



République Algérienne Démocratique et Populaire  
**Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche  
scientifique**

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou  
Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques  
Département des Sciences Géologiques

Mémoire de Fin d'Etudes Présenté  
Pour l'Obtention du Diplôme de:

**MASTER**

Domaine: Sciences de la Terre et de L'Univers

Spécialité: Bassins Sédimentaires

Thème

***Caractérisation Sédimentologique et pétrophysique des réservoirs du  
Dévonien inférieur dans le périmètre de Tidikelt, Bassin de l'Ahnet.***

***Présenté par***

***ALIOUA Tidia et BELABBAS Asma***

Soutenu le 19/12/2017 devant le jury composé de:

***Mr. KARDACHE R.***

***MCA***

***Président***

***Mr. AHMED ZAID I.***

***MCA***

***Promoteur***

***Mr. HACHOUR K.***

***INGENIEUR***

***Co-promoteur***

***Mr. AMROUCHE F.***

***MAA***

***Examineur***

## **Remerciements**

*Nous exprimons notre profonde gratitude à notre promoteur Mr.AHMED ZAID Idir, de nous avoir proposé ce sujet, nous avoir encadré, ainsi d'être à notre disposition tout au long de notre travail.*

*Nos remerciements les plus sincères vont à BENYOUCEF Abedallah, qualité: ingénieur,pour ses conseils et son aide.*

*Nous souhaitons remercier vivement notre co-promoteur de la Division-Exploration Boumerdès Mr.HACHOUR Kamel, qualité : ingénieur de nous avoir suivi durant notre stage.*

*Nous tenons également à exprimer nos vifs respects et nos remerciements aux ingénieurs:Mr.HELLAL Sofiane et Mme NECHAB Katia pour leur disponibilité et gentillesse à notre égard.*

*Enfin nos remerciements s'adressent à tous les enseignants du Département des Sciences Géologiques, particulièrement les membres du jury pour les connaissances qu'ils nous ont transmises grâce à leurs efforts et leur travail.*

## **Dédicace**

### **A ma très Chère Mère:**

*Aucune dédicace ne saurait exprimer mon amour éternel, mon admiration et ma reconnaissance pour tes efforts, tes sacrifices ainsi que ton soutien dans chaque pas que je fais, tes conseils m'ont toujours guidé vers la réussite.*

*Je te dois ce que je suis aujourd'hui et ce que je serais demain, sache que je ferais toujours de mon mieux pour que tu sois de plus en plus fière de ta petite fille.*

*Que Dieu, le Tout Puissant te préserve, t'accorde la santé et te garde toujours à mes côtés.*

### **A la mémoire de Mon Cher Père:**

*L'épaule solide, l'œil attentif et la personne la plus digne de mon estime et de mon respect.*

*Tu es parti trop tôt, n'empêche que tes conseils seront gravés à jamais dans ma mémoire, j'espère que là où tu es, tu va apprécier cet humble geste comme preuve de reconnaissance de la part d'une fille qui a toujours prié pour le salut de ton âme, puisse Dieu le Tout Puissant t'accorder sa Sainte Miséricorde.*

***A mes frères adorés Bilal, Mounir, Nabil, Karim et Chafik,** toujours présents à mes côtés dans les bons et mauvais moments, je vous souhaite tout le bonheur du monde ainsi que la réussite dans vos projets et que le Bon Dieu vous garde pour nous.*

***A la mémoire de ma grand-mère** que je n'oublierai jamais malgré les longues années passées.*

***A mes nièces et neveux** que j'aime du fond du cœur ainsi qu'à mes belles sœurs.*

***A mes amis qui ont été toujours à mes côtés : Lynda, Moussa, Ninane, Amel, Liza, Djouhra, Lilia, Tina et Radia.***

***A toute la promotion du master, Géologie des Bassins Sédimentaires 2017 en particulier mes chers amis : Tidia, Cilia, Amel, Sonia, Lyly, Katia, Hassiba, Dihia, Mahrez, Aghilas et Abdou** avec lesquels j'ai passé des moments inoubliables.*

**Asma**

## **Dédicace**

*Je dédie ce modeste travail:*

*A celle qui m'a transmis la vie, l'amour, le courage, à toi ma*  
**Chère maman, Toutes mes joies, mon amour et ma**  
*Reconnaissance.*

*A toi, cher **papa** qui n'a jamais cessé de m'encourager et à*  
*répondre présent à mes besoins.*  
*Sans vous, rien n'aurait été possible, que Dieu vous garde toujours pour*  
*nous.*

*A mes grands parents.*

*A mon cher petit frère **Chabane** et mes adorables petites sœurs*  
**Karima et Katia.**

*A ma sœur **Hassina** et son mari **Arab** et leurs enfants, **Lahlou,***  
**Mohand, Nouara et Boudjemaa.**

*A ma sœur **Chafiaa** et son mari **Abdou.***

*A toute ma grande famille, oncles et tantes, cousins et cousines.*

*A toi, cher **Sofiane** pour ton soutien et ta confiance en moi.*

*A mes chers amis qui ont su m'apporter de l'aide, des conseils et un*  
*soutien moral, je citerai: **Mohand, Cherifa, Taous, Ouerdia,***  
**Kahina, Lilia, Ninan, Nawal...**

*Ainsi que tous les étudiants et étudiantes des filières GBS et RM,*  
*spécifiquement les filles avec lesquelles j'ai passé d'agréables moments:*  
**Asma, Amal, Sonia, Lyly, Katia, Hassiba, Cylea, Dihia, Tyna,**  
**Kahina**

*Je tiens de tout cœur à remercier toutes les personnes qui ont été*  
*là pour moi.*

**Tidia**

# **SOMMAIRE**

<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	<b>I</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	
<b>LISTE DES PLANCHES</b> .....	<b>IV</b>
<b>LISTE DES ABREVIATIONS ET SYMBOLES</b> .....	<b>V</b>
<b>RESUME</b> .....	<b>VI</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>VII</b>
<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	<b>1</b>

## ***PARTIE A: Généralités***

### ***CHAPITRE A.I:***

I.1. Quelques notions générales sur les bassins algériens.....	3
I.1.a bassins du nord algerien.....	3
❖ Bassins de l'Offshore.....	4
❖ Les bassins de l'on shore.....	4
I.1.b. Bassins de la plateforme saharienne.....	5
❖ Bassins de la Province orientale.....	5
❖ Bassins de la Province Occidentale.....	5
I.2. Contexte géologique général.....	6
I.3. Origine et aspect évolutif du bassin .....	7
I.4. Le contexte structural .....	8
I.4.1. Les événements tectoniques .....	9
I.4.1.1. Période Pré-paléozoïque.....	9
I.4.1.2 Période Paléozoïque.....	9
I.4.1.3 Période Post-Paléozoïque.....	10
I.5. ASPECTLITHOSTRATIGRAPHIQUE... ..	12
I.5.1. Le substratum .....	12

I.5.1.1. Le socle.....	12
I.5.1.2. La série intermédiaire ou la série pourprée de l’Ahnet.....	12
I.5.2. La couverture paléozoïque .....	12
I.2.1. Cambro-ordovicien.....	13
I.5.2.2. Silurien.....	13
I.5.2.3. Dévonien.....	13
I.5.2.3.1. Gédinnien .....	13
I.5.2.3.2. Siegénien .....	13
I.5.2.3.3. Emsien .....	14
I.5.2.3.4. Couvinien .....	14
I.5.2.3.5. Givetien .....	14
I.5.2.3.6. Frasnien .....	14
I.5.2.3.7. Famennien .....	14
I.5.2.3.8. Strunien .....	15
I.5.2.4. Carbonifère Inférieur.....	15
I.5.2.4.1. Tournaisien.....	15
I.5.2.4.2. Viséen.....	15
I.5.3. Le Mésozoïque .....	15
I.5.3.1 Le Crétacé.....	15
I.6. Intérêt du bassin.....	17
I.7. Le système pétrolier du bassin de l’Ahnet.....	18
I.7.1. Caractérisation des roches mères.....	18
• Le Silurien radioactif.....	18
• Formations des roches mères dévoniennes.....	18
I.7.2. Maturité des roches mères.....	18
• Réservoirs de l’Ordovicien.....	18
• Réservoir du Gédinnien.....	19
• Réservoirs du Siégénien.....	19
• Réservoirs de l’Emsien.....	19

• Les réservoirs du Tournaisien.....	19
I.7.3. Couvertures et préservation .....	19
I.7.4. Typologie des pièges du bassin de l’Ahnet.....	20
I.8. Conclusion.....	21

## ***PARTIE B. APPROCHE SEDIMENTOLOGIQUE ET PETROPHYSIQUE***

### ***CHAPITRE B.1. Sédimentologie***

I.1. Introduction.....	22
I.2. Cartographie .....	25
I.2.1. Interprétation des cartes en isobathes.....	25
I.2.2- Interprétation des cartes en isopaques.....	25
I.2.3- Interprétation des cartes en iso-couverture.....	26
I.2.4- Interprétation des cartes en iso-net/gross,.....	26
I.3. Sédimentologie.....	31
✚ les résultats de l’approche Sédimentologique.....	31
❖ L’observation des photos de carottes .....	31
❖ Analyse des faciès .....	32
• Les résultats obtenus au niveau des puits M2 et O3.....	39
❖ Modèles de dépôts.....	40
❖ L’analyse séquentielle.....	42
Le découpage séquentiel du puits O3. ....	42
❖ Lithostratigraphie .....	43
❖ Profils de corrélations.....	45
▪ Interprétation des résultats des corrélations.....	50
• Interprétation du profil Est-Ouest.....	50
• Interprétation du profil Nord-Sud.....	50
• Interprétation du profil SE-NO.....	50
• Interprétation du profil SO-NE.....	51
❖ Interprétation des cartes en iso-grosssand.....	51
❖ Cartes des faciès.....	53
I.4. Conclusion.....	56

## *Chapitre B.2. Approche pétrophysique*

II.1. Définition .....	57
II.2. Classification .....	57
II.2.1. Diagraphies nucléaires .....	58
II.2.1.a. Diagraphies des rayonnements gamma [Gamma Ray ou GR].....	58
II.2.1.b. Diagraphie de densité Gamma-Gamma (Density-log).....	59
II.2.1.c. Diagraphie des Neutrons.....	60
II.2.2. Diagraphie acoustique (Soniques) .....	60
II.2.3. Diagraphies de résistivité.....	61
II.2.3.1. Les latérologs.....	62
II.2.3.2. Inductolog.....	62
II.2.4. Diagraphies auxiliaires.....	63
II.2.4.1. Caliper ou mesure du diamètre du trou.....	63
II.2.4.2. Modular Dynamics Tester (MDT) .....	64
II.2.4.3. Module dual-packer.....	65
II.3. Résultats de l'approche pétrophysique.....	65
II.3.1. Description des caractéristiques réservoirs .....	66
II.3.1.a Analyse des diagraphies (Analyse quantitative) .....	66
Interprétation des résultats .....	70
❖ Le puits O3.....	70
❖ Le puits HT1).....	74
II.4. Conclusion .....	80
II.5. Résultats de l'étude qualitative des réservoirs du périmètre étudié .....	80
II.5.1. Cross plot $\emptyset/K$ .....	80
II.5.2. Cross-plot Nphi/Rhobi .....	83
II.6.. Conclusion.....	86
Conclusion Générale.....	87

### **Glossaire**

### **Bibliographie**

### **Anexe**

# *Liste des figures*

## *Partie A: Généralités*

<i>Figure I.1:</i> Les grands ensembles géologiques de l'Algérie.....	3
<i>Figure I.2:</i> Les différents bassins du nord algérien.....	4
<i>Figure I.3:</i> Carte sous écorchée hercynienne des principaux domaines de la plate forme Saharienne.....	5
<i>Figure I.4:</i> Carte géologique du bassin de l'Ahnet.....	6
<i>Figure I.5:</i> Cartes de positionnement du périmètre de Tidikelt.....	7
<i>Figure I.6:</i> Carte des éléments structuraux du bassin de l'Ahnet–Timimoune. ....	8
<i>Figure I.7:</i> Coupe structural du bassin de l'Ahnet-Gourara.....	11
<i>Figure I.8:</i> Colonne Lithostratigraphique de la région de l'Ahnet.....	16
<i>Figure I.9:</i> Présentation des réservoirs du bassin de l'Ahnet.....	17
<i>Figure I.10:</i> Le système pétrolier du bassin de l'Ahnet.....	20
<i>Figure I.11:</i> Profil sismique montrant les types de pièges du bassin de l'Ahnet.....	21

## *Partie B: Approche Sédimentologique et pétrophysique*

### *Chapitre: B.I: Sédimentologie*

<b>Figure I.1.</b> Implantation des puits étudiés dans le périmètre de Tidikelt.....	22
<i>Figure I.2:</i> Puits représentatif du Dévonien inférieur dans le périmètre de Tidikelt.....	24
<i>Figure I.3:</i> La situation géographique du périmètre de Tidikelt.....	43
<i>Figure I.3:</i> Cartes en isobathes du périmètre de Tidikelt.....	27
<i>Figure I.4:</i> Cartes en isopaques du périmètre Tidikelt.....	28
<i>Figure I.5:</i> Cartes en iso-couverture du périmètre de Tidikelt.....	29
<i>Figure I.6:</i> Cartes en iso- net to gross du périmètre de Tidikelt.....	30
<i>Fig I.7:</i> Légende représentant les différentes structures et ichnofaciès des carottes analysées.....	39
<i>Figure I.8:</i> Modèle de dépôt et position relative des puits au sein des systèmes.....	41

<b>Figure I.9:</b> Découpage séquentiel du Dévonien inférieur au niveau du puits O3 dans le périmètre de Tidikelt.....	42
<b>Figure I.10:</b> Log lithostratigraphique du Dévonien inférieur dans le périmètre de Tidikelt....	44
<b>Figure I.11:</b> Plan de position des profils de corrélation dans le périmètre de Tidikelt.....	45
<b>Figure I.12:</b> Profile de corrélation Est-Ouest dans le périmètre de Tidikelt.....	46
<b>Figure I.13:</b> Profile de corrélation Est-Ouest dans le périmètre de Tidikelt.....	47
<b>Figure I.14:</b> Profile de corrélation Sud-est Nord-ouest dans le périmètre de Tidikelt.....	48
<b>Figure I.15:</b> Profile de corrélation Sud-ouest-Nord-est dans le périmètre de Tidikelt.....	49
<b>Figure I.16:</b> Carte en iso-grosssand du Dévonien inférieur dans le périmètre de Tidikelt.....	52
<b>Figure I.17:</b> Carte de distribution des dépôts du Gédinnien dans le périmètre de Tidikelt....	53
<b>Figure I.18:</b> Carte de distribution des dépôts du Siegénien dans le périmètre de Tidikelt....	54
<b>Figure I.19:</b> Carte de distribution des dépôts de l'Emsien dans le périmètre de Tidikelt.....	55

## **Chapitre B.II: Approche Pétrophysique**

<b>Figure II.1:</b> Schéma de Classification des méthodes de diagraphie.....	58
<b>Figure II.2:</b> Schéma de principe et exemple de l'outil Gamma ray.....	59
<b>Figure II.3:</b> Schéma de principe et exemple d'une sonde Gamma Gamma.....	50
<b>Figure II.4:</b> Schéma de principe d'une sonde à neutrons et exemple d'enregistrement obtenu par cette méthode.....	60
<b>Figure II.5:</b> Schéma et exemple du log d'une sonde sonique.....	61
<b>Figure II.6:</b> Schéma des Diagraphies de résistivité selon la profondeur d'investigation....	62
<b>Figure II.7:</b> Principe de focalisation du courant dans une sonde à 3 électrodes.....	62
<b>Figure II.8:</b> Schéma du principe d'induction.....	63
<b>Figure II.9:</b> Schéma et exemple du log d'un caliper.....	64
<b>Figure II.10:</b> Schéma détaillé de l'outil MDT.....	64
<b>Figure II.11:</b> Module dual-packer.....	65
<b>Figure II.12:</b> Elan du Gédinnien dans le puits O3.....	71
<b>Figure II.13:</b> Elan du Siegénien dans le puits O3.....	72
<b>Figure II.14:</b> Elan de l'Emsien dans le puits O3.....	73
<b>Figure II.15:</b> Elan de l'Emsien dans le puits HT1.....	77

<b>Figure II.16:</b> Elan du Siegénien dans le puits HT1 .....	78
<b>Figure III.17:</b> Elan de l'Emsien dans le puits HT1 .....	79
<b>Figure II.18:</b> Cros plot Porosité/Perméabilité du Gédinnien du puits O3 .....	81
<b>Figure II.19:</b> Cros plot Porosité/Perméabilité du Siegénien du puits O3 .....	81
<b>Figure II.20:</b> Cros plot Porosité/Perméabilité du Siegénien du puits D1 .....	81
<b>Figure II.21:</b> Cros plot Porosité/Perméabilité du Siegénien du puits HT1 .....	82
<b>Figure II.22:</b> Cros plot Porosité/Perméabilité de l'Emsien du puits O3 .....	82
<b>Figure II.23:</b> Cros plot Porosité/Perméabilité de l'Emsien du puits HT1 .....	83
<b>Figure II.24:</b> Cross-plot Nphi/Rhobi du Siegénien de la zone Ouest au puits O3 dans le périmètre de Tidikelt .....	84
<b>Figure.25:</b> Cross plot Nphi/Rhobi Du Gédinnien, de la zone Ouest dans le puits HT1 dans le périmètre de Tidikelt .....	85

## *Liste des tableaux*

### *Partie B: Etude analytique*

#### *Chapitre B.II: Péetrophysique*

<i>Tableau II.1:</i> Lecture des diagraphies du puits O3.....	67
<i>Tableau II.2:</i> Lecture des diagraphies du puits O3.....	68
<i>Tableau II.3:</i> Lecture des diagraphies du puits O3.....	69
<i>Tableau II.4:</i> Lecture des diagraphies du puits HT1.....	74
<i>Tableau II.5:</i> Lecture des diagraphies du puits HT1.....	75
<i>Tableau II.6:</i> Lecture des diagraphies du puits HT2.....	76

## ***Liste des planches***

### ***Chapitre: B.I: Sédimentologie***

<b><i>Planche I.1:</i></b> Lithofaciès décrits sur les carottes du puits M2 Dans le Gédinnien.....	33
<b><i>Planche I.2:</i></b> Lithofaciès décrits sur les carottes du puits M2, dans le Siegénien.....	34
<b><i>Planche I.3:</i></b> Lithofaciès décrits sur les carottes du puits M2 dans l'Emsien.....	35
<b><i>Planche I.4:</i></b> Lithofaciès décrits sur les carottes du puits O3 dans le Gédinnien.....	36
<b><i>Planche I.5:</i></b> Lithofaciès décrits sur les carottes du puits O3au Siegénien.....	37
<b><i>Planche I.6:</i></b> Lithofaciès décrits sur les carottes du puits O3 durant l'Emsien.....	38

## ***Résumé***

De par son importance économique, la plateforme saharienne a fait l'objet de nombreux travaux géologiques de la part des sociétés pétrolières. Le bassin de l'Ahnet demeure la première région de cette plateforme à avoir fait l'objet d'une exploration systématique, qui a abouti à la découverte d'une accumulation de gaz sec en 1954 qui prouva pour la première fois l'existence des hydrocarbures.

L'objectif du présent travail est de faire ressortir l'intérêt pétrolier en étudiant les grès du Dévonien inférieur dans le bassin de l'Ahnet (périmètre de Tidikelt). Le travail de synthèse entre puis se traduit par la caractérisation des différents niveaux réservoirs du Gédinnien, du Siegénien et de l'Emsien au niveau de 11 puits (G1, HT1, HT2, W1, W2, T3, O3, D1, D3 et M2) par une approche Sédimentologique et une approche pétrophysique.

Plusieurs cartes ont été réalisées (cartes en isobathes, en isopaques, cartes en iso-couverture et en iso-net to gross, cartes de faciès.) afin de mieux comprendre la puissance des dépôts dans les différents niveaux du Dévonien inférieur et leur extension spatiale.

L'analyse des carottes a porté sur 9 puits (D1, D3, M2, O3, G1, T3, HT2, W1 et W2) dans le but d'identifier le milieu de dépôt qui caractérise les formations du Dévonien inférieur, cela a montré que le Gédinnien est constitué de barres gréseuses à passages silteux et argileux, l'environnement est tidal.

Le Siegénien est caractérisé par des grès propres, c'est un environnement deltaïque.

L'Emsien est composé d'argiles silteuses du milieu marin profond et se termine par un milieu deltaïque.

Le découpage séquentiel du puits O3 a été effectué en nous basant sur des réponses diagraphiques et la description lithologique, nous avons constaté que le Gédinnien est transgressif, le Siegénien et l'Emsien sont régressifs.

Quatre profils de corrélations sont établis dans le but de suivre l'extension latérale des barres gréseuses de la région étudiée, les épaisseurs des formations se biseautent vers le Sud-est, se retréssent vers l'Est et vers le Nord-est, elles augmentent vers le Nord-ouest et vers l'Ouest.

En vue d'apprécier les potentialités en hydrocarbure et le rendement des réservoirs étudiés, une étude qualitative est effectuée, à travers l'évaluation de leurs caractéristiques pétrophysiques.

Cette étude a montré que le Gédinnien et Siegénien du puits O3 sont compacts.

Le Siegénien du puits HT1 est poreux a compact.

L'Emsien du puits O3 et le Gédinnien du puits HT1 sont aquifères.

L'Emsien du puits HT1 est poreux.

## *Abstract*

Because of its economic importance, the Saharan platform has been the subject of several geological works by oil companies.

The Ahnet basin remains the first region of this platform to have been the subject of systematic exploration which led to the discovery of a dry gas accumulation in 1954 which proved for the first time the existence of hydrocarbons.

The main objective of our work is to highlight the oil interest by studying Lower Devonian sandstones in the Ahnet basin (perimeter of Tidikelt). The synthesis work between then results in the characterization of the different reservoir levels of the Gédinnien, Siegenien and Emsien at the level of 11 wells (G1, HT1, HT2, W1, W2, T3, O3, D1, D3, and M2) by a sedimentological and petrophysical approach .

Several maps were made (isobaths maps, isopach maps, iso-blank maps, iso-net to gross maps and facies maps) have been produced (iso thickness, iso bathes, iso covers, iso net to gross and facies map) to better understand the power of deposits in the different levels of the lower Devonian and their spatial extension.

Cores analysis included 9 wells (D1, D3, M2, O3, G1, T3, HT2, W1 and W2) to identify the depositional environment that characterizes Lower Devonian formations. The Gédinnien consists of sandstone bars with silty and clays passages, the environment is tidal

The Siegenien is characterized by clean sandstone, it is a deltaic environment

The Emsien is composed by silty clays of the marine environment and ends with a return of the deltaic deposits.

The sequential division of the O3 well was made on logging responses and the lithological description, we found that the Gédinnien is transgressive, the Siegenien and Emsien are regressive

Four correlation profiles are established in order to follow the lateral extension of the sandstone bars of the studied region, the thicknesses of the formations are bevelled towards the South-East, and trending towards shrink the East and the North-east; they increase to the northwest and west.

In order to assess the hydrocarbons potential and the yield of the reservoirs studied, a qualitative study is carried out, through the evaluation of their petrophysical characteristics.

This study showed that the Siegenien HT1 well, the Gédinnien and Siegenien O3 well are compact.

Emsien of the O3 well and Gédinnien of the HT1 well are aquifers

Emsien HT1 well is porous.

# ***INTRODUCTION GENERALE***

**Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur dans le périmètre de Tidikelt (du bassin de l'Ahnet)  
Master-Bassins Sédimentaires  
(ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)**

# Introduction Générale

En nous basant sur des données recueillies dans 11 puits du périmètre de Tidikelt dans le bassin de l'Ahnet, nous avons pu réaliser le présent travail, dans lequel nous nous intéressons à la caractérisation des différents niveaux réservoirs du Siegénien, les barres gréseuses du Gédinnien et de l'Emsien. Ces réservoirs sont parfois discontinus, mais localement ils ont fourni de très bons indices et ils sont très prometteurs.

Dans cette étude nous tentons de parvenir à une meilleure compréhension de l'évolution régionale des réservoirs, d'éclaircir l'architecture de dépôt et de répondre d'une manière plus générale sur les aspects prospectifs de la région.

Pour y arriver, nous avons développé les volets suivants à travers deux parties :

- Une première partie qui traite de la description des concepts de base en liaison avec notre sujet, celle-ci se divise en trois chapitres :

**Chapitre I.** Les bassins sédimentaires.

**Chapitre II.** Présentation du bassin de l'Ahnet.

**Chapitre III :** Le système pétrolier.

- La seconde partie consiste en une étude analytique, basée sur des données de 11 puits structurée en deux chapitres :

**Dans le chapitre I.** Une étude sédimentologique basée sur les données des carottes, l'analyse séquentielle, l'établissement des cartes des grés totaux (iso-grosssand) et les corrélations diagraphiques. Elle vise à mettre en évidence la géométrie des dépôts, leurs extensions et à clarifier les limites, la nature, et les variations de faciès afin de mieux cerner l'extension et la distribution des différents réservoirs et localiser les zones de biseaux stratigraphiques.

**Dans le chapitre II.** Une étude des propriétés pétrophysiques (porosité/perméabilité) au niveau de deux puits basée sur des enregistrements diagraphiques, la réalisation des graphes de corrélation entre la porosité et la perméabilité des réservoirs étudiés ainsi que les diagrammes représentant le croisement des valeurs de Neutrons/Densité (cross-plot Nphi /Rho<sub>b</sub>) permettent de dégager les différents types de porosité, connaître la lithologie et définir le potentiel pétrolier.

Afin de réaliser le présent travail nous avons développé deux parties:

## **A. Généralités**

- Notions générales sur les bassins algériens.
- Présentation du bassin de l’Ahnet: la situation géographique et géologique, l’aspect structural et événements tectoniques, la lithostratigraphie et l’intérêt pétrolier de la région et son système pétrolier.

## **B. Partie analytique**

Notre travail est effectué sur de différents puits dans le bassin de l’Ahnet. Cette partie est constituée de deux chapitres:

- Approche Sédimentologique, sert à:

Appréhender les réservoirs en terme d’environnement de dépôt afin d’en faire ressortir la spécificité de leur intérêt pétrolier à partir de la description Sédimentologique des carottes, établissement des profils de corrélations, des cartes des grés totaux, ainsi que l’analyse séquentielle.

- Approche pétrophysique, sert à:

La classification de la nature lithologique des réservoirs.

La quantification et l’identification des paramètres pétrophysiques (Porosité, perméabilité et saturation) des réservoirs.

Apprécier la qualité des réservoirs.

Dégager les zones potentielles en hydrocarbures.

# ***PARTIE A : Généralités***

# ***CHAPITRE A.I***

## ***Généralités***

Un bassin sédimentaire est une dépression de la croûte terrestre, située sur un continent, dans un plateau continental ou dans un océan, formée par une subsidence thermique et/ou tectonique qui recueille des dépôts sédimentaires qui, par des phénomènes de diagenèse, se transforment en roches sédimentaires.

### I.1. Quelques notions générales sur les bassins algériens

Il est utile de rappeler d'abord que sur le plan structural, l'Algérie est subdivisée en deux unités tectoniques majeures séparées par la faille sud-atlasique (Figure I.1):

- **Un domaine alpin au Nord**, marqué par des chaînes de montagnes d'âge tertiaire résultant de l'orogénèse alpine.
- **La plateforme saharienne au Sud**, qui représente un domaine plus stable constitué d'un socle Précambrien sur lequel se dépose d'épaisses séries sédimentaires dans des bassins structurés essentiellement durant le Paléozoïque.

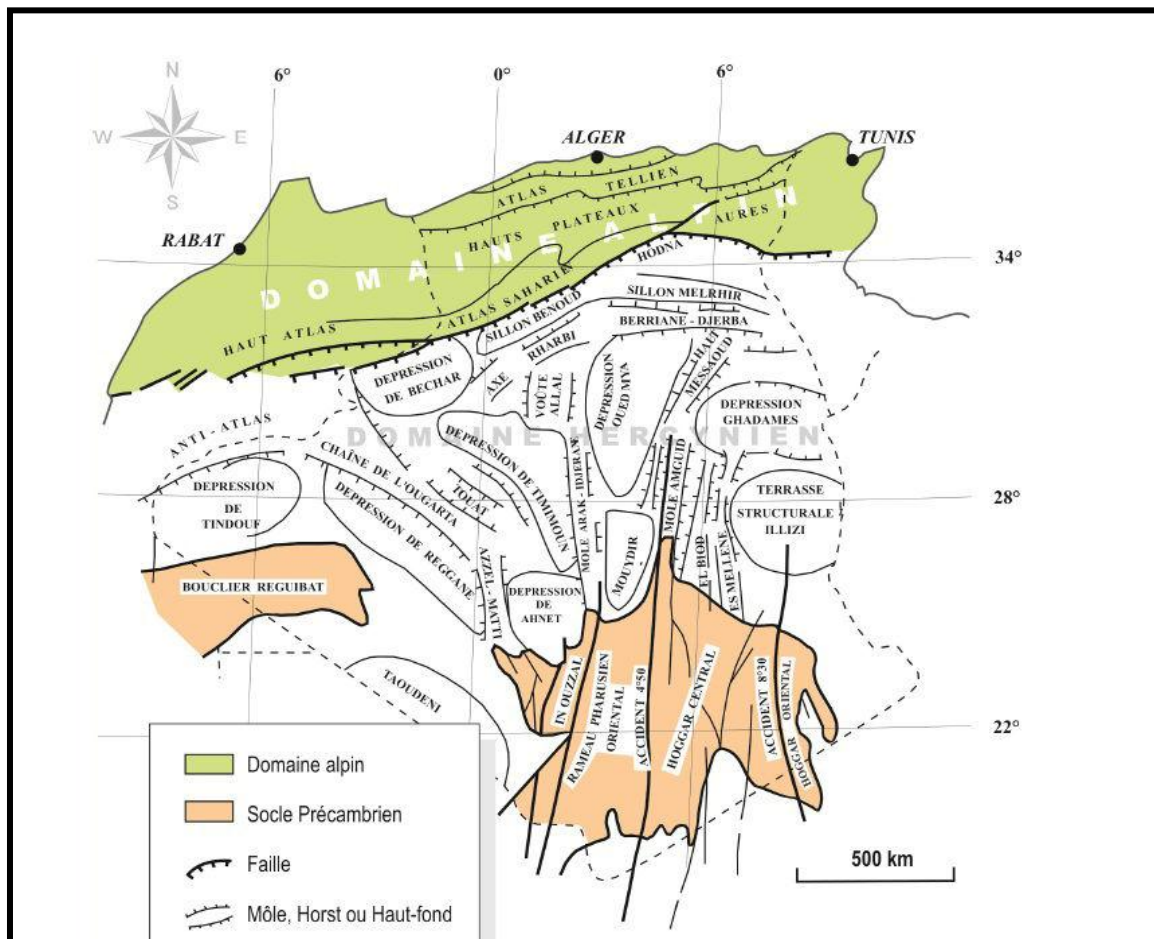


Figure I.1: Les grands ensembles géologiques de l'Algérie (Bouyahiaoui, 2014).

**I.1.a. Les bassins du nord algérien:** domaine Néogène de la marge algérienne.

La Marge algérienne est située à la frontière entre le bassin Algérien et le continent Africain. Elle est connue pour être sismiquement active, cette marge est formée en contexte arrière arc au Miocène. L'ensemble de la zone côtière Nord Algérienne est actuellement pris en compression, dans le cadre de la convergence entre les plaques européenne et Africaine.

Dans le domaine Néogène de la marge algérienne, on distinguera les bassins situés sur le continent (on shore) et ceux situés en océan (offshore). La figure I.2 montre les différents bassins du Nord algérien.

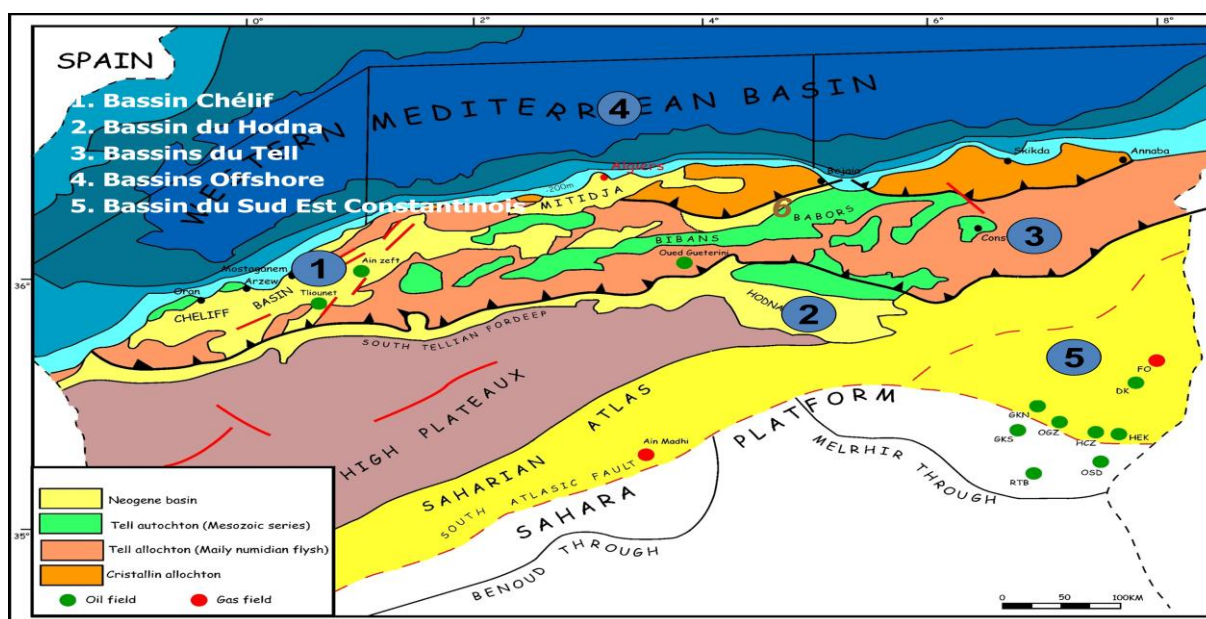


Figure I.2: Les différents bassins du nord algérien (Travaux Sonatrach, 2017)

❖ **Bassins de l'Offshore:** bassins d'arrière-arc.

Ils s'étalent d'Est en Ouest sur une longueur de 1 200 km, ils sont formés lors de la dynamique allant de l'Oligocène au Pliocène qui fut suivie par des conditions de stabilité relative du Pliocène terminal et du Quaternaire, ils couvrent une superficie de 95 000km<sup>2</sup> environ. Ces bassins sont structurés par une tectonique active qui a induit une segmentation particulière (Bassins d'arrière-arc). Ils font l'objet d'études géophysiques et de travaux d'exploration en cours. En Méditerranée occidentale, les systèmes pétroliers diffèrent d'une région à l'autre et se retrouvent dans la série sédimentaire du Tertiaire. (SPIRAL, 2014).

❖ **Les bassins de l'on shore:** Leur genèse s'est effectuée sous le contrôle de l'évolution géodynamique de la Méditerranée Occidentale. Ces bassins ont été qualifiés de bassins Post-nappes: du fait qu'ils sont discordants et postérieurs aux grands chevauchements des domaines kabyles, des nappes de flysch et des nappes telliennes

Il s'agit des Bassins côtiers néogènes. Nous citerons: Le bassin du Chélif, Le bassin de la Mitidja, Le bassin de Tizi-Ouzou, Bassin de Mila, Le bassin de la Soummam, Le bassin du Sud-Est Constantinois (Medaouri, 2014).

## I.1.b. Bassins de la plateforme saharienne

Elle se trouve dans la partie septentrionale du continent nord africain, au sud de la flexure sud-atlasique. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins intracratoniques orientés N-S à NW-SE.

Comme le montre la carte de la figure I.3 ci-dessous, la plateforme saharienne est subdivisée en deux principales provinces :

- ❖ **La province Est:** elle englobe les bassins d'Illizi, Berkine, Oued Mya, et le môle Amguid-Messaoud.
- ❖ **La province Ouest:** elle englobe les bassins de l'Ahnet, Timimoun, Béchar-Oued Namous, Reggane, Tindouf, Taoudeni et Sbâa.

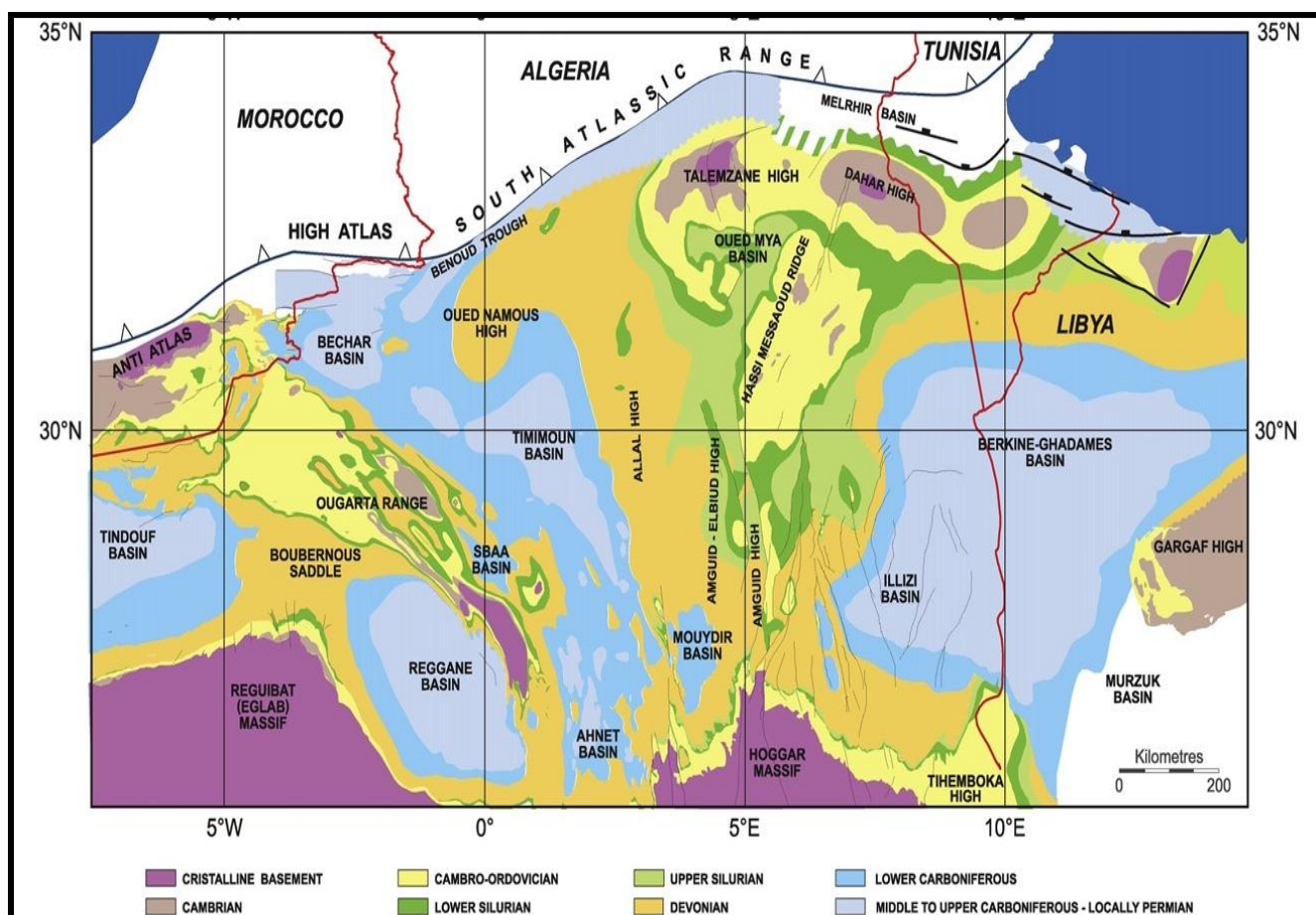


Figure I.3 : Carte sous écorchée hercynienne des principaux domaines de la plateforme saharienne (Galeazzi et al. 2010)

## I.2. Contexte géologique général du bassin de l'Ahnet

La région étudiée se localise dans la partie Sud-ouest de la plate forme saharienne, entre les parallèles 24° 00' – 27° 00' N et les méridiens 01° 00' – 03° 00' E, elle s'étend sur une superficie de 75.000Km<sup>2</sup>, et se trouve à environ **1200Km** au Sud d'Alger.

