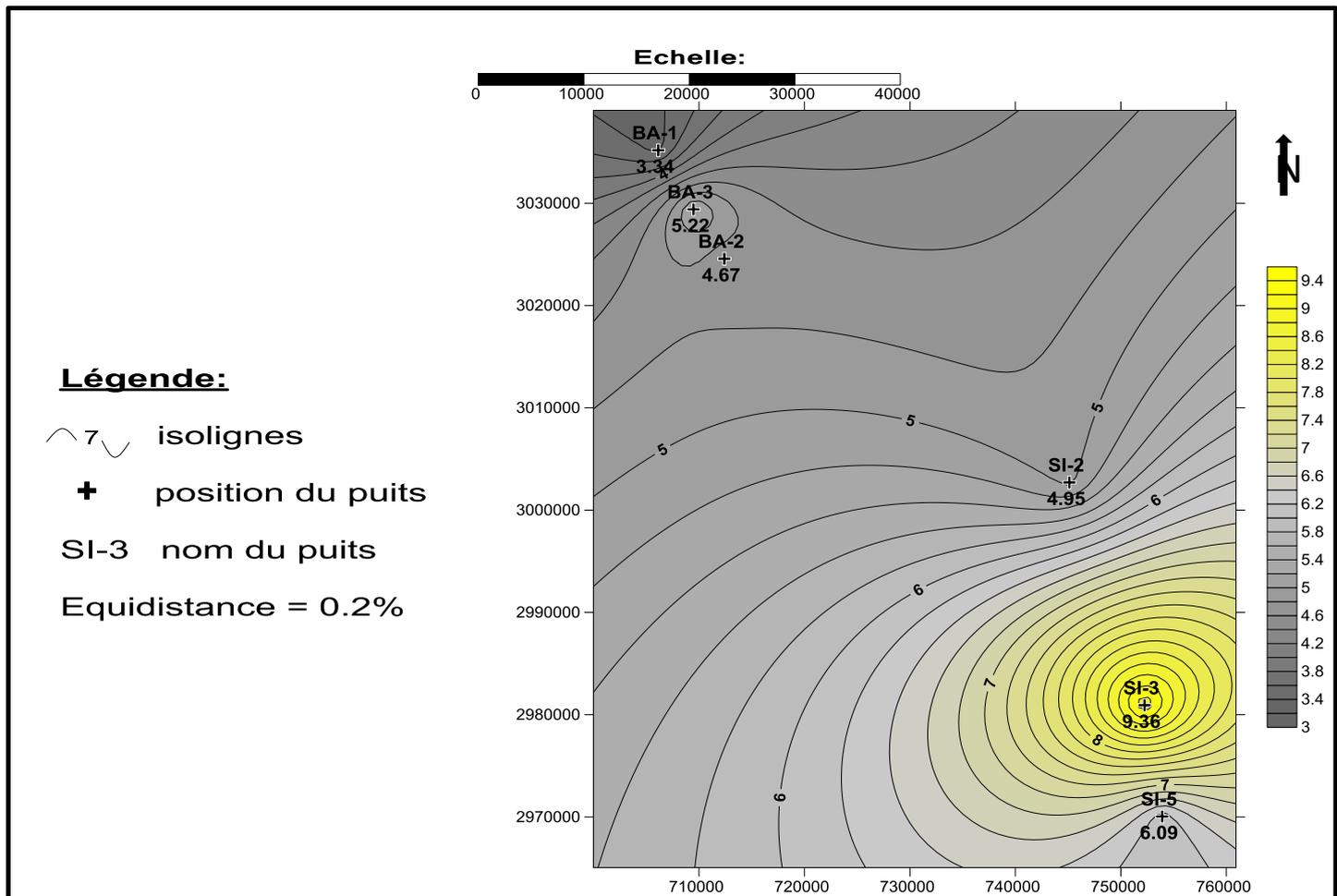


Figure 23: Carte en isoporosité du réservoir Strunien-Tournaisien.

D'après la carte en isoporosité du réservoir Strunien-Tournaisien (Figure 23), la porosité augmente du Nord-Ouest vers le Sud-Est. La plus grande valeur de porosité est enregistrée au Sud-Est au puits SI-3 (9.36 %). La valeur minimale est enregistrée au puits BA-1 (3.34%).

### V.3.3 Représentations graphiques :

#### V.3.3.1 Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité :

Nous allons traiter les caractères pétrophysiques des Viséen B et Strunien-Tournaisien à travers les puits BA-1 BA-2 SI-3 et SI-4, et montrer leurs variations en fonction de la profondeur.

##### V.3.3.1.1 Viséen B :

###### ► Porosité :

- ✓ **Puits BA-1** : la porosité dans ce puits varie entre 1 et 16,8 % avec une valeur moyenne de 6,6%.
- ✓ **Puits BA-2** : la porosité dans ce puits varie entre un minimum de 2,3 et un maximum de 18,2 % avec une moyenne de 9,38%.
- ✓ **Puits SI-3** : D'après les valeurs, la porosité dans ce puits varie entre 1,41 et 16,32 % avec une moyenne de 7,12%.

###### ► Perméabilité :

- ✓ **Puits BA-1** : la distribution verticale de la perméabilité dans ce puits varie entre 0,01 et 15,3 md avec une valeur moyenne 1,13 md.
- ✓ **Puits BA-2** : la perméabilité dans ce puits varie entre 0,07 et 6,1 md avec une valeur moyenne de 0,87 md.
- ✓ **Puits SI-3** : la perméabilité dans ce puits varie entre 0,01 et 11,13 md avec une valeur moyenne de 0,8 md.

##### V.3.3.1.2 Strunien-Tournaisien:

###### ► Porosité :

- ✓ **Puits BA-1** : la porosité dans ce puits varie entre 0,5 et 14,7 % avec une valeur moyenne de 3,33%.
- ✓ **Puits SI-3** : la porosité dans ce puits varie entre un minimum de 0,75 et un maximum de 20,82 % avec une moyenne de 9,36%.
- ✓ **Puits SI-4** : D'après les valeurs, la porosité dans ce puits varie entre 0,028 et 11,97 % avec une moyenne de 4,95%.

► **Perméabilité :**

- ✓ **Puits BA-1** : la distribution verticale de la perméabilité dans ce puits varie entre 0,03 et 85md avec une valeur moyenne 2,58 md.
- ✓ **Puits SI-3** : la perméabilité dans ce puits entre 0,01 et 223md avec une valeur moyenne de 20 md.

**Puits SI-4** : la perméabilité est plus ou moins la même, elle varie entre 0,01 et 2,89 md avec une valeur moyenne de 0,8 md.