Le bassin de l'Ahnet constitue l'un des bassins paléozoïques productifs en gaz qui longe le flanc nord du craton ouest africain. Il est limité:

À l'Ouest par l'ensellement d'AZZEL-MATTI qui le sépare du bassin de Reggane,

A l'EST par le môle d'ARAK-IJERANE qui le sépare du bassin de Mouydir,

Au Nord par l'ensellement de DJOUA qui le sépare du bassin de Timimoune,

Au Sud par le massif précambrien du Hoggar (Rapport Sonatrach, 2004).

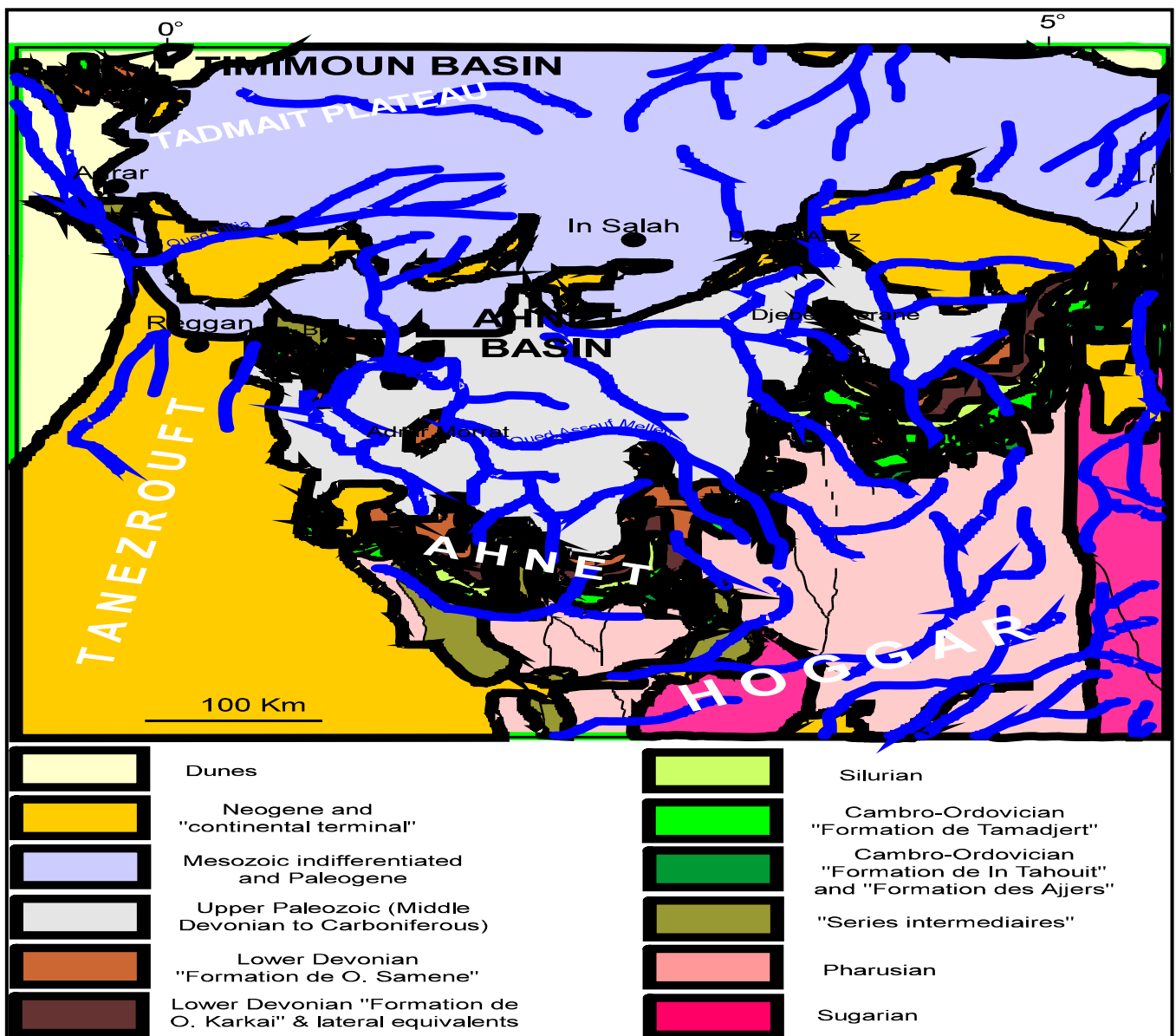
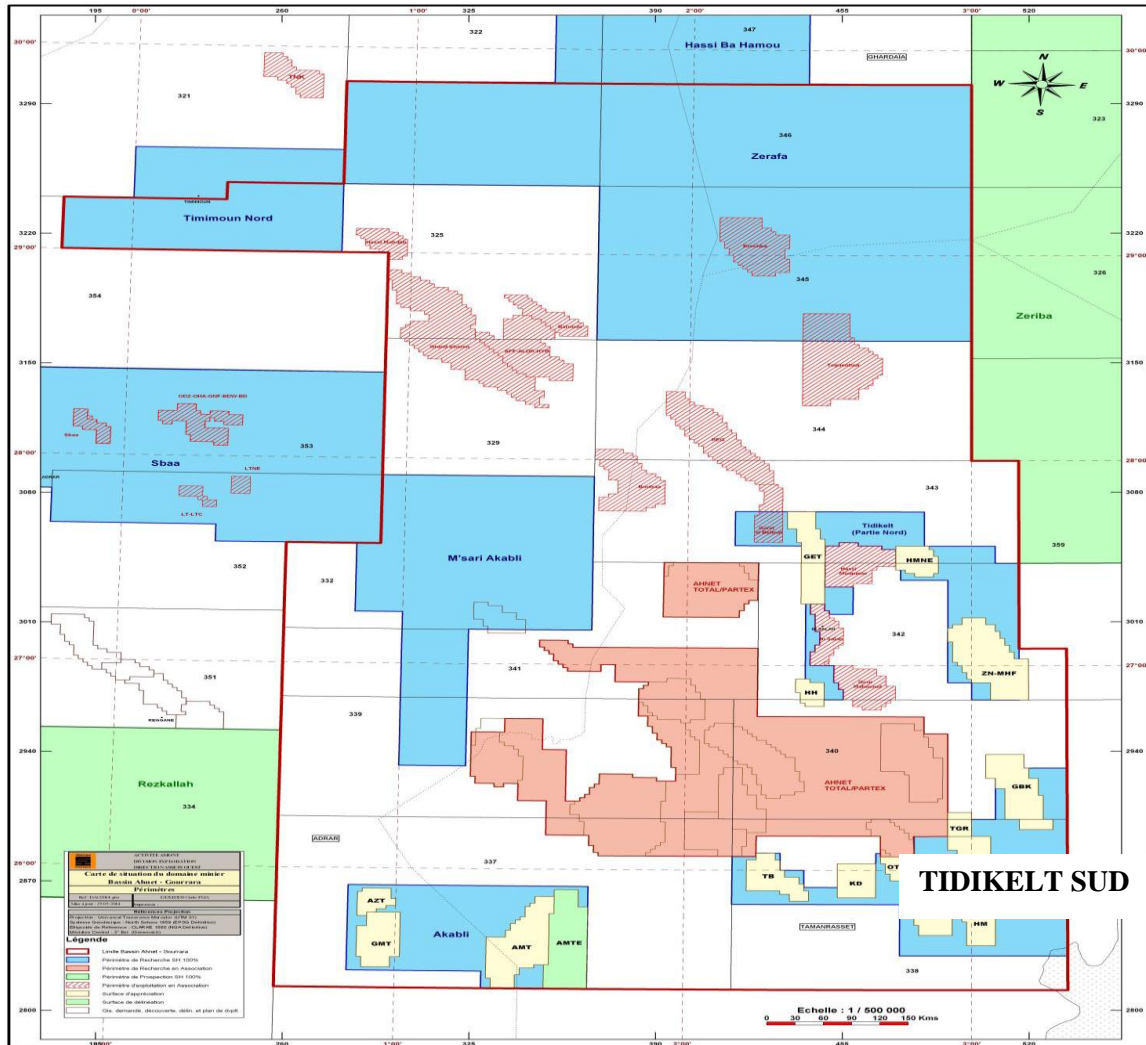


Figure I.4. Carte géologique du bassin de l'Ahnet (Rapport Sonatrach, 2004).

Le périmètre de Tidikelt couvre la partie Nord-est de la wilaya de Tamanrasset, avec une superficie totale de 24 629.39 Km<sup>2</sup>

Dans ce travail nous nous intéressons à la partie sud qui se trouve dans l'Ahnet oriental, qui est une zone fortement structurée.

Le périmètre de Tidikelt est un grand gisement gazéifié à l'échelle de la plate forme saharienne.



**Figure I.5. Carte de positionnement du périmètre de Tidikelt (Rapport Sonatrach, 2004).**

### **I-3. Origine et aspect évolutif du bassin**

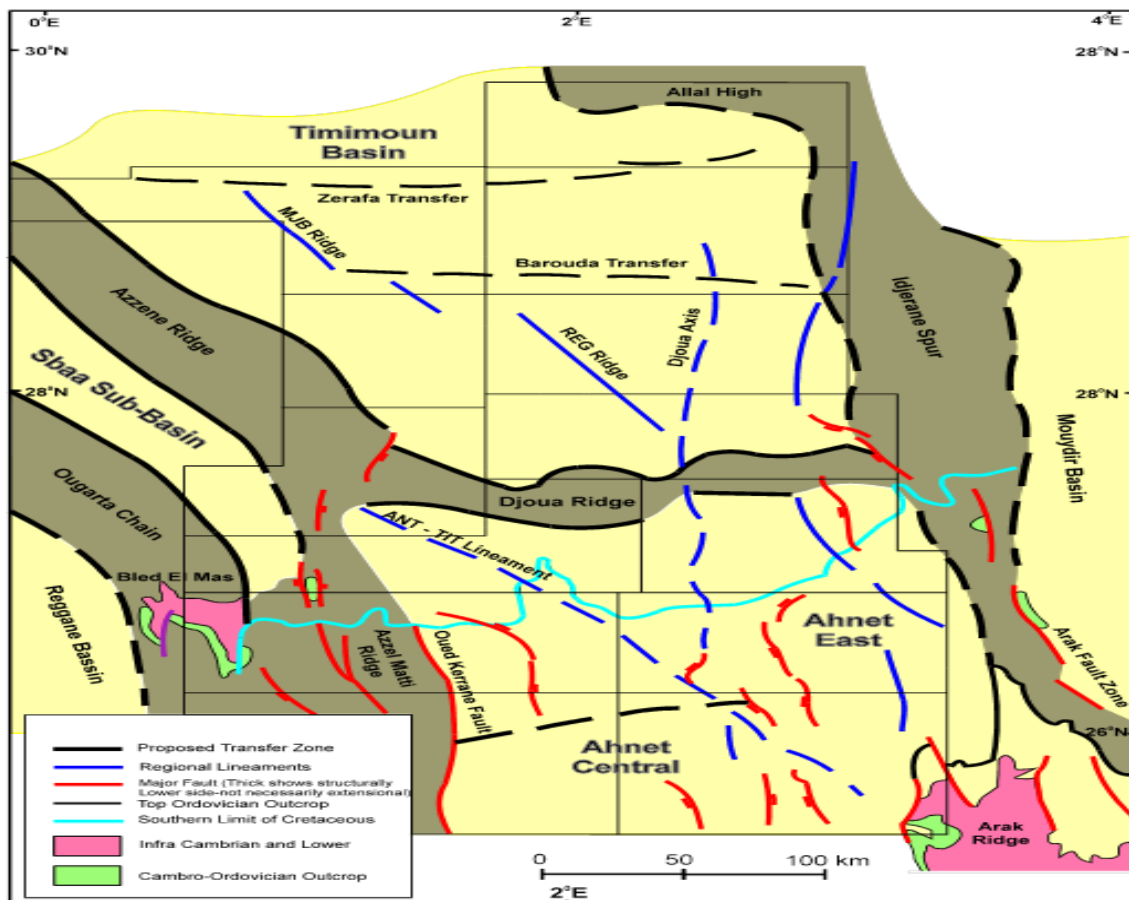
La structuration actuelle de ce bassin résulte de la superposition des effets des différentes phases tectoniques qui ont modifié tout au long du Mésozoïque et du Cénozoïque la structure acquise à l'Hercynien.

## I.4. Le contexte structural

Le bassin de l'Ahnet est caractérisé par un degré de structuration très intense, lié certainement à l'histoire évolutive de la jonction du craton ouest africain, stable depuis 2000 Ma, et le craton Est africain. Sa tectonique est marquée par la présence de trends structuraux de direction subméridienne qui sont rattachés au prolongement Nord des déformations du socle. Ces éléments structuraux sont soulignés par deux types de failles: un système de failles de direction ougartienne (NW-SE) et un autre de direction subméridienne fortement influencé par les accidents profonds du socle.

Le bassin de l'Ahnet comporte en général trois ensembles structuraux distincts:

- **L'Ahnet occidental:** limité à l'Est par l'accident subméridien d'Adrar Morrat – sebkettelmelah, c'est une région étroite de forme allongée et structuralement haute séparant le bassin de l'Ahnet du bassin de Regagne.
- **L'Ahnet Central:** situé entre deux zones hautes fortement structurées, il est caractérisé par une importante subsidence.
- **L'Ahnet oriental:** sa limite ouest est marquée par l'accident méridien Fougaret Zoua, Foum Belrem passant par Zini et Gour Boukeriss. C'est une zone structuralement haute qui sépare le bassin de l'Ahnet du bassin de Mouydir. (Rapport Sonatrach, juin 2004).



## **I.4.1. Les événements tectoniques**

### **I-4.1.1. Période pré-paléozoïque**

Durant cette période (Protérozoïque Terminale et Cambrien inférieur), le substratum est structuré en domaines subméridiens séparés par des accidents N-S. Cette structuration est le résultat de la collision des deux Cratons ouest et est africain durant la phase orogénique panafricaine (600Ma) et l'évolution post orogénique (érosion de la chaîne) durant laquelle se dépose d'épaisses molasses dites Mollasses panafricaines. Ces mollasses se déposent dans des bassins intra-montagneux très étroits contrôlés par des accidents N-S distensifs. Ces bassins sont situés dans la partie occidentale de la chaîne panafricaine parallèle à la suture panafricaine. Ces dépôts sont essentiellement constitués de faciès flychoïdes et arkosiques intercalés de roches volcaniques acides rhyolitiques ayant donné des âges Cambrien inférieur. La région du Bouclier Targui qui affleure au sud du bassin de l'Ahnet correspond à la branche occidentale de la chaîne pharusienne.

### **I.4.1.2 Période Paléozoïque**

Les séries intermédiaires sont séparées, même si la plus grande partie de ces séries est datée du Cambrien inférieur, de l'histoire paléozoïque puisque elles sont plus rattachées à l'histoire mobile panafricaine qu'à l'histoire cratonique paléozoïque de ce bassin avec l'installation de dépôts de plateforme. Les principales phases de structuration sont les suivantes:

- Des mouvements distensifs anté-Arenigiens associés au rejeu en failles normales de certains accidents majeurs. Au SE du bassin (FoumBelrem) les dépôts de la formation d'In Tahouite d'âge Llanvirnien-Llandelien (partie supérieur de l'Ordovicien inférieur) reposent sur le socle panafricain. Cette activité tectonique va donner lieu à une structuration en horst et graben dans les dépôts de l'unité II, III-1 et III-2 qui correspondent à la formation des Ajjers.
- A la fin de l'Ordovicien des mouvements distensifs réactivant les accidents N-S et NW-SE vont permettre le dépôt des séries dites glaciaires (Formation de Tamadjert) dans des bassins étroits de type décrochant. Ces mouvements s'accompagnent d'érosion pouvant atteindre le socle panafricain. Cette tectonique est rattachée à la phase taconique qui est considérée comme des mouvements compressifs. On assiste pendant cette période à une forte subsidence tectonique.
- La période silurienne correspond à une importante subsidence, en réponse isostatique de la croûte, liée à la fente de la calotte glaciaire de l'Ordovicien supérieur.
- Mouvements de rejeu positif de certains axes hauts vers la fin du Dévonien inférieur et le Couvinien. Ces mouvements qu'on pourrait appeler mouvements Eo-hercyniens se manifestent par la réduction et érosion des séries du Dévonien inférieur sur la limite du craton ouest africain et le Môle d'Idjerane. Ces mouvements sont suivis par une subsidence importante avec le dépôt d'une épaisse série du Dévonien supérieur.
- Durant le Carbonifère, on assiste à la structuration progressive du bassin suivant un mouvement de raccourcissement qui s'accompagne d'une importante subsidence tectonique et d'érosion des séries pré-carbonifères et même carbonifères. Les témoins de ces mouvements précoces peuvent être observés au niveau du bassin fini-carbonifère de

Sbaa, situé dans l'axe Azzel Matti Ougarta où les dépôts du Namurien sont discordants sur plusieurs termes du Paléozoïque et des structures précoces.

### **I.4.1.3 Période post-Paléozoïque**

Cette phase de l'histoire du bassin correspond à une période d'érosion des terrains paléozoïques. Cette érosion peut atteindre le socle sur les axes structuraux majeurs et les structures formées durant la phase de compression hercynienne qui s'étale du Trias au Lias. Les dépôts des premiers termes du Mésozoïque, qui sont représentés par les séries détritiques du Crétacé inférieur appelées « Continental intercalaire » sont discordants sur l'ensemble des terrains paléozoïques. Il faut signaler que dans la partie NE du bassin des dépôts d'âge présumé Jurassique sont décrits sous le « Continental intercalaire ».

Il est utile de résumer ici les principaux événements tectoniques qui ont affecté les bassins sahariens durant la période Méso-Cénozoïque.

★ **Distension Triasico-Liasique :** Cette phase extensive est en relation avec la dislocation du Gondwana et l'ouverture de l'Atlantique central sur la partie ouest du continent Africain ainsi que l'ouverture de la Téthys dans la partie NE de l'Afrique et la formation du bassin Triasique sur la partie Nord-est de la plate-forme saharienne.

On évoquera ici plutôt l'effet de ces mouvements qui s'accompagnent par la mise en place d'importantes quantités de roches magmatiques à l'Ouest et au NE de la région d'étude avec l'augmentation du flux thermique qui est en relation avec la remontée des isothermes au niveau de la croûte sous les bassins de la plate-forme saharienne.

A la limite Ouest et Nord-Ouest (Bassin de Reggane, Bled El Mass, Touat, Ougarta et Bechar) de la région d'étude, on assiste à la mise en place d'importants champs de sills et dykes de dolérites.

★ **Phase de compression autrichienne:** Cette phase est mal caractérisée dans le bassin, elle se manifeste par la réactivation de certaines failles hercyniennes. D'une manière générale, le bassin de l'Ahnet est influencé d'une part, par l'orogénèse hercynienne qui l'a complètement modelé (failles, zones broyées, structures anticlinales, intenses érosions, etc.) et d'autre part, par la phase de plissement autrichienne (Alpine) qui a provoqué des rejeux en décrochement donnant naissance à des plis d'entraînement.

L'individualisation du bassin de l'Ahnet s'est effectuée vers la fin du Silurien. Son évolution s'est poursuivie jusqu'à la fin du Paléozoïque.

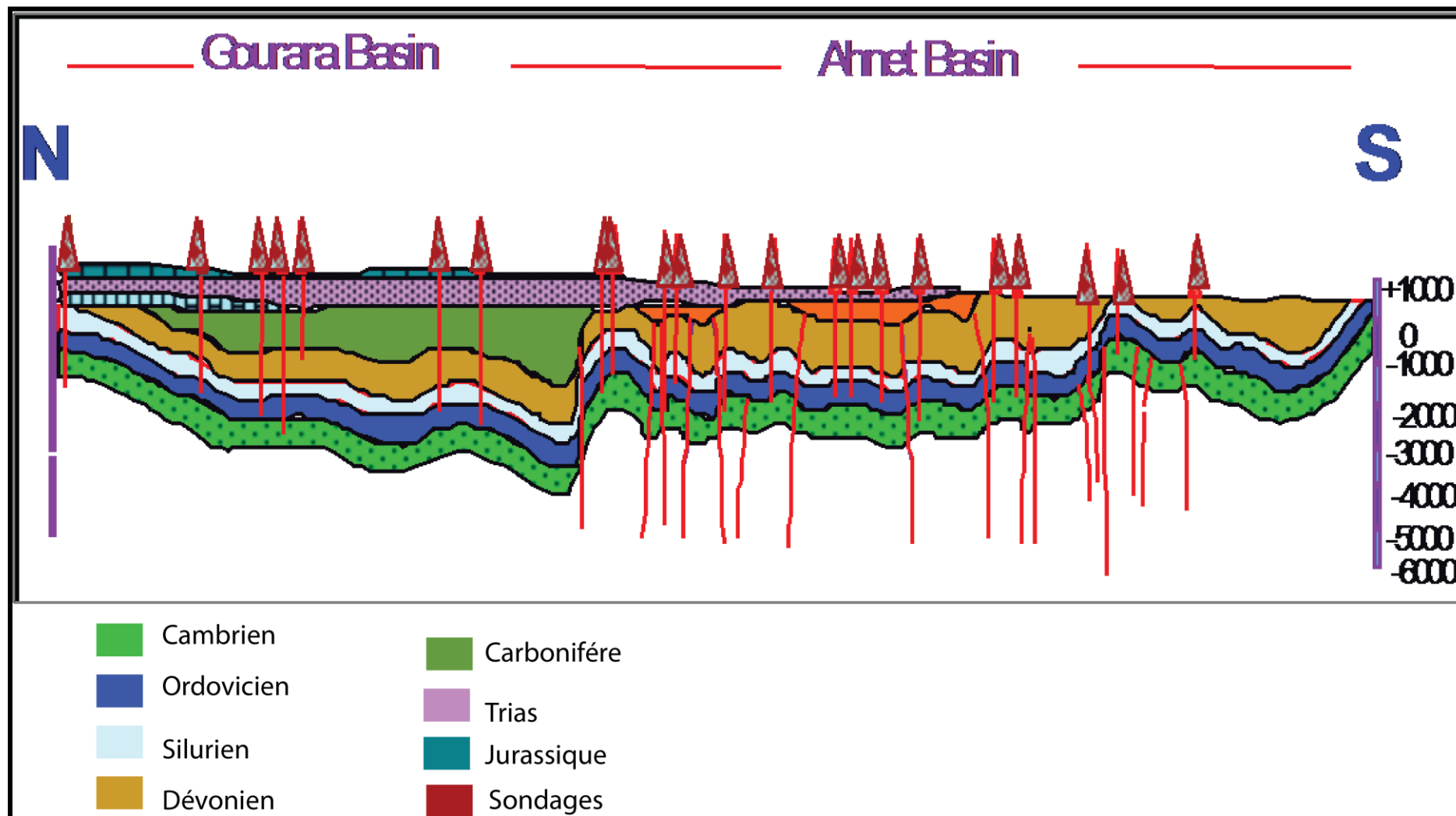


Figure I.7. Coupe structurale du bassin de l'Ahnet-Gourara. (Rapport Sonatrach, 2004).

## **I.5. Aspect lithostratigraphique**

Sur la majeure partie du bassin de l'Ahnet, la couverture sédimentaire est représentée par les séries paléozoïques, Au Nord ces sédiments sont surmontés par les formations du Mésozoïque qui reposent en discordance majeure sur les séries paléozoïques.

La sédimentation est essentiellement détritique au Paléozoïque, et liée à des environnements très variés (Continental, glaciaire, marin et marin littoral).

### **I.5.1. Le substratum**

Il est d'âge Précambrien et ressemble à celui des Eglabs. Il comprend deux limites, le socle précambrien et la partie sommitale infracambrienne.

#### **I.5.1.1. Le socle**

Il est de nature volcano-métamorphique formé de micaschistes et d'amphibolites reposés par des intrusions magmatiques.

#### **I.5.1.2. La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahmet**

La série pourprée de l'Ahnet a été décrite comme faisant partie des molasses panafricaines du craton ouest africain et considérée en partie d'âge Cambrien. Elle correspond à des accumulations de fin de cycle orogénique faisant ressortir des indices d'une tectonique synsédimentaire, et représente les produits de démantèlement de la chaîne pharusienne.

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

### **I.5.2. La couverture paléozoïque**

Au niveau du bassin de l'Ahnet, la série du paléozoïque est complète depuis le Cambrien inférieur jusqu'au Carbonifère. Elle est séparée du socle par la discordance infratassilienne et des dépôts mésozoïques par la discordance hercynienne. Elle est subdivisée en deux ensembles morphologiques bien distincts :

- ✓ La ceinture tassilienne ou pays tassilien, qui est constituée du Cambro-ordovicien, le Silurien et le Dévonien inférieur.
- ✓ Lavant- pays tassilien ou plateau prétassilien.

D'une manière générale, le Paléozoïque est très développé sur l'ensemble du bassin de l'Ahnet, Il est caractérisé par une épaisse série sédimentaire allant du Cambro-Ordovicien au Carbonifère.

### **I.5.2.1. Cambro-Ordovicien**

Du Cambro-Ordovicien au Dévonien inférieur (Emsien), la série est totalement clastique. Durant le Cambrien supérieur la sédimentation fluviale est représentée par des grès grossiers à conglomératiques reposant sur la surface pédiplaine. Cette sédimentation est suivie par des dépôts marins peu profonds à l'Ordovicien. Ils sont constitués par des grès et argiles dans lesquels un maximum de transgression est enregistré vers la fin de Arénigien Supérieur – Llanvirnien. A l'Ordovicien terminal (Carodocien – Ashgillien), la sédimentation est influencée par une calotte glaciaire qui s'est développée plus particulièrement dans le Sahara central.

### **I.5.2.2. Silurien**

Les dépôts du Silurien prennent uniformément place à travers tout le bassin. Ils atteignent une épaisseur qui va de 700 à 800 m au centre du bassin. Ils sont caractérisés par des argiles marines avec une épaisseur de 70 à 80 m d'argiles très radioactives dites hot shales. Ces dernières indiquent un environnement restreint à condition anoxique.

### **I.5.2.3. Dévonien:**

#### **I.5.2.3.1. Gédinnien**

Le Gédinnien marque le retour vers un environnement marin peu profond « shallow marine ». Il est composé d'alternances plus ou moins régulières d'argiles silteuses, micacées, et de grès fins à moyens, localement grossiers, siliceux parfois quartzitiques, ainsi que des passées de siltstones. En affleurement, le Gédinnien est subdivisé en trois ensembles :

★ L'ensemble inférieur équivalent de la formation **Zeimat** est essentiellement gréseux, il présente une granulométrie fine à moyenne, rarement grossière. Les structures sédimentaires sont dominées par des stratifications obliques et une bioturbation verticale.

★ Un ensemble moyen correspondant à la formation de **Saheb El Djir**, formé d'une épaisse séquence de rythmites d'argiles et de grès fins à moyens à stratification entrecroisé avec un litage lenticulaire et des flasers. On note la présence de débris fossiles et une bioturbation essentiellement horizontale.

★ L'ensemble supérieur équivalent de la formation **Dkhissa inférieur**, renferme des niveaux centimétriques à métriques de grès moyens à grossiers avec des stratifications obliques et présence de rares brachiopodes.

#### **I.5.2.3.2. Siegénien**

Des conditions de mer peu profonde prédominent sur l'ensemble du bassin durant le Siegénien, sauf vers le Nord-est où un environnement du système fluvio-deltaïque existe. Cet étage est représenté par une barre quartzitique qui est l'équivalent de la formation Dkhissa supérieure en affleurement. Le Siegénien est caractérisé par des grès fins à moyens parfois grossiers, silico-quartzitiques avec rares passées d'argiles. La limite inférieure de cette formation correspond à une discordance de ravinement fluvial et la limite supérieure correspond à l'apparition des argiles noires de l'Emsien. Par endroit, cette limite supérieure est définie par un niveau de calcaires « Muraille de Chine » qui peut atteindre une dizaine de

mètres d'épaisseur, comme dans l'Ougarta mais qui s'amincit vers l'Ahnet en passant localement à des grès. Sur terrain, la limite supérieure du Siegénien est marquée par un niveau microconglomératique à débris de brachiopodes qui souligne la surface de transgression emsienne.

#### **I.5.2.3.3. Emsien**

*II* est représenté, à la base, par des argiles noires avec de fines passées de grès et de calcaires. Au sommet, il est caractérisé par des grès grossiers et même conglomératiques à grains de quartz arrondis (Fabre 1976)

La sédimentation de l'Emsien indique un retour vers les conditions de mer peu profonde (shallow marine) caractérisée par des argiles à la base alors que la partie supérieure est essentiellement gréseuse. D'une manière globale la série emsienne est composée de trois unités qui sont dénommées de bas en haut A, B, et C. Son équivalent sur terrain est la formation **Tiferguenit**. Ces unités ne se rencontrent pas ensemble, leur extension est très limitée dans l'Ahnet, à l'exception de l'unité C. Cette série est caractérisée par des argiles silteuses fossilifères. Par endroit des niveaux décimétriques de calcaires fossilifères discontinus. Cette série est limitée à sa base par un niveau microconglomératique à débris de fossiles, et à son sommet on note un empilement de barres gréseuses centimétriques à Brachiopodes. Ces barres sont souvent mal exposées et sont représentées par des alternances de grès-argile à stratifications planes et entrecroisés avec l'intercalation d'un niveau de calcaire bioclastique.

#### **I.5.2.3.4. Couvinien**

Le Couvinien repose en discordance sur l'Emsien. Il est représenté essentiellement par des argiles noires, silteuses à la base avec des passées de calcaires et de marnes. Des travaux récents de terrain ont montré que le Couvinien est formé par une barre gréseuse grossière bioclastique à trough cross bedding.

#### **I.5.2.3.5. Givetien**

Les dépôts du Gévétien sont caractérisés par la présence de constructions récifales. Les calcaires du Givetien sont intercalés d'argiles et forment des épaisseurs très réduites. En affleurement ce dépôt correspond à la formation **Chefar El Ahmar**.

Le Dévonien supérieur est très développé au Nord du bassin de l'Ahnet, suivant un axe Gour Mahmoud, In Salah et Moussa, son équivalent sur terrain est la formation **Chefar El Ahmar**. Il est subdivisé en trois sous étages.

#### **I.5.2.3.6. Frasnien**

I lest caractérisé par des argiles charbonneuses, dolomitiques, silteuses et micacées.

L'ensemble du Couvinien, Givetien, Frasnien, Famennien, est marqué d'une manière générale par des conditions marines.

#### **I.5.2.3.7. Famennien**

Il est généralement représenté par un ensemble argileux, feuilleté, tendre, silteux, légèrement micacé et pyriteux, rarement intercalé de fines passées de calcaires et une abondance de lamellibranches de crinoïdes et de Brachiopodes.

#### **I.5.2.3.8. Strunien**

Il est caractérisé par des alternances de grès gris à gris blanc, fins, siliceux à silico-argileux et d'argiles grises foncés, micacées, feuilletées, rarement silteuses avec traces de pyrite. Cette sédimentation marque le retour des conditions de shallow marine. Dans le bassin de l'Ahnet ces dépôts sont appelés grès inférieurs de **Khenig**.

#### **I.5.2.4. Carbonifère inférieur**

Il est subdivisé en deux sous étages. Seul le sous-étage inférieur qui comprend le Tournaisien et le Viséen fera l'objet d'une description lithostratigraphique.

##### **I.5.2.4.1. Tournaisien**

Généralement, il débute par des grès fins à très fins, à ciment calcaire, à stratifications entrecroisées, des rides et des figures de déformation de sédiment mou avec abondance de scolytes et rare faune benthique. Ce faciès est appelé grès de **Khenig** dans le bassin de l'Ahnet. Ces grès sont surmontés par les argiles de **Teguentour** qui sont noires, silteuses, pyriteuses et micacées avec de fines passées de grès fins qui évoluent à une épaisse couche de grès (**grès de Tibaradine**) siliceux avec des intercalations d'argile et de calcaire à débris de Brachiopodes.

Du point de vue épaisseur, ils sont très développés sur la bordure Est, en subsurface leur épaisseur atteint une trentaine de mètres, alors que sur la bordure ouest elle ne dépasse pas les 2 à 3 mètres. Les argiles surmontant ces grès sont appelées **Argiles de Marhouma**.

##### **I.5.2.4.2. Viséen**

À la base du Viséen, présence d'un banc repère de calcaires à Crinoïdes (dalle des Iridets), qui sert de limite régionale entre le Tournaisien et le Viséen. Il est surmonté par des argiles grises à gris foncé, silteuses, micacées, parfois légèrement carbonatées avec des films centimétriques de grès blancs à gris clairs, fins à très fins et légèrement carbonatés. Au niveau des affleurements, cet ensemble correspond à la formation de **Kreb Ed Douro**. Ces argiles sont riches en Goniatites.

Le niveau supérieur est représenté par des dépôts argilo-gréseux carbonatés. En affleurement, ils sont connus par les grès de **Bahmer**.

### **I.5.3 Le Mésozoïque**

Il est peu répandu dans le bassin de l'Ahnet et représenté par des dépôts continentaux, et repose en discordance sur les dépôts paléozoïques.

#### **I.5.3.1 Le Crétacé**

- Le Crétacé inférieur : il est représenté par des argiles versicolores à passées de calcaires dolomitiques microcristallins.

**Partie A: Rappels théoriques**  
**Chapitre A.I: Généralités**

- Le Crétacé supérieur : il est représenté par des formations gypsifères à gypse saccharoïde, et des bancs de dolomie, ainsi que des argiles massives avec des argiles plastiques légèrement carbonatées (Sonatrach, 2004).

La figure I.8 résume l'essentiel des aspects lithostratigraphiques de la région de l'Ahnet.

AGE	SYSTEME	ETAGE	LITHOLOGIE	EPAISSEUR	COUVERTURE	ROCHE MERE	RESERVOIR
Mesozoïque		Continental Intercalaire		0 - 478.5			
		Jurassique		0-126			
PALEOZOIQUE		Namurien		0-424			
	Carbonifère	Viséen		0-406.5			
		Tournaisien					
	Devonien supérieur	Strunien		0-169.5			
		Famennien		264.5 - 900			
		Frasnien		163 - 394			
		Givetien		0-45			
		Emsien		0-45			
	Devonien Inf	Siegénien		78-141			
		Gédinnien		135 - 269.5			
	Silurien	Zone de passage		276 - 624			
		Argile Radioactive					
	Ordovicien	Unité IV		<650			
		Unité III					
			Cambrien		<402		
		Infra-cambrien		>43			

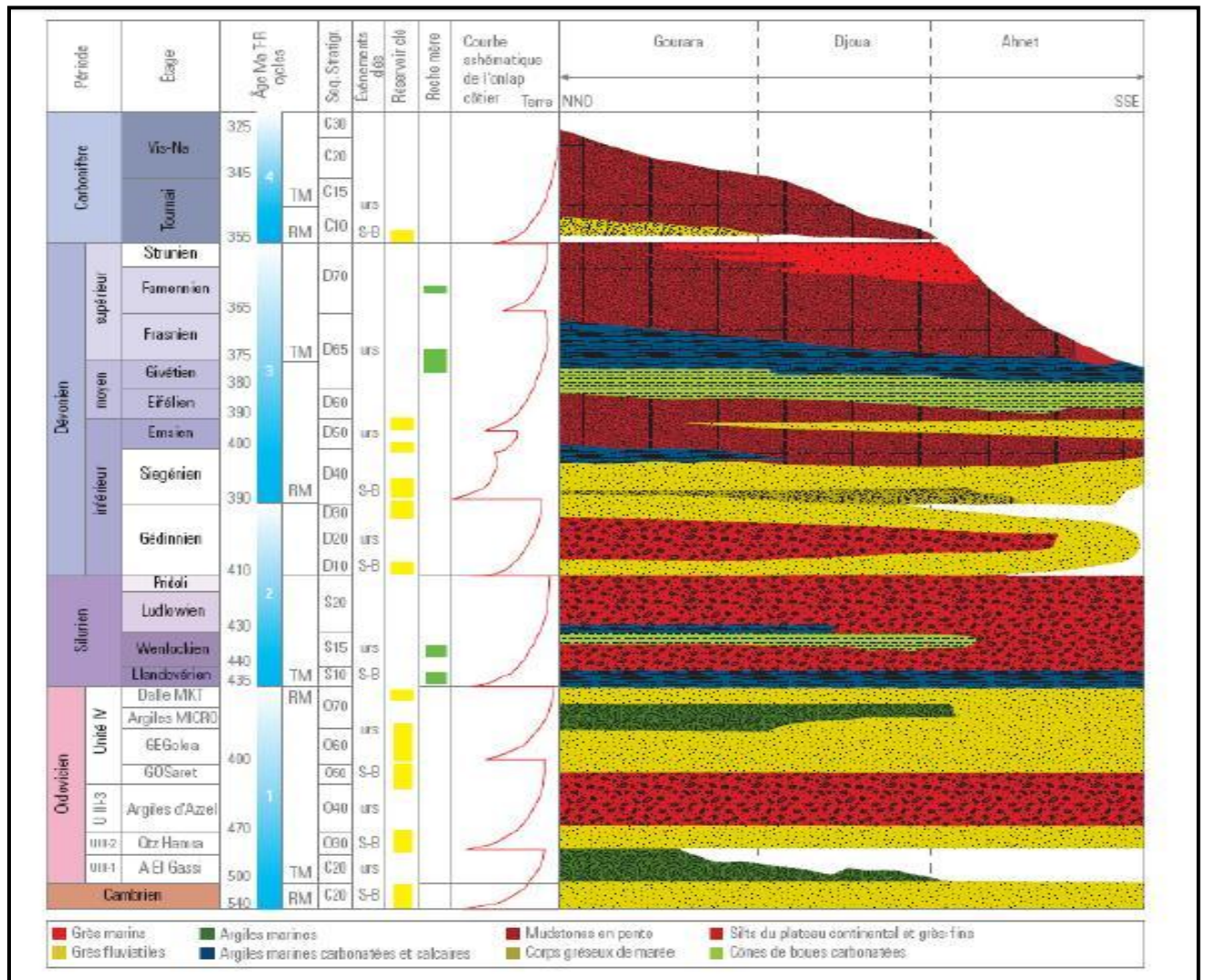
## I.6. Intérêt du bassin

et (BHP, 1995)

l'intérêt pétrolier de la région étudiée réside dans les systèmes paléozoïques antéhercyniens qui renferment la totalité des réservoirs à hydrocarbures connus à ce jour (Fig I.9).

Les roches réservoirs se composent principalement des grès de l'Ordovicien et du Dévonien inférieur (Gédinnien, Siegénien et Emsien.) séparés par les argiles du Silurien (Llandovérien, Wenlockien) qui sont considérées comme étant les principales roches-mères.

Les grès du Strunien-Tournaisien peuvent aussi constituer des réservoirs potentiels étant donné qu'ils ont produit des débits de gaz appréciables dans certaines structures telles que Tirchoumine dans le sud de l'Ahnet, ces grès sont alimentés par les roches mères du Gévétien, Frasnien et Famennien. (Lariba.S, 2004.).



**Figure I.9. Présentation des réservoirs du bassin de l'Ahnet (WEC,2007).**

## **I.7. Les systèmes pétroliers du bassin de l’Ahnet**

Le bassin de l’Ahnet renferme d’importantes réserves de gaz et est considéré comme le plus grand potentiel en hydrocarbures gazeux des bassins du sud-ouest de l’Algérie. Les travaux récents effectués par la Sonatrach ont mis en évidence des accumulations commerciales de gaz et montrent que ce bassin recèle des réserves très importantes. Nous donnons ici les principales caractéristiques des éléments composants ces systèmes pétroliers.

### **I.7.1. Caractérisation des roches mères**

- **Le Silurien radioactif**

Après le dépôt des formations postglaciaires de la fin de l’Ordovicien sous des conditions continentales et de plateforme, la fonte de la calotte glacière du Sahara a été à l’origine d’une transgression eustatique majeure au Silurien. Une période durant laquelle régnaient des conditions marines franches et réductrices, a favorisée la sédimentation d’épaisses séries d’argiles noires riches en matière organique à travers toute l’étendue de la plate forme saharienne et surtout dans le bassin de l’Ahnet.

Durant le Silurien, des argiles hautement radioactives se sont déposées sous des conditions anoxiques. Celles-ci atteignent une épaisseur maximale de 70 m dans le bassin de l’Ahnet. Elles sont représentées essentiellement par des argiles noires, finement feuilletées, micacées et très pyriteuses. La partie sommitale est représentée par un ensemble argilo-gréseux moins riche en matière organique. Sur toute l’étendue du bassin de l’Ahnet, le Silurien radioactif se trouve en phase de génération des hydrocarbures gazeux.

- **Formations des roches mères dévoniennes**

La série du Dévonien supérieur s’est déposée dans des conditions marines franches qui s’étendaient sur toute la région. Il en a résulté ainsi le dépôt d’une épaisse séquence d’argiles. Durant le Frasnien, le soulèvement continu des marges des bassins a eu pour conséquence, le développement des conditions anoxiques sous lesquelles s’est déposée une série d’argiles radioactives. Ces argiles sont présentes dans la partie inférieure de la séquence frasnienne et sont mieux développés dans l’Ahnet central. Elles constitueraient par ailleurs d’importantes roches mères.

Du point de vue de la richesse en matière organique, le Frasnien présente de bonnes teneurs en carbone organique totale. Les données de maturation indiquent que le Frasnien se situe en phase de gaz sec et gaz humide, à l’exception des bordures Est et Ouest du bassin de l’Ahnet où il est en phase à condensat.

### **I.7.2. Maturité des roches mères**

Les données de maturité, l’histoire de l’enfouissement et de l’évolution des températures indiquent que les roches mères siluriennes et dévoniennes ont généré des hydrocarbures (Projet Sonatrach, 2008). Tous les grés du Paléozoïque peuvent être considérés comme des roches réservoirs potentielles.

- **Réservoirs de l’Ordovicien**

Les grès d'El Goléa, de type fluvio-glaciaire à marin peu profond, sont fins à grossiers bien cimentés. Cette unité est caractérisée par d'importantes variations de faciès et d'épaisseurs. La porosité varie de 5 à 14%.

Les quartzites de Hamra sont de type fluvatile à marin peu profond, très fins à grossiers, avec une porosité de 3 à 8 %. La fracturation est le facteur principal qui contrôle les qualités des réservoirs.

- **Réservoirs du Gédinnien**

Ce faciès est lié à un environnement de plateau continental dominé par les marées et tempêtes se présentant sous forme de bancs de grès métriques alternés avec des argiles. L'épaisseur des grès utiles varie de 10 à 65 m. Les grès sont constitués de grain fins à moyens, relativement bien classés, à ciment argileux à argilo-siliceux. Les porosités varient de 10 à 15 %. L'environnement de dépôt et le rapport chlorite/ silice sont les facteurs principaux qui contrôlent les qualités des réservoirs.

- **Réservoirs du Siegénien**

Cette formation est caractérisée par une série gréseuse épaisse et continue associée à un environnement fluvatile avec des influences marines. Ces grès sont fins à moyens et fortement quartzitiques. La porosité varie de 1 à 20%. Les qualités des réservoirs sont également contrôlées par le rapport silice/chlorite.

- **Réservoirs de l'Emsien**

Ils sont représentés par des grès grossiers et même conglomératiques déposés dans un environnement estuarien. Ces réservoirs sont d'extension limitée. Les grès utiles peuvent atteindre une épaisseur de 25 m quant à la porosité elle est de l'ordre de 20%.

- **Les réservoirs du Tournaisien**

Ils sont caractérisés par un faciès de type fluvio-estuarien à deltaïque, consistant en des grès moyens à grossiers de plusieurs mètres d'épaisseurs avec des stratifications entrecroisées, obliques, et des rides au sommet de la séquence. L'épaisseur des grès propres varie de 2 à 25 m avec des porosités maximales de 24 %. Les perméabilités atteignent 400 mD. De ce fait, le principal facteur qui contrôle les qualités de ces réservoirs est lié à l'environnement de dépôt.

### **I.7.3. Couvertures et préservation**

L'épaisse série argileuse du silurien constitue une excellente roche couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien. Les argiles du Dévonien moyen, continues à l'échelle régionale, constituent une excellente roche couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur. Enfin, les argiles du Tournaisien constituent une roche couverture pour le réservoir du Tournaisien.

La figure I.10 représente un résumé des systèmes pétroliers du bassin de l'Ahnet

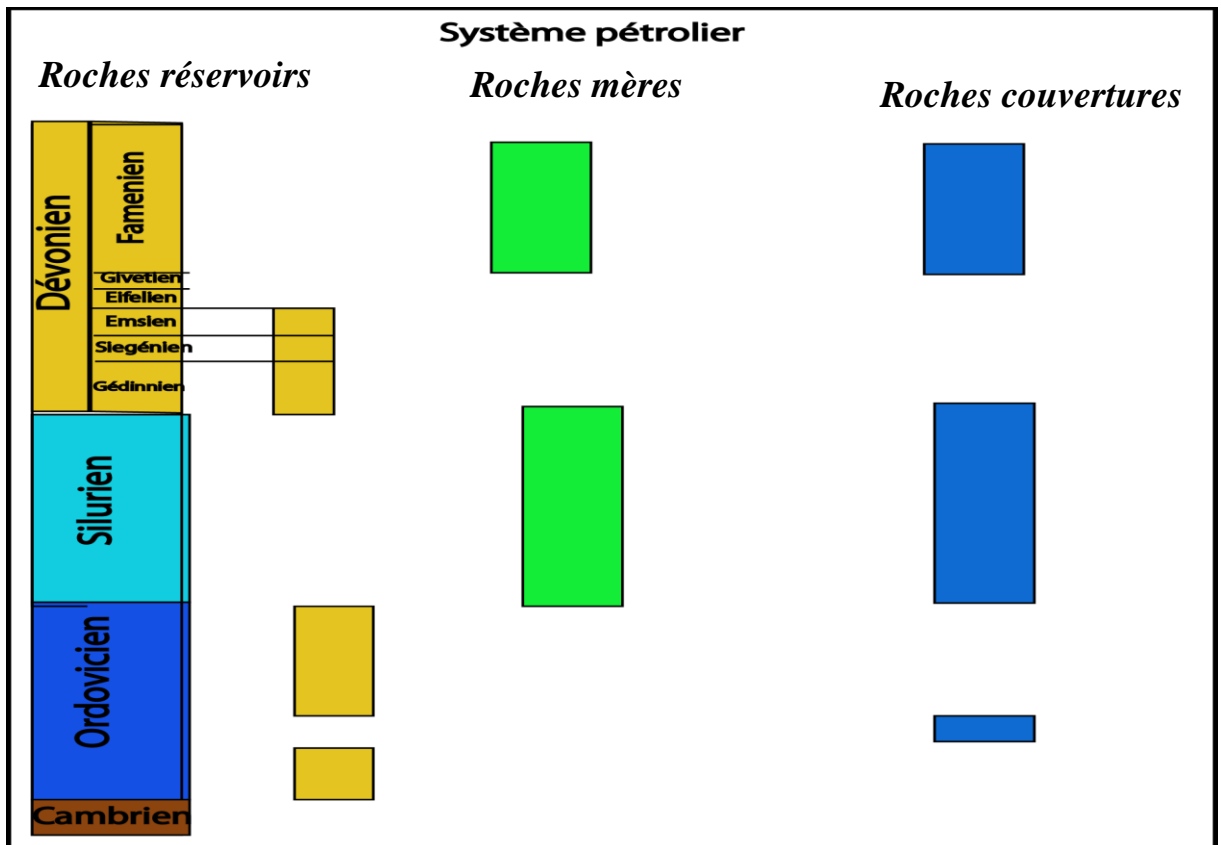


Figure I.10. Le système pétrolier du bassin de l'Ahnet. (Document Sonatrach, 2004).

#### I.7.4. Typologie des pièges du bassin de l'Ahnet

L'exploration du bassin de l'Ahnet s'est concentrée dans sa totalité sur les structures du type anticlinal ou anticlinal faillée, mais les travaux les plus récents ont montré que les pièges peuvent être aussi du type combiné, ces pièges combinés peuvent être liés aux vallées incisées et biseaux entre autres (Wec, 2007).

La section sismique de la figure I.11 nous donne un aperçu de la diversité des pièges rencontrés dans le bassin de l'Ahnet et le périmètre étudié, Tidikelt.

L'interprétation de cette section montre :

Une zone de biseutage vers l'Est.

Deux anticlinaux.

La présence de quelques failles.

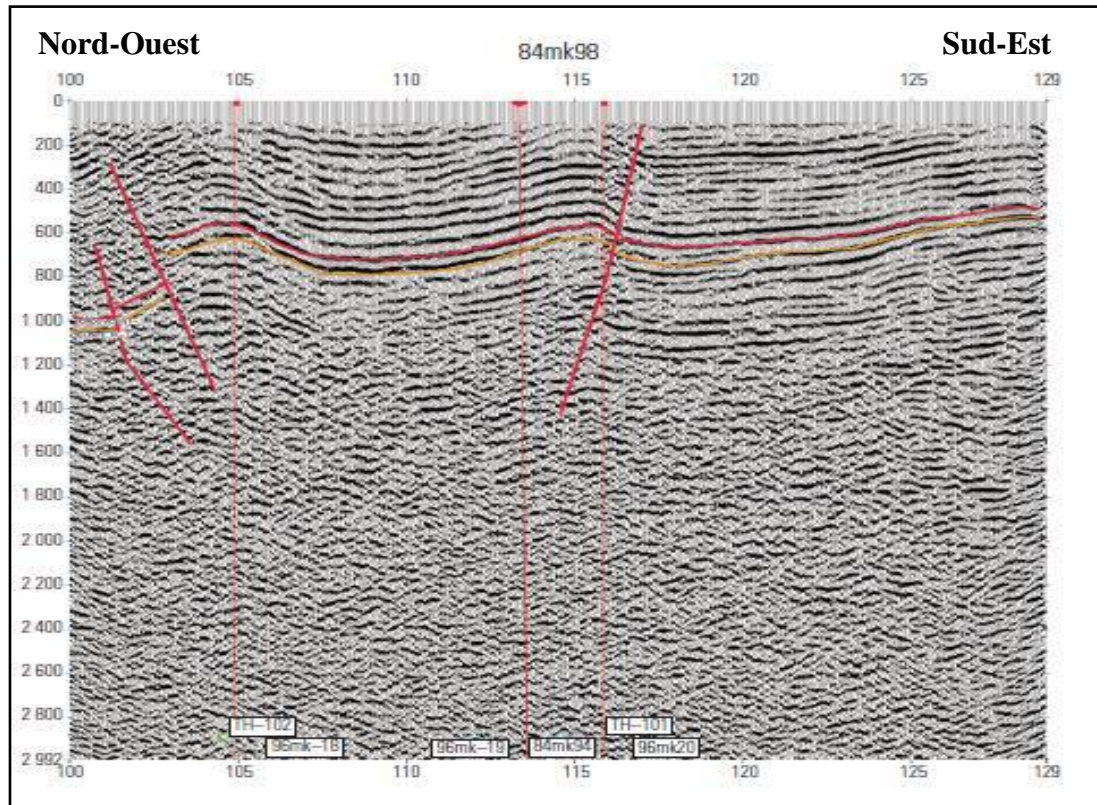


Figure I.11: Profil sismique montrant les types de pièges du bassin de l'Ahnet (WEC, 2007)

## I.8. Conclusion

Le bassin de l'Ahnet se caractérise par deux principaux niveaux de roches mères représentés par les argiles radioactives du Silurien et celles du Givétien-Frasnien.

La matière organique est du type II, marin sapropélique avec un COT moyen en général de 3 à 7 % pour le Silurien et de 4 à 6% pour le Frasnien-Givétien.

La génération des hydrocarbures par les roches mères silurienne et frasnienne a eu lieu durant la période incluant la fin du Dévonien supérieur et le Carbonifère, où des températures de l'ordre de 200 à 300 °C ont été atteintes.

A la lumière des caractéristiques de ces systèmes pétroliers, les potentialités en gaz du bassin de l'Ahnet sont liées au caractère spécifique de ses pièges subtils et aux gaz non conventionnels, surtout dans les termes de l'Ordovicien.

***PARTIE B : APPROCHE  
SEDIMENTOLOGIQUE ET  
PETROPHYSIQUE***

***CHAPITRE B.I***  
***APPROCHE SEDIMENTOLOGIQUE***

## I.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous traiterons d'une manière succincte les caractéristiques des réservoirs du Gédinnien, Siegénien et Emsien sur la base d'une banque de données de puits et de leur exploitation avec logiciel «Petrel» qui nous ont permis de générer des cartes en isobathes (profondeur), isopaques, en épaisseur des grès totaux ou iso-grosssand, en pourcentage de grès ou iso-net/gross, en combinaison avec la description de carottes, des faciès de réservoirs, des profils de corrélations et des découpages séquentiels. L'implantation des 11 puits du périmètre de Tidikelt qui ont servi à alimenter la banque des données utilisées est représentée sur la figure I.1. Ces puits sont disséminés sur toute l'étendue du périmètre dans l'objectif d'avoir des données et, par conséquent, des caractéristiques représentatives.

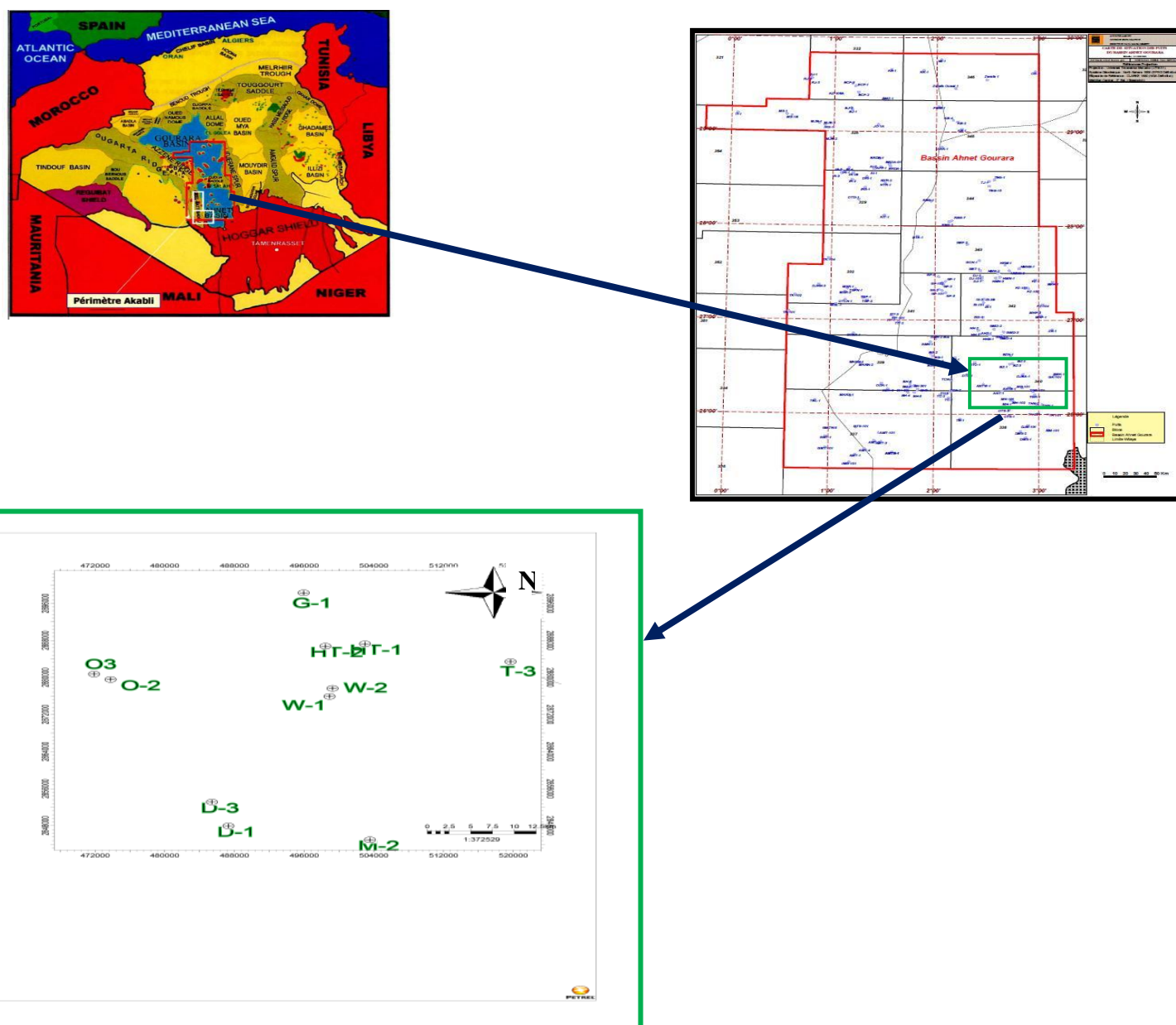


Figure I.1. Implantation des puits étudiés dans le périmètre de Tidikelt.

L'objectif de cette approche analytique consiste en la caractérisation des différents réservoirs du Dévonien inférieur, afin d'évaluer et d'estimer leurs épaisseurs, continuité, connectivité, qualités pétro-physiques et l'extension des unités réservoirs. En somme, nous visons à saisir l'évolution spatiale des caractéristiques principales de ces réservoirs.

La mise en valeur des grès contenus dans le Dévonien inférieur du bassin de l'Ahnet à partir des profils de corrélations, des descriptions sédimentologiques des carottes ainsi que la carte de grès totaux, nous ont mené à appréhender ces réservoirs en termes d'environnement de dépôt afin d'en faire ressortir la spécificité de leur intérêt pétrolier.

Afin de réaliser cette étude et avoir une appréciation qualitative et quantitative des variations de faciès à l'échelle régionale, nous nous sommes servis des données acquises à l'aide de différentes méthodes de diagraphies différées mis en œuvre dans onze puits répartis pratiquement sur l'ensemble de périmètre de Tidikelt.

Les diagraphies (GR, Sonic, Neutron, Densité, Résistivité) de 11 puits (G1, HT1, HT2, W1, W2, T3, O2, O3, D1, D3, et M2.) ont été utilisées. La figure I.2 montre les résultats diagraphiques d'un puits dans la zone Ouest du périmètre.

Du point de vue lithologique, le Dévonien inférieur du bassin de l'Ahnet est généralement constitué d'un ensemble argilo-gréseux. A priori, les réservoirs de cette unité constituent des objectifs pétroliers non négligeables. Ils sont représentés principalement par des grès fins à moyens développés dans les différents étages du Dévonien inférieur. L'épaisseur de ce dernier est variable et augmente généralement du Sud vers le Nord et de l'Ouest et l'Est vers le centre du bassin de l'Ahnet. Le log du rayonnement gamma et la colonne de la figure I.2 donnent un aperçu de ce qui peut être observé en moyenne dans un puits type comme le puits O-2, situé dans la partie ouest du périmètre, entre 450 m et 800 m de profondeur. On y voit notamment les sommets de l'Emsien, du Gédinnien, du Siegénien et la base de ce dernier qui sont bien individualisés respectivement à 505 m, 572 m, 687 m et 771 m sur cet enregistrement diagraphique. Les caractéristiques lithologiques sont également portées sur cette colonne type et sont principalement représentées par des grès et des argiles silteuses.

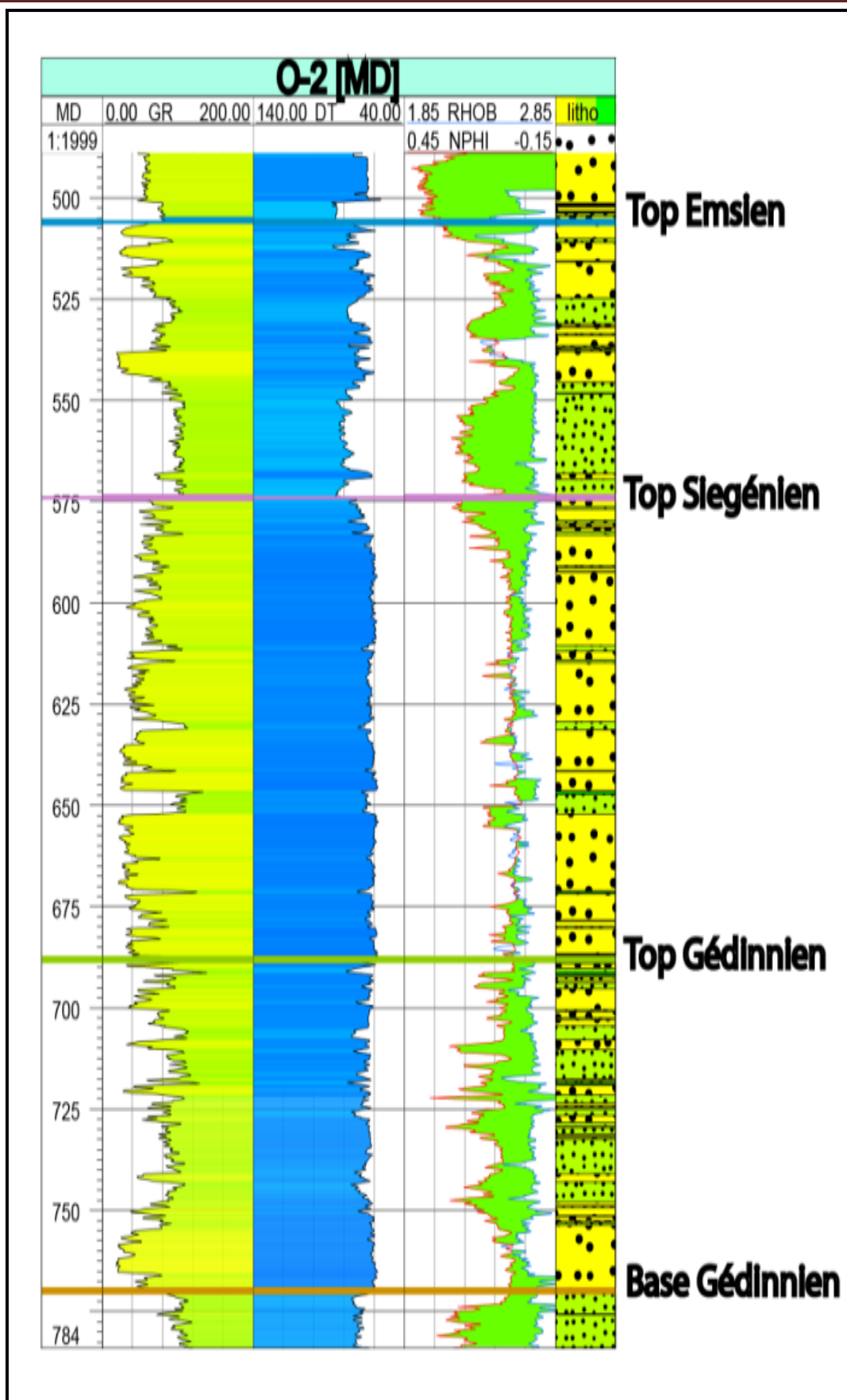


Figure I.2. Puits représentatif du Dévonien inférieur dans le périmètre de Tidikelt.

## **I.2. Cartographie**

Elaborées sur le périmètre de Tidikelt à l'aide du logiciel Petrel et des données recueillies sur onze puits, les cartes ci-dessous nous ont permis de mieux comprendre la puissance des dépôts dans les différents niveaux du Dévonien inférieur ainsi que d'en avoir leurs variations spatiales, pour saisir l'importance des potentialités en hydrocarbure du périmètre.

Dans ce paragraphe nous passons en revue les interprétations des quatre différents types de cartes élaborées.

### **I.2.1. Interprétation des cartes en isobathes**

Sur la figure I.3 ci-dessous, la carte en isobathes du périmètre de Tidikelt montre que le Gédinnien est caractérisé par un horizon peu profond variant de 0 à - 900 m. Cette différence de profondeur est perceptible le long d'un axe structural orienté Sud Est - Nord Ouest. Les zones profondes sont principalement localisées au Nord (700 m au niveau du puits G1) et à l'Ouest (600m pour le puits O3), tandis que les zones de faible profondeur se situent au Sud-est au niveau des puits M-2, W-1 et W-2.

La carte en isobathes au toit du Siegénien marque un horizon moins profond avec des valeurs de côtes variant de +100 à -700m. Cette carte montre des zones hautes, de faibles profondeurs qui sont localisées au Sud-est dans la zone autour du puits W-1 (exemple: +100m au-dessus du niveau marin). Les zones profondes se trouvent au Nord et à l'Ouest avec des valeurs avoisinant les 500 m (G-1, et O3). Ce qui suppose une remontée du toit sensiblement selon un axe de direction NO-SE.

La carte en isobathes du toit de l'Emsien de la figure I.3 ci-dessus, suggère un horizon profond avec des valeurs qui varient entre +200 et -700m pour les parties Nord-Ouest et Sud-ouest [puits G-1, D-1 et D-2 par exemple] et des zones hautes, de faibles profondeurs qui sont localisées dans le quart Sud-est de la carte, à partir des puits W-1 et W-2 (exemple : au puits W2 le toit de l'Emsien se retrouve à +100 m au dessus du niveau marin).

### **I.2.2- Interprétation des cartes en isopaques**

La carte en isopaques des dépôts du Gédinnien (Figure I.4) montre des épaisseurs importantes dans la partie Ouest du périmètre étudié avec une puissance variant de 30 à 80m d'épaisseur, le maximum de dépôts est enregistré au Sud-ouest dans les puits O-2 et O-3 avec 65 et 70 m et D3 avec 75m. Globalement cela dénote d'un épaissement progressif des formations du Gédinnien dans la direction Est-Ouest, ce qui est en soit intéressant d'autant plus que celles-ci sont constituées de dépôts gréseux.

La carte en isopaques du Siegénien met en évidence des épaisseurs importantes dans toute la région avec une puissance variant de 80 à 140 m, l'épaisseur maximale étant enregistrée au Nord dans le puits G1 avec une valeur de 130 m. L'épaisseur des formations siegéniennes est aussi notable au niveau du puits D-3 où elle atteint 120 m au Sud-ouest du périmètre et du puits O-2 où elle est de l'ordre de 115 m. Ce qui dénote d'un épaissement

des formations siegéniennes dans la partie Nord du périmètre et dans son quart Sud-ouest. Ce qui n'est pas sans intérêt pour des formations réservoirs, sachant que le volume des formations susceptibles d'accueillir des fluides est d'autant plus important.

La carte en isopaques des dépôts de l'Emsien révèle des épaisseurs importantes dans la partie Sud-ouest de la région, la puissance de cette série varie sur l'ensemble de 0 à 100 m, l'épaisseur maximale étant enregistrée au Sud-ouest dans le puits D-1, tandis que l'épaisseur minimale est relevée au Nord dans le puits G1 avec une valeur de 45m. Cette variation notable de l'épaisseur des formations de l'Emsien semble intéressante d'autant plus que certaines tranches affichent des paramètres pétrophysiques appréciables et dignes d'intérêt dans certains puits (D1 et D3) comme le montrent les cross-plots, avec cependant une altération de cette qualité vers la base de la formation, interprétée comme la présence d'éléments à forte argilosité. Il faut ajouter qu'en certains puits, l'Emsien est argileux, ce qui appauvrit ses propriétés pétrophysiques.

### **I.2.3- Interprétation des cartes en iso-couverture**

Pour le Gédinnien, l'analyse rapide de la carte en isopaques de la figure I.5 met en évidence un dépôt centre qui se distingue dans la zone d'implantation des puits HT-1 et HT-2. Au Nord, Sud et à l'Ouest, les épaisseurs varient de 0 à 60m.

La couverture siegénienne enregistre des épaisseurs entre 0 et 70 m tandis que deux dépôts centres se distinguent dans la zone HT au Nord, D au Sud, et O à l'Ouest.

La carte en iso-couverture de l'Emsien révèle des dépôts centres à l'Ouest dans la zone O et au Sud-ouest dans la zone D, avec des épaisseurs comprises entre 0 et 65 m. L'épaisseur maximale est enregistrée au niveau du puits D3 avec une valeur avoisinant les 65 m.

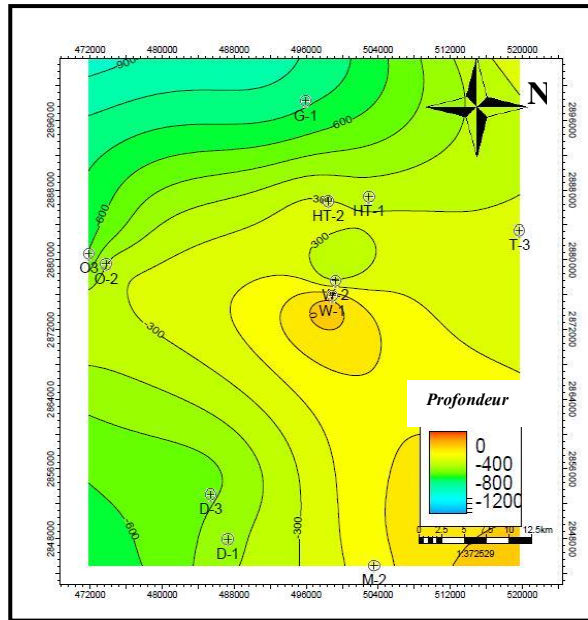
### **I.2.4- Interprétation des cartes en iso-net/gross**

La carte en pourcentage des grès de la figure I.6 montre que l'unité gédiniennne est caractérisée par des valeurs entre 0 et 30%. Deux dépôts centres sont enregistrés dans les zones HT et W, au Sud les pourcentages varient de 0 à 15%.

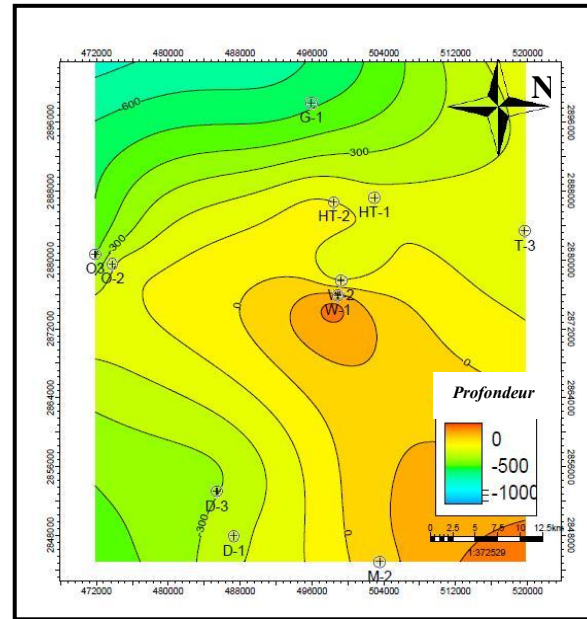
Dans l'unité siegéniennne, le pourcentage de grès varie de 0 à 90% et deux dépôts centres sont enregistrés dans les zones HT et W. Au Sud, les pourcentages atteignent les 80% au niveau du puits M2. Ce qui est une performance en faveur d'un bon réservoir qui doit être combinée avec la qualité des caractéristiques pétrophysiques qui non seulement dépendent de la qualité lithologique des formations mais aussi de la qualité des grains, de leur morphologie, de leur agencement, du ciment qui les lie et bien d'autres facteurs

L'Emsien, montre des pourcentages de grès compris entre 0 et 70%, deux dépôts centres sont enregistrés dans les puits W1 et W2.

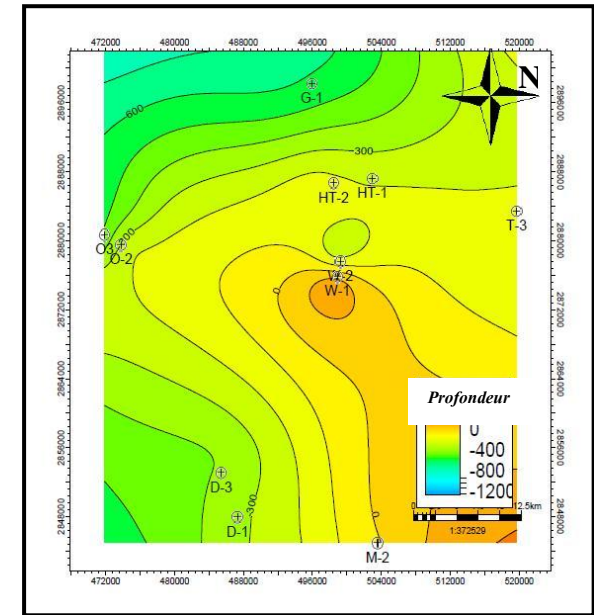
Le pourcentage de grès augmente en allant de l'Est vers l'Ouest, la valeur maximale se situe au centre dans le puits W1.



Gédinnien



Siegénien



Emsien

Figure I.3. Cartes en isobathes du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt.

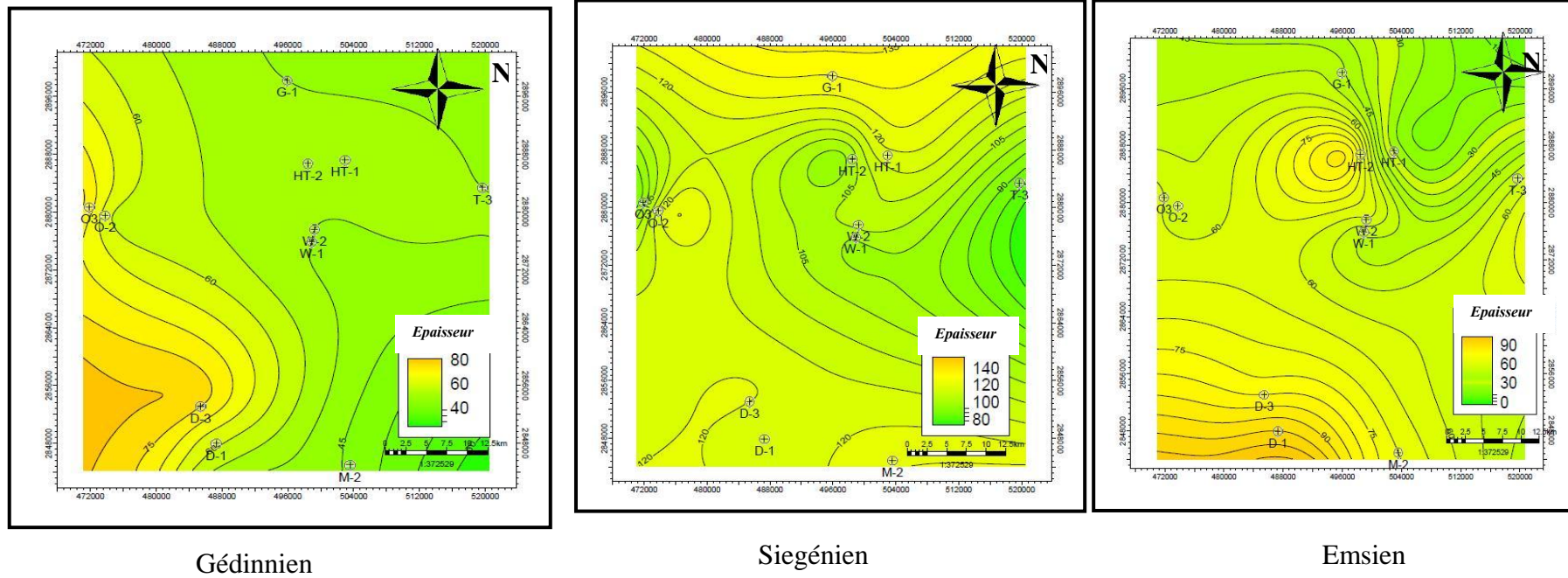
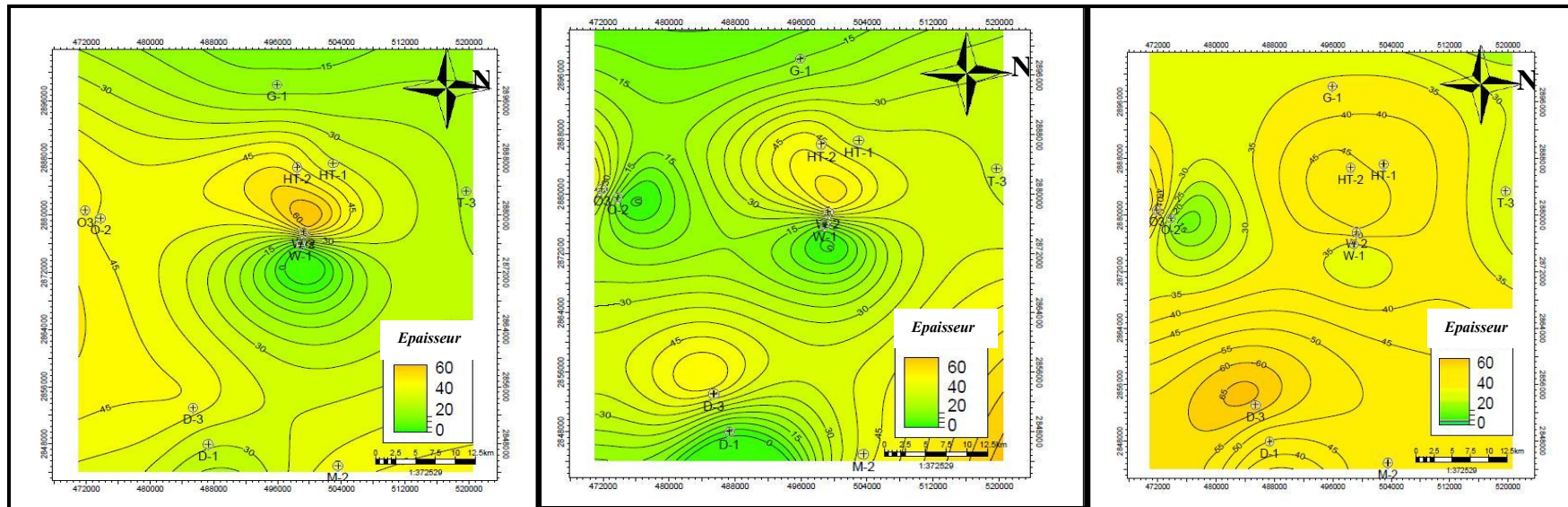


Figure I.4. Cartes en isopaques du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt.



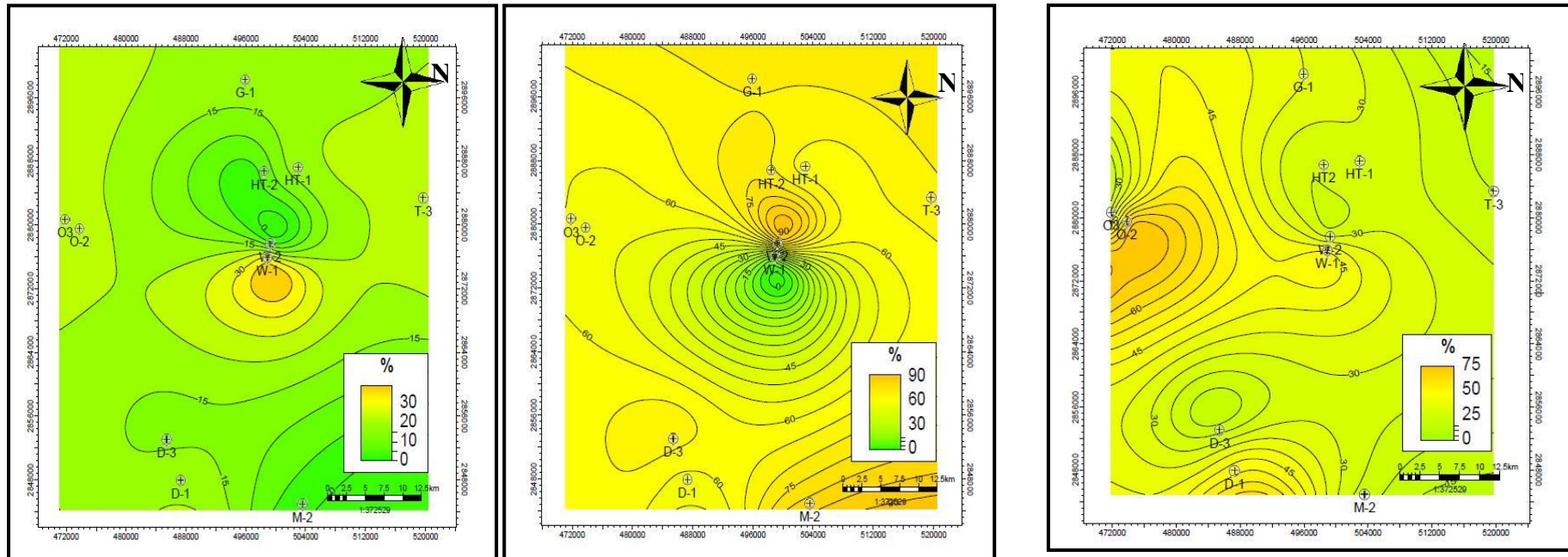
Gédinnien

Siegénien

Emsien

Figure I.5. Cartes en iso-couverture du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt.