V.3.3.1.3 Représentation graphique de porosité -perméabilité verticale du réservoir Viséen B :

✓ Puits BA-1 :

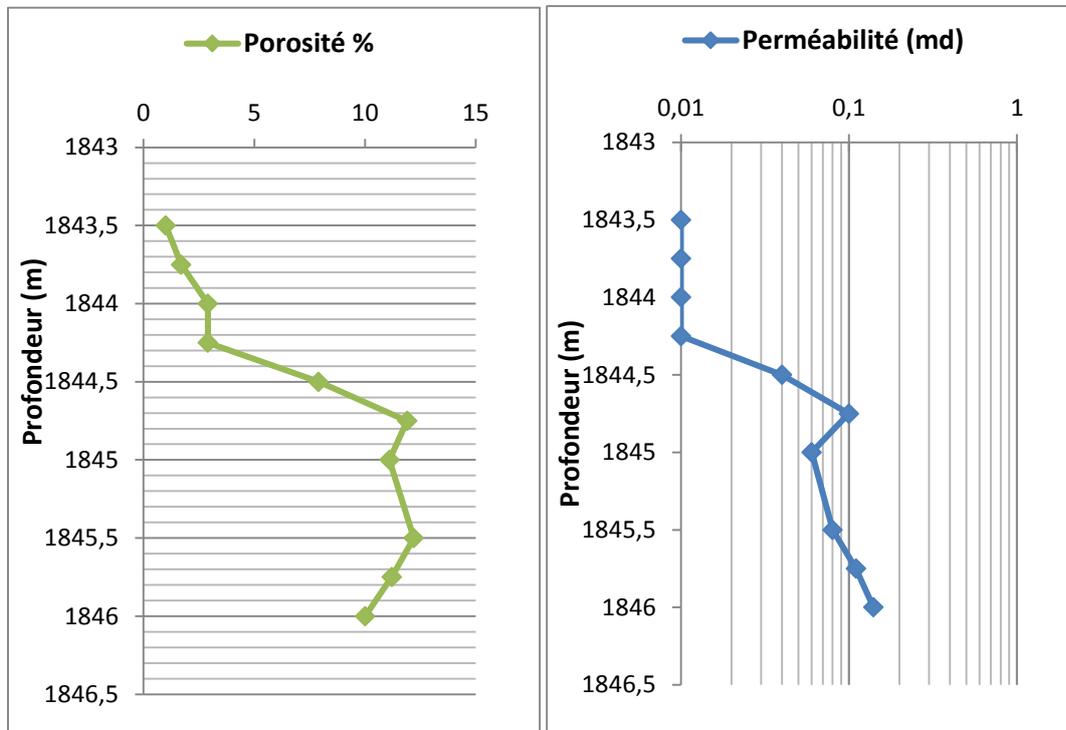


Figure 24 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits BA-1 -carotte n°3

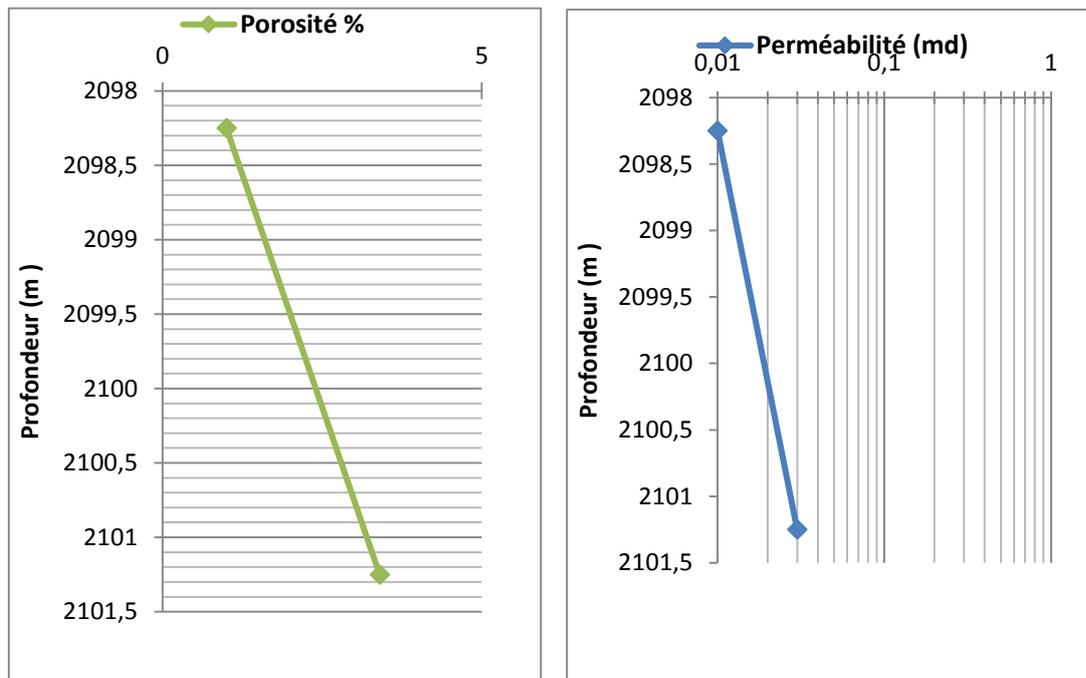


Figure 25 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits BA-1 -carotte n°5

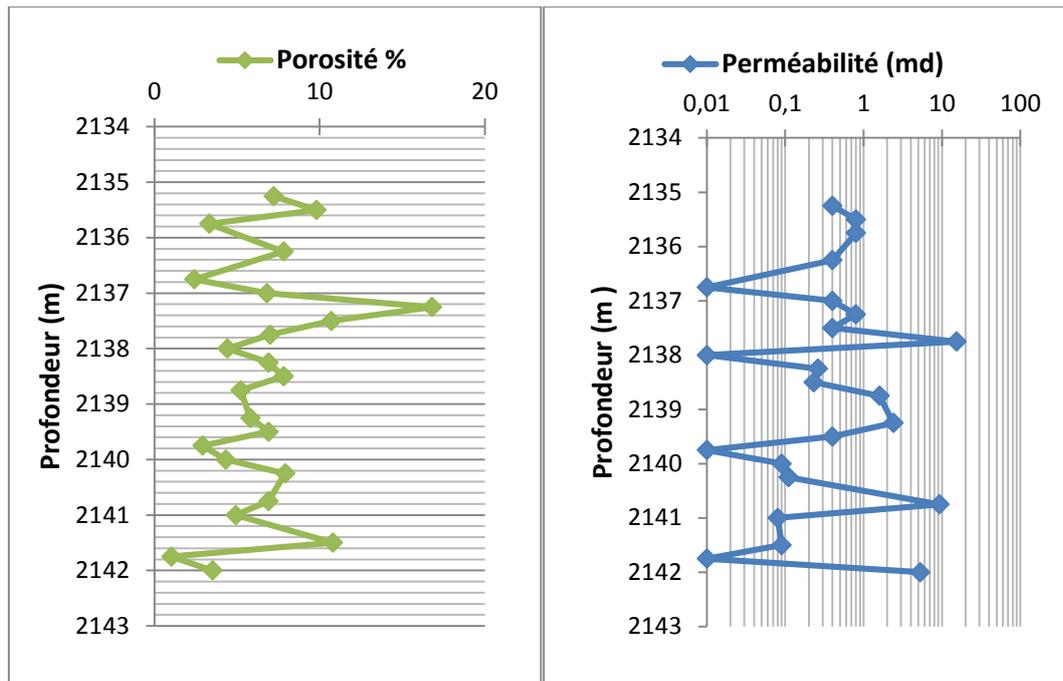


Figure 26 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et de la perméabilité du Viséen B au niveau du puits BA-1 -carotte n°6