Partie B: Approche Sédimentologique et pétrophysique  
Chapitre B.I: Approche Sédimentologique



Gédinnien

Siegénien

Emsien

Figure I.6: Cartes en iso- net to gross du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt.

### **I.3. Sédimentologie**

L'approche Sédimentologique constitue un complément de consolidation à l'approche cartographique du sous chapitre précédent, et à l'approche pétrophysique des réservoirs.

Elle constitue un volet de l'approche qualitative des réservoirs au vue de leur histoire géologique à l'origine des processus et environnements ayant conduit à la mise en place des formations étudiées et des hydrocarbures qui s'y sont développés et accumulés dans leurs emplacements actuels.

Mais auparavant, il est intéressant de rappeler les différents concepts ayant trait à vue cette approche.

Cette étude concerne la description des lithologies (granulométrie et couleur), des structures sédimentaires et empreintes fossiles. Ces caractéristiques ont permis de regrouper les différents types de sédiments en lithofaciès de sorte à pouvoir les identifier d'après leur réponse diagraphique sur les logs. Ces faciès sont alors interprétés en termes de processus et milieux de dépôt. Ainsi, les unités génétiques (séquences), qui ont été définies, sont corrélées sur les logs à travers toute la zone d'étude pour définir les systèmes de dépôts avec l'interprétation des cortèges sédimentaires dans le cadre de la stratigraphie séquentielle.

Le but assigné à cette investigation est de clarifier les limites, la nature et les variations de faciès dans chaque formation afin de mieux cerner l'extension et la distribution des différents niveaux réservoirs.

Le volet sédimentologie englobe l'étude des formations du Dévonien inférieur (Gédinnien, Siegénien, Emsien) dans le périmètre de Tidikelt en nous basant sur l'analyse des carottes avec l'intégration des données de diagraphies, essentiellement les logs habillés.

#### **Les résultats de l'approche sédimentologique**

##### **❖ L'observation des photos de carottes**

Les unités génétiques des réservoirs du Dévonien inférieur sont définies par les variations relatives du niveau marin. Cette approche inclut l'identification des séquences majeures et des séquences de dépôt, corrélables à l'échelle de la région, et contrôlant l'architecture et la distribution horizontale et verticale des faciès.

Le but est de mettre en place une stratigraphie des réservoirs du Dévonien inférieur.

Pour ce faire, les descriptions des photos de carottes ont permis d'identifier les surfaces stratigraphiques majeures,

C'est une section qui présente l'analyse de 9 puits (D1, D3, M2, O3, G1, T3, HT2, W1, W2).

L'étude concerne les étages suivants: le Gédinnien, le Siegénien et l'Emsien. Elle se base sur la description des lithofaciès et l'identification de leurs signatures diagraphiques sur les logs. En nous basant sur la description Sédimentologique, on relève que les milieux de

dépôts qui caractérisent nos formations sont : le supratidal, l'intertidal, le subtidal et le milieu marin.

### ❖ **Analyse des faciès**

**Facies 01** : grès moyens à fins gris blancs, présence de stratifications entrecroisées et rides de courant (**supratidal / Foreshore**)

**Facies 02** : grès fins gris blancs, présence de stratifications obliques, drapages d'argiles et bioclastes (**supratidal / Foreshore**)

**Facies 03** : grès fins à très fins bioturbés, gris blancs, nombreuses rides et drapages d'argiles (**intertidal / Shoreface supérieur et moyen**).

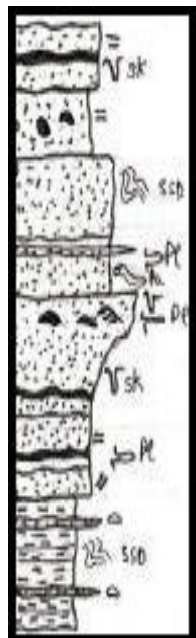
**Facies 04** : grès hétérolitique bioturbés, grisâtres (**intertidal / Shoreface supérieur et moyen**).

**Facies 05** : grès hétérolitique grisâtres, intensité et diversité de bioturbations (**subtidal / Shoreface moyen et inférieur**).

**Facies 06** : argiles sombres hétérolitiques, minces trains de rides sableux et silteux, présence de bioclastes (**marin / Offshore**).

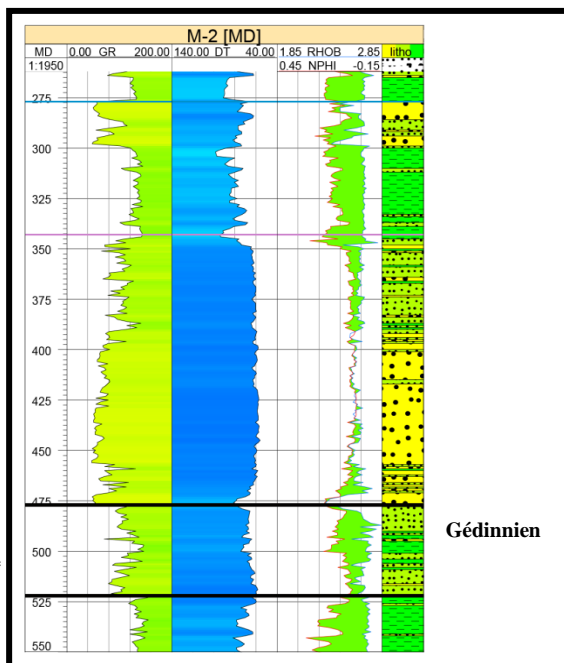
**Facies 07** : argiles noires, débris d'organismes (**marin / Offshore**).

Planche I.1. Lithofaciès décrit sur les carottes du puits M2 au niveau du Gédinnien.



Ma2

Ma1



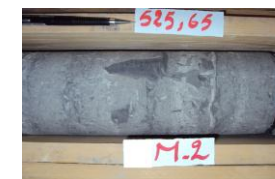
Ma 2(524-520)

Ma1 (529-524)

Gédinnien



Ma1 : Argiles silteuses grises, sombres a noirs à lenticular bedding, sur les quelles se déposent des grès très fins clairs a foncés avec des films et drapages argileux.



Skolithos



Ma2: Grès hétérolitiques fins (très bioturbés) a moyens gris clairs. Au sommet c'est des grès fins clairs a foncés relativement propres.



Siphonicnus

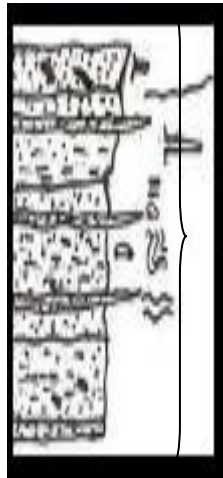


Niveau a convolute

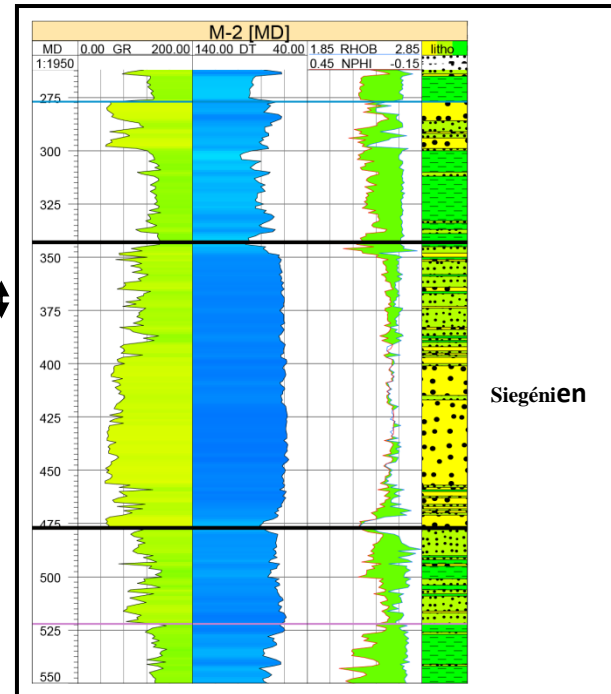


Paléophicus

Planche I.2. Lithofaciès décrit sur les carottes du puits M2 au niveau du Siegénien.



Mb (362-358)



Siegénien



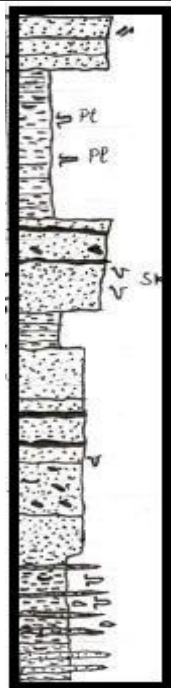
Convolute



Niveau à wavy bedding

Mb: Grès hétérolitiques à wavy bedding et lenticular bedding, grès grisâtres fin à moyens au sommet.

Planche I.3. Lithofaciès décrit sur les carottes du puits M2 au niveau de l'Emsien.



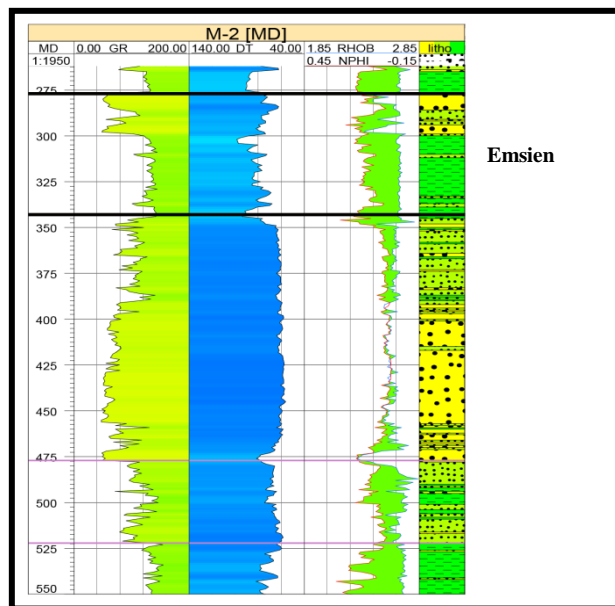
Mc4

Mc3

Mc2

Mc1

Mc4 (297-287)  
 Mc3 (297-292)  
 ← Mc2 (302-297)  
 Mc1 (305-302)



Mc2

Sables fins à très fins grisâtres avec drapages d'argile, débris de coquilles, films argileux et des galets d'argiles



Niveau à bioclastes et macaronichnus



Mc4 : Argiles sombres hétérolitiques à la base, présence de bioclastes, planolites et macaronichnus.

Sables fins gris blancs au sommet, présence de stratifications obliques et drapages d'argiles.



Mc3 : Grès moyens à fins gris blancs à drapages et galets d'argiles

Présence d'un passage d'argiles sombres hétérolitiques.



Mc1 : Argiles noires à lenticular bedding, présence de planolites et débris d'organismes.

## Planche I.4. Lithofaciès décrit sur les carottes du puits O3 au niveau du Gédinnien

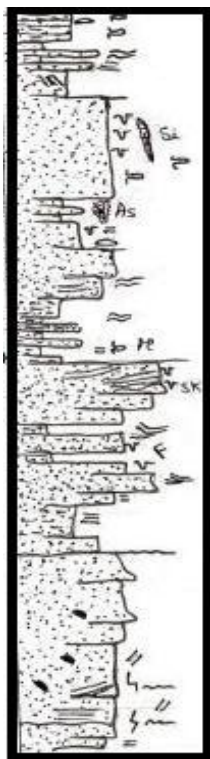


**Oa2 : Grès moyens a grossiers avec des passages silteux a argileux.**

Présence de stratifications planes, entrecroisées et flaser bedding.



**Oa1: Grès fins à foncés gris a films argileux fracturés. Présence de stylolites galets d'argiles et stratifications obliques.**



Oa4

Oa3

Oa2

Oa4 (939-935)

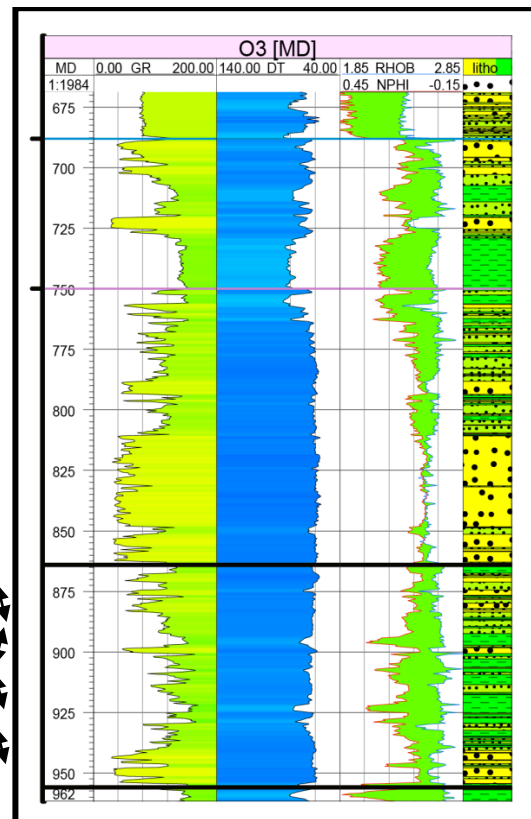
Oa3 (944-939)

Oa2 (949-944)

Oa1 Oa1 (954-949)



Grès à passage argileux



**Oa3 : Grès à passages silteux et argileux à wavy bedding et planolites**



**Oa4 : Grès fins bioturbés, abondance de terriers horizontaux (Siphonichnus, Asterosoma), puis on a des sables fins heterolitiques à wavy bedding et à la fin. Au sommet c'est des argiles sombres à rides sableux à silteux**

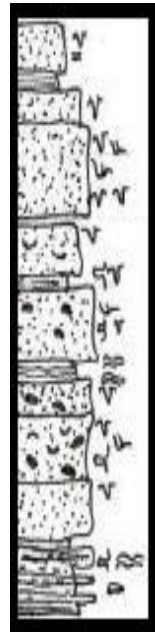
Planche I.5. Lithofaciès décrit sur les carottes du puits O3 au niveau du Siegénien



**Ob1** : Argiles noires silteuses à lenticularbeddinga la base et des grès fins à très fins gris clairs a sombres au sommet, presense de flaserbedding, galets d'argiles et bioclastes.



**Ob3** : Grès fins à très fins gris clairs à sombres bioturbés .présence de flaser bedding.

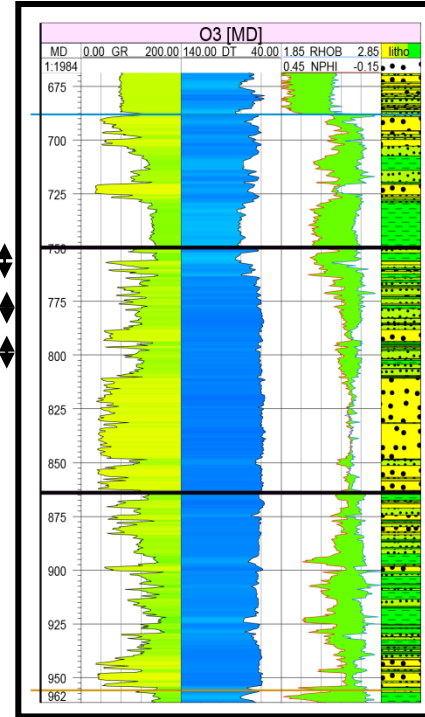


Ob3

Ob3 (771-768)  
 Ob2 (774-771)  
 Ob1 (777-774)

Ob2

Ob1



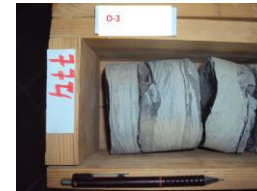
**Ob2** : Grès fins à très fins, gris clairs à gris sombres, à flaserbedding et galets d'argiles, présence de débris de coquilles, faiblement bioturbés.



Grès à débris de coquilles



Grès riches en bioclastes



Niveau à flaser bedding

Planche I.6. Lithofaciès décrit sur les carottes du puits O3 au niveau de l'Emsien



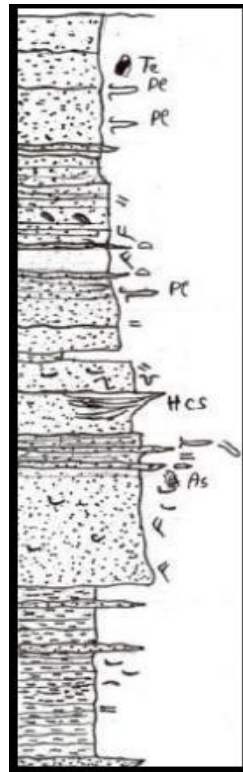
Oc2 : Grès gris clairs à tonces fins à flaser bedding et débris de coquilles, puis des grès silteux bioturbés avec lentilles de grès, stratifications planes et asterosomac. A la fin c'est des grès fins à moyens gris clairs à ciment ferrugineux. présence de HCS.



Oc1 : Facies hétérolitiques, argiles silteuses à fossiles. Présence de bancs de grès gris.



Débris de coquilles

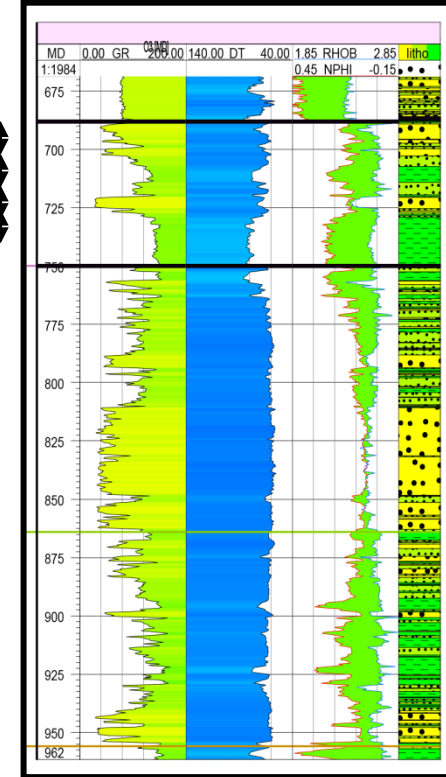


Oc4  
 Oc3  
 Oc2  
 Oc1

Oc4 (698-694)  
 Oc3 (702-698)  
 Oc2 (707-702)  
 Oc1 (712-707)



Oc3 : Grès moins bioturbés à débris de coquilles, suivis par des grès fins blancs à gris clairs hétérolitiques à planolites, flaser et lenticular bedding.

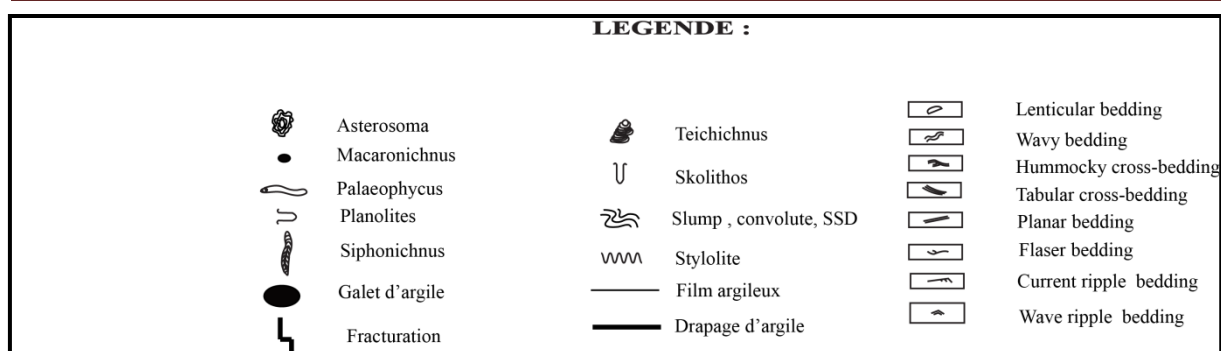


Oc4 : Grès très fins gris clairs à planolites, drapages argileux et Teichnus



Grès à ciment ferrugineux





**Fig I.7. Légende représentant les différentes structures et ichnofaciès des carottes analysées.**

- **Les résultats obtenus au niveau des puits M2 et O3**

- **Le puits M2**

Les résultats de cette analyse mettent en évidence que les terrains dupuits **M2** ont évolué du milieu marin vers le supratidal. **Le Gédinnien** est caractérisé par la présence des argiles silteuses à la base contenant des convolutes (subtidal) sur lesquelles reposent des grès très fins à planolites et skolithos (**intertidal / Shoreface supérieur et moyen**).

L'arrivée des grès clairs avec des rides, planolites et skolithos indiquent la présence d'une barre littorale. L'intertidal reprend, ce qui est synonyme de présence des grès fins gris clairs hétérolitiques très bioturbés avec des planolites et palaeophycus. Au sommet, les grès sont relativement propres avec des drapages, galets d'argiles et stratifications planes (**supratidal / Foreshore**).

**Le Siegénien** est un environnement **subtidal (Shoreface moyen et inférieur)** caractérisé par la présence de convolutes, c'est des grès hétérolitiques à la base et avec des lenticular et wavy bedding suivis de grès fins à moyens grisâtres à planolites et stylolithes.

Dans l'Emsien nous avons les environnements: **marin (Offshore), intertidal et infratidal (shoreface)**, il se termine avec une barre littorale. L'offshore prédomine avec des argiles noires à la base à lenticular bedding, planolites et débris d'organisme, et des argiles sombres hétérolitiques. L'environnement marin est à sables fins à très fins avec des débris de coquilles. L'ensemble se termine par des sables fins à stratifications obliques indiquant la présence d'une **barre littorale**.

- **Le puits O3**

**Le Gédinnien** est un environnement beaucoup plus **intertidal (Shoreface supérieur et moyen)**, à la base c'est des grès fins à foncés avec des films argileux fracturés, présence de stylolithes, galets d'argiles et stratifications obliques. C'est une barre littorale sur laquelle se déposent des grès moyens à grossiers à passages silteux et argileux. Présence de stratifications planes, entrecroisées et flaser bedding ce qui indique que l'environnement est **subtidal (Shoreface moyen et inférieur)**.

L'intertidal est gréseux, au début les grès sont à passage silteux à argileux avec des wavy bedding et stratifications entrecroisées, juste après viennent des grès fins bioturbés à abondance de terriers horizontaux (*Siphonicnus* et *Asterosoma*), et des grès fins hétérolitiques avec des wavy bedding.

Le Gédinnien est clôturé par un environnement subtidal, c'est des argiles hétérolitiques sombres.

**Le Siegénien et l'Emsien:** varient d'un milieu **marin(Offshore)** vers le **supratidal (Foreshore)**.

**Le milieu marin (Offshore)** est caractérisé par la présence d'un faciès hétérolitique, avec des argiles silteuses à bancs gréseux. Abondance de fossiles.

Des grès fins gris clairs à foncés du milieu **intertidal (Shoreface moyen et supérieur)** suivent les argiles **du milieu marin Offshore**, ils sont à flaser bedding et débris de coquilles.

**Le subtidal Shoreface moyen et inférieur)** est à grès silteux bioturbés à lentilles gréseuses

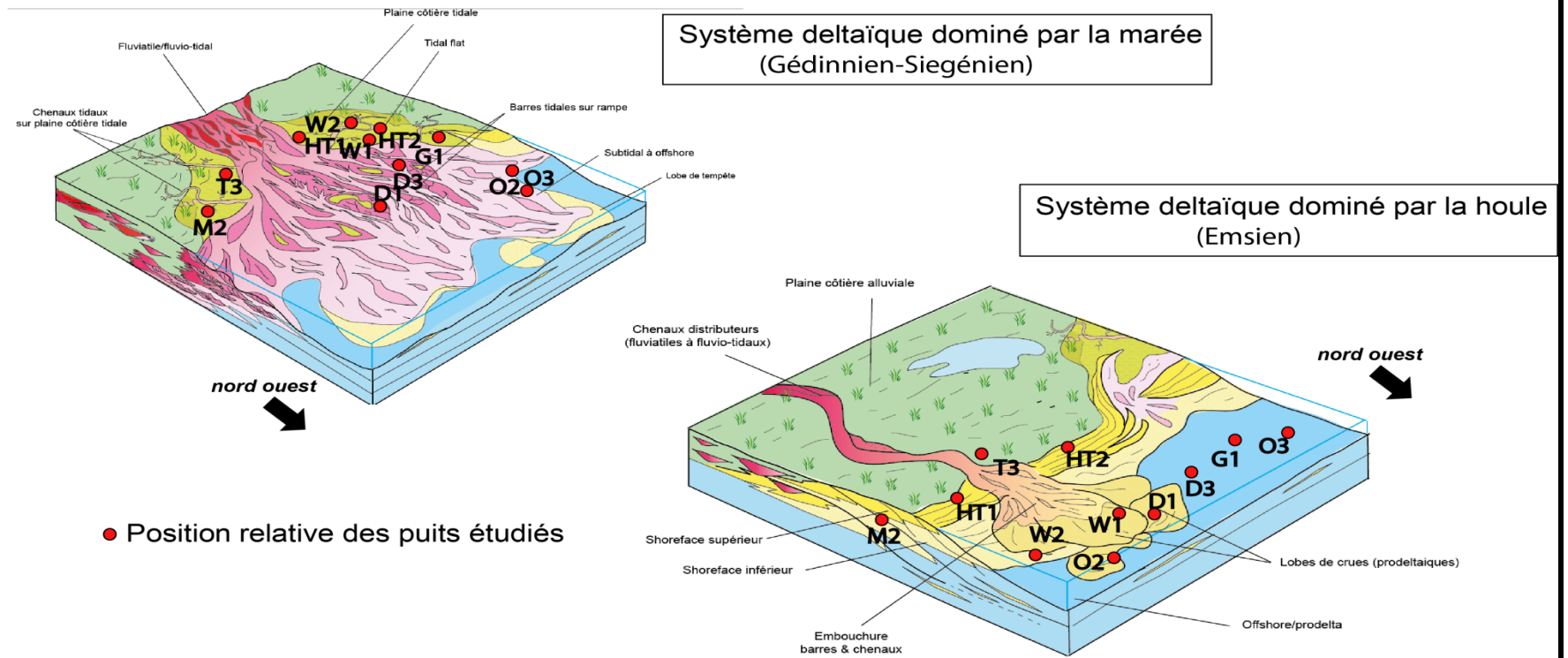
Les grès moins bioturbés à débris de coquilles indiquent un environnement **supratidal (Foreshore)**, sur les quels s'ajoutent grès fins blancs à gris clairs, hétérolitiques caractérisés par la présence de flaser bedding, lenticular bedding et planolites.

A la fin c'est un environnement **supratidal Foreshore)** à grès très fin gris clairs Planolites, drapages argileux et *Teichicnus* se terminant avec une surface d'émersion.

### ❖ Modèles de dépôts

La figure I.8 montre deux modèles de dépôt et position relative des puits au sein des systèmes:

- Système deltaïque dominé par la marée (Gédinnien et Siegénien).
- Systèmes deltaïque dominé par la houle (Emsien).

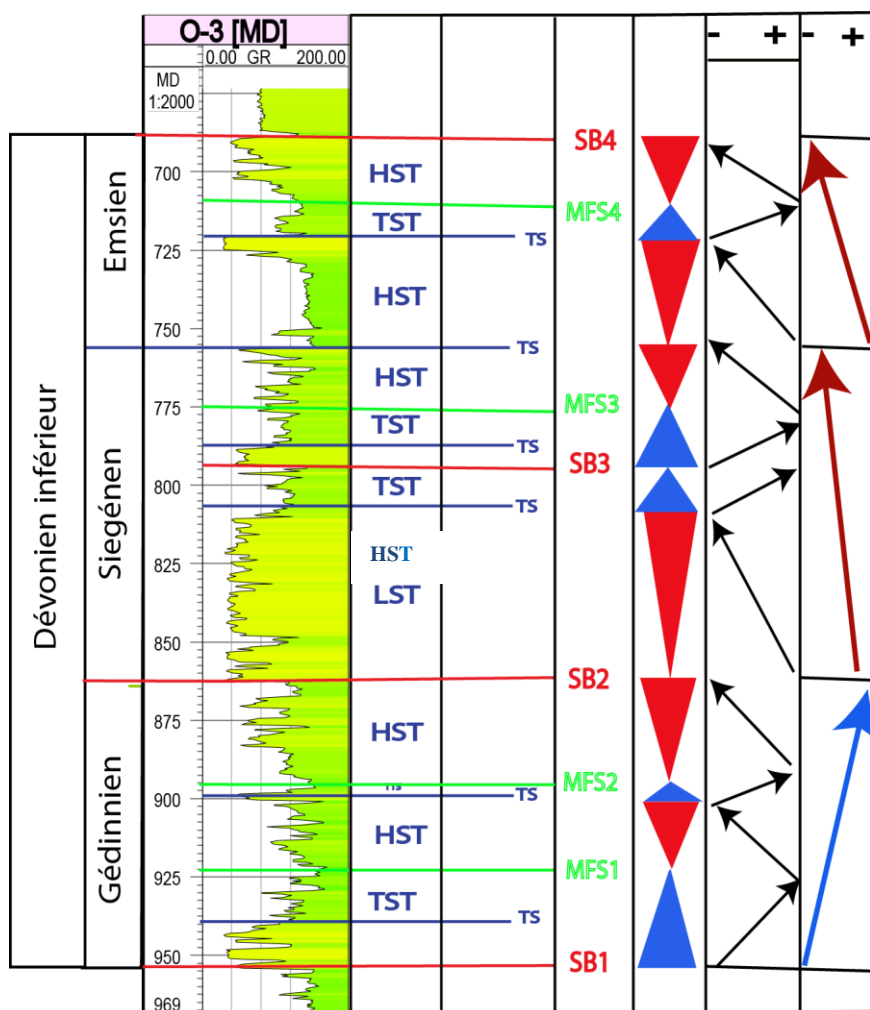


**Figure I.8. Modèles de dépôt et position relative des puits au sein des systèmes**

## ❖ L'analyse séquentielle

### Le découpage séquentiel du puits O3

Le découpage séquentiel du puits O3 dans le périmètre de Tidikelt au niveau du Dévonien inférieur a été effectué en utilisant principalement les données de puits (sur la base des réponses diagraphiques, description lithologique.).



**Figure I.9. Découpage séquentiel du Dévonien inférieur au niveau du puits O3 dans le périmètre de Tidikelt.**

Le résultat du découpage séquentiel du puits O3 montre que :

- **L'unité gédinnienne** est limitée par deux SB (SB1 à la base et SB2 au sommet.), SB de la base indique la chute majeure du niveau marin qui s'est produite au début du Gédinnien. La partie inférieure du Gédinnien se caractérise par une prédominance d'argile avec fins niveaux de grès.

La séquence est composée à la base par un cortège transgressif (TST), limité au sommet par une surface d'inondation maximum matérialisé par des argiles.

Des dépôts de comblement formant le système HST, sont mises en place sur la surface MFS1.

La partie supérieure du Gédinnien formé d'un court cortège transgressif suivi d'un HST caractérisé par le dépôt des barres gréseuses à wavy bedding d'un environnement tidal dominé par des vagues et tempêtes. Ces deux cortèges sont séparés par une MFS2.

**-L'unité Siegénienne** correspond au maximum de régression pendant le Dévonien inférieur, il est représenté par une forme massive de grés moyens à grossiers avec présence d'argiles silteuses, ces dépôts constituent un empilement de cycle deltaïque.

Il est formé par trois séquences de deuxième ordre, limitées à la base par une SB2.

La partie inférieure du Siegénien est constituée d'un (HST):dépôt des grés propres ayant une signature du GR cylindrique, suivit de deux cortèges transgressifs séparés par une SB3.

Le sommet du Siegénien est représenté par un cortège de haut niveau: HST où on a une diminution des valeurs du Gamma Ray qui indique une progradation.

Les deux cortèges précédents (HST et TST) sont séparés par une MFS3

#### **-L'unité Emsienne**

La partie inférieure est dominée par des argiles, dépôt d'un cortège du haut niveau HST, suivit d'un cortège transgressif TST.

La partie supérieure dominée par les grés, dépôt d'un cortège régressif HST séparé du TST précédent par une MFS4, cette partie marque un changement au niveau du GR, qui correspond du point de vue faciès à un changement de lithologie en passant des grés et argiles de Shoreface vers des grés en chenaux qui se sont formés suite à une chute du niveau eustatique.

#### **Conclusion**

Les différentes séquences rencontrées dans le puits analysé sont liés à l'évolution de facteurs divers qui sont la variation des niveaux marins relatifs et variation des apports sédimentaires.

De ce fait un type de séquence peut être distingué, qui es la séquence argilo-gréseuse.

Le Gédinnien présente une évolution séquentielle transgressive à prédominance de milieu tidal.

Le Siegénien et l'Emsien sont régressifs, déposés dans un milieu deltaïque.

#### **❖ Lithostratigraphie**

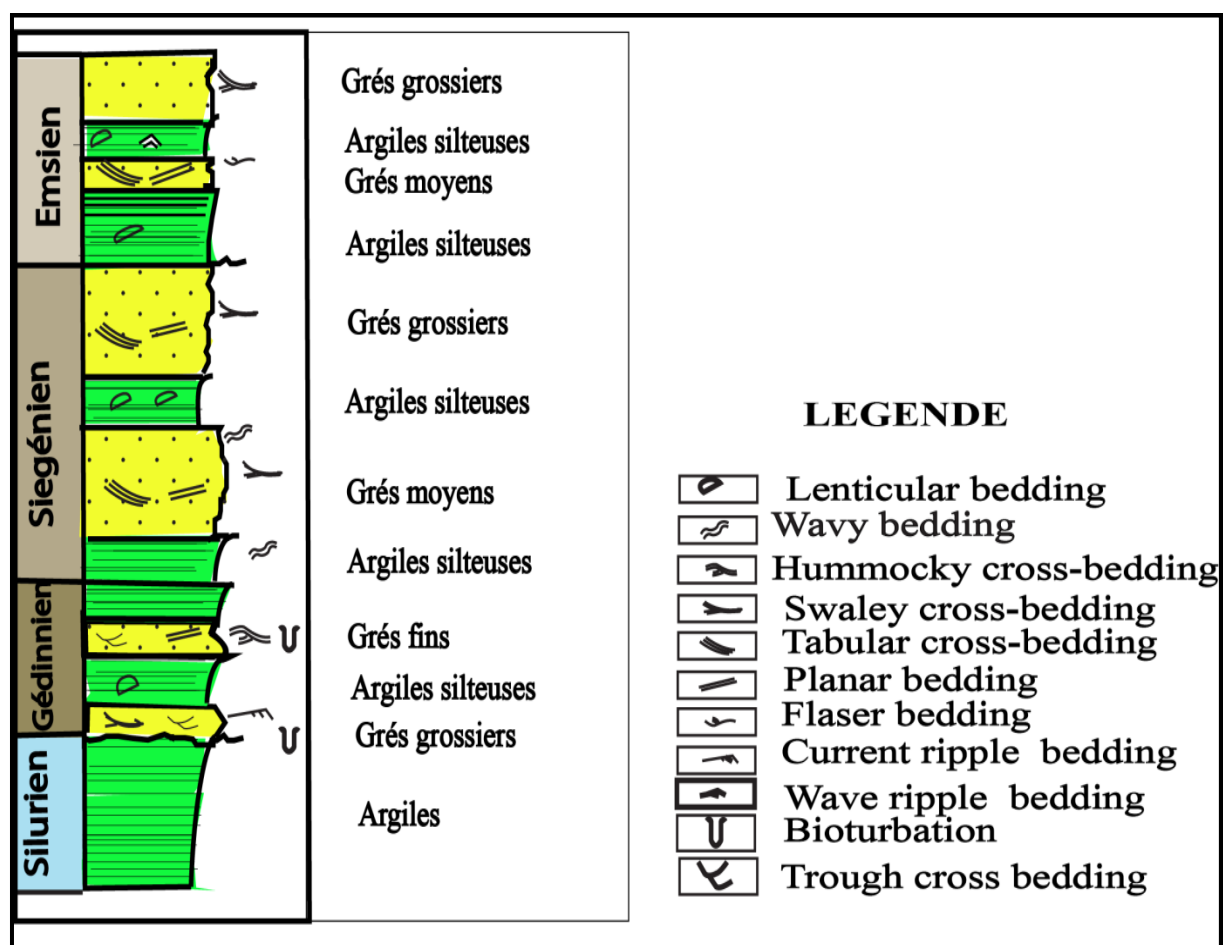
En s'appuyant sur la description des carottes et l'analyse séquentielle, nous avons réalisé un log lithostratigraphique du Dévonien inférieur. (Figure I.10).

Le Dévonien inférieur dans le périmètre de Tidikelt est constitué d'un ensemble argilo-gréseux, évolue d'un milieu estuaro-tidal à un environnement deltaïque.

Le Gédinnien est considéré à partir de la première apparition d'importants niveaux gréseux. Les grès de base du Gédinnien reposent directement sur les argiles du Silurien par un contact d'érosion. Ces grès sont grossiers, à stratifications entrecroisées et en auges soulignés par des argiles, présence de terriers verticaux et rides aux sommets des bancs. Ils présentent une granulométrie décroissante. Dans la partie supérieure Les grès sont fins et bioturbés avec des stratifications en HCS. Le passage Gédinnien—Siégénien est marqué par un changement important de faciès passant d'une argile silteuse vers des grès moyens à grossiers à stratifications obliques entrecroisées tabulaires et en auges. la sédimentation du Gédinnien est caractérisée par un ensemble de faciès estuariens marqués par des influences tidales.

Le Siégénien est régressif, représenté essentiellement par une formation massive de grès moyens à la base et des grès grossiers au sommet, Présence de lenticular bedding, wavy bedding et des structures en SCS. La sédimentation du Siégénien est caractérisée par un ensemble de faciès deltaïque.

L'Emsien commence par des argiles silteuses à lenticular bedding, surmontées par des grès à litage ondulé et stratifications entrecroisées (SCS). Vers la partie sommitale, on passe à un faciès formé de bancs de grès à litage ondulé avec des SCS et HCS, des rides de courant. Le réservoir Emsien est un système simple de faciès deltaïque.

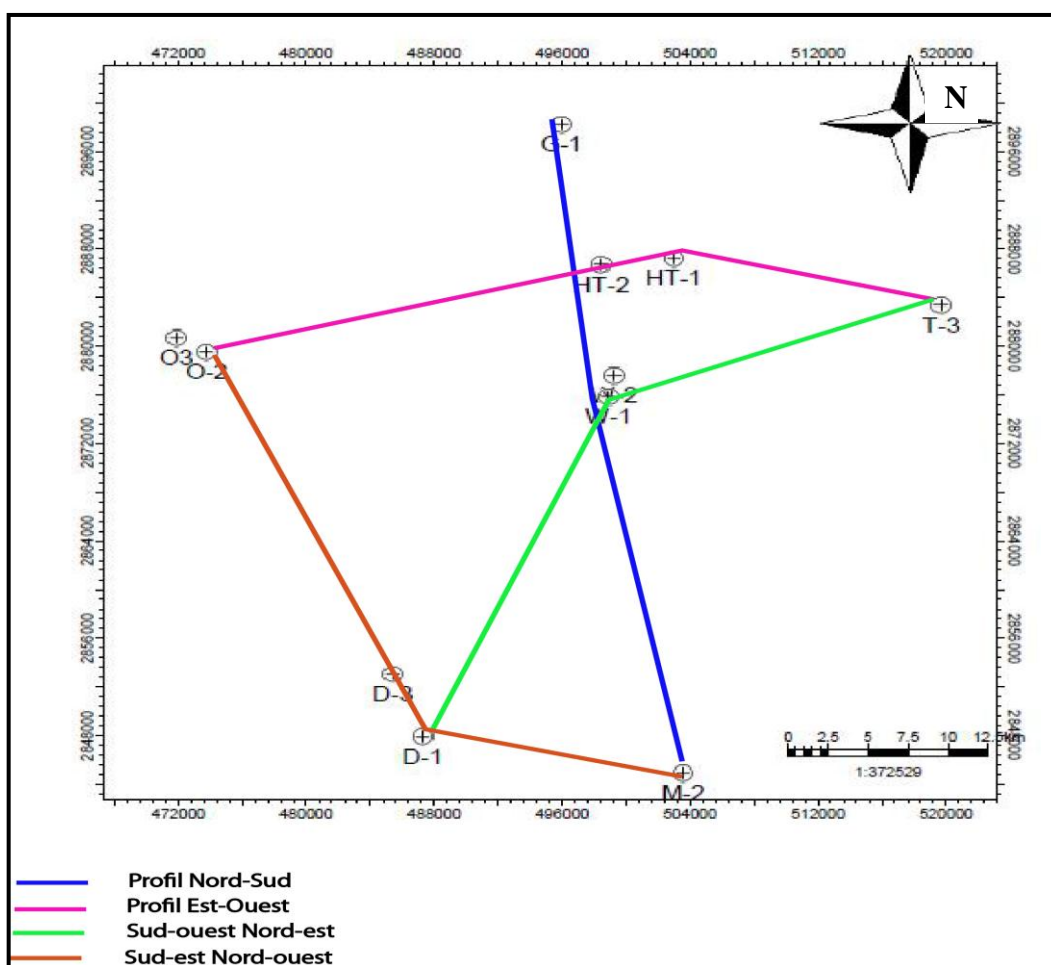


44 Fig I.10. Log lithostratigraphique du Dévonien inférieur dans le périmètre du Tidikelt.

### ❖ Profils de corrélations

Afin de suivre l'extension latérale des barres gréseuses du Dévonien inférieur, quatre profils de corrélations ont été réalisés suivant des directions régionales Nord - Sud, Est-ouest, Nord-ouest - Sud-est et Sud-ouest - Nord-est, avec les enregistrements diagaphiques des puits suivant (Figures : I.12, I.13, I.14, I.15):

- Profil Nord – Sud : G1, HT2, W2, M2.
- Profil Est – Ouest : T3, HT1, HT2, O2.
- Profil Sud Est- Nord Ouest : M2, D1, O2.
- Profil Sud Ouest- Nord Est : D1, W1, T3.



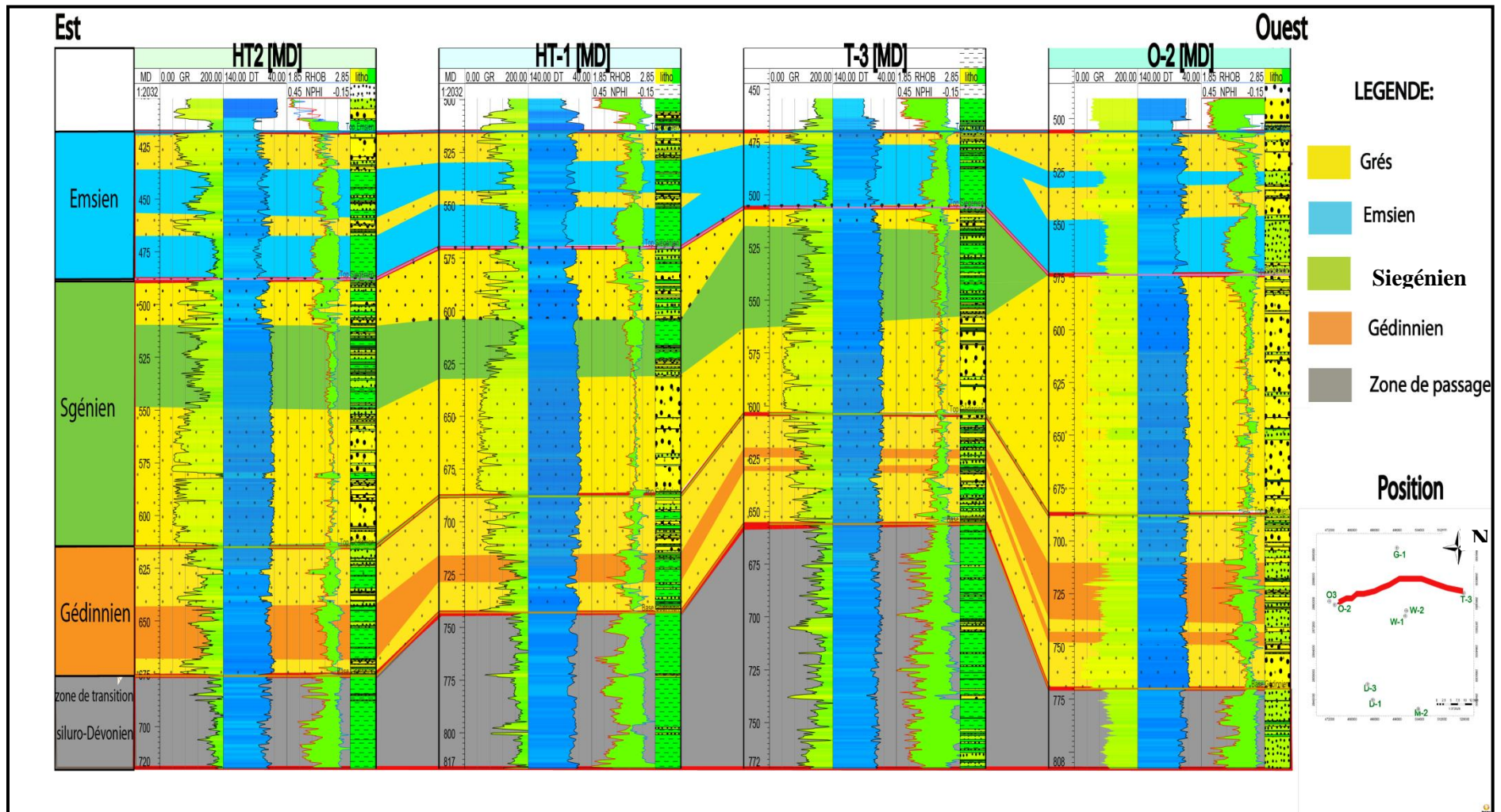


Figure I.12. Profil de corrélation Est-Ouest dans le périmètre de Tidikelt.

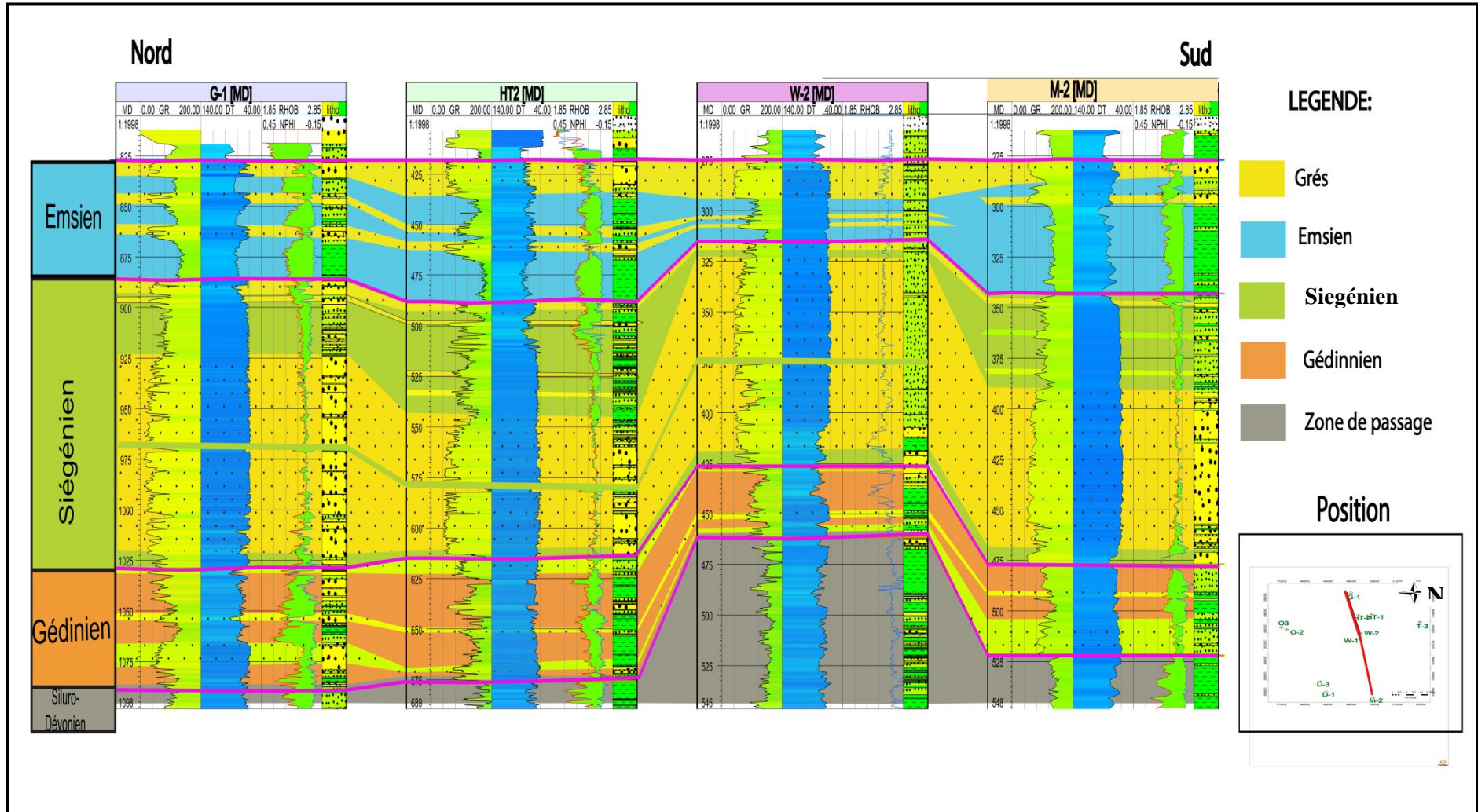
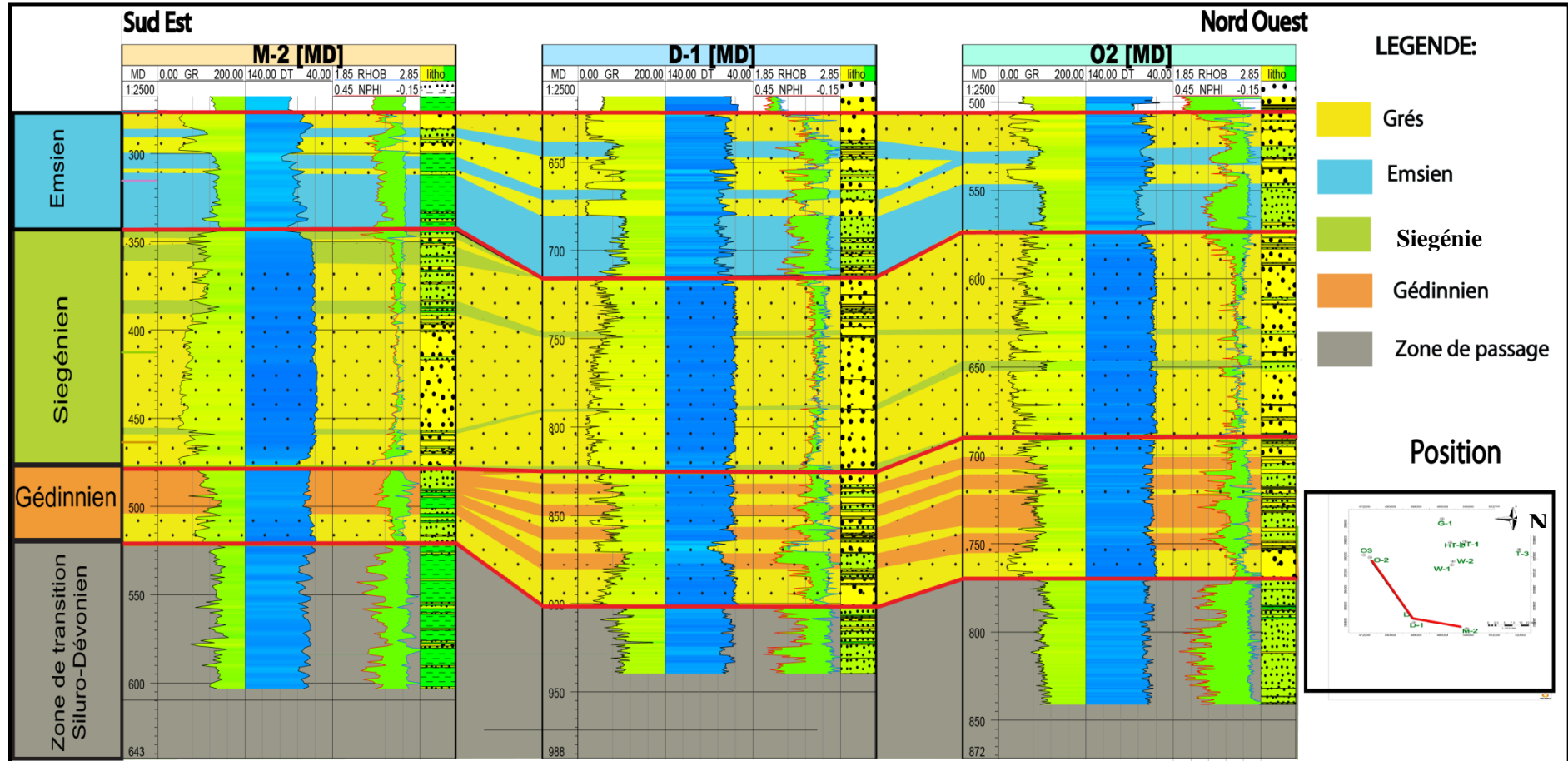


Figure I.13. Profil de corrélation Nord-sud dans le périmètre de Tidikelt.

**Partie B: Approche Sédimentologique et pétrophysique**  
**Chapitre B.I: Approche Sédimentologique**



**Figure I.14. Profil de corrélation Sud-est Nord-ouest dans le périmètre de Tidikelt.**

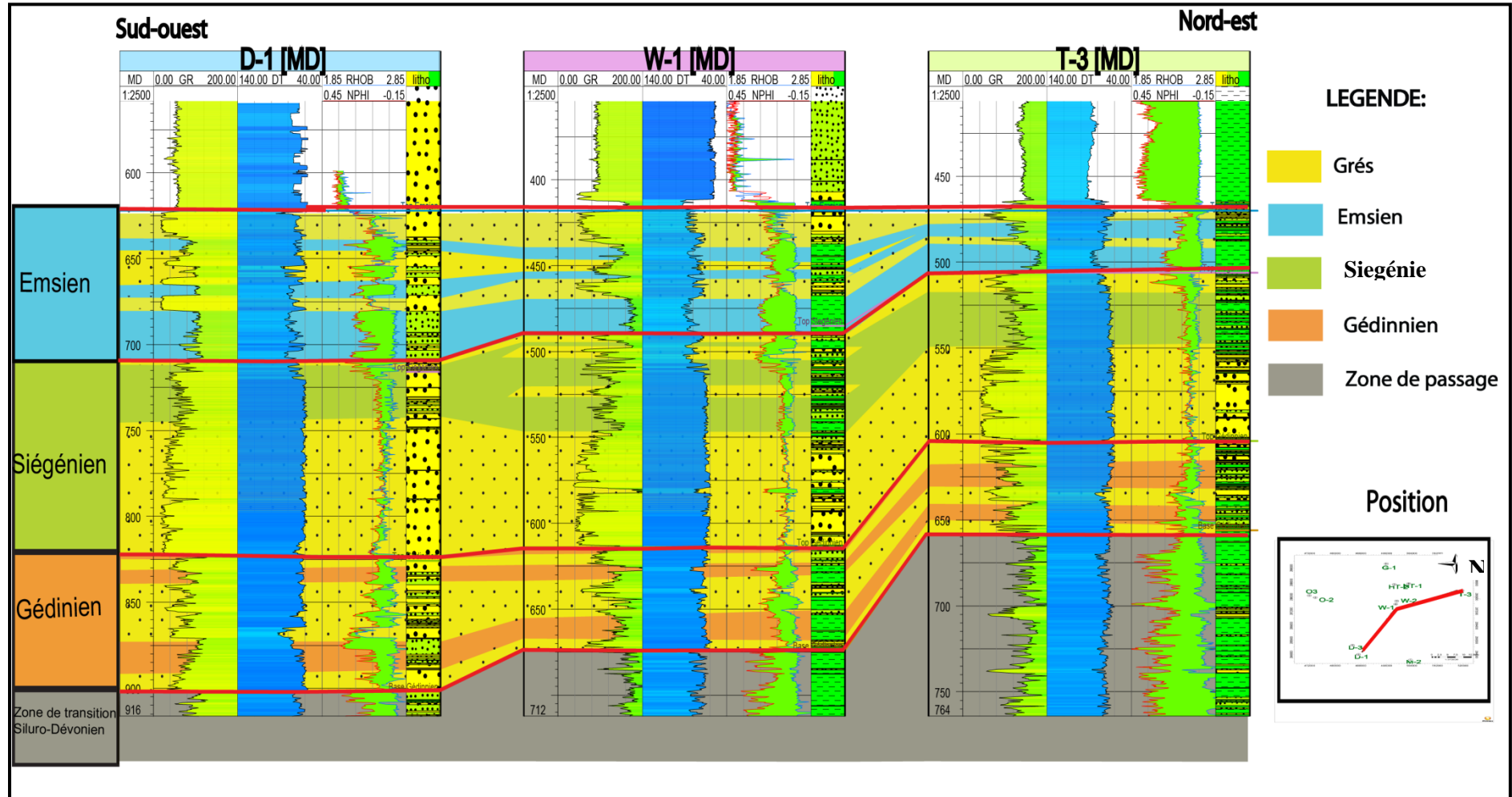


Figure I.15. Profil de corrélation Sud-ouest-Nord-est dans le périmètre de Tidikelt.

## ▪ **Interprétation des résultats des corrélations**

Les profils de corrélations mettent en évidence une continuité locale de ces grès et une disparition à l'échelle régionale.

### • **Interprétation du profil Est-Ouest (Figure I.12).**

**Le Gédinnien:** est d'épaisseur variable de 50 m à l'Est jusqu'à 90 m à l'Ouest, il renferme trois réservoirs gréseux avec des épaisseurs allant de 5 à 20 m. Ces réservoirs sont plus épais à l'Ouest

**Le Siegénien :** il a 100m d'épaisseur et est constitué de trois réservoirs: deux réservoirs propres à la base et un réservoir sommital. Ce dernier est à intercalations constituées de petites barres qui diminuent progressivement vers l'Ouest.

**L'Emsien:** son épaisseur varie de 45 m à l'Est à 55 m à l'Ouest; il comprend deux réservoirs dont l'épaisseur se réduit vers l'Est.

### • **Interprétation du profil Nord-Sud (Figure I.13).**

**Le Gédinnien:** son épaisseur varie de 50 à 55 m. On y met en évidence deux réservoirs gréseux à la base. Dans les puits M2 et G1 le réservoir est plus épais par rapport aux puits HT2 et W2. Au sommet le réservoir est réduit sur toute l'étendue du périmètre.

**Le Siegénien:** d'une épaisseur d'environ 150 m, il comprend trois réservoirs. Le réservoir basal est très réduit au Sud mais s'épaissit vers le centre, puis se réduit de nouveau au Nord. Le deuxième réservoir est propre avec une épaisseur de 50 m au puits W2, qui se réduit progressivement au centre ; tandis que le réservoir sommital se réduit vers le Nord.

**L'Emsien:** variant de 50 à 100 m, met en évidence trois réservoirs, le réservoir sommital est continu du Nord au Sud tandis que les réservoirs basaux se biseautent vers le Sud.

### • **Interprétation du profil SE-NO (Figure I.14).**

**Le Gédinnien:** son épaisseur varie de 45 m au Sud-est à 53m au Nord-Ouest, il constitue dans sa partie basale un réservoir propre d'environ 10m d'épaisseur. Dans sa partie supérieure, il se développe des barres épaisses par endroit qui se biseautent vers le Sud-Est.

**Le Siegénien:** d'une épaisseur d'environ 100 m, il comprend trois réservoirs épais. Le réservoir basal et le sommital sont plus épais au Nord-Ouest et se réduisent vers le Sud-Est, entre ces derniers, il existe un réservoir qui est plus épais au Sud-Est et se biseaute vers le Nord-Ouest.

**L'Emsien:** moins épais que le précédent, sa consistance est d'environ de 70 m au niveau des puits M2 et O2 pour atteindre 90m au puits D1. On y distingue trois réservoirs dont celui de la base est à faible épaisseur et se réduit vers le Sud-Est. L'un de ces réservoirs se biseaute vers le Nord-ouest tandis que le réservoir sommital s'épaissit vers le Nord-ouest comme on peut l'observer au niveau du puits O2.

- **Interprétation du profil SO-NE (Figure I.15).**

**Le Gédinnien:** son épaisseur varie de 55 à 75 m. On y met en évidence trois réservoirs continus du Sud-ouest au Nord-est, avec des épaisseurs plus grandes au Sud-ouest.

**Le Siegénien:** sa consistance varie de 100 à 125 m. Il est structuré en deux réservoirs continus, l'un est basal avec 50 m d'épaisseur au Nord-Est et environ 75 m au Sud-Ouest, l'autre est sommital avec une épaisseur d'environ 10m au Nord-est qui se réduit progressivement vers le Sud-Ouest. Dans le puits W1 on a deux barres de 10m d'épaisseur.

**L'Emsien :** d'une épaisseur variant de 80m au Sud-Ouest à 40 m au Nord-est, on y rencontre trois réservoirs, dont deux sont continus et se réduisent du Sud-ouest au Nord-est et un troisième qui se biseaute vers le Nord-est.

Après une interprétation de quartes profils de corrélations, on constate que:

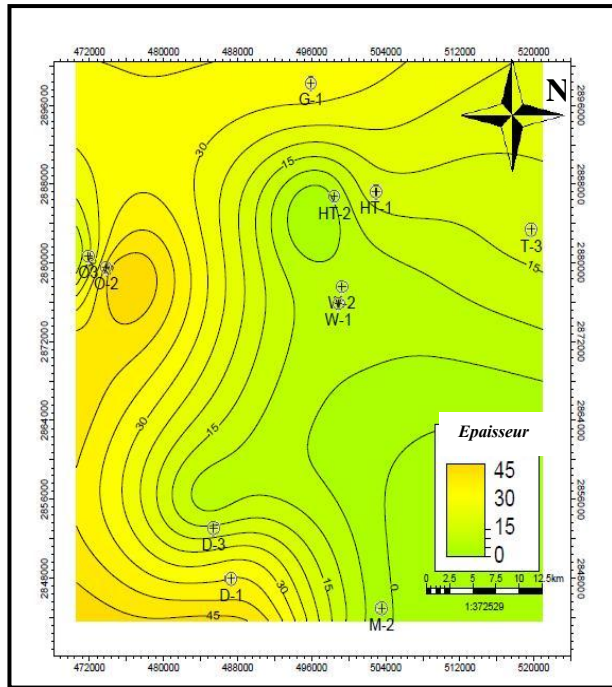
Les épaisseurs des réservoirs du Dévonien inférieur (Gédinnien, Siegénien, et Emsien) augmentent du Nord et du Sud vers le centre, s'amincissent du Sud-ouest vers le Nord-est, et augmentent du Sud-est vers le Nord-ouest, (elles se biseautent vers le Sud-est), et de l'Est vers l'Ouest.

- ❖ **Interprétation des cartes en iso-grosssand. (Figure I.16).**

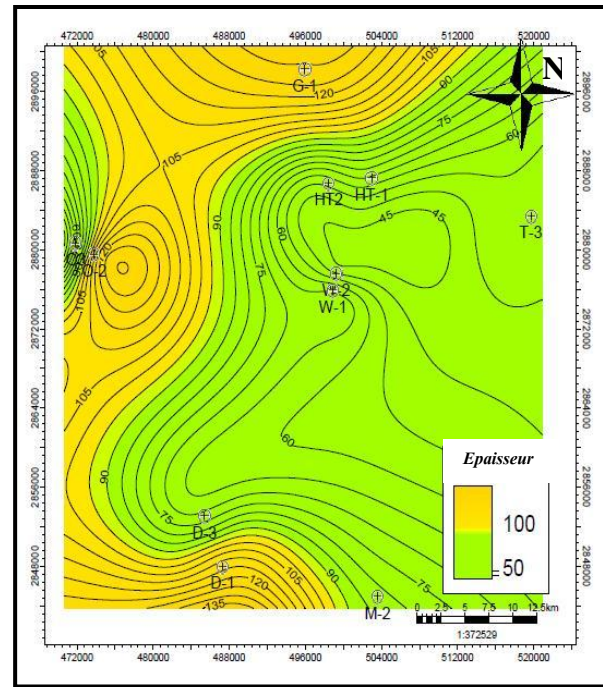
Le Gédinnien est caractérisé par des épaisseurs de grés qui varient entre 0 et 45m, ces épaisseurs se localisent dans la partie Ouest de la région d'étude où la valeur maximale est enregistrée au niveau du puits O2 suivant un axe orienté Nord-sud. Les faibles épaisseurs sont enregistrées dans la partie Sud-est (ex: M2 avec 2m).

Au niveau du Siegénien les dépôts de grés ont des épaisseurs importantes. Ces dernières varient de 45 à 135m, l'épaisseur maximale est enregistrée au Nord dans le puits G1 (130m), et l'épaisseur minimale est enregistrée à l'Est dans le puits T3 (50m).

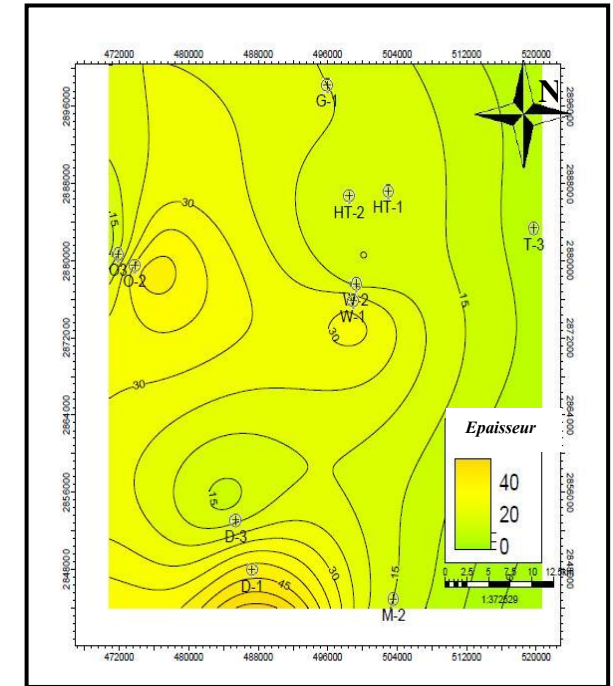
Les épaisseurs des grés de l'unité emsienne varient de 0 à 55 m, celles-ci sont importantes dans la partie Ouest de la région d'étude, la valeur maximale étant enregistrée dans le puits D1 (40m). Dans la partie Est, on rencontre de faibles épaisseurs (environ 7m dans le puits T3), et les valeurs augmentent en allant vers l'Ouest.



Gédinnien



Siegiénien



Emsien

Figure I.16. Carte en iso-gross sand du Gédinnien, Siegiénien et Emsien dans le périmètre de Tidikelt.

## Cartes de faciès

L'association de faciès des carottes, ainsi que les cartes de grés totaux, nous ont permis de proposer différents modèles de dépôt conceptuels pour chaque âge.

### Le Gédinnien

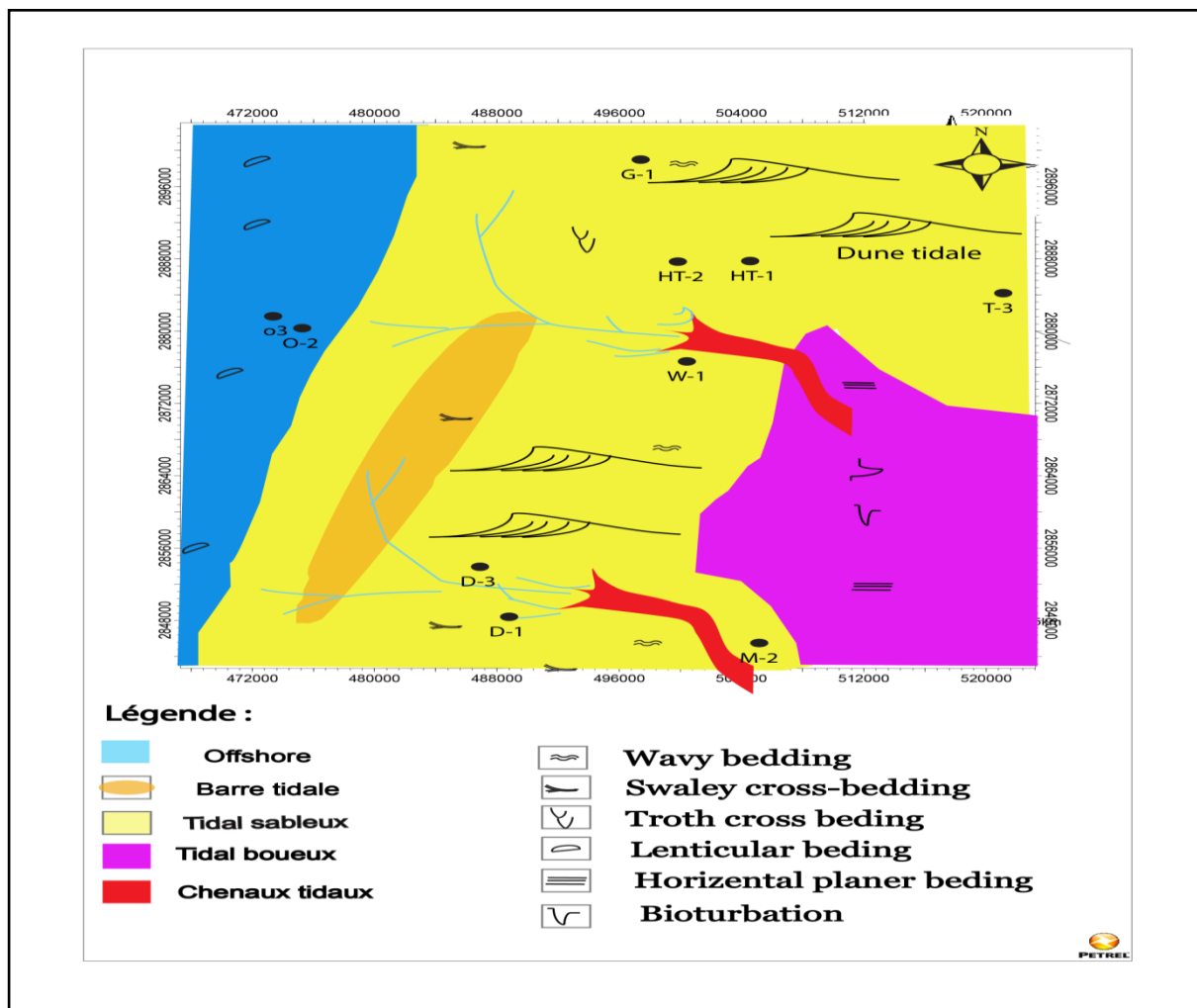


Figure I.17. Carte de distribution des dépôts du Gédinnien dans le périmètre de Tidikelt.

**Le Gédinnien** met en évidence un environnement tidal limité par l'offshore à l'Ouest. Des limites conceptuelles se distinguent par un replat sableux sur lequel vient se développer des dunes tidales dans la partie Nord. La partie sud-est varie vers un environnement tidal boueux hétérolitique. Quant à la partie Ouest elle met en évidence une barrière littorale caractérisé par des sables propres.

Le Siegénien

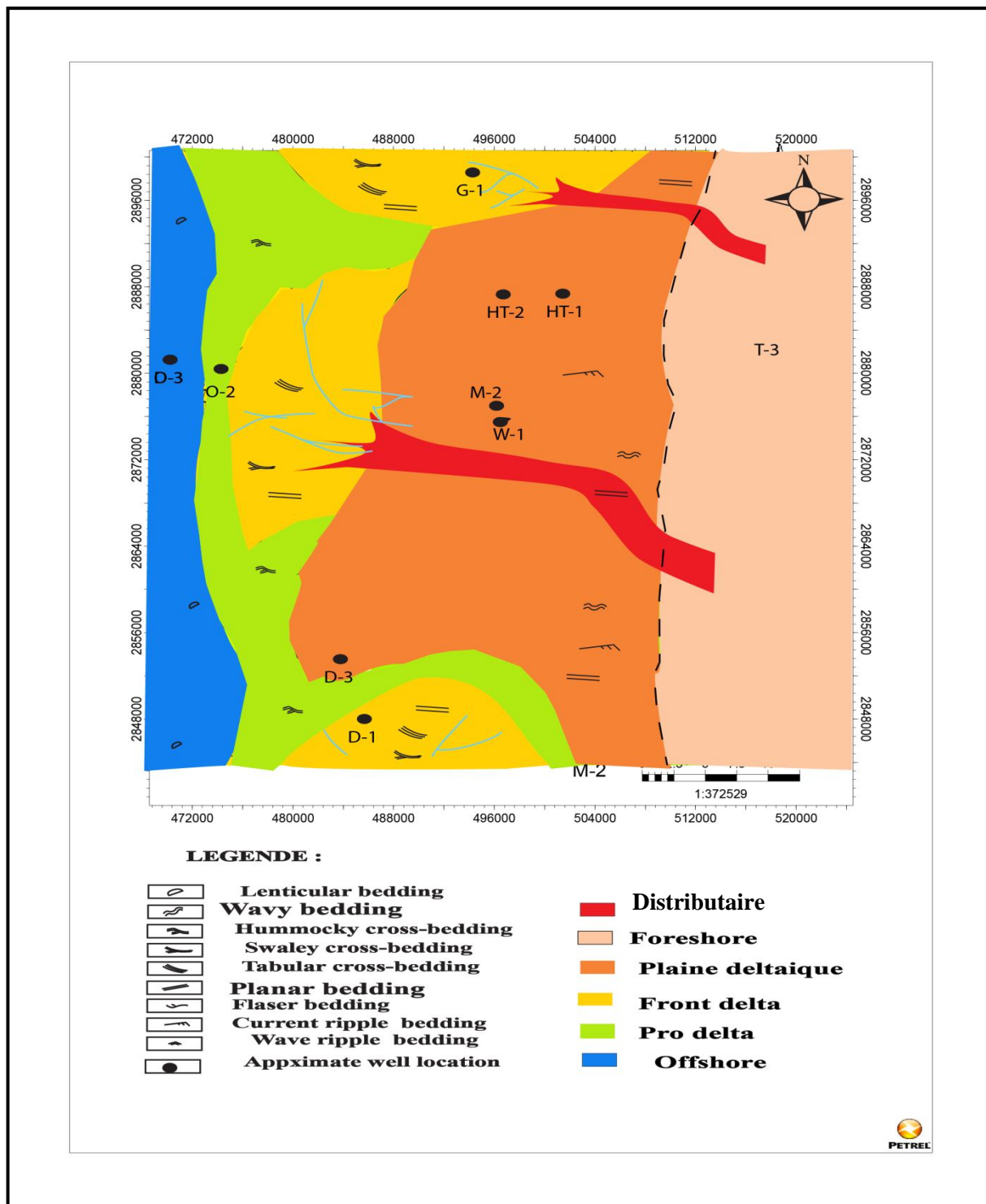


Figure I.18. Carte de distribution des dépôts du Siegénien dans le périmètre de Tidikelt.

Le Siegénien est caractérisé par un environnement deltaïque, limité à l'Est par le Foreshore et à l'Ouest par l'Offshore.

### L'Emsien

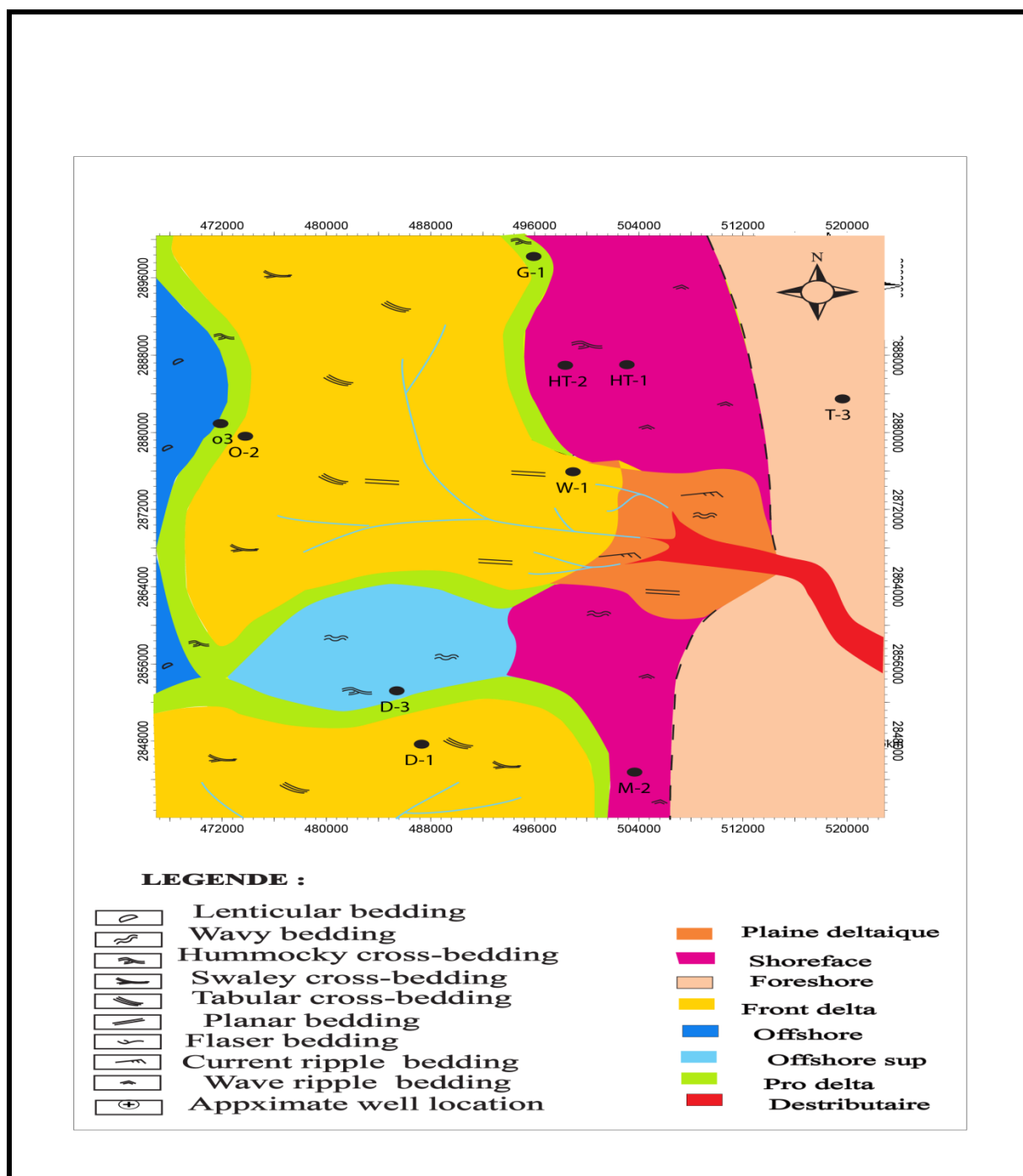


Figure I.19. Carte de distribution des dépôts de l'Emsien dans le périmètre de Tidikelt.

L'Emsien met en évidence un environnement deltaïque limité à l'Ouest par l'Offshore, et à l'Est par le Foreshore et Shoreface.

La présence d'une plaine deltaïque qui se caractérise par des aires de chenaux de distributions qui alimentent le front de delta.

Le front de delta est caractérisé par des barres d'embouchures sableuses sur lequel se développe un pro delta.

#### **I.4. Conclusion**

Les réservoirs du Dévonien inférieur (Gédinnien, Siegénien, Emsien), sont constitués par des dépôts argilo-gréseux, évoluent d'un milieu estuaro-tidal à un environnement deltaïque.

La description de faciès est faite sur les carottes, les intervalles étudiés ont montré la présence des principaux faciès suivants :

Le Gédinnien constitué de barres gréseuses à passages silteux et argileux, d'un environnement tidal prouvé par la présence de stratifications obliques, de stratifications planes et entrecroisées, flaser bedding, des wavy bedding et des bioturbations.

Le Siegénien est composé dans sa majorité de grés propres. C'est un environnement deltaïque, avec la présence de lenticular et wavy bedding, des flaser bedding, galets d'argiles, et de bioturbation.