✓ Puits BA-2 :

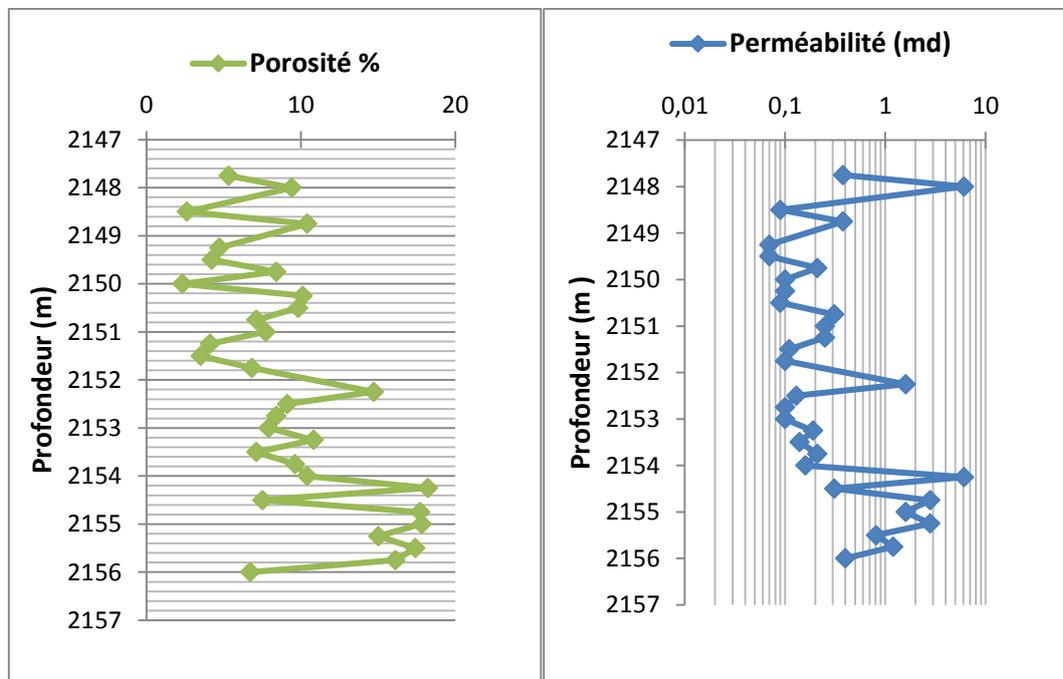


Figure 27 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits BA-2 -carotte n°1

✓ Puits SI-3 :

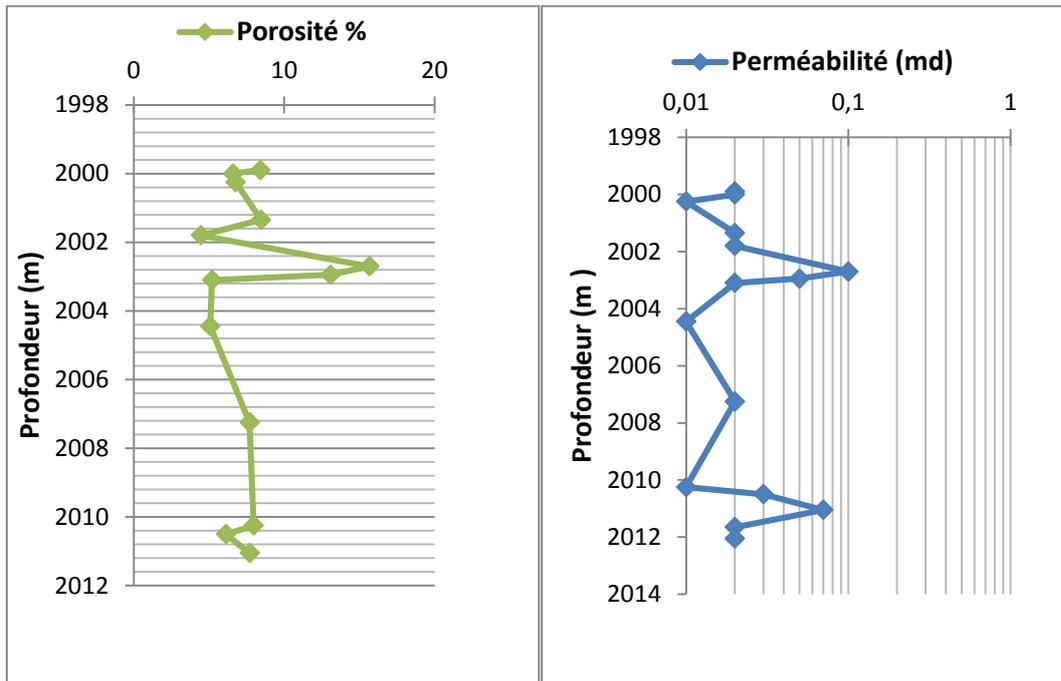


Figure 28 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits SI-3 -carotte n°3