L'Emsien composé d'un faciès hétérolitique, avec des argiles silteuses d'un milieu marin, et se termine par un milieu deltaïque, avec des sables fins à stratifications obliques, flaser bedding, lenticular bedding et débris de coquilles.

La corrélation lithostratigraphique met en évidence une variation latérale et verticale des épaisseurs des formations, elles se biseautent vers le Sud-est, et se rétrécissent vers l'Est et vers le Nord-est, néanmoins, l'épaisseur de ces formations augmente vers le Nord-ouest et vers l'Ouest.

# ***CHAPITRE B.II***

## ***APPROCHE PETROPHYSIQUE***

## **Introduction**

Après avoir mis en évidence l'existence d'un réservoir potentiellement riche en hydrocarbures par des méthodes de surface, géologiques et géophysiques, on doit passer à l'étude de ses qualités qui conditionnent en fait son rendement futur. Dès lors, une bonne évaluation des réserves nécessite un important investissement dans l'appréciation et la quantification des propriétés pétrophysiques des formations réservoirs dont une bonne connaissance améliorera à coup sûr la possibilité d'une exploitation optimale de ces réserves. Les différents paramètres qui représentent ces propriétés sont mesurés et enregistrés à l'aide des techniques de diagraphie. De manière simple, celles-ci consistent à mesurer et enregistrer à l'aide de différentes sondes ou outils diagraphiques, les paramètres caractéristiques d'une formation géologique traversée par un forage. Au final, les mesures diagraphiques visent à estimer le contenu en fluides dans les réservoirs et à repérer et distinguer les couches productrices des couches isolantes (en général des argiles).

Dans le présent chapitre, on donnera un aperçu sur les différents types de diagraphies et leurs principales applications dans l'objectif d'une évaluation fiable des caractéristiques pétrophysiques des formations réservoirs et d'une estimation de leurs potentiels en hydrocarbures.

### **II.1. Définition**

La diagraphie c'est l'enregistrement en continu, le long des puits, des paramètres physiques du sous-sol (résistivité, radioactivité, vitesse acoustique, densité,...) et leur interprétation en termes de caractéristiques géologiques (Porosité, saturation en eau, argilosité, épaisseur, pendage, fracturation.).

Les techniques de diagraphies peuvent être exécutées pendant ou après l'opération de forage. Dans le second cas, on parle de diagraphies différées. C'est à cette catégorie de diagraphies que nous nous intéressons ici et dont nous allons tenter de donner les principes physiques à la base et des éléments sur leur mise en œuvre en fonction des paramètres que l'on cherche à déterminer.

### **II.2. Classification**

On classe les diagraphies différées qui sont réalisées à la fin du forage en quatre grands groupes comme il est indiqué dans le schéma récapitulatif de la figure II.1.

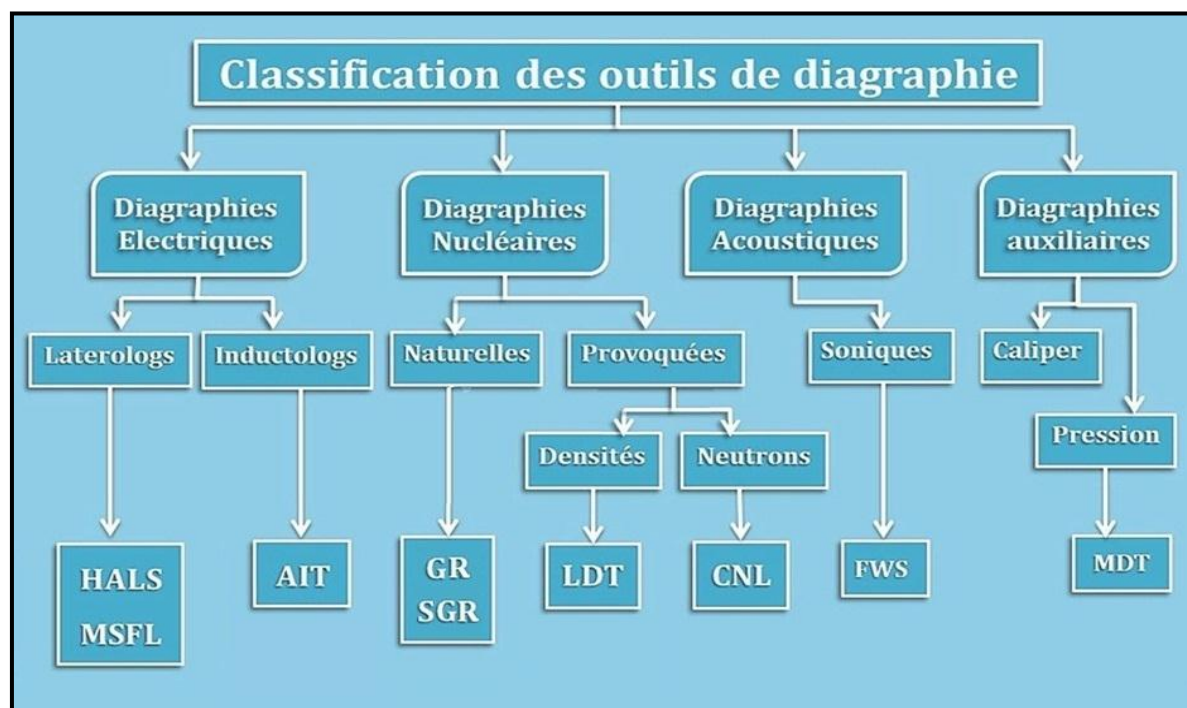


Fig. II.1. Classification des méthodes de diaggraphie.

### II.2.1. Diaggraphies nucléaires

Les diaggraphies nucléaires se fondent sur un usage intensif de la mesure de la radioactivité des formations traversées par un forage. Parmi les trois rayonnements nucléaires alpha, bêta, gamma, seul ce dernier qui est de nature électromagnétique, est utilisé en diaggraphie en raison de son fort pouvoir de pénétration.

Schématiquement, on distingue trois principales diaggraphies nucléaires

- a) Diaggraphie de rayons gamma naturels (GR).
- b) Diaggraphie de densité (Gamma-Gamma).
- c) Diaggraphie de neutrons.

#### II.1.a. Diaggraphies des rayonnements gamma [GR]

Le rayonnement gamma naturel provient de la désintégration de divers noyaux radioactifs contenus dans les roches. On enregistre soit une courbe unique englobant l'énergie des rayonnements gamma émis par les trois radio-isotopes K, Th, U (Diaggraphie GR total) soit en simultané trois courbes distinctes correspondant aux activités des trois radio-isotopes pris séparément.

Dans les roches sédimentaires, l'activité gamma varie généralement de 0 à 200 unités API. (Voir tableaux récapitulés en bas).

Le Gr peut être enregistré en trou ouvert ou tubé, vide ou rempli de fluides, et dans n'importe quel type de boue.

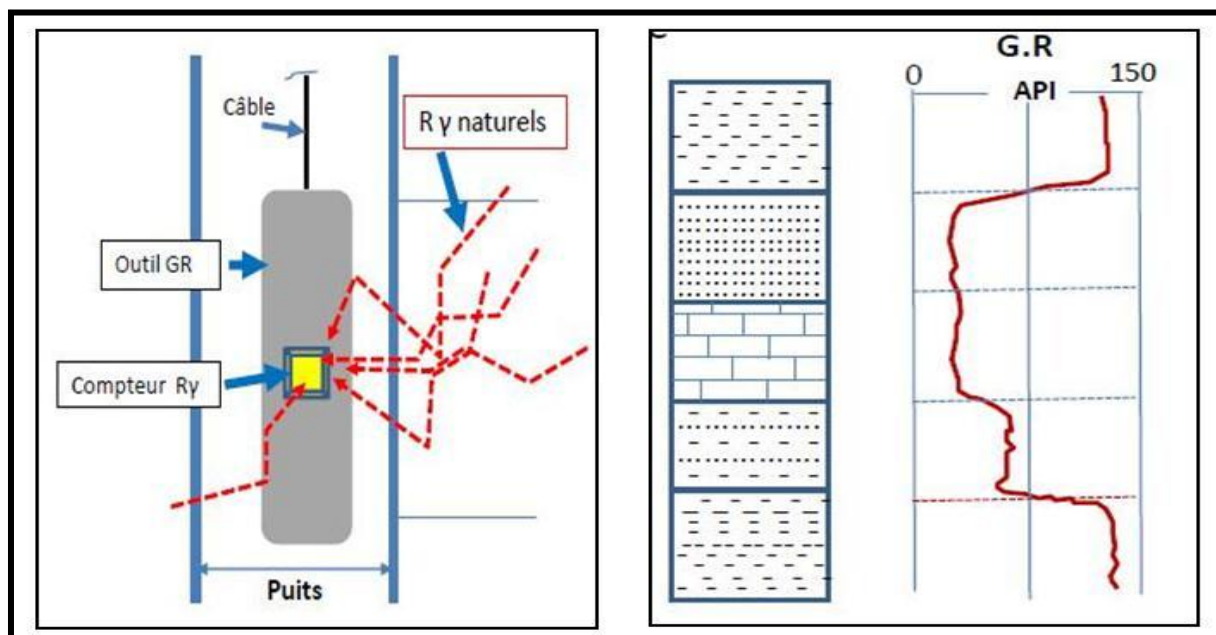


Fig II.2. Schéma de principe et exemple d'enregistrement de l'outil GR (Baghoul, 2015).

### ✓ Applications

Contribution à la définition de la lithologie.

Estimation du volume d'argile Vsh.

Détecter les minéraux radioactifs.

Calage de référence des profondeurs.

### II.1.b. Diagraphie de densité Gamma-Gamma (Density-log)

C'est une méthode de diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives pour l'émission des rayons Gamma.

Dans son principe, les formations sont soumises à un bombardement de rayons gamma au moyen d'une source radioactive fixée au bas de la sonde. L'isotope  $^{137}\text{Cs}$  est l'élément radioactif le plus utilisé comme source.

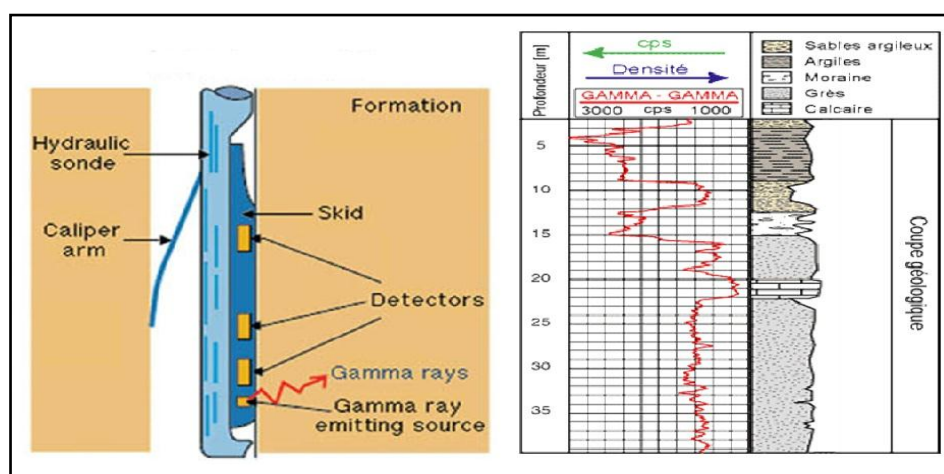


Fig II.3. Schéma de principe et exemple d'enregistrement d'une sonde Gamma-Gamma (Baghoul, 2015).

✓ **Applications**

Aide à la détermination lithologique.

Utilisé comme base pour l'analyse de la porosité.

Combiné à un log sonique, il peut être utilisé dans l'élaboration de sismogrammes synthétiques.

Etude de la compaction.

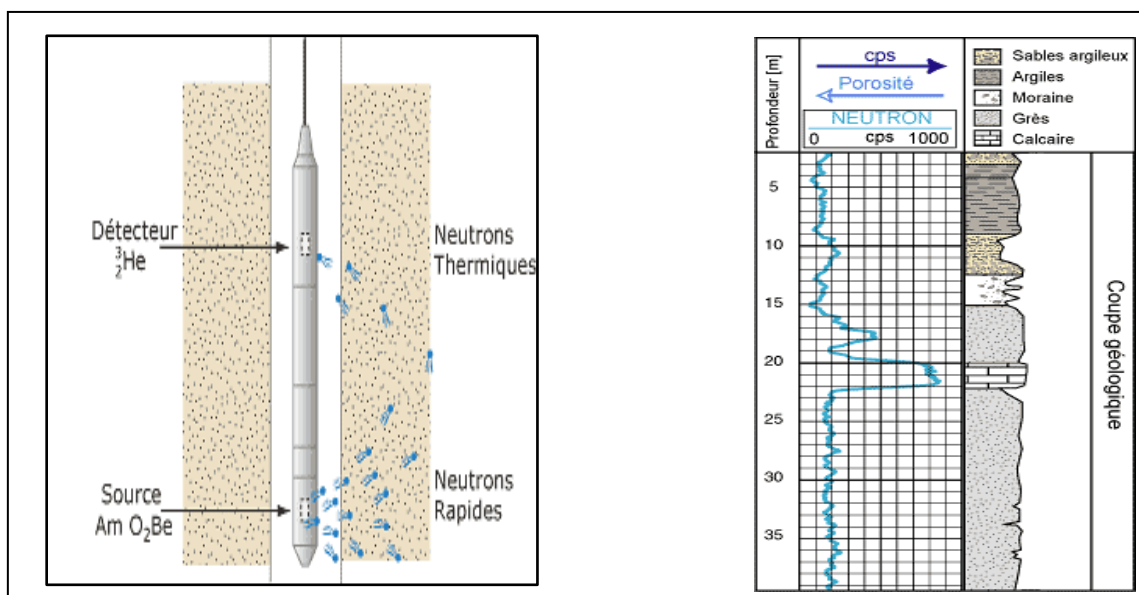
**II.2.1.c. Diagraphie des Neutrons**

Les outils des diagraphies neutroniques mesurent :

- Soit les neutrons ralentis (outil CNL)
- Soit les photons gamma ( $\gamma$ ) de capture (neutrons thermiques = outil SNP)

Les outils actuels mesurent les neutrons Epithermiques du fait que leur ralentissement est généralement contrôlé par les atomes d'hydrogène, c'est-à-dire par la teneur en eau, soit la porosité de la formation.

Le nombre de neutrons arrivant au détecteur augmente dans le cas de faibles porosités (donc: faible indice d'hydrogène) et, inversement, diminue dans le cas de fortes porosités.



**Fig II.4. Schéma de principe d'une sonde à neutrons et exemple d'enregistrement obtenu par cette méthode (Beghoul, 2015).**

✓ **Applications**

Détermination de la porosité.

La combinaison des logs neutron et densité dans les formations sableuses, est un détecteur efficace des gaz puisque les argiles affectent chacun de ces logs de la même façon.

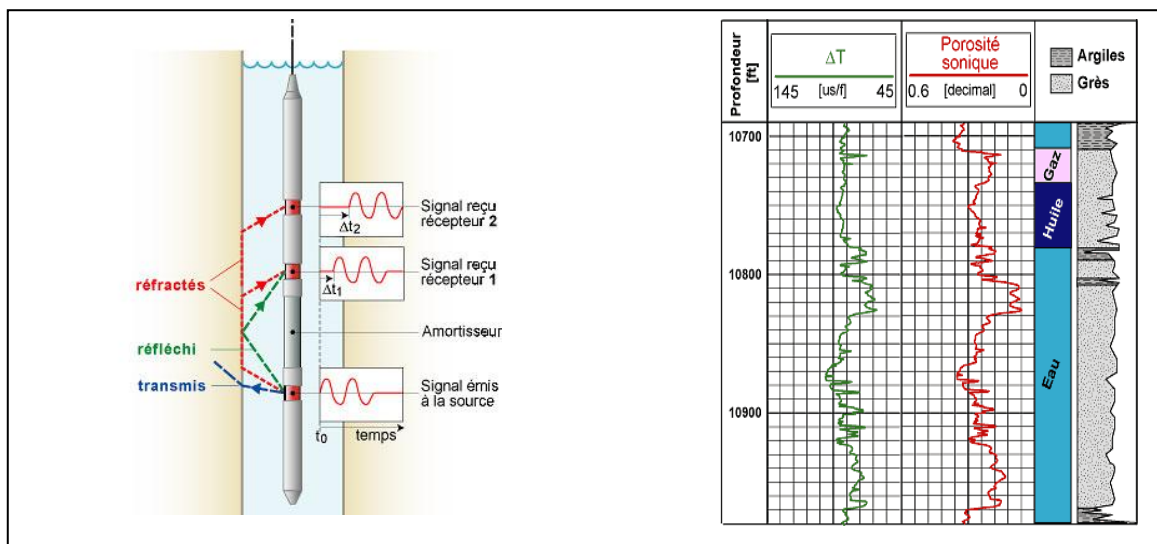
Utilisé en combinaison avec d'autres logs de porosité pour l'interprétation des sables argileux et la détermination de la lithologie.

**II.2.2. Diagraphie acoustique (Soniques)**

Dans la pratique, le log sonique mesure le  $\Delta T$  entre deux récepteurs, des ondes longitudinales envoyées dans la formation par une source émettant un signal. Dans son principe de mesure, une onde (P) est émise au niveau de la source (émetteur) et on

enregistre son ( $\Delta T$ ) entre deux récepteurs  $R_1$  et  $R_2$ , situés à une distance donnée de l'émetteur (3 à 5 pieds). Le schéma de principe de ce type de sonde est donné dans la figure II.5.

En réalité le paramètre mesuré dans la méthode est la vitesse de propagation des ondes P.



**Fig II.5. Schéma et exemple de log d'une sonde sonore (Beghoul, 2015).**

### Applications

Elle est exploitée pour la détermination de la porosité des réservoirs.

Aide à la détermination de la lithologie.

Etude de la compaction des formations argilo-gréseuses.

En combinaison avec le log de densité, on peut établir le log de l'impédance acoustique et aider à la confection de sismogrammes synthétiques.

Différencier le contenu en fluide des formations en comparant avec les autres mesures (diagraphies de neutron, densité, résistivité).

Détermination de l'épaisseur des bancs.

Corrélations lithologiques entre différents sondages.

### II.2.3. Diagraphies de résistivité

La résistivité d'un milieu est la propriété physique qui détermine la capacité de ce milieu à laisser passer le courant électrique (c'est l'inverse de la conductivité électrique). La conductivité électrique d'une roche est essentiellement électrolytique, c'est-à-dire grâce à l'eau qu'elle contient et aux porteurs de charges qu'elle contient. Elle est directement proportionnelle à la ( $S_w$ ).

Classiquement il existe trois types de diagraphies de résistivité selon la profondeur d'investigation (cf. Figure II. 8) :

- 1) **Grande profondeur** : DIL-6FF40, LLD. Elles mesurent les résistivités dans la zone vierge ( $R_t$ ).
- 2) **Profondeur moyenne** : ILM, LLS, la SFL, La SN. Elles mesurent les résistivités dans la zone de transition ( $R_{zt}$ ).

- 3) **Faible profondeur** : ML, MLL, MSFL : elles mesurent les résistivités dans le mud-cake et la zone lavée (Rxo).

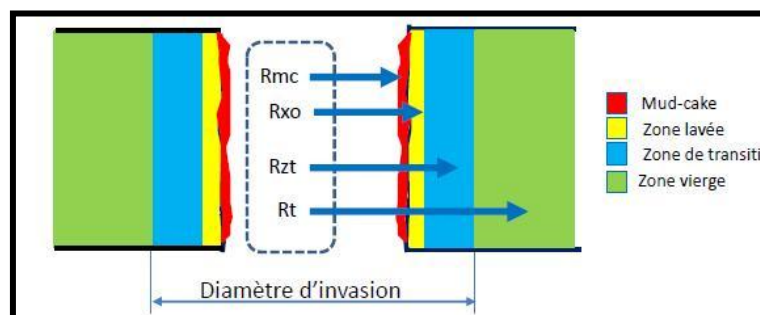


Fig II.6. Schéma des diagraphies de résistivité selon la profondeur d'investigation (Beghoul, 2015).

### II.2.3.1. Les latérologs

Ces outils ne sont utilisés qu'en présence de boue conductrice ou boue salée. Les dispositifs de mesure sont constitués d'un système d'électrodes émettrices, d'un système d'électrodes réceptrices, et d'un système d'électrodes de focalisation du courant qui oblige le courant à pénétrer latéralement dans la formation (figure II.7).

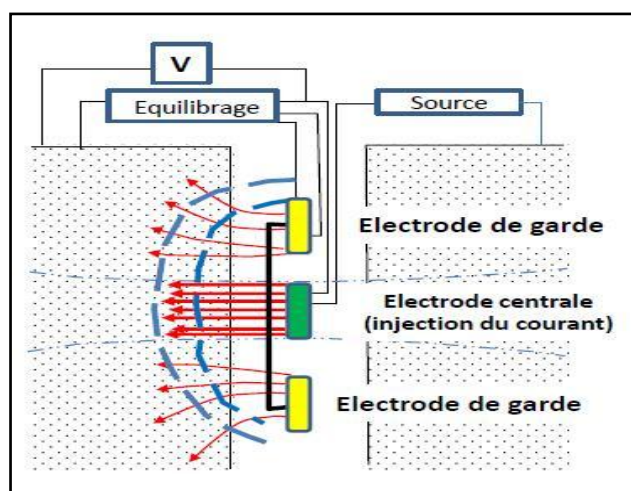


Fig II.7. Principe de focalisation du courant dans une sonde à 3 électrodes (Beghoul, 2015).  
d'épaisseur et de mesurer leur vraie résistivité.

### II.3.2. Inductolog

Ces outils ont été développés pour mesurer la résistivité de la formation dans les puits à boue non conductrice (boue à huile). Ces dispositifs consistent en une série de bobines électromagnétiques dont certaines servent à envoyer un courant électrique (source émettrice), d'autres à le focaliser sur la formation et les dernières enfin, à mesurer la conductivité, identiquement la résistivité (récepteurs) comme le montre la figure II.8.

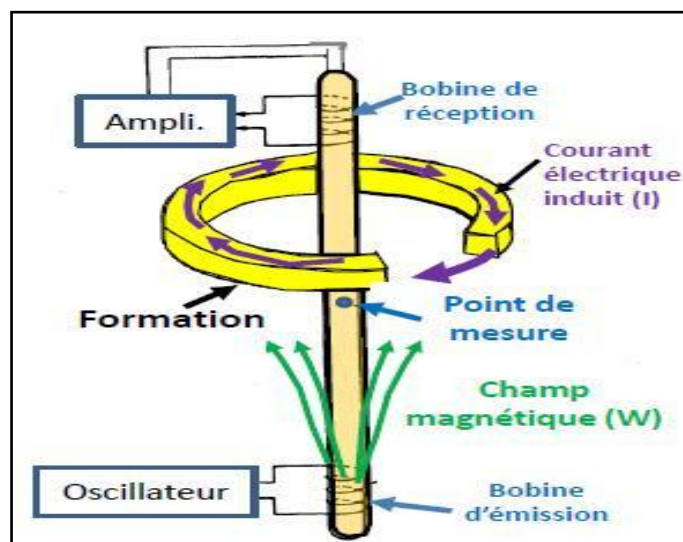


Fig II.8. Schéma du principe d'induction (MEUNIER, 2010).

Le principe de fonctionnement de cet outil est fort simple et repose sur les principes de l'électromagnétisme. En effet, on envoie un courant alternatif dans la bobine émettrice qui développe un champ magnétique (W) dans son entourage. Ce dernier engendre un courant (I) dans la formation dont l'intensité est proportionnelle à la conductivité de cette formation. Ce courant génère à son tour dans la bobine réceptrice une fem ou tension (V) proportionnelle à la conductivité de la formation. Cette conductivité est transformée en R puis mesurée par l'outil induction.

## II.2.4. Diagraphies auxiliaires

### II.2.4.1. Caliper ou mesure du diamètre du trou

La mesure du diamètre du trou est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés au curseur d'un potentiomètre. Les variations du diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance (figure II.9). Un simple étalonnage permet à l'inverse de passer des résistances aux diamètres. Le log du caliper est enregistré sur la base d'une échelle qui varie entre 6 et 16 inches. La sonde étant motorisée, l'ouverture et la fermeture de l'outil peut être réalisée dans le trou.

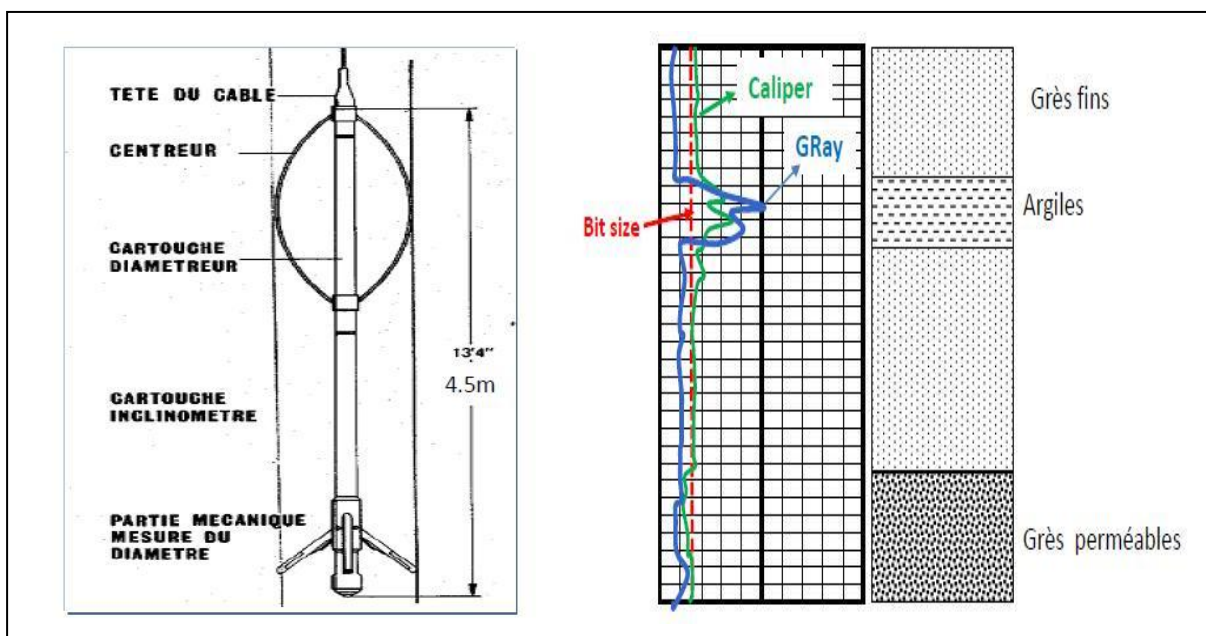


Fig II.9. Schéma et exemple de log d'un caliper (BAGHOUL In, 2015).

### ✓ Applications

- Reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de mud-cake).
- Mesure du volume du trou (estimation du volume du ciment).
- Apporte des informations sur la lithologie.

### II.2.4.2. Modular Dynamics Tester (MDT)

Le MDT est représenté par un ensemble de modules d'où son nom (modular). Cet outil peut être reconfiguré et assemblé sur site selon les besoins d'acquisitions. Ces modules peuvent être aussi utilisés indépendamment selon le ou les besoins.

Dans le principe, les mesures sont faciles et exécutées à l'aide d'un testeur flaire qui nécessite une perturbation du régime de pression dans le réservoir permettant le retrait d'une petite quantité du fluide. L'enregistrement continu de la pression en fonction de la profondeur permet d'établir ainsi des profils (figure II.10).

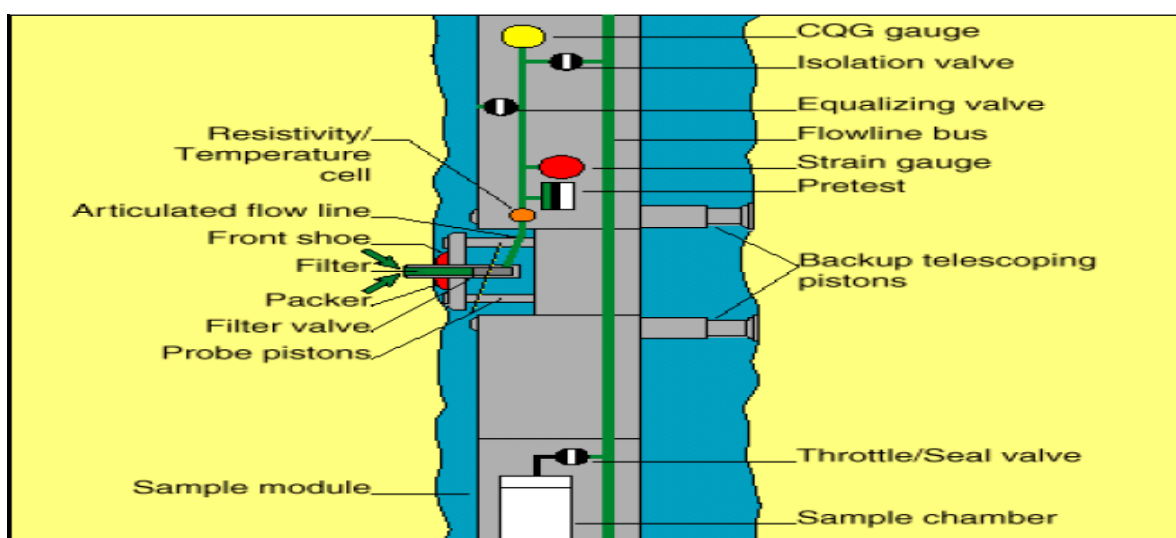


Fig II.10: Schéma détaillé de l'outil MDT (Meunier, 2010).

### **II.2.4.3. Module dual-packer**

Le Module Dual Packer (Modular Formation Dynamic Tester) est constitué de deux éléments de packers gonflables pour assurer l'étanchéité contre les parois du trou de forage afin d'isoler un intervalle, améliorant ainsi l'efficacité de la mesure de pression et de l'échantillonnage du fluide dans des formations laminées, fracturées ou à faible perméabilité. Des packers à hautes performances sont utilisés pour élargir l'enveloppe d'opération du MDT.



**Fig II.11. Module dual-packer (Meunier, 2010).**

#### **✓ Applications**

Echantillonnage et analyse des fluides.

Mesure de la pression des formations et estimation du gradient en fonction de la profondeur.

Détermination de la mobilité, viscosité et de l'anisotropie.

Identification des contacts entre fluides.

### **II.3. Résultats de l'approche pétrophysique**

Cette étude constitue beaucoup plus une synthèse qui permettra de mieux comprendre l'évolution à l'échelle régionale des différents réservoirs et la distribution de leurs caractéristiques pétrophysiques fondamentales (porosité, perméabilité, saturation) en utilisant l'ensemble des résultats obtenus à partir des différentes méthodes d'investigation, afin de dégager les zones potentielles en hydrocarbures au sein du bassin de l'Ahnet.

La combinaison des données de différentes diagraphies, des mesures pétrophysiques sur carotte et des résultats de tests nous ont permis de dégager et d'apprécier l'extension des niveaux gréseux et de définir ainsi les caractéristiques pétrophysiques pour chaque formation. Les résultats sont présentés sous forme de tableaux et de cartes en courbes isovaleurs des divers paramètres étudiés.

### II.3.1. Description des caractéristiques réservoirs

#### II.3.1.a Analyse des diagraphies (Analyse quantitative)

Cette analyse a pour but d'évaluer les caractéristiques pétrophysiques et de déterminer la nature des fluides contenus dans les réservoirs du Dévonien inférieur. Pour ce faire, nous avons utilisé un certain nombre de formules que nous résumons ci-dessous :

$$GR_{Cutoff} = (GR_{Max} - GR_{Min}) \times V_{SHCutoff} + GR_{Min}$$

$$V_{SH(Formation)} = (GR_{Lu} - GR_{Min}) / (GR_{Max} - GR_{Min})$$

**Calcul des porosités:**

$$\phi_s = \Delta t_{lu} - \Delta t_{matrice} / \Delta t_{fl} - \Delta t_{matrice}$$

$$\Delta t_{fluide} = 189 \mu s/ft$$

$\Delta t_{matrice}$  : calculé à partir des pointés Résistivité en fonction de  $\Delta t$ .

$$\phi_{sc} = \phi_{s lu} - \phi_{s sh} \times V_{sh}$$

$$\phi_{ssh} = \Delta t_{sh} - \Delta t_{matrice} / \Delta t_{fl} - \Delta t_{matrice}$$

$$\Delta t_{sh} = \Delta t_{max}$$

$\phi_n$  : Porosité donnée directement par les diagraphies du neutron.

$$\phi_{nc} = \phi_{n lu} - \phi_{n sh} \times V_{sh}$$

$\phi_{n sh}$  : Porosité neutron en face des argiles.

$$\phi_D = \rho b_{lu} - \rho b_{matrice} / \rho b_{fl} - \rho b_{matrice}, \quad \text{avec } \rho b_{fl} = 1.1.$$

$\rho b_{matrice}$  : Calculé à partir des pointés Résistivité en fonction de densité.

$$\phi_{dc} = \phi_{D lu} - \phi_{D sh} \times V_{sh}$$

$$\phi_{D sh} = \rho b_{sh} - \rho b_{matrice} / \rho b_{fl} - \rho b_{matrice}$$

**Calcul des saturations:**  $(S_w)^n = F \frac{R_w}{R_t}$ , Avec  $R_t$  : Résistivité de la formation.

$R_w$  : Résistivité de l'eau de formation : estimé à partir de la salinité régionale (g/l), et la température BHT (°c).

Facteur de formation  $F_r = a/\phi^m$ , Avec  $m$  (facteur de cimentation) = 1 et  $a$  (coefficient de tortuosité)=2.

$F = 1/\phi^2$  : Formule de Humble dans le cas des roches consolidées

Les résultats de l'interprétation des différentes diagraphies enregistrées dans le puits O<sub>3</sub> sont présentés dans les tableaux II.1 et II.2 et II.3 suivants.

### Réservoir Gédinnien

Gamma Ray Max (API)	Gamma Ray Min (API)	Gamma Ray Cuttof (API)	$\Delta t$ sh ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	$\Delta t$ matrice ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	$\phi_s$ sh (%)	$\rho_{sh}$ (g/cc)	$\rho$ Matrice (g/cc)	$\phi_N$ sh (%)	$\phi_D$ sh (%)	Salinité (g/l)	BHT (°c)	RW $\Omega_m$
160	29,51	81	77,71	54,5	17	2,69	2,65	30	2	135	78	0,034

Intervalle (m)		Gamma Ray	VSH	Dt	$\phi_s$	$\phi_{sc}$	$\phi_N$	$\phi_{Nc}$	$\rho_b$	$\phi_D$	$\phi_{Dc}$	RT	Sw	OBS
Toit	Mur	(API)	(%)	( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )	(%)	(%)	(%)	(%)	(g/cc)	(%)	(%)	( $\Omega.m$ )	(%)	
868,1	870,8	70,7	31	56,8	3,5	1,77	5	-	2,61	2,7	2,08	209,5	-	Argileux
874,8	876,5	63,3	26	62,9	5,5	1,25	9	1,2	2,57	7,8	7,28	9,0	-	Compact
877,8	878,1	72,7	32	60,6	4	1,44	8	-	2,63	2	1,36	60,4	-	Argileux
880,3	881,8	71,7	31	62,3	5,5	0,23	8	-	2,63	2	1,38	44,8	-	Argileux
882,7	883,3	51,6	15,5	60,0	3,5	0,86	5	0,5	2,59	4	3,69	68,1	-	Compact
898,6	900,1	50,0	15	59,9	3,5	0,95	6	1,5	2,59	4	3,7	57,4	-	Compact
930,0	930,3	80,7	38	65,1	8	1,54	13	-	2,56	8	7,24	8,9	-	Argileux
940,9	941,2	67,8	28	59,3	3,5	1,26	7	1,4	2,64	1	0,44	56,3	-	Compact
942,4	944,3	29,5	0,5	61,5	4,5	4	5	4,75	2,58	4,5	4,49	74,4	55	Aquifère
944,8	945,9	46,5	12,5	62,6	5,6	3,48	7	5,5	2,61	3	2,75	43,8	79	Aquifère
948,0	951,3	35,7	4,5	60,4	4	3,5	6	5,2	2,57	7,8	7,71	71,2	65	Aquifère
952,8	954,0	42,1	10	60,6	4	2,3	6	3	2,59	4	3,8	62,0	-	Compact

### Réservoir Siegénien

<b>Gamma Ray Max (API)</b>	<b>Gamma Ray Min (API)</b>	<b>Gamma Ray Cutoff (API)</b>	<b><math>\Delta t</math> sh (<math>\mu\text{s}/\text{ft}</math>)</b>	<b><math>\Delta t</math> matrice (<math>\mu\text{s}/\text{ft}</math>)</b>	<b><math>\phi_s</math> sh (%)</b>	<b><math>\rho_{sh}</math> (g/cc)</b>	<b><math>\rho</math> Matrice (g/cc)</b>	<b><math>\phi_N</math> sh (%)</b>	<b><math>\phi_D</math> sh (%)</b>	<b>Salinité (g/l)</b>	<b>BHT (<math>^{\circ}\text{C}</math>)</b>	<b>RW <math>\Omega_m</math></b>
149,18	30,55	78	52,5	85	24	2,63	2,64	25	0,6	135	78	0,034

<b>Intervale (m)</b>		<b>Gamma Ray (ApI)</b>	<b>VSH (%)</b>	<b>Dt (<math>\mu\text{s}/\text{ft}</math>)</b>	<b><math>\phi_s</math> (%)</b>	<b><math>\phi_{sc}</math> (%)</b>	<b><math>\phi_N</math> (%)</b>	<b><math>\phi_{Nc}</math> (%)</b>	<b><math>\rho^b</math> (g/cc)</b>	<b><math>\phi_D</math> (%)</b>	<b><math>\phi_{Dc}</math> (%)</b>	<b>RT (Ohm,m)</b>	<b>Sw (%)</b>	<b>OBS</b>
<b>Toit</b>	<b>Mur</b>													
756,2	757,1	49,2	16	81,6	21,5	17,66	24	20	2,37	19,5	19,4	1,47	90	<b>Aquifère</b>
760,5	760,8	54,4	20	65,7	9,5	4,7	17	12	2,64	-	-	8,83	100	<b>Aquifère</b>
768,4	768,7	71,9	34	60,9	6	2,16	7	1,5	2,64	-	-	22,41	-	<b>Argileux</b>
772,1	772,4	70,1	33,5	60,4	6	2,04	8	0,4	2,62	1	0,8	64,29	-	<b>Argileux</b>
776,0	776,3	76,6	38	59,6	5	4,12	6	3,5	2,64	-	-	62,08	55	<b>Argileux</b>
788,2	793,2	60,0	24,5	61,9	6,5	0,62	7	0,9	2,55	6	5,85	48,97	-	<b>Compact</b>
796,1	798,4	48,6	15	59,9	5	1,4	5	1,25	2,58	3,5	3,41	82,58	-	<b>Compact</b>
810,8	830,8	30,6	0	57,9	3,5	2,5	2	2	2,56	4,5	4,5	109,28	-	<b>Compact</b>
832,1	847,4	34,7	4	57,2	3,5	2,54	3	2	2,56	4,5	4,8	66,28	-	<b>Compact</b>
852,2	856,2	34,0	3	59,9	5	4,5	4	3,25	2,52	8	7,9	66,22	52	<b>Aquifère</b>
857,7	858,0	65,9	29	60,0	6	0,96	6	1,25	2,59	3	2,8	84,87	-	<b>Compact</b>
859,0	862,6	48,6	15	57,9	3,5	0,1	5	1,25	2,56	4,5	4,41	77,85	-	<b>Compact</b>

**Tableau II.2. Lecture des diagaphies du puits O3.**

### Réservoir Emsien

Gamma Ray Max (API)	Gamma Ray Min (API)	Gamma Ray Cutt of (API)	$\Delta t_{sh}$ ( $\mu s/ft$ )	$\Delta t_{matric}$ ( $\mu s/ft$ )	$\phi_{sh}$ (%)	$\rho_{sh}$ (g/cc)	$\rho_{Matrice}$ (g/cc)	$\phi_N$ sh (%)	$\phi_D$ sh (%)	Salinité (g/l)	BHT ( $^{\circ}C$ )	RW $\Omega m$
151,18	29,76	78	83,62	55	21	2,6	2,63	25	2	135	78	0,034

Intervalle (m)		Gamma Ray (Api)	VSH (%)	Dt ( $\mu s/ft$ )	$\phi_s$ (%)	$\phi_{sc}$ (%)	$\phi_N$ (%)	$\phi_{Nc}$ (%)	$\rho_b$ (g/cc)	$\phi_D$ (%)	$\phi_{Dc}$ (%)	RT (Ohm,m)	Sw (%)	OBS
Toit	Mur													
690,1	694,3	44,4	11	69,6	11	8,7	18	15	2,5	9	8,8	2,9	100	Aquifère
696,2	697,1	43,8	10,5	61,2	5	2,8	5	3	2,62	1	0,8	40,18	-	Compact
700,1	702,6	49,7	15	64,9	7,5	4,4	14	11	2,67	0,02		9,04	100	Aquifère
720,6	725,1	32,6	2	72,6	13,5	13,1	14	13	2,4	16	16,0	1,16	100	Aquifère
726,3	728,8	59,7	23	62,7	6	1,7	8	3	2,62	1	0,5	21,79	-	Compact

**Tableau II.3. Lecture des diagraphies du puits O3.**

### **II.3.1.b. Interprétation des résultats**

#### **❖ Le puits O3**

L'interprétation des données relatives au réservoir Gédinnien montre des paramètres pétrophysiques médiocres, en particulier une porosité moyenne de l'ordre de 0 à 5% et une saturation en eau variant de 55 à 80%. Enfin, l'ensemble des bancs gréseux sont argileux, compacts et/ou aquifères.