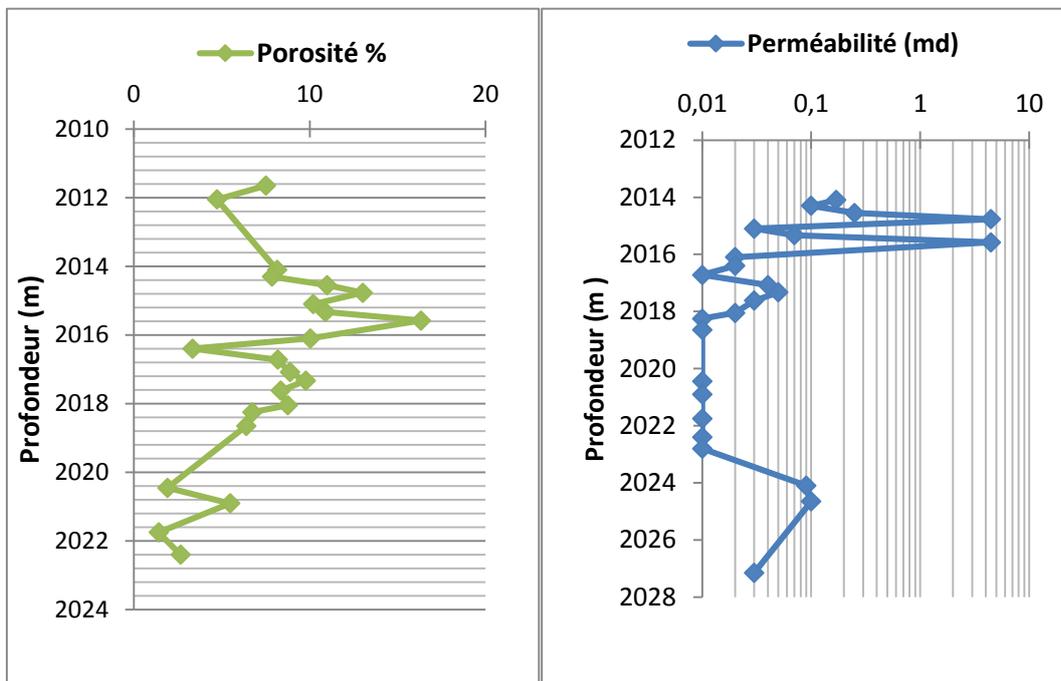


Figure 29 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits SI-3 -carotte n°4

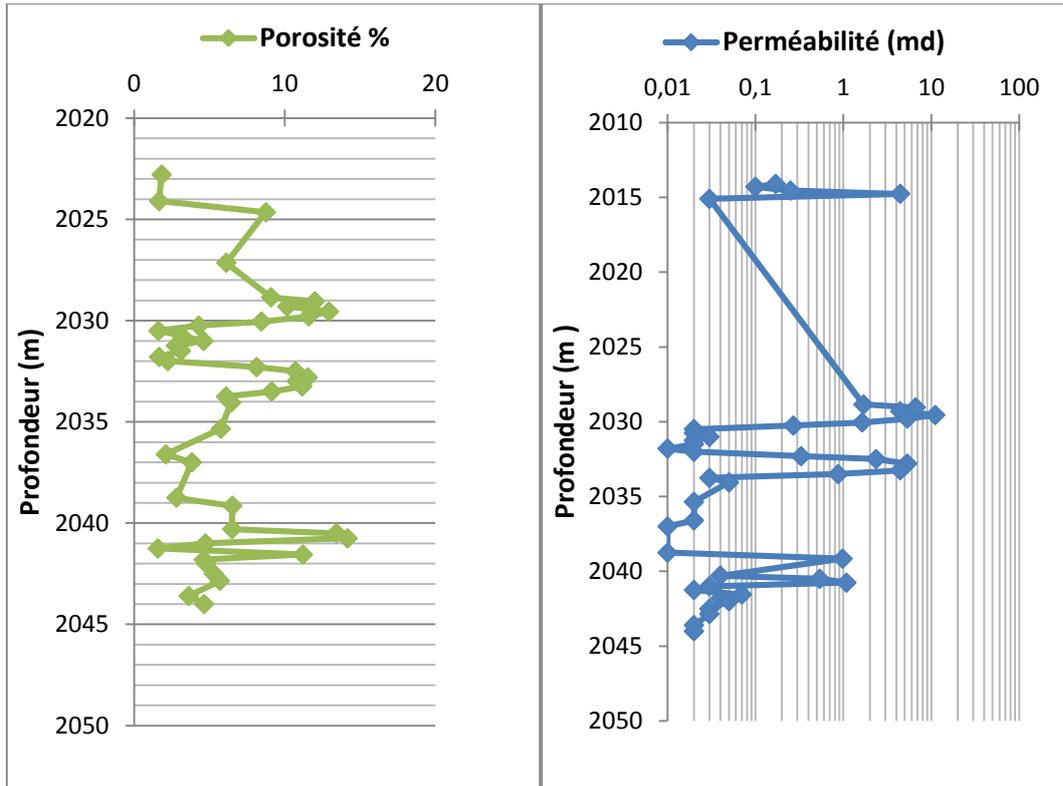


Figure 30 : Profil d'évolution verticale de la Porosité et la perméabilité du Viséen B au niveau du puits SI-3 -carotte n°5

V.3.3.1.4 Représentation graphique de porosité -perméabilité verticale du réservoir Strunien-Tournaisien :

✓ Puits BA-1 :

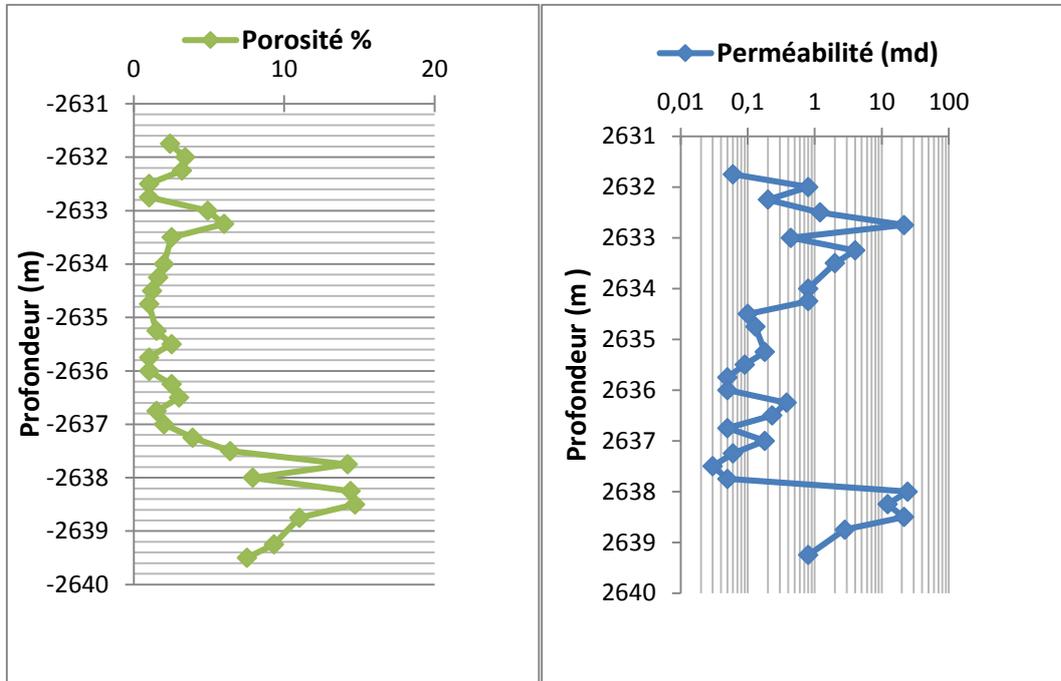


Figure 31 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du tournaisien au niveau du puits BA-1 -carotte n°12

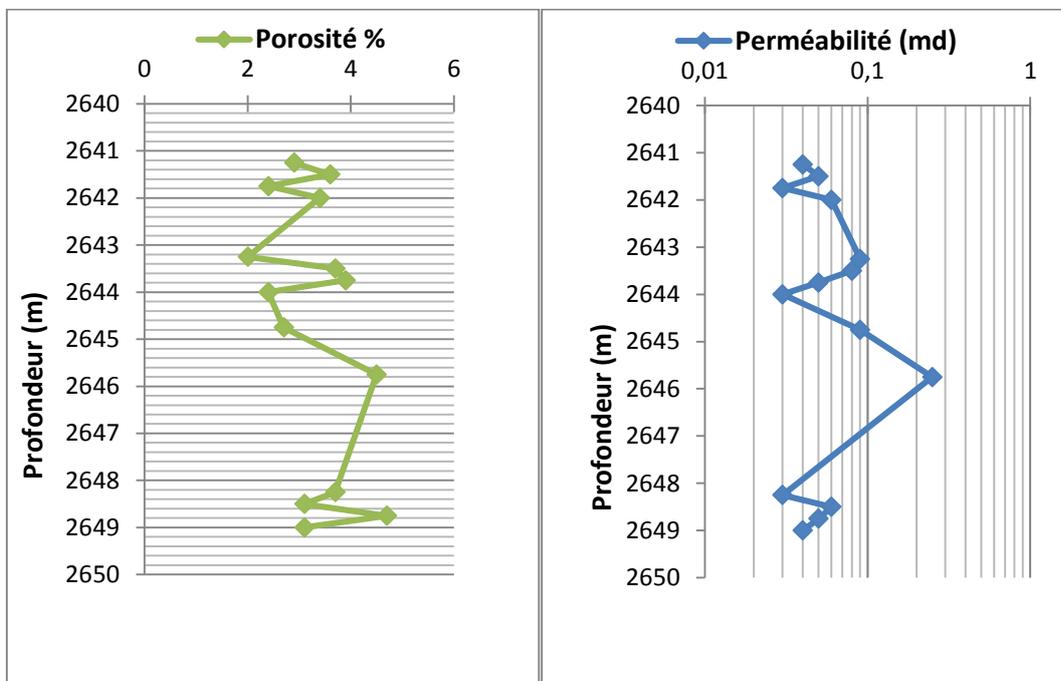


Figure 32 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du tournaisien au niveau du puits BA-1 -carotte n°13

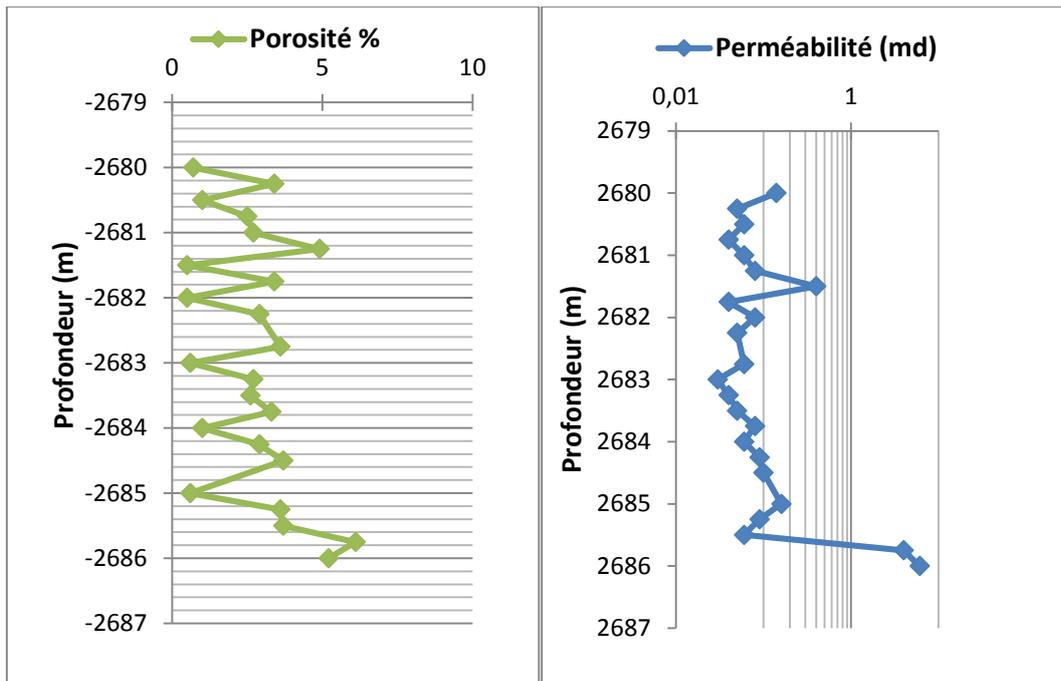


Figure 33 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du tournaisien au niveau du puits BA-1 -carotte n°14

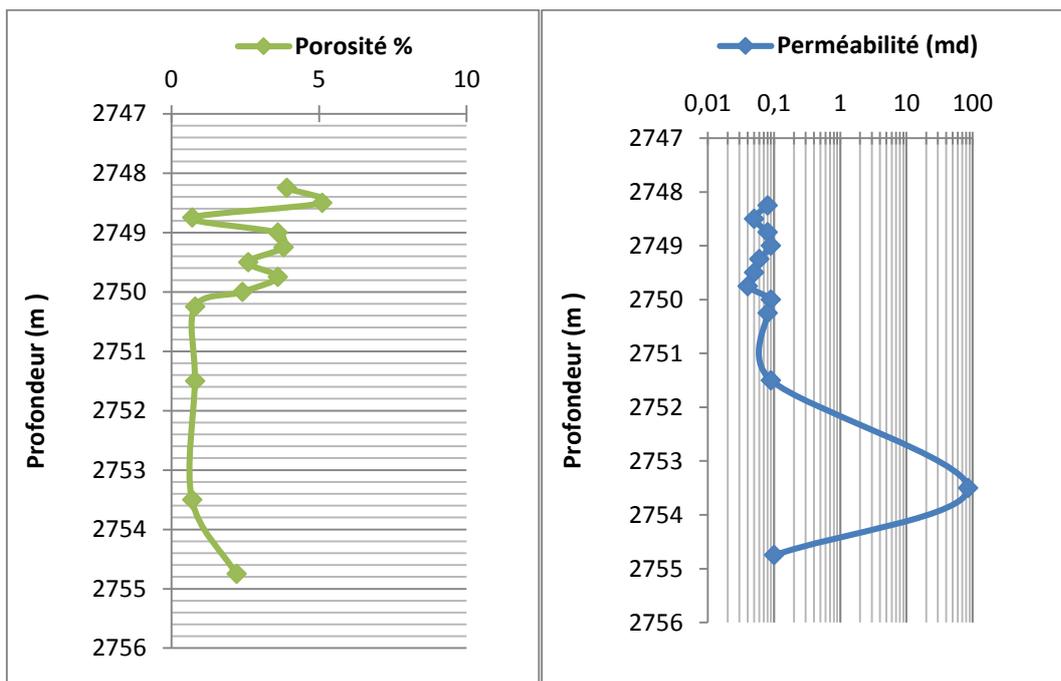


Figure 34 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Strunien au niveau du puits BA-1 -carotte n°15