Les grés du Siegénien sont aquifères ou compacts, avec quelques intervalles argileux: ils ne présentent pratiquement aucun intérêt pétrolier.

Par ailleurs, l'interprétation des diagraphies montre que le réservoir Emsien ne présente aucun intérêt pétrolier, état de nature aquifère dans sa totalité avec des intervalles compacts.

#### **Conclusion**

Les résultats obtenus par l'interprétation des diagraphies dans le puits O3, ne montrent pratiquement aucun intérêt pétrolier pour les réservoirs du Dévonien inférieur (Gédinnien, Siegénien et Emsien). De ce fait, aucun test de formation n'a été recommandé et le puits est abandonné définitivement.

## PUITS O-3

### Formation : Gédinnien

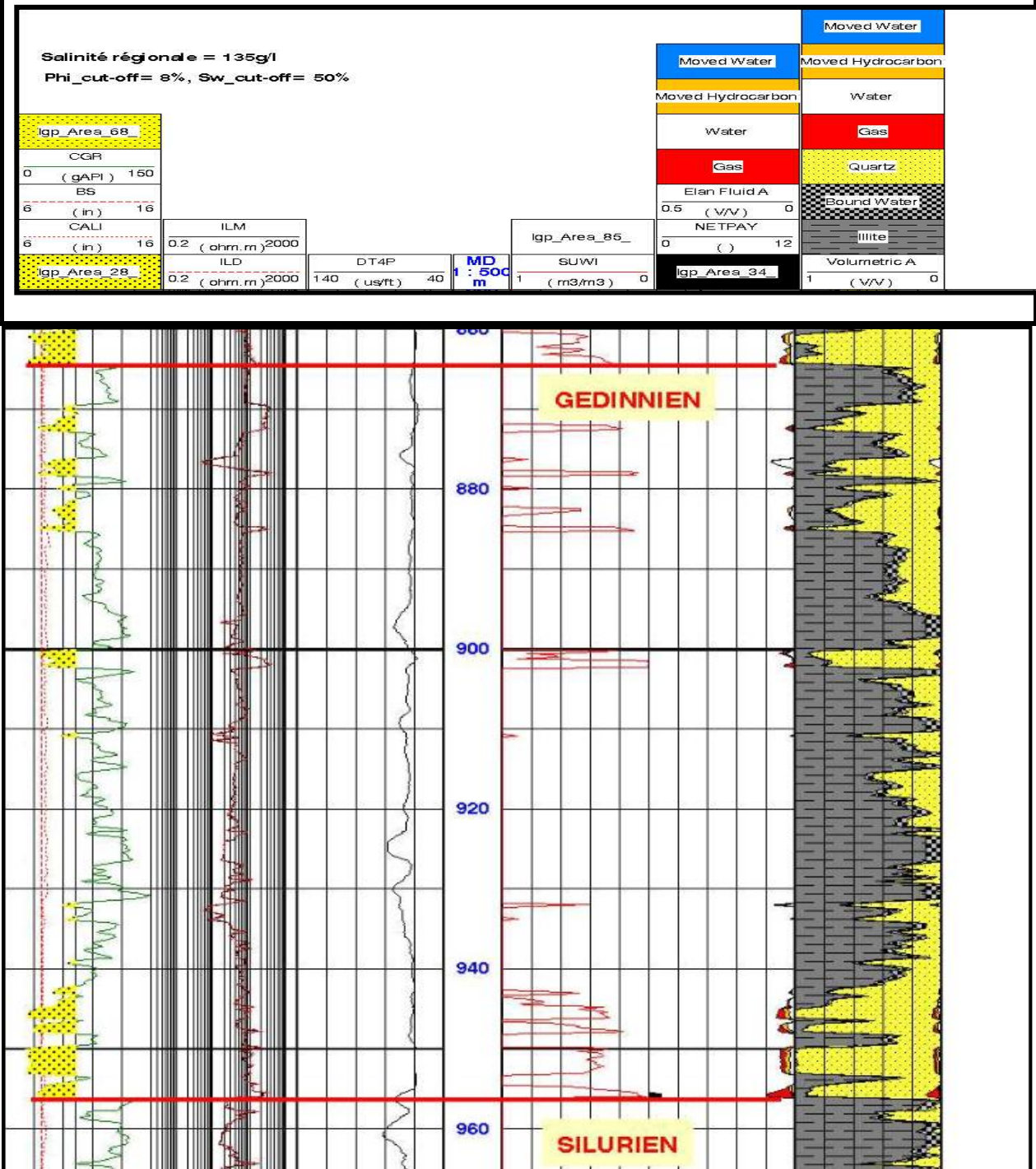


Fig II.12. Elan du Gédinnien dans le puits O3 (SONATRACH, 06/07/2009).



## Puits O-3

### Formation: Emsien

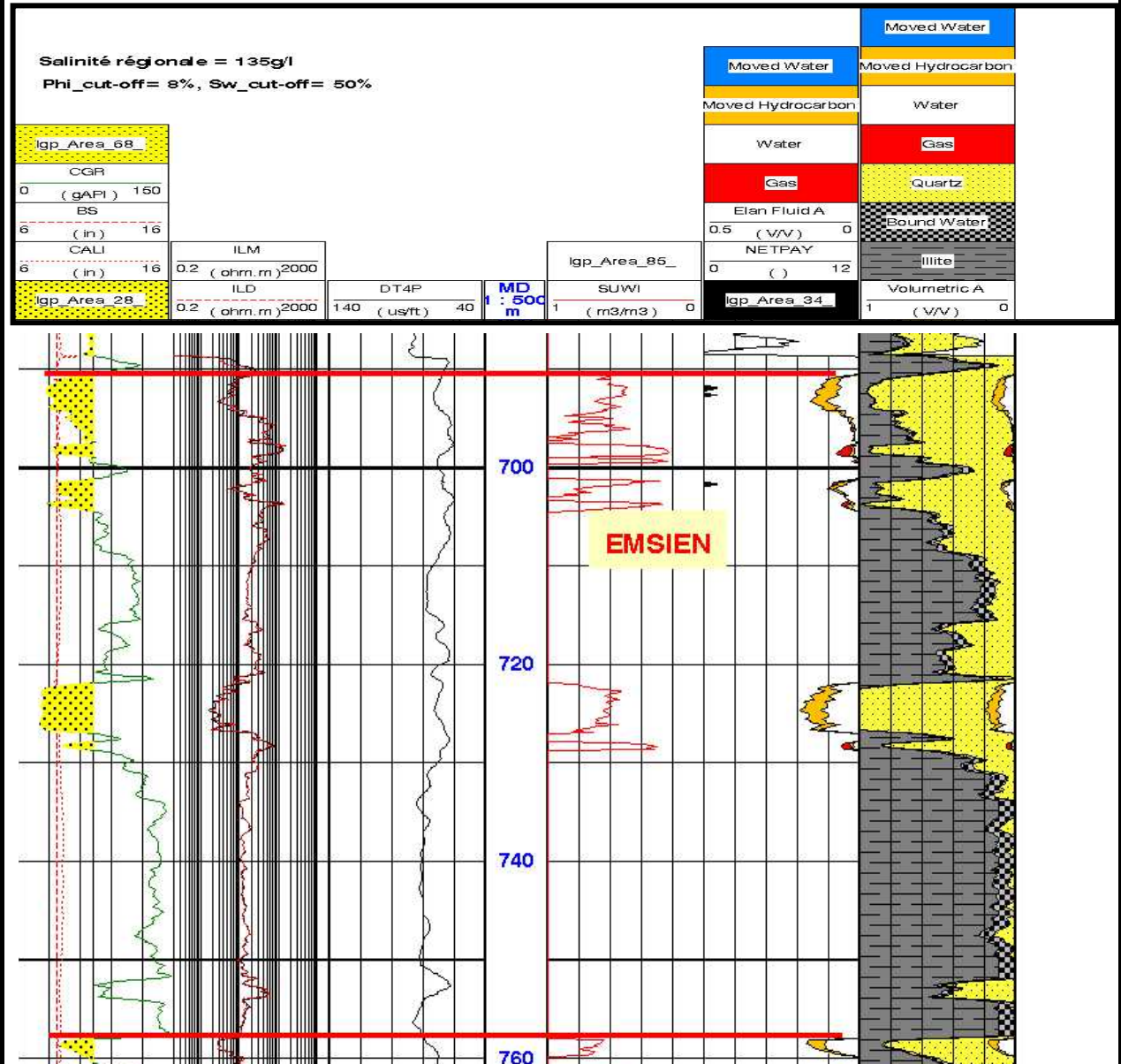


Fig II.14. Elan de l'Emsien dans le puits O3 (SONATRACH, 06/07/2009).

L'interprétation des diagraphies enregistrées dans le puits HT-1 nous a conduits aux résultats mentionnés dans les tableaux II.4, II.5, et II.6 suivants:

<b>GR min</b>	<b>GR max</b>	<b>GR Cutto f</b>	<b>DT sh (<math>\mu</math>s /ft)</b>	<b>DT Matric e (<math>\mu</math>s /ft)</b>	<b><math>\phi</math>Ssh %</b>	<b><math>\rho</math>b matric e g/cc</b>	<b><math>\phi</math>Nsh %</b>	<b><math>\phi</math>Dsh %</b>	<b>Salinité g /l</b>	<b>BH T °C</b>	<b>RW <math>\Omega</math>m</b>
<b>37.04</b>	<b>194.41</b>	<b>101</b>	<b>87.15</b>	<b>52.5</b>	<b>25</b>	<b>2.64</b>	<b>31</b>	<b>2.76</b>	<b>135</b>	<b>72</b>	<b>0.034</b>

### Gédinnien

<b>Intervalle Toit /mur</b>	<b>GR (ApI)</b>	<b>Vsh (%)</b>	<b>Dt (<math>\mu</math>s /ft)</b>	<b><math>\phi</math>(S) %</b>	<b><math>\phi</math>(Sc) %</b>	<b><math>\phi</math>(N) %</b>	<b><math>\phi</math>(Nc) %</b>	<b><math>\rho</math>b g/cc</b>	<b><math>\phi</math>(D) %</b>	<b><math>\phi</math>Dc %</b>	<b>Rt ohm,m</b>	<b>Sw %</b>	<b>Type du réservoir</b>
<b>698.9-701</b>	<b>61.21</b>	<b>14.7</b>	<b>57.87</b>	<b>3.7</b>	<b>0.03</b>	<b>5</b>	<b>0.4</b>	<b>2.6</b>	<b>1.1</b>	<b>0.69</b>	<b>82.81</b>	<b>-</b>	<b>Compact</b>
<b>703.3-710.3</b>	<b>55.84</b>	<b>11.5</b>	<b>76.63</b>	<b>15</b>	<b>12.1</b>	<b>13</b>	<b>9.4</b>	<b>2.49</b>	<b>9.1</b>	<b>8.78</b>	<b>2.05</b>	<b>100</b>	<b>Aquifère</b>
<b>711.6-714.8</b>	<b>61.65</b>	<b>14.9</b>	<b>70.66</b>	<b>11.2</b>	<b>7.48</b>	<b>8</b>	<b>3.4</b>	<b>2.48</b>	<b>9.7</b>	<b>9.29</b>	<b>1.86</b>	<b>100</b>	<b>Aquifère</b>
<b>731-731.8</b>	<b>95.77</b>	<b>36.5</b>	<b>71.68</b>	<b>12.1</b>	<b>2.98</b>	<b>22</b>	<b>0.7</b>	<b>2.37</b>	<b>17.3</b>	<b>16.3</b>	<b>3.84</b>	<b>-</b>	<b>Argileux</b>

**Tableau II.4. Lecture des diagraphies des réservoirs du puits HT1.**

## Siegénien

Intervalle Toit /mur	GR (Api)	Vsh (%)	Dt ( $\mu$ s /ft)	$\phi$ (S) %	$\phi$ (Sc) %	$\phi$ (N) %	$\phi$ (Nc) %	$\rho$ b g/cc	$\phi$ (D) %	$\phi$ (Dc) %	Rt Ohm,m	Sw %	Type du réservoir
570.4-576.1	83.62	29	63.11	7.5	0.25	11	69	2.63	0.8	-	22.23	-	Compact
581.4-585.3	66.22	17.5	79.96	19.9	15.53	22	17	2.53	7.7	7.2	4	38	Hydrocarbure
586.6-588.4	66.23	18	64.48	9.1	4.6	13	7	2.59	3.4	2.9	100	31	Hydrocarbure
590.1-591.4	71.75	20.5	58.44	4.1	1.03	5	1.4	2.61	2	1.43	109.4	-	Compact
592.7-594	62.20	15	60.35	5.5	1.75	5	0.4	2.63	0.8	0.39	61.21	-	Compact
599.2-604	94.82	35.5	61.67	7.8	1.08	6	5	2.57	5	4.02	32.30	-	Argileux
623-626.2	72.55	21.5	61.74	6.2	0.83	6	0.7	2.55	4.6	4.01	49.22	-	Compact
631.8-650.2	60.72	14.5	61.03	6	2.38	5	0.5	2.54	5.2	4.8	25.82	-	Compact
651-667.7	55.18	11	59.29	5	2.25	4	0.6	2.54	5.2	4.9	18.89	-	Compact
669-672	54.44	10.5	56	2.6	0.03	5	1.7	2.54	5.2	4.9	20.72	-	Compact
673.4-685.6	43.55	3.5	55.55	2	1.13	3	1.9	2.56	3.7	3.6	39.61	-	Compact

Tableau II.5. Lecture des diagraphies des réservoirs du puits HT1.

**Emsien**

<b>Intervalle Toit /Mur</b>	<b>GR (Api)</b>	<b>Vsh (%)</b>	<b>Dt µs /ft</b>	<b>φ(S) %</b>	<b>φ(Sc) %</b>	<b>φ(N) %</b>	<b>φ(Nc) %</b>	<b>ρb g/cc</b>	<b>φD %</b>	<b>φDc %</b>	<b>Rt Ohm, m</b>	<b>Sw %</b>	<b>Type du RES</b>
515-518.1	60.61	14	76.89	17	13.5	20	15.66	2.46	13	12.3	2.33	100	Aquifère
519.1-520.8	37.77	1	63.07	7.7	7.45	9	8.69	2.52	7	6.97	4.39	100	Aquifère
523.7-524.9	70.57	23	62.21	7.2	1.45	8	0.87	2.62	1.2	0.57	34.71	-	Compact
526-526.4	76.55	24.5	63.75	7.8	1.68	10	2.41	2.64	0	0.68	26.19	-	Compact
527.1-527.7	73.37	22	61.91	6.5	1	9	2.18	2.67	0	0.61	36.68	-	Compact
543-544.2	37.48	0.5	57.75	4	3.88	3	2.85	2.58	4	3.99	107.35	45	HC
545.1-546	42.93	3	62.79	7.3	6.55	6	5.07	2.54	6.9	6.82	61.76	30	HC
546.7-548.8	57.34	12.5	62.38	7.25	4.13	5	1.13	2.53	7.6	7.52	60	48	HC

**Tableau II.6. Lecture des diagraphies des réservoirs du puits HT1.**

### **Le puits HT1**

L'interprétation des diagraphies établies sur le puits HT-1 dans les réservoirs du Dévonien montre que:

Dans le **Gédinnien**, les grès sont saturés en eau avec quelques intervalles compacts ou argileux.

Dans le **Siegénien**, les bancs gréseux présentent un intérêt pétrolier dans les intervalles **581.4-585.3 m** avec une bonne porosité et **586.6-588.4 m (8 m d'épaisseur)** avec une porosité moyenne, les saturations en eau sont d'ordre de 35 % environs.

Dans l'**Emsien**, les bancs gréseux de ce réservoir suscitent un intérêt pétrolier dans l'intervalle 543 à 549, soit une épaisseur 6 m, avec des porosités moyennes de l'ordre de 5% et une saturation de 40%, le reste est de nature aquifère ou compact.



# PUITS HT-1

## Formation :Siegénien

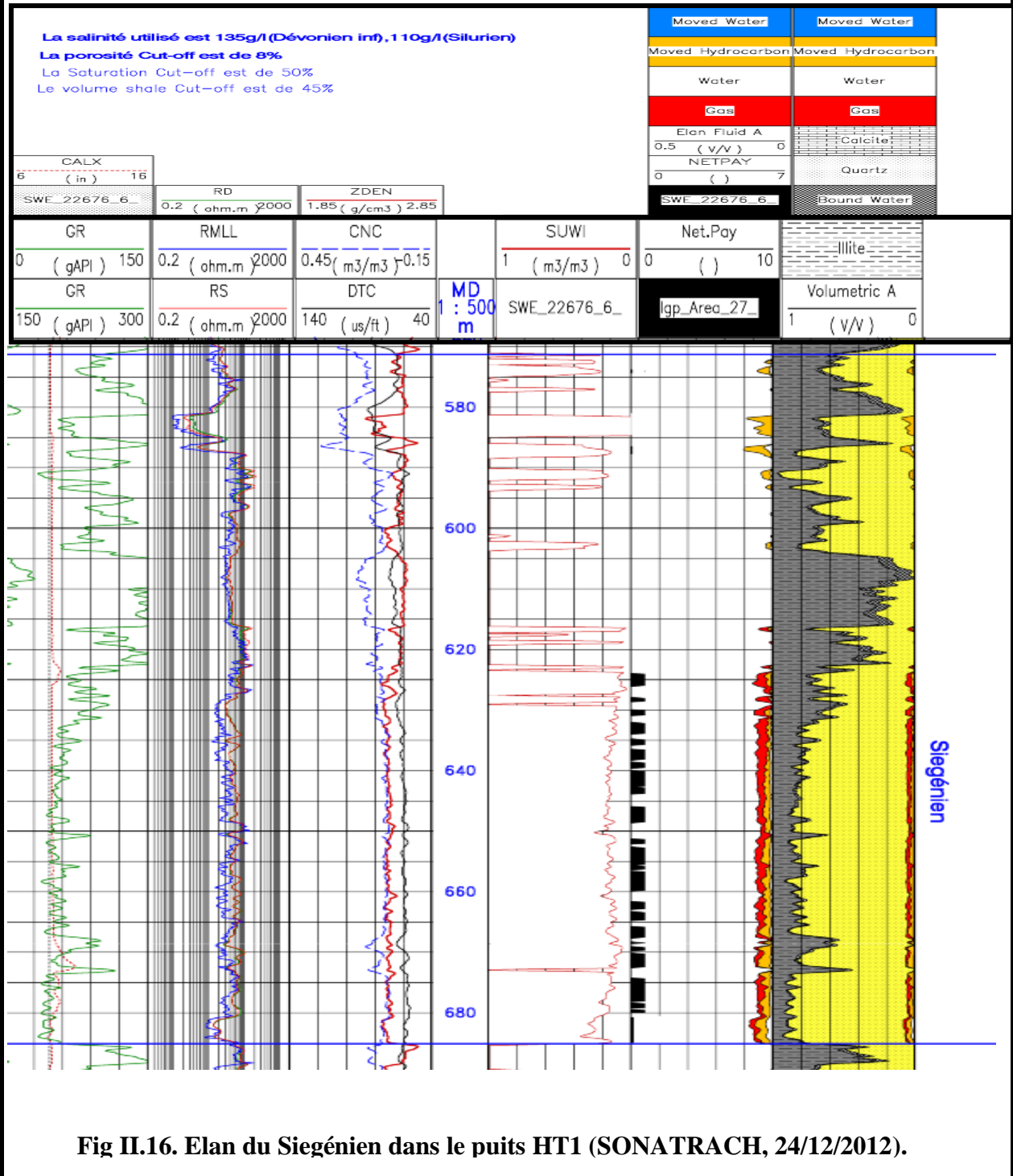
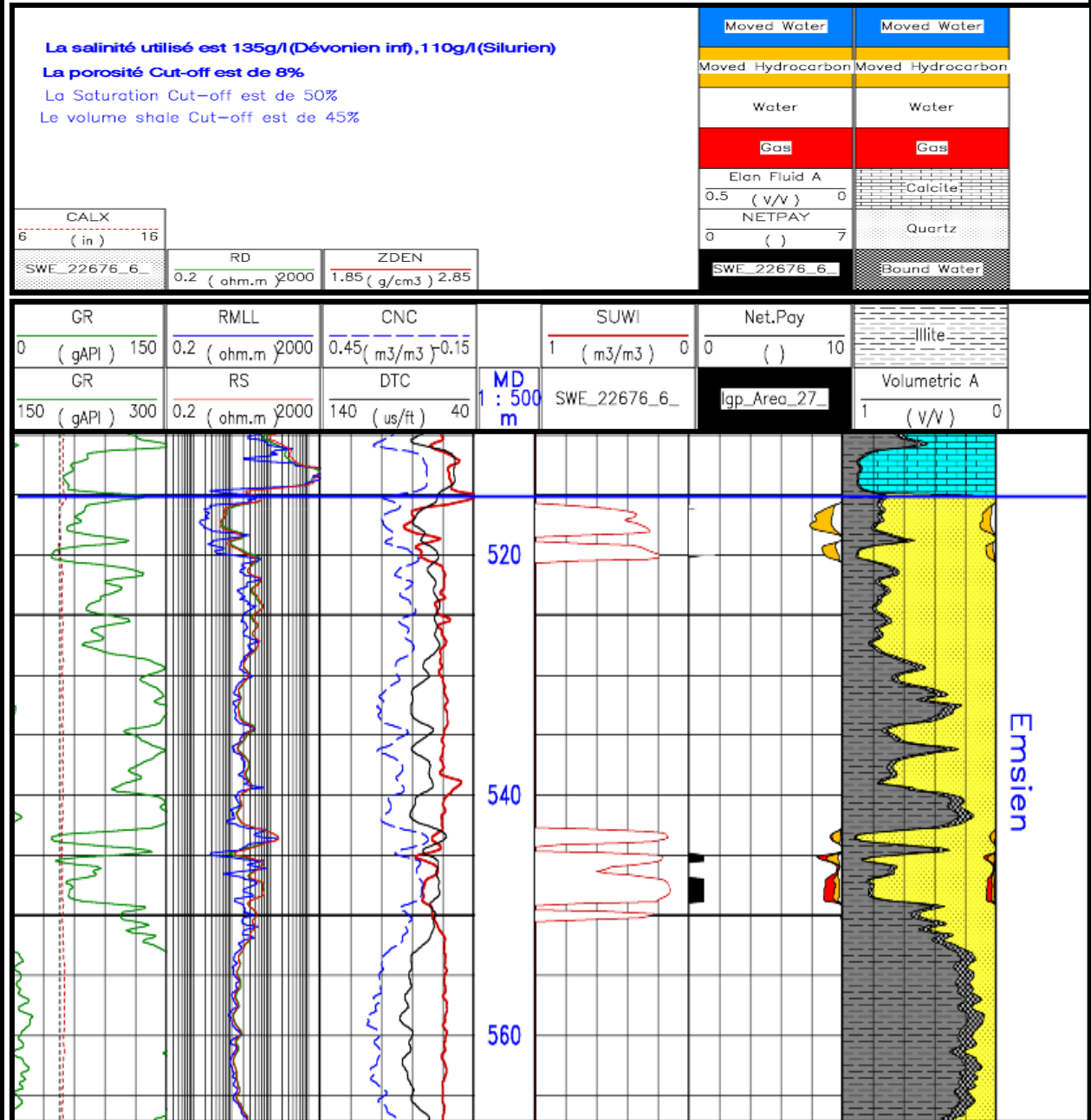


Fig II.16. Elan du Siegénien dans le puits HT1 (SONATRACH, 24/12/2012).

## PUITS HT-1

### Formation : Emsien



**Fig II.117. Elan de l'Emsien dans le puits HT1 (SONATRACH, 24/12/2012).**

## **II.4. Conclusion**

L'interprétation des diagraphies effectuées au devant des réservoirs du Dévonien inférieur (Emsien, Siegénien, Gédinnien) montre que le puits O3 ne présente aucun intérêt pétrolier, étant donné que les formations susceptibles d'être productives sont soit aquifères, compactes ou fortement argileuses.

Par contre, le puits HT1 montre un intérêt au devant du Siegénien et de l'Emsien.

Les grès sont dans leur majorité compacte avec une tendance à la présence d'hydrocarbures. De ce fait, ils nécessitent une amélioration de leurs caractéristiques pétrophysiques (porosité et perméabilité) avec la mise en œuvre d'une opération de fracturation hydraulique qui sera d'un apport majeur pour la production d'hydrocarbures dans ce réservoir.

Le Gédinnien est essentiellement aquifère et est donc sans intérêt pétrolier.

## **II.5. Résultats de l'étude qualitative des réservoirs du périmètre étudié**

### **II.5.1. Cross plot $\phi/K$**

Afin de nous permettre d'apprécier la qualité des réservoirs objet du présent travail, nous essaierons d'en établir une classification en fonction de leur nature lithologique et de leurs caractéristiques pétrophysiques en croisant notamment les données de porosité et de perméabilité sur un diagramme que l'on appelle techniquement un cross-plot  $\phi/K$ . C'est cette combinaison qui permet dans une première approche d'apprécier la qualité d'une formation réservoir.

Si la porosité  $\phi$  paraît être un bon indicateur du volume d'hydrocarbures que peut contenir une roche, la perméabilité  $K$  délivre une information sur la mobilité des fluides, facteur déterminant lors du processus d'exploitation.

Cependant il n'y a pas une relation quantitative directe entre la porosité et la perméabilité. On peut en effet avoir une forte porosité tout en ayant des pores isolés les uns des autres, empêchant donc toute circulation. Le facteur important n'est donc pas en soi-même la quantité de pores mais leurs tailles et leurs interconnexions. Dans le cas des tight gas réservoirs, les roches sont à la fois faiblement poreuses et peu perméables, même le gaz qui possède une faible viscosité se déplace difficilement. Pour exploiter ces gisements, il faut créer des zones plus perméables par fracturation, qui permettront aux hydrocarbures de circuler.

Les mesures pétrophysiques sur les carottes des puits O3, D1, HT1, nous ont permis de générer des diagrammes porosité-perméabilité ou cross plot  $\phi/K$ . Nous les reproduisons ci-après pour comprendre les variations de porosité et de perméabilité entre puits et établir par la suite d'éventuelles corrélations.

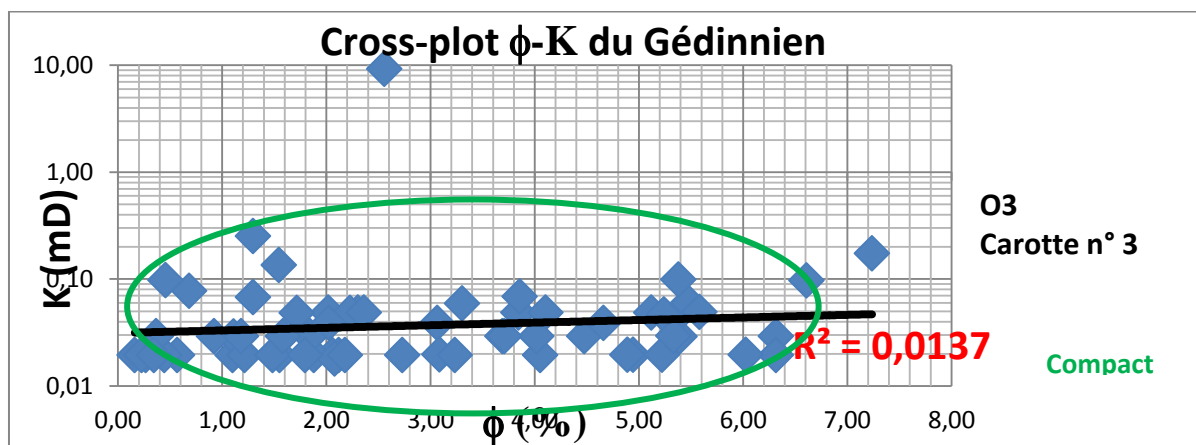


Fig II.18. Cross-plot Porosité/Perméabilité du Gédinnien du puits O3.

Le diagramme  $\phi/K$  montre que les paramètres pétrophysiques sont médiocres, les porosités ne dépassent pas les 6% et les perméabilités sont inférieures à 0.1mD, ce qui confirme le caractère compact du réservoir. Le coefficient  $R=0.013$  indique une lithologie très fine.

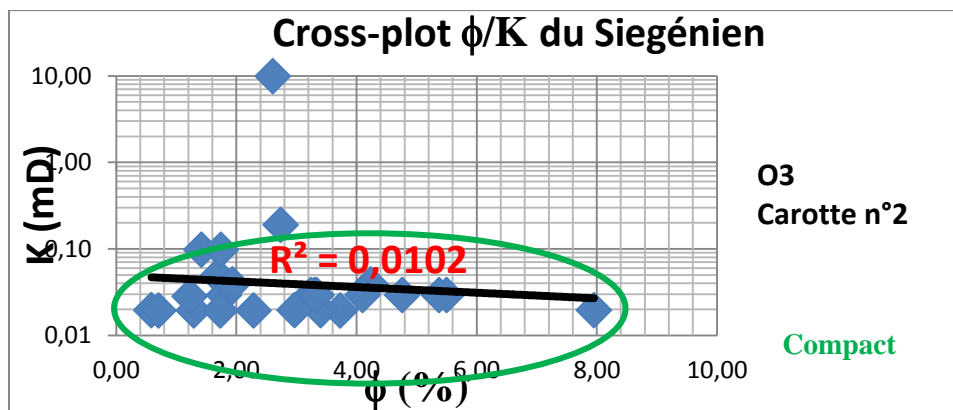


Fig II.19. Cross-plot Porosité/Perméabilité du Siegénien du puits O3.

Le Siegénien présente de faibles paramètres pétrophysiques avec des porosités qui ne dépassent pas les 6% et des perméabilités qui sont inférieures à 0.1 mD, ce caractère compact est confirmé par les diagraphies.

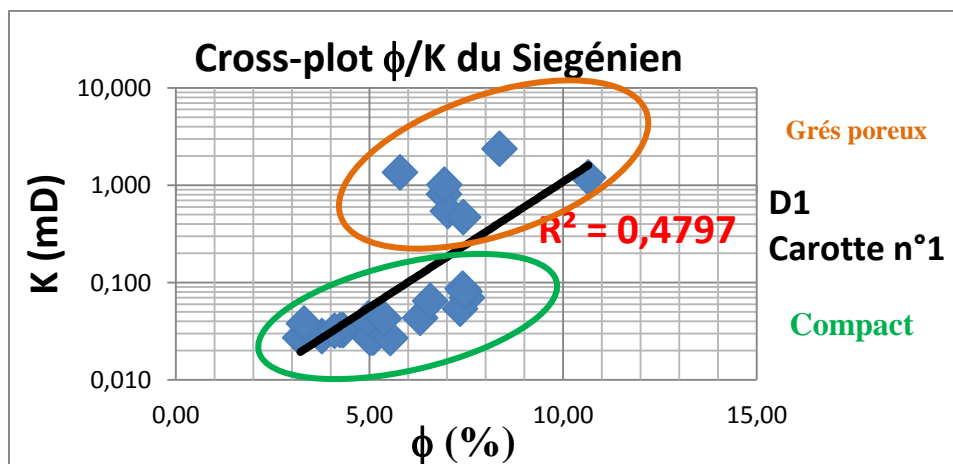


Fig II.20. Cross-plot Porosité/Perméabilité du Siegénien dans le puits D1.

Le cross-plot montre clairement deux domaines à caractéristiques pétrophysiques différentes :

Un premier domaine qui correspond à une partie compacte avec de faibles porosités qui ne dépassent pas les 8%, et des perméabilités inférieures à 0.1 mD que l'on peut rattacher à la nature même de la carotte prélevée devant les argiles. Un second domaine qui affiche une nette amélioration des paramètres pétrophysiques avec des porosités comprises entre 5 à 10% et des perméabilités supérieures à 1mD que l'on peut attribuer à la carotte extraite au devant des grès.

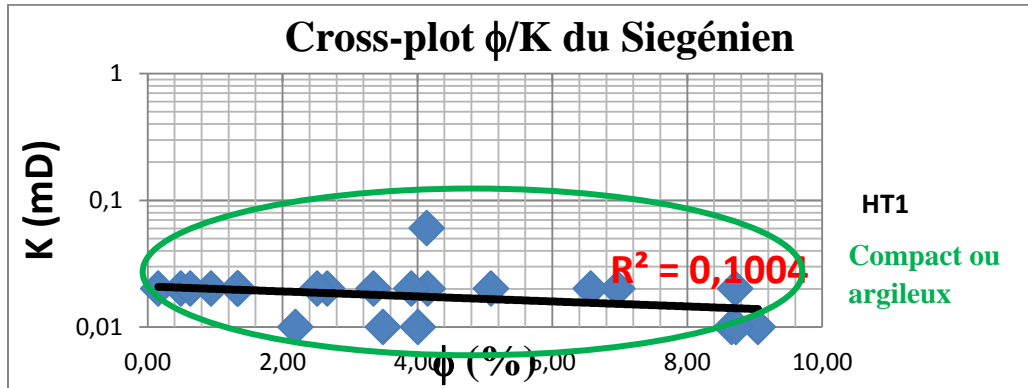


Fig II.21. Cross-plot Porosité/Perméabilité du Siegénien dans le puits HT1

La carotte montre des intervalles compacts et des porosités jusqu'à une valeur de 9% et des perméabilités très faibles de l'ordre de 0.02 mD, renvoyant ainsi ces résultats à la carotte prélevée au devant des bancs d'argiles.

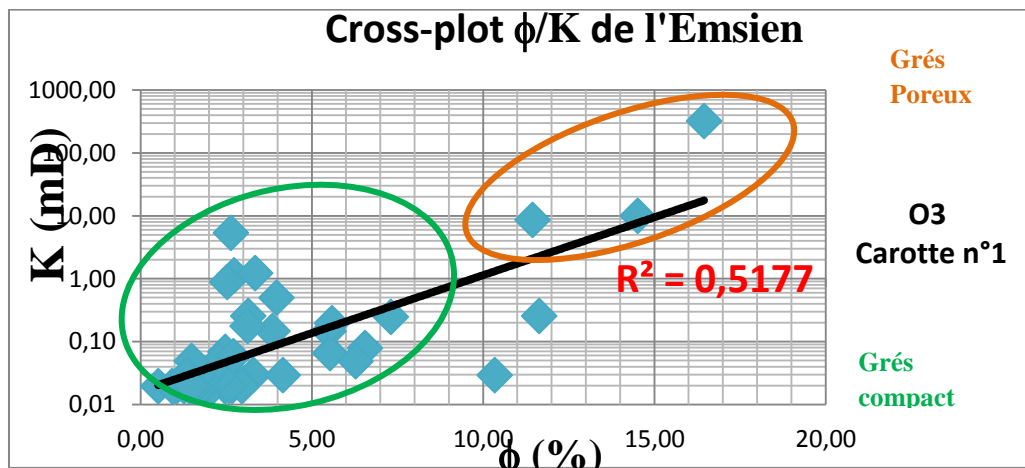
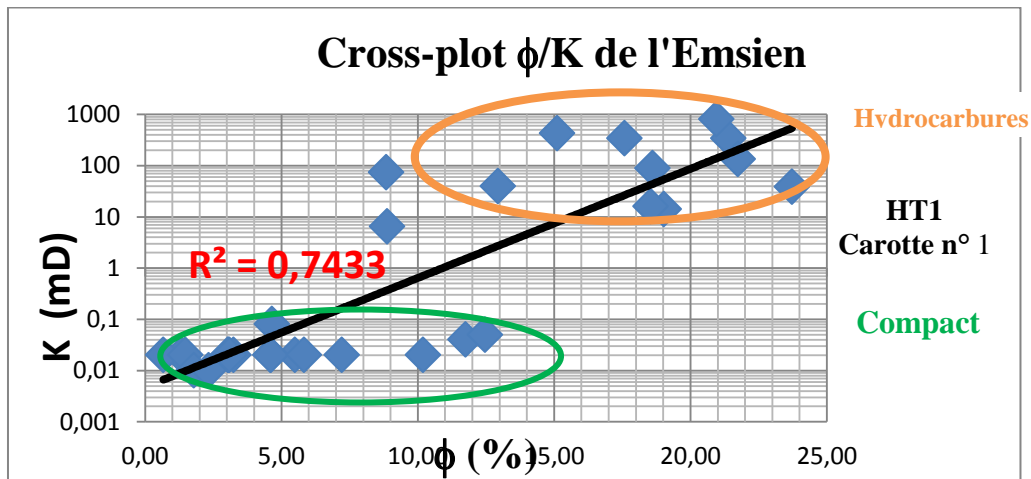


Fig II.22. Cross-plot Porosité/Perméabilité de l'Emsien dans le puits O3.

La majeure partie des points du diagramme laisse apparaître des caractéristiques pétrophysiques très faibles, hormis certains intervalles qui présentent des porosités allant jusqu'à 17% et perméabilité de 10 à 300mD. Ce type de résultats s'explique par le fait que la carotte est extraite au devant des compacts ou des argiles, ce qui est d'ailleurs corrélé par les enregistrements diagraphiques.



**Fig II.23. Cross-plot Porosité/Perméabilité de l'Emsien au puits HT1.**

Deux domaines d'individualisent clairement sur ce cross-plot. Un premier domaine correspondant à la partie sommitale de l'Emsien qui montre des paramètres pétrophysiques de bonne à très bonne qualité (porosités entre 10 et 25% et perméabilités de 10 à quelques centaines de mD). Un deuxième domaine montrent des caractéristiques pétrophysiques qui s'altèrent vers la partie basale de la carotte avec des valeurs de porosité de 0.5 à 13% et des perméabilités très médiocres entre 0.01 à 0.1 mD. Cette altération des propriétés pétrophysiques peut s'expliquer par l'importance du taux d'argilosité des composants de la carotte.