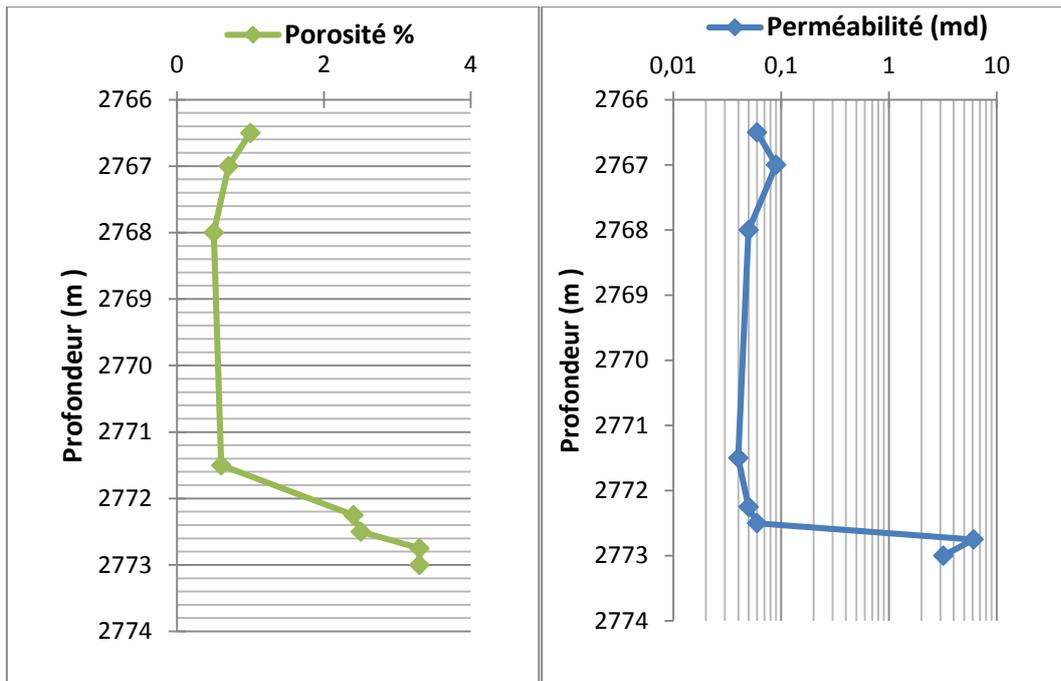


Figure 35 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Strunien au niveau du puits BA-1 -carotte n°16

✓ Puits SI-3 :

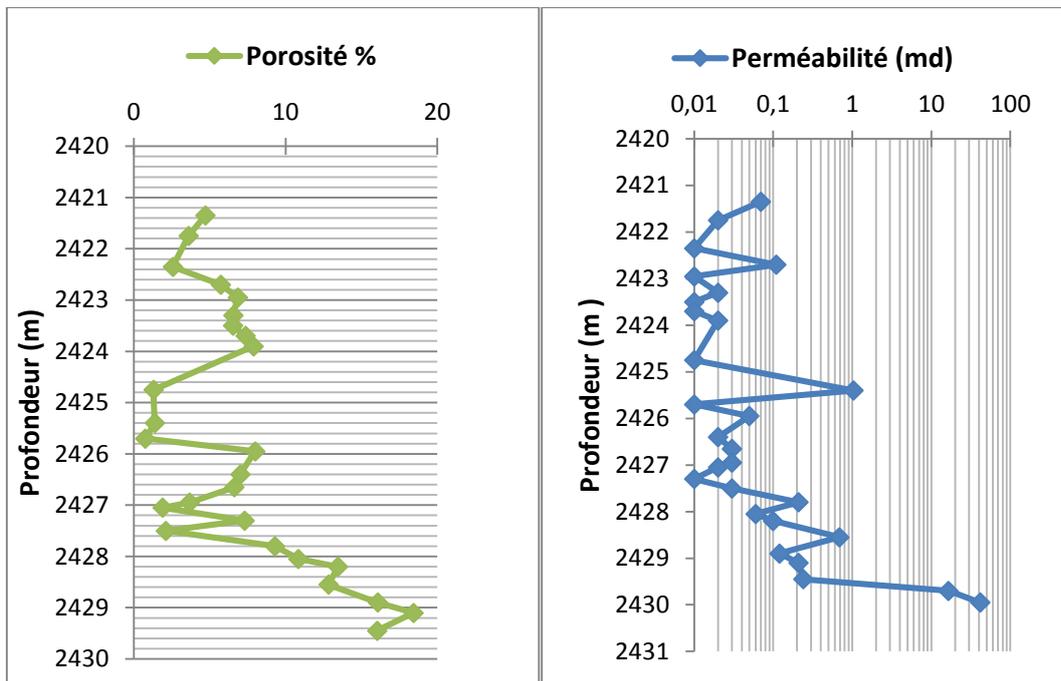


Figure 36 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Tournaisien au niveau du puits SI-3 -carotte n°6

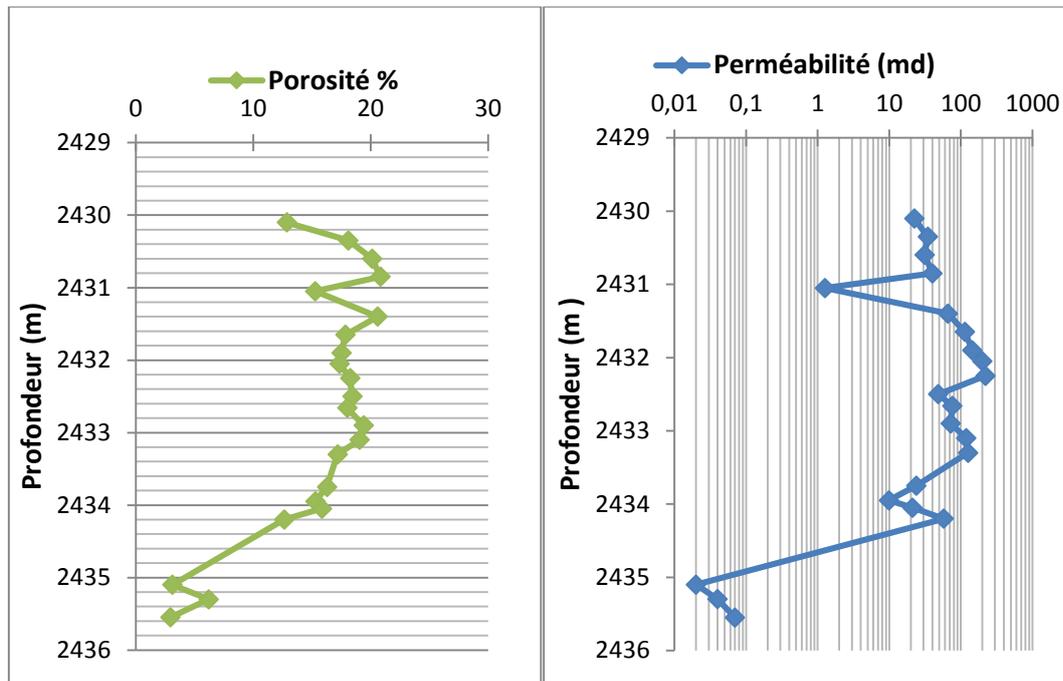


Figure 37 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Tournaisien au niveau du puits SI-3 -carotte n°7

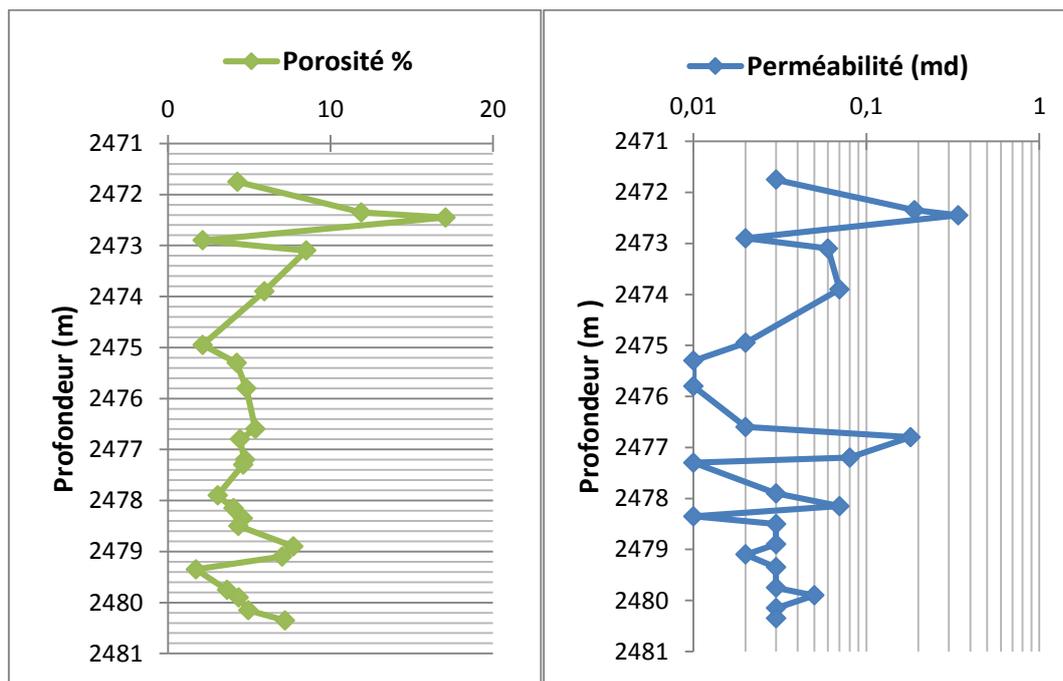


Figure 38 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Strunien au niveau du puits SI-3 -carotte n°8

✓ Puits SI-4 :

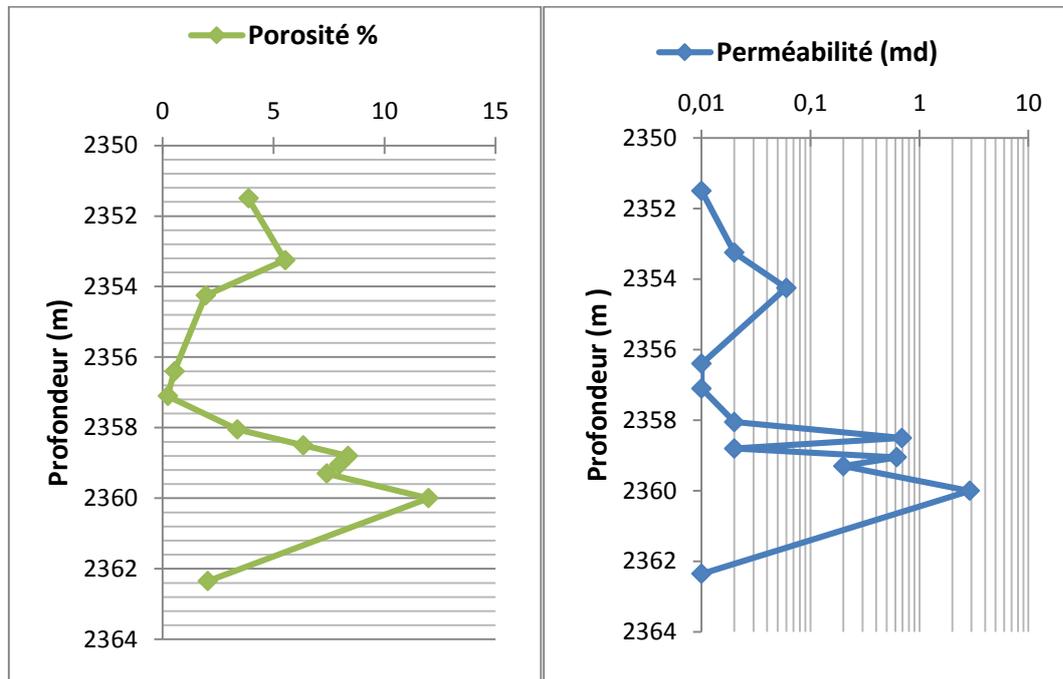


Figure 39 : Profil d'évolution verticale de la porosité et la perméabilité du Strunien au niveau du puits SI-4 -carotte n°1

#### V.4 Interprétation :

En considérant les différentes valeurs du GR Cut off pour chaque puits à chaque niveau ainsi qu'une porosité Cut off à 6%, nous remarquons que :

##### V.4.1 Au niveau du Viséen B:

- **Au puits BA-2:**

Qualités réservoir moyenne à bonne, ce qui est confirmé sur les mesures pétrophysiques faites sur carottes.

- **Au puits BA-3:**

De bonnes qualités réservoir.

- **Au puits SI-2:**

Qualités réservoir moyenne, ce qui est confirmé par l'enregistrement d'un débit de 10800 m<sup>3</sup>/j.

- **Au puits SI-3:**

Mauvaise qualité réservoir, due aux valeurs faibles de porosité et perméabilité.

- **Au puits SI-4:**

La production d'eau salée prouve les bonnes qualités réservoir de ce niveau.