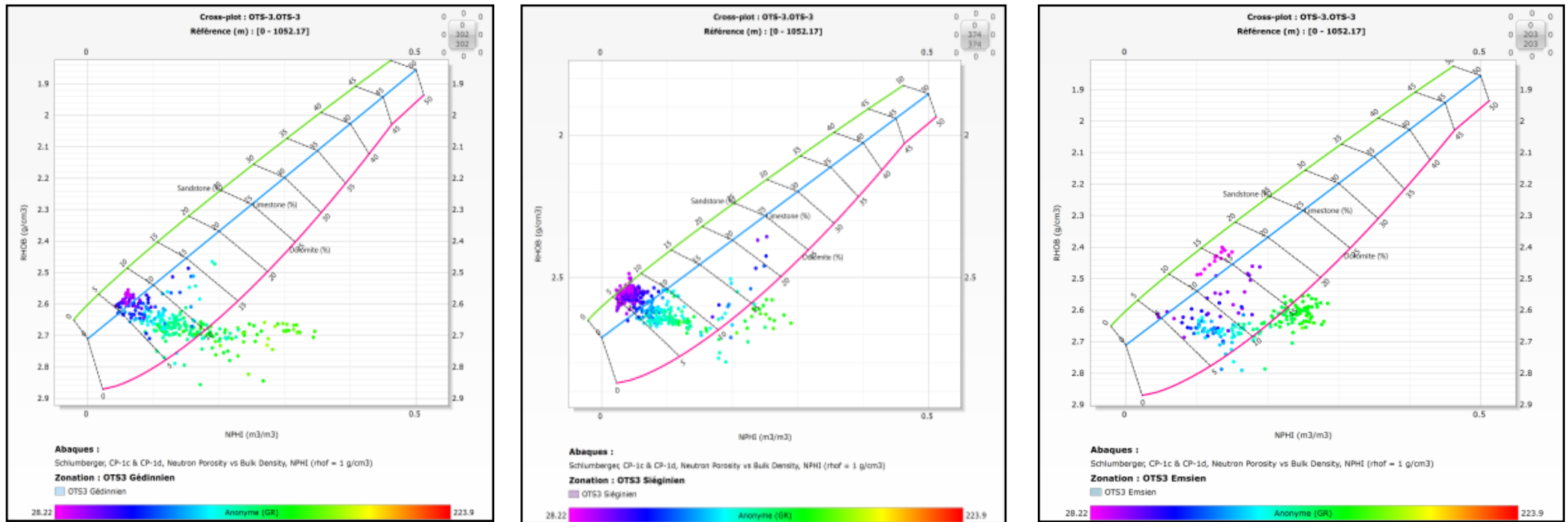
### **II.5.2. Cross-plot Nphi/Rhobi**

Ce type de diagrammes qui représentent le croisement des valeurs de Porosité neutrons (Nphi) avec Courbe de densité des formations (Rhobi), sert à la classification de la nature lithologique des réservoirs à l'aide de l'application Tech Log : Logiciel d'interprétation des diagraphies mis en application à partir de 2016.

{L'échelle de ces cross plot est en 3D, Les couleurs reflètent les pointés représentés au niveau des cross plots dans les figures ci-dessous. Elles sont en fonction de la radioactivité, (Faible, à forte)}.

La mise au point de ce travail a été faite suivant une répartition régionale des paramètres pétrophysiques dans le périmètre de Tidikelt à partir des données des puits G1, T3, HT1, HT2, W1, W2, O2, O3, M2, D3. Il en ressort différents résultats sur les natures lithologiques rencontrées dans l'intervalle du Dévonien inférieur.

**Partie B: Approche Sédimentologique et pétrophysique**  
**Chapitre B.II: Approche pétrophysique**



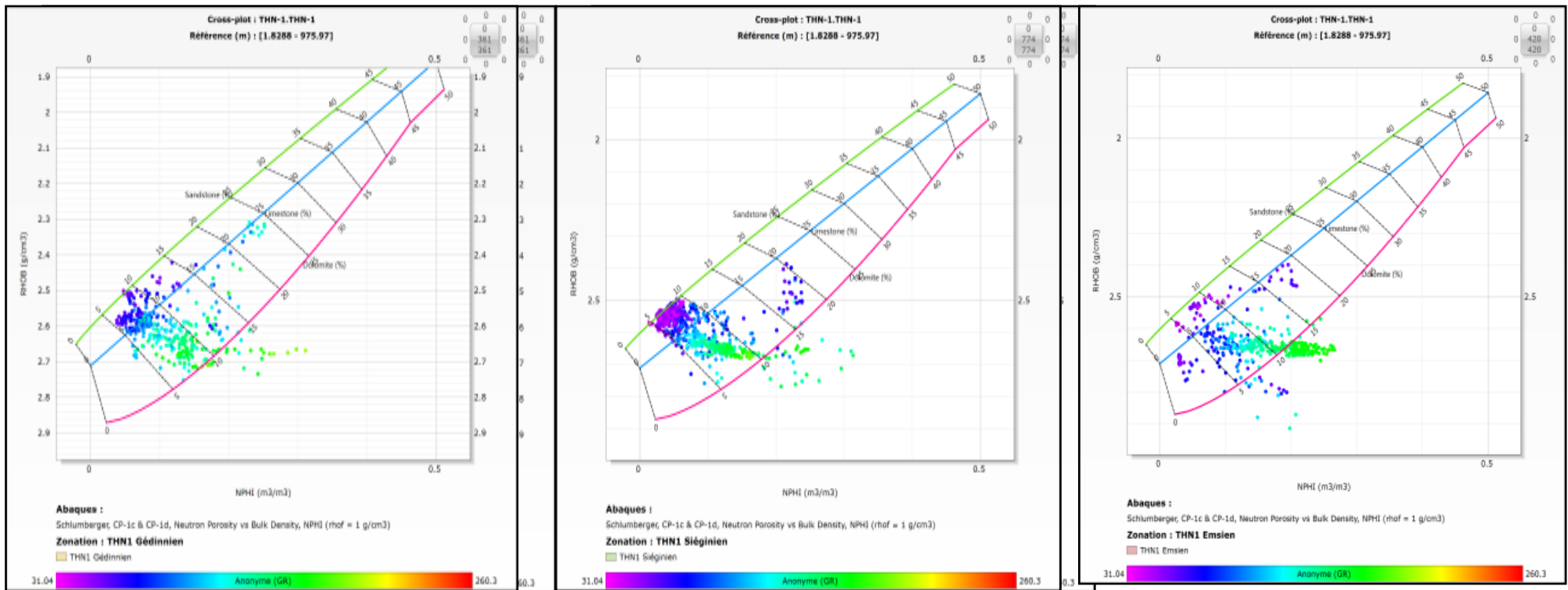
**Fig II.24. Cross-plot Nphi/Rhobi du Gédinnien, Siegénien et de l’Emsien de la zone Ouest au puits O3 dans le périmètre de Tidikelt.**

Le pointé Nphi/Rhobiau devant du réservoir Emsien dans le puits O3montre que la majorité des bancs sont argileux ou compacts,

Au Siegénien, le réservoir décline des paramètres pétrophysiques faibles.

Les grés du Gédinnien sont argileux.

**Partie B: Approche Sédimentologique et pétrophysique**  
**Chapitre B.II: Approche pétrophysique**



**Fig II.25. Cross-plot Nphi/Rhobi du Gédinnien, Siégénien, et de l'Emsien de la zone Nord dans le puits HT1 dans le périmètre de Tidikelt.**

Le Gédinnien et le Siégénien de la partie Nord montre des bancs gréseux importants, ayant des porosités faibles à moyennes, variant entre 5 et 10%, et montre aussi des bancs argileux. Pour l'Emsien nous avons des bancs gréseux affectée par l'argilosité, et d'autres à hydrocarbures avec des porosités qui varient de 5 à 10%.

## **II.6. Conclusion**

L'interprétation des diagraphies effectuées au devant des réservoirs du Dévonien inférieur (Emsien, Siegénien, Gédinnien) dans le périmètre de Tidikelt met en évidence deux faciès pétrophysiques :

L'un est poreux, (Le puits Ht1 dans l'Emsien (6 m d'épaisseur) et dans le Siegénien (une épaisseur de 8 m avec des porosités moyennes à bonnes.

L'autre est compact ou «Tight réservoir»: Les puits HT1 au Siegénien, O3 au Gédinnien et au Siegénien, dans ce cas les porosités sont médiocres.

Les réservoirs traversés sont dans, leur majorité, compacts mais ont la faculté de produire en ayant recours à la fracturation hydraulique qui est considérée actuellement comme l'une des solutions pour des réservoirs non conventionnels.

L'opération de fracturation hydraulique est une technique de stimulation très efficace dans l'industrie pétrolière et constitue ces dernières années un outil indispensable pour améliorer la qualité des réservoirs notamment ceux qui sont de nature compacte (cas du Siegénien du puits HT1).

## Conclusion Générale

L'étude des carottes a permis de dégager un environnement de dépôt allant du milieu estuaro-tidal à un environnement deltaïque, des dépôts des barres tidales gréseuses très propres avec des épaisseurs plus au moins développées, Ces dépôts détritiques, sont constitués des grès fins à très fins, silteux, argileux, parfois très propres.

La corrélation lithostratigraphique met en évidence une variation latérale et verticale des épaisseurs des formations, elles se biseautent vers le Sud-est, et se rétrécissent vers l'Est et vers le Nord-est, néanmoins, l'épaisseur de ces formations augmente vers le Nord-ouest et vers l'Ouest.

L'interprétation des diagraphies effectuées au devant des réservoirs du Dévonien inférieur (Emsien, Siegénien, Gédinnien) dans le périmètre de Tidikelt met en évidence deux faciès pétrophysiques :

L'un est poreux, L'autre est compact ou «Tight réservoir». Plusieurs puits ont montré des indices d'hydrocarbures dans les grés du Dévonien inférieur, à savoir Le puits HT1, dans l'intervalle siegénien et emsien, avec des porosités moyennes à bonnes, tandis que certains ont fourni d'importants débits en gaz à savoir, le puits O2 dans les intervalles Emsien et Siegénien, et un autre type de réservoir qui est un réservoir compact avec des paramètres pétrophysiques médiocres, on cite le puits O3, dans les intervalles Gédinnien et Siegénien.

L'étude détaillée de ces grés fait ressortir un intérêt important en termes de caractérisation de réservoirs dans les niveaux gréseux rencontrés dans le périmètre de Tidikelt.

Les réservoirs traversés sont dans, leur majorité, compacts mais ont la faculté de produire en ayant recours à la fracturation hydraulique qui est considérée actuellement comme l'une des solutions pour des réservoirs non conventionnels.

L'opération de fracturation hydraulique est une technique de stimulation très efficace dans l'industrie pétrolière et constitue ces dernières années un outil indispensable pour améliorer la qualité des réservoirs notamment ceux qui sont de nature compacte (cas du Siegénien du puits HT1).

# ***CONCLUSION GENERALE***

**Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur t dans le périmètre de Tidikelt (bassin de l'Ahnet)**

**Master-Bassins Sédimentaires  
(ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)**

## Conclusion Générale

L'étude des carottes a permis de dégager un environnement de dépôt allant du milieu estuaro-tidal à un environnement deltaïque, des dépôts des barres tidales gréseuses très propres avec des épaisseurs plus au moins développées, Ces dépôts détritiques, sont constitués des grès fins à très fins, silteux, argileux, parfois très propres.

La corrélation lithostratigraphique met en évidence une variation latérale et verticale des épaisseurs des formations, elles se biseautent vers le Sud-est, et se rétrécissent vers l'Est et vers le Nord-est, néanmoins, l'épaisseur de ces formations augmente vers le Nord-ouest et vers l'Ouest.

L'interprétation des diagraphies effectuées au devant des réservoirs du Dévonien inférieur (Emsien, Siegénien, Gédinnien) dans le périmètre de Tidikelt met en évidence deux faciès pétrophysiques :

L'un est poreux, L'autre est compact ou «Tight réservoir». Plusieurs puits ont montré des indices d'hydrocarbures dans les grés du Dévonien inférieur, à savoir Le puits HT1, dans l'intervalle siegénien et emsien, avec des porosités moyennes à bonnes, tandis que certains ont fourni d'importants débits en gaz à savoir, le puits O2 dans les intervalles Emsien et Siegénien, et un autre type de réservoir qui est un réservoir compact avec des paramètres pétrophysiques médiocres, on cite le puits O3, dans les intervalles Gédinnien et Siegénien.

L'étude détaillée de ces grés fait ressortir un intérêt important en termes de caractérisation de réservoirs dans les niveaux gréseux rencontrés dans le périmètre de Tidikelt.

Les réservoirs traversés sont dans, leur majorité, compacts mais ont la faculté de produire en ayant recours à la fracturation hydraulique qui est considérée actuellement comme l'une des solutions pour des réservoirs non conventionnels.

L'opération de fracturation hydraulique est une technique de stimulation très efficace dans l'industrie pétrolière et constitue ces dernières années un outil indispensable pour améliorer la qualité des réservoirs notamment ceux qui sont de nature compacte (cas du Siegénien du puits HT1).

# ***GLOSSAIRE***

## A

**Asterosoma:** terriers en sable plutôt argileux.

## C

**Caliper (Diamètreur):** Diagraphie consistant à mesurer le diamètre réel du puits et sert à contrôler la stabilité des parois et déterminer le volume du ciment à pomper pendant la cimentation.

**Cartes en isobathes:** cartes représentées par des courbes qui sont des lignes joignant les points d'une même profondeur.

**Cartes en iso-net/gross:** cartes en pourcentage des grès

**Cartes en isopaques:** cartes contenant des lignes stratigraphiques correspondant au lieu de tous les points d'épaisseur égale

**Cross-plot:** Diagrammes qui représentent le croisement des valeurs de NPhi avec Rhobi qui servent à la classification de la nature lithologique des réservoirs à l'aide de l'application Tech Log.

**Current ripple-bedding (rides):** des structures ondulées et répétées de taille réduite qui s'observent en surface ou à l'intérieur des bancs.

## D

**Darcy:** Unité de perméabilité des terrains. Un terrain a une perméabilité d'un darcy, lorsqu'un fluide d'une centipoise de viscosité (celle de l'eau à 20°C) s'y déplace sous l'influence d'un gradient de pression d'une atmosphère par centimètre, à la vitesse de 1 cm/s.

## F

**Flaserbedding:** passages argileux au niveau des grès, c'est des structures qui résultent de l'activité de la marée.

**Foreshore:** c'est l'environnement d'avant plage (supratidale.).

**Ft (Pied):** Unité anglo-saxonne utilisée dans la mesure des longueurs, égale à 0.281 m.

## G

**Gr cutoff:** C'est la valeur limite au delà de laquelle le réservoir n'est pas intéressant: argileux, non poreux, aquifère, etc.

**Gr lu:** la valeur du gamma ray lu au niveau de chaque banc de grès.

**Gr max:** la valeur maximale du gamma ray lu au niveau du puits étudié.

**Gr min:** la valeur minimale du gamma ray lu au niveau du puits étudié.

## ***H***

**Horizontal planer bedding:** stratifications planes

**Hommocky cross-bedding:** cette structure est bien reconnue dans les sables et les grès dont la taille granulométrique se situe entre les grains fins à moyens. La structure montre des laminations courbes avec des secteurs à concavités vers le haut ou à convexité vers le bas.

**HST** (Highstand System Tract), prisme de haut niveau.

## ***I***

**Illustrator:** Adobe illustrator est un logiciel de création graphique vectorielle. Il fait parti de la gamme Adobe et peut être utilisé indépendamment ou en complément de Photoshop, il offre des outils de dessin vectoriel puissants. Les images vectorielles sont constituées de courbes générées par des formules mathématiques. Adapté aussi bien à la création de document papier qu'à celle d'illustrations pour internet.

**Inch (Pouce):** Unité anglo-saxonne utilisée dans la mesure des longueurs, égale à 2.54 cm.

## ***L***

**Lenticular bedding:** lentilles de grès au niveau des argiles

**Logiciel petrel:** utilisé dans le secteur de l'exploration et de la production du pétrole, il permet à l'utilisateur d'interpréter les données sismiques, effectuer des corrélations adéquates, calculer les volumes, produire des cartes et des stratégies du développement de conception pour maximiser l'exploitation des réservoirs. Ce logiciel est développé et construit par Schlumberger.

**LST** (Lowstand-Fan Systems Tract), Prisme de bas niveau.

## ***M***

**Macaronichnus:** petits cylindres de sable.

**MFS** (maximum flooding surface) : surface d'inondation maximale.

## ***N***

**NPhi:** Porosité neutron

## ***O***

**Offshore:** environnement marin, c'est une zone de faible énergie, caractérisée par une sédimentation fine (argileuse).

## ***P***

**Packer:** C'est un élément d'étanchéité qui permet de séparer l'espace annulaire de l'intérieur du tubing, manchon en caoutchouc qui assure l'étanchéité.

**Palaeophycus:** Des terriers horizontaux discrets communs dans des sédiments plutôt argileux

**Plannar bedding:** laminations planes.

**Planolites:** petits terriers non ramifiés dans des sédiments argileux.

## ***R***

**Rhob:** Densité des formations.

## ***S***

**SB** (sequence Boundarie) :limiite de séquence.

**Siphonichnus:** des terriers complets remplis dans des sables assez propres .

**Skolithos:** Arbres verticaux simples en sables.

**Shorface:** environnement d'avant côte (subtidale et intertidale).

**Swaley cross-bedding:** se sont des entrecroisées à grandes envergures et à faible angle de croissance.

## ***T***

**Tabular cross-bedding** (stratifications oblique): sont des structures internes aux dépôts créées par des courants.

**TechLog:** est un Logiciel qui permet d'avoir toutes les informations sur les puits et l'interprétation des diagraphies, mis en application Schlumberger à partir de 2016.

**Teichichnus:** Spreite vertical.

**TightsReservoirs (Réservoirs Compacts):** Réservoirs caractérisés par une perméabilité inférieure à 0.1 milli Darcy (mD) et une porosité inférieure à 05% nécessitants dès lors une opération de stimulation pour les faire produire.

**Troth cross bedding:** stratifications en auge, il s'agit d'une Surface limite incurvée.

## ***V***

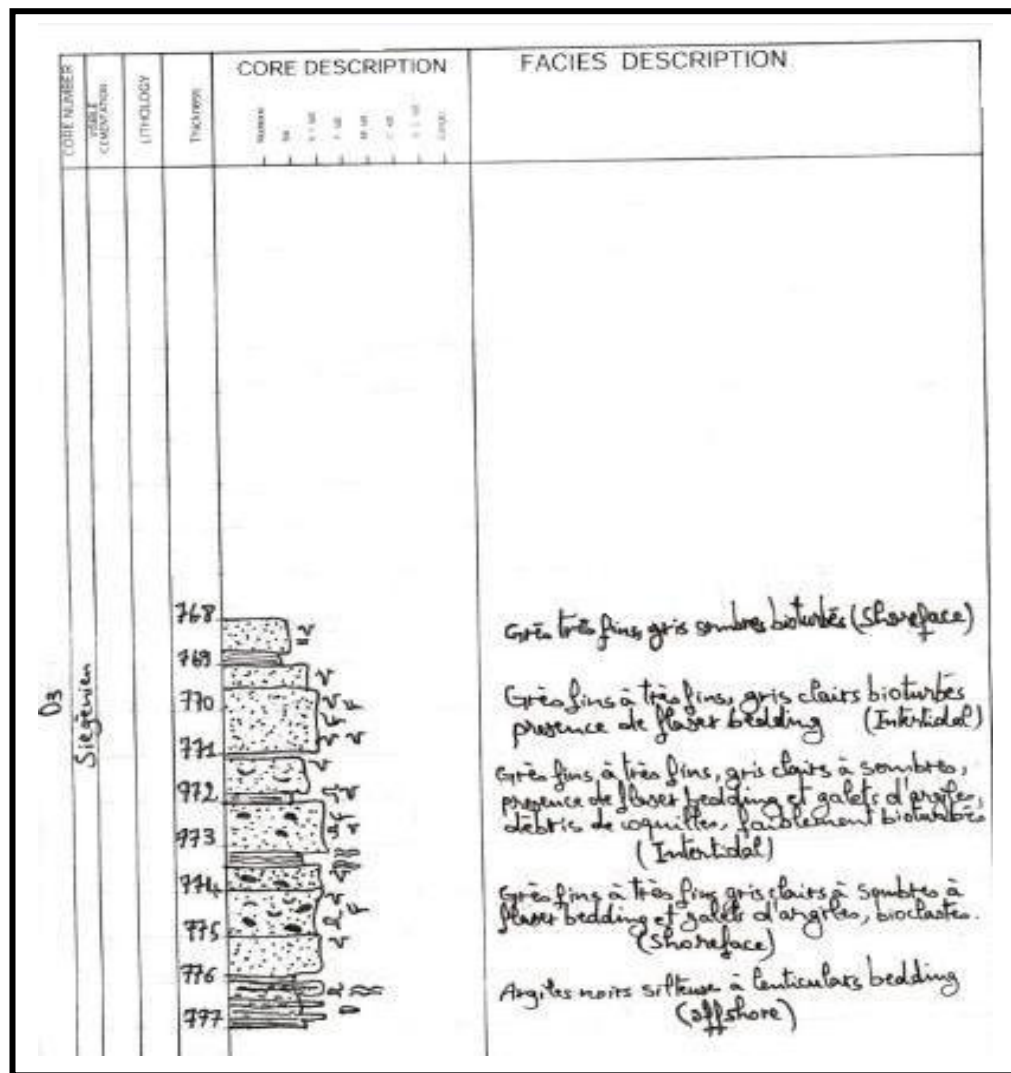
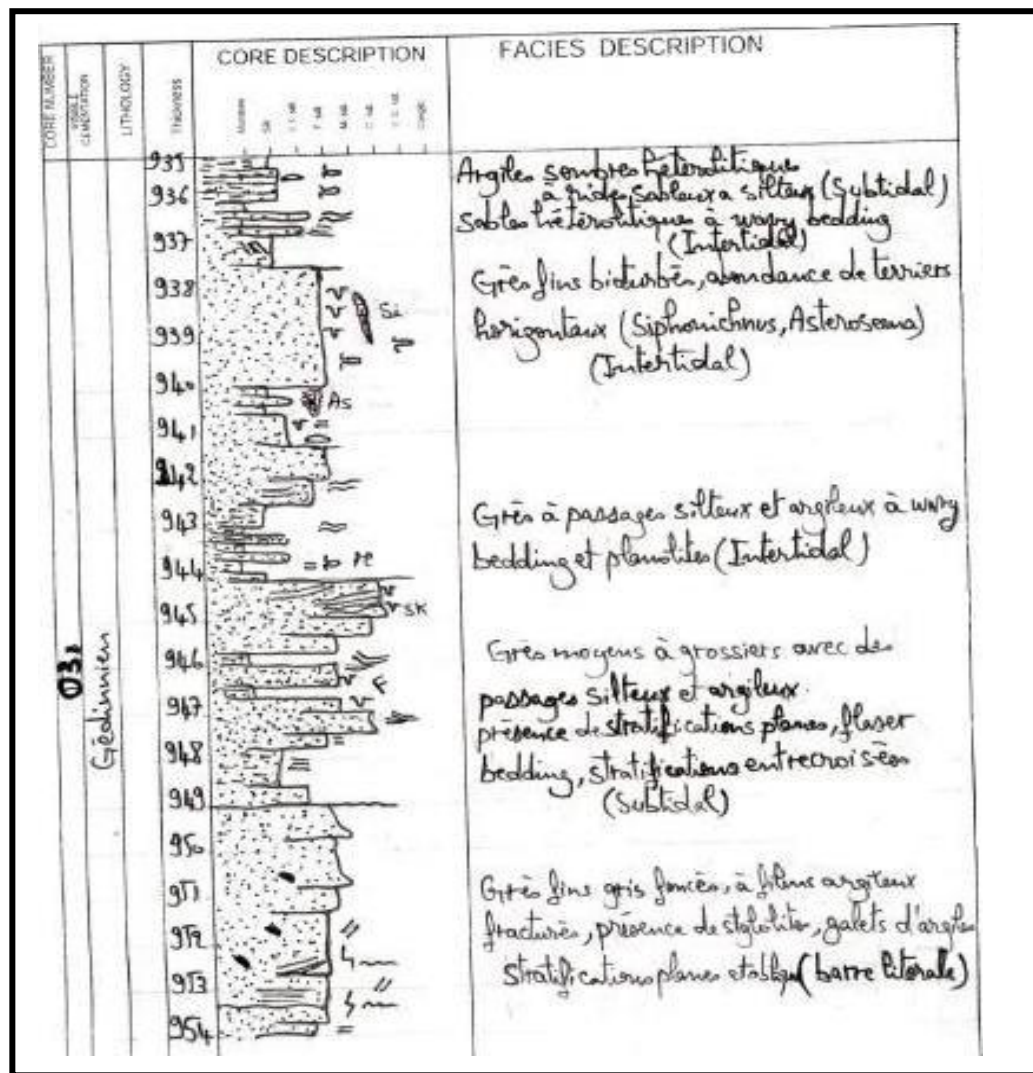
**Vshcuttof:** valeur du maximum d'argilosité.

## ***W***

**Waveripple bedding:** Forme de rides ondulées composé de 50% argiles et 50% de grés

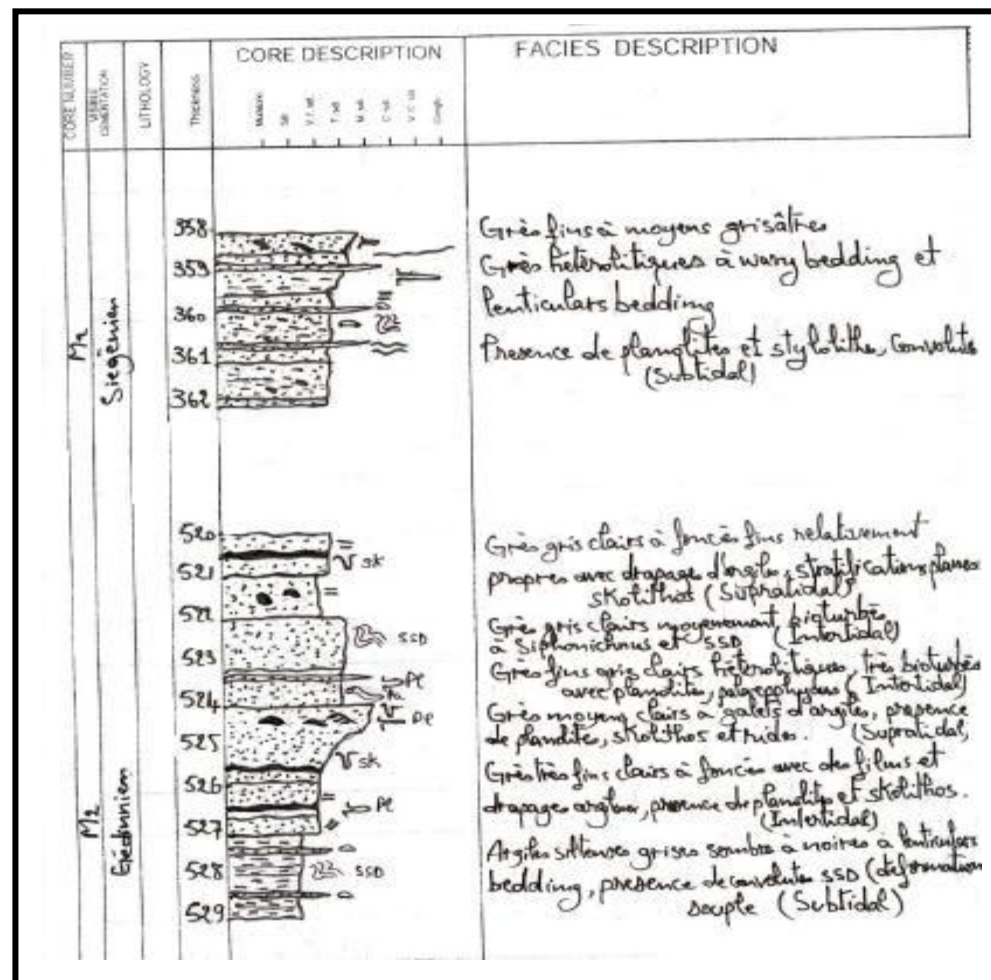
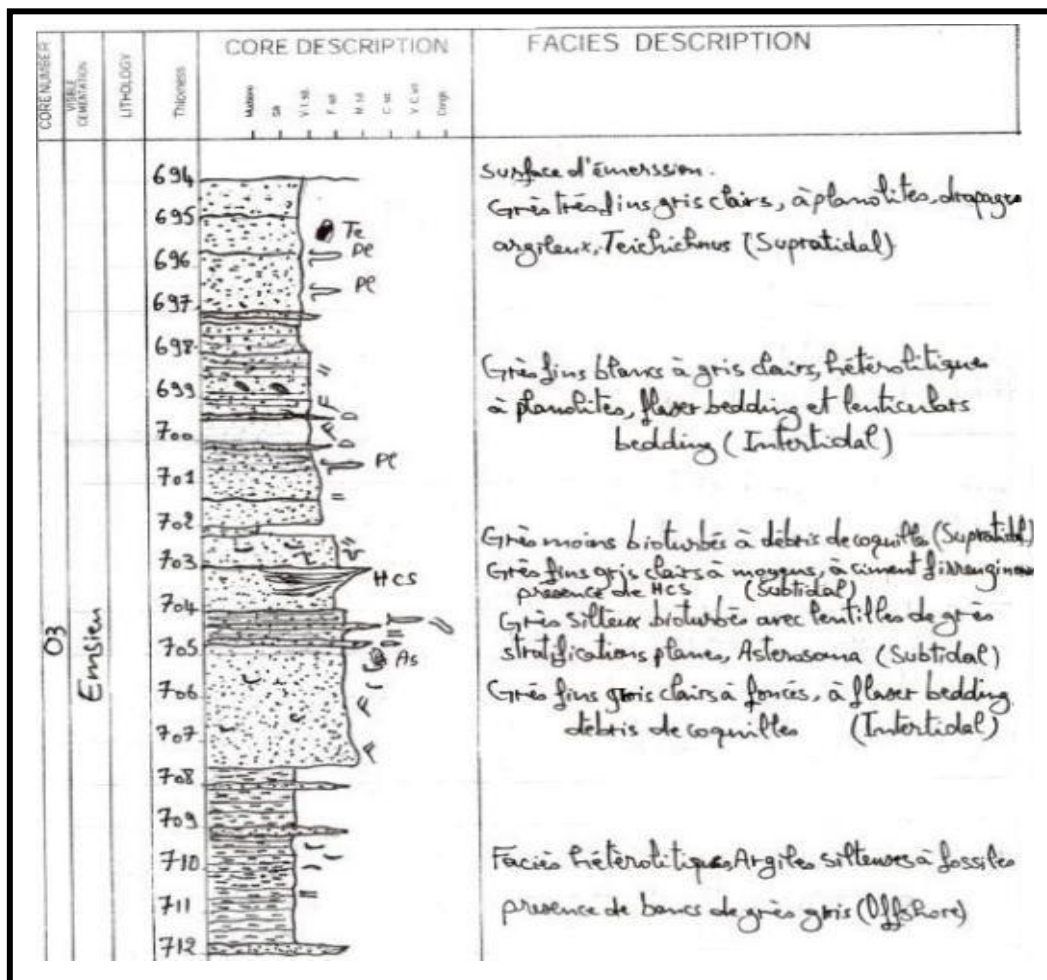
# ***BIBLIOGRAPHIE***

ANNEXE 1: Logs réalisés a partir de la description de carottes au niveau du Gédinnien et le Siegénien pour le puits O3:



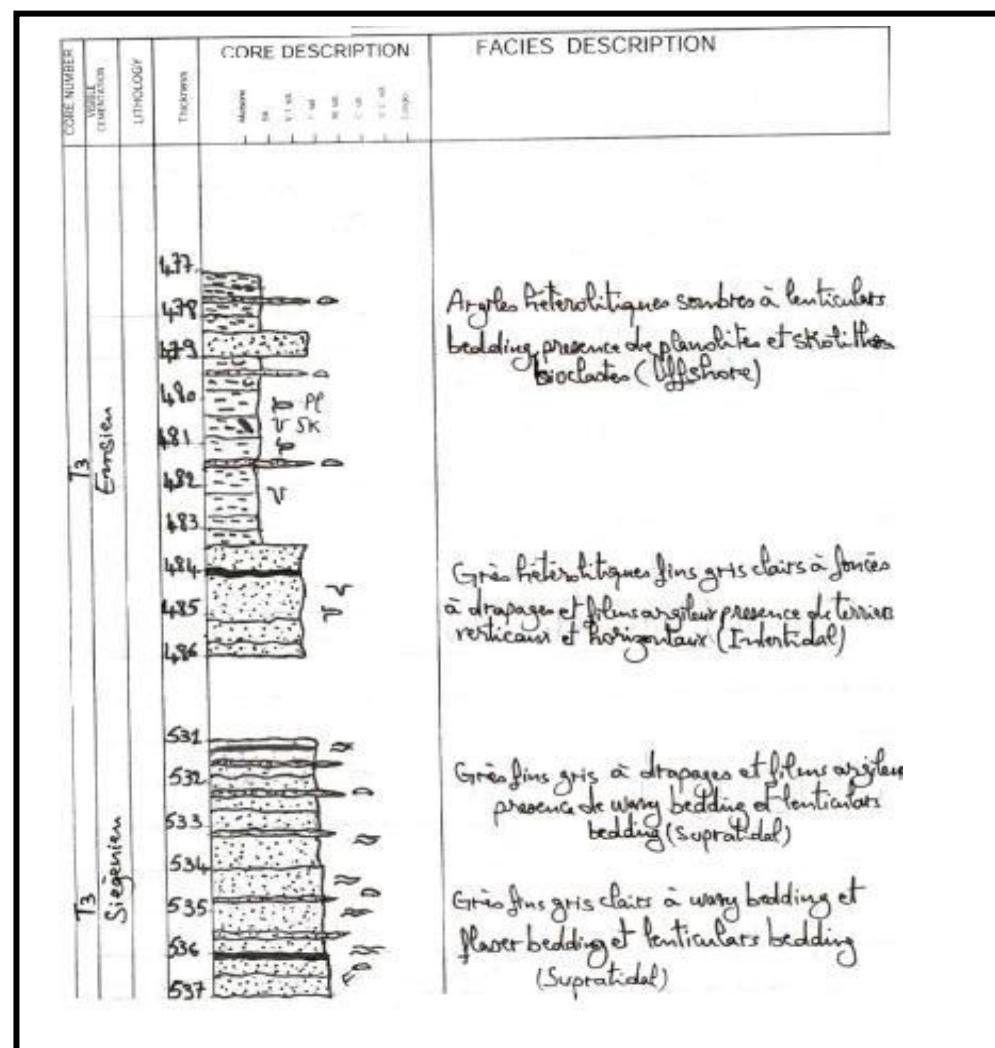
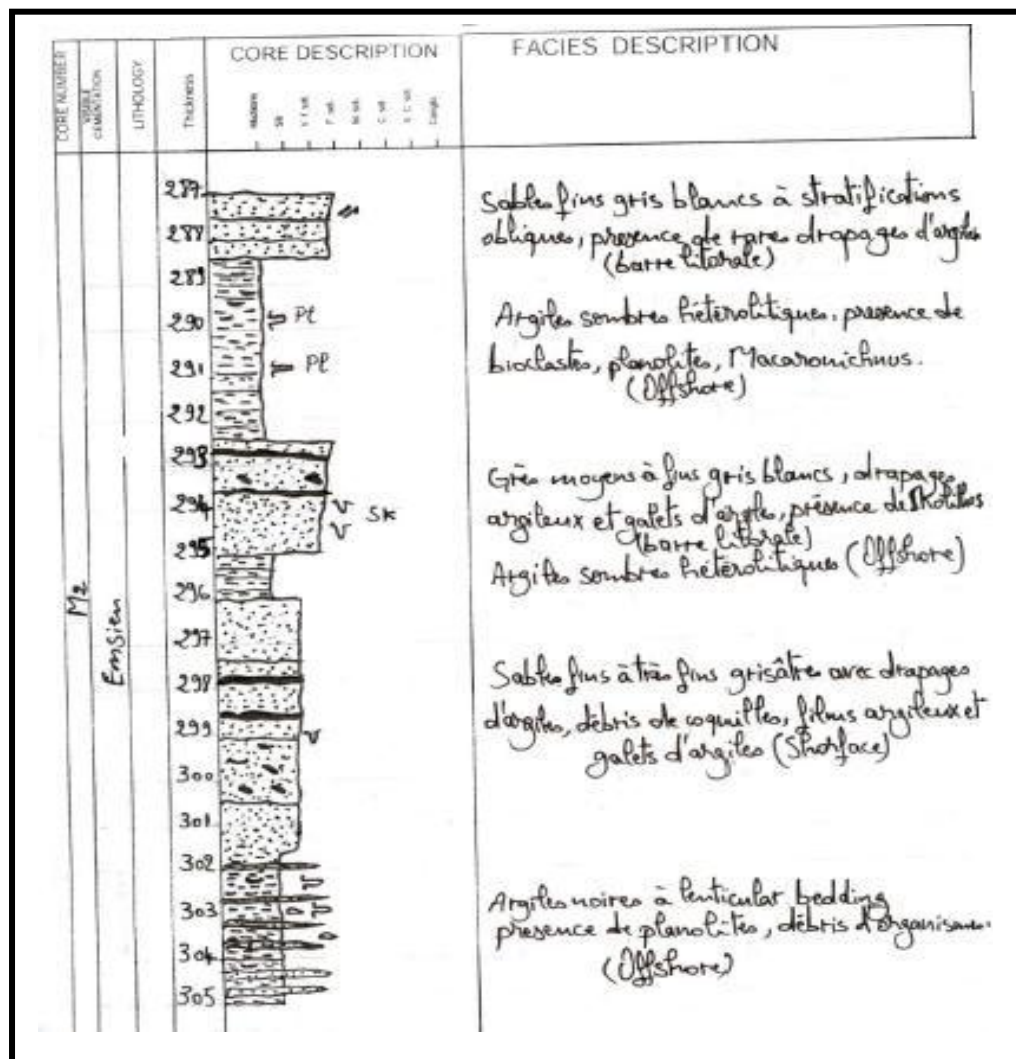
Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt (Bassin de l'Ahnet).  
 Master-Bassins Sédimentaires  
 (ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)

**ANNEXE 2:** Logs réalisés à partir de la description de carottes au niveau de l'EMSIEN du puits O3, le Gédinnien et Siegénien pour le puits M2:



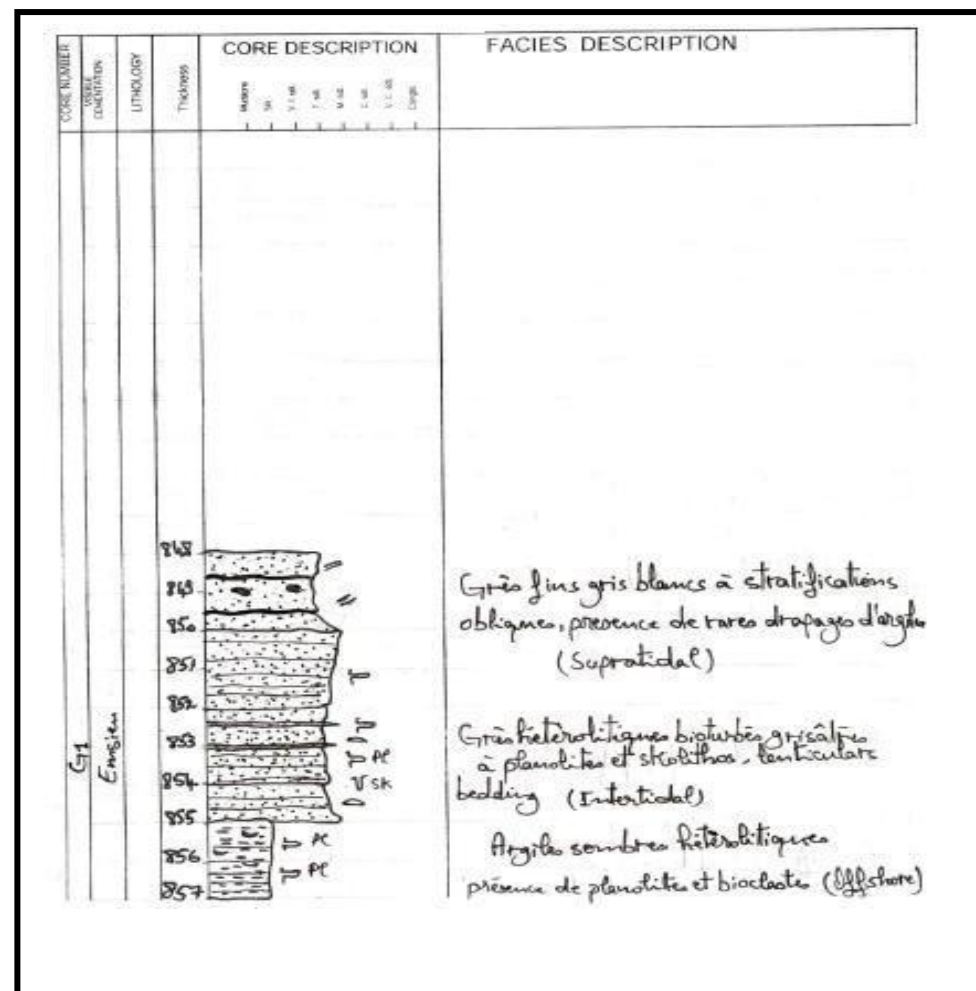