- **Au puits SI-5:**

De bonnes qualités réservoir, confirmé par les résultats des tests MDT productif d'eau salée.

**V.4.2 Au niveau du Tournaisien-Strunien:**

- **Au puits BA-2:**

Qualités réservoir mauvaise à moyenne.

- **Au puits BA-3:**

Mauvaise qualité réservoir, confirmé par le faible débit enregistré dans ce puits qui ne dépasse pas 2360m<sup>3</sup>/j

- **Au puits SI-2:**

De bonnes qualités réservoir, ce qui est confirmé sur les mesures pétrophysiques faites sur carottes.

Aussi, le débit 483000 m<sup>3</sup>/j enregistré au niveau de ce puits confirme les bonnes caractéristiques réservoirs de ce niveau.

- **Au puits SI-3:**

Qualité réservoir moyenne à bonne, confirmé par le débit 381160m<sup>3</sup>/j enregistré.

- **Au puits SI-4:**

Mauvaise qualité réservoir, confirmé par les faibles résultats de mesures pétrophysiques faites sur carottes.

**V.5 Conclusion :****- Le Strunien –Tournaisien :**

La porosité varie de 0.2 à 20%, et la perméabilité de 0.01 à 256md. La meilleure production a été enregistrée au niveau du puits SI-2 avec un débit de 483 000 m<sup>3</sup>/j.

**- Le Viséen B :**

Le Viséen B a débité 10800 m<sup>3</sup>/j de gaz dans le puits SI-2. La porosité varie de 1 à 32 %, et la perméabilité de 0.01 à 178md.

**- La qualité des réservoirs :**

Conclure que le réservoir le plus perspectif est le Tournaisien ou plutôt le Strunien–Tournaisien que le Viséen est un raccourci inexact vu que le Viséen a été moins carotté et moins exploré .

- L'analyse des qualités réservoirs, vu la pauvreté des données, n'a pas été concluante.

## Conclusion générale :

Le bassin de Reggane a fait l'objet de travaux de géologie, d'acquisitions géophysiques (gravimétrie, magnétisme et sismique) et d'implantations de forage qui ont permis de valoriser le potentiel pétrolier de cette région par le biais de découvertes telles que Djebel Heirane, Azrafil, Kahlouche et Hassi M'dakane enregistrées au niveau des réservoirs ordoviciens, dévoniens et carbonifères.

Le Carbonifère, objet de notre étude, a toujours été considéré comme un objectif potentiel mais ce sont les résultats de SI-2 (puits foré dans le cadre d'une association avec Repsol, en 2006) qui ont confirmé son potentiel avec un débit de 483000 m<sup>3</sup>/j de gaz au Tournaisien.

Il est à noter que la spécificité du Carbonifère est le fait que c'est une formation au niveau de laquelle on enregistre des traces d'huile dans les réservoirs (aussi bien Viséen que Tournaisien).

Les principaux résultats auxquels a abouti notre étude sont:

- Deux niveaux réservoirs ont été caractérisés il s'agit du Strunien–Tournaisien et du Viséen B. Il a aussi été déterminé que l'amélioration des qualités réservoirs est la conséquence d'une variation des caractéristiques matricielles.
- La description et l'interprétation des carottes ont permis de définir les lithofaciès, les associations de faciès et leurs environnements de dépôts respectifs.
- Les épaisseurs des couches du Viséen B et celle du Tournaisien diminuent graduellement du NO vers le SE, ce qui est confirmé sur les cartes en isopaques. Alors que, le niveau Strunien montre une augmentation d'épaisseur vers le NO.
- Les environnements de dépôt interprétés pour l'intervalle Strunien-Tournaisien et Viséen B sont généralement des dépôts marins de shoreface influencé au Viséen B par le tidal.

- Pour les réservoirs carbonifères, le problème d'alimentation ne se pose pas vu la présence de deux niveaux roches mères. Une modélisation géochimique au niveau de SI-2 (Genex 1D) a été réalisée pour la roche mère frasnienne (COT>1%).
- La génération des Hydrocarbures de la roche mère frasnienne débute au Namurien(326Ma) dont 80% a été expulsée durant la période 324 à 307Ma (Namurien-Westphalien).
- La génération et l'expulsion des hydrocarbures de la roche mère frasnienne est due à la forte subsidence du bassin au cours du Paléozoïque supérieur (l'épaisseur des sédiments déposées au-dessus du Frasnien dépasse les 3600m). Par ailleurs, la migration des hydrocarbures peut s'effectuer à travers les failles.
- La qualité des réservoirs :
  - **Le Strunien –Tournaisien :**  
La porosité varie de 0.2 à 20%, et la perméabilité de 0.01 à 256md. La meilleure production a été enregistrée au niveau du puits SI-2 avec un débit de 483 000 m3/j.
  - **Le Viséen B :**  
Le Viséen B a débité 10800 m3/j de gaz dans le puits SI-2. La porosité varie de 1 à 32%, et la perméabilité de 0.01 à 178md.

Conclure que le réservoir le plus perspectif est le Strunien–Tournaisien que le Viséen est un raccourci inexact vu que le Viséen a été moins carotté et moins exploré .

L'analyse des qualités réservoirs, vu la pauvreté des données, n'a pas été concluante.

## Références Bibliographiques

- Archie, G.E. (1952).** Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations. AAPG, 36, page 278-298.
- BIJU-DUVAL, B. (1999).** Géologie sédimentaire, bassins, environnements de dépôts, formation du pétrole ; édition : TECHNIP. Paris.
- G. Conrad, 1984.** Les séries carbonifères du Sahara central algérien . Stratigraphie sédimentologie évolution structurale. Thèse doctorat és-sciences .fac. Sci. Terre, St-jérôme. Aix Marseille.
- H. OULDTALEB .(2015),**Interpretation sismique 2D et 3D , du trend Kahlouche ,bloc 351c,Bassin de Reggane, Rapport interne SONATRACH
- J. Espitalié, et al 1985. Méthode** rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution, Institut français du pétrole, Paris
- O. SERRA. (1979).** Diagraphies différées (Tome I) « Interprétation des données diagraphiques ». SNEA.P PAU-France.
- O.SERRA. (1985).** Diagraphies différées (Tome II) « acquisition des données diagraphiques ». SNEA.P PAU-France.
- SONATRACH-DIVISION EXPLORATION –** Rapports de fin de sondage Reggane (BA-1 , BA-2, SI-3 , SI-4 , SI-5 )
- Tissot, B.P. and Welte, D.H. (1984).**Petroleum Formation and Occurrence. 2nd Edition, Springer-Verlag, Berlin,
- Van Krevelen, D.W. (1961) Coal.** Typology-Chemistry-Physics-Constitution. Elsevier, Amsterdam.
- WEC (Wellévolution conférence). (2007).** DocSonatrach/Schlumberger. Algérie.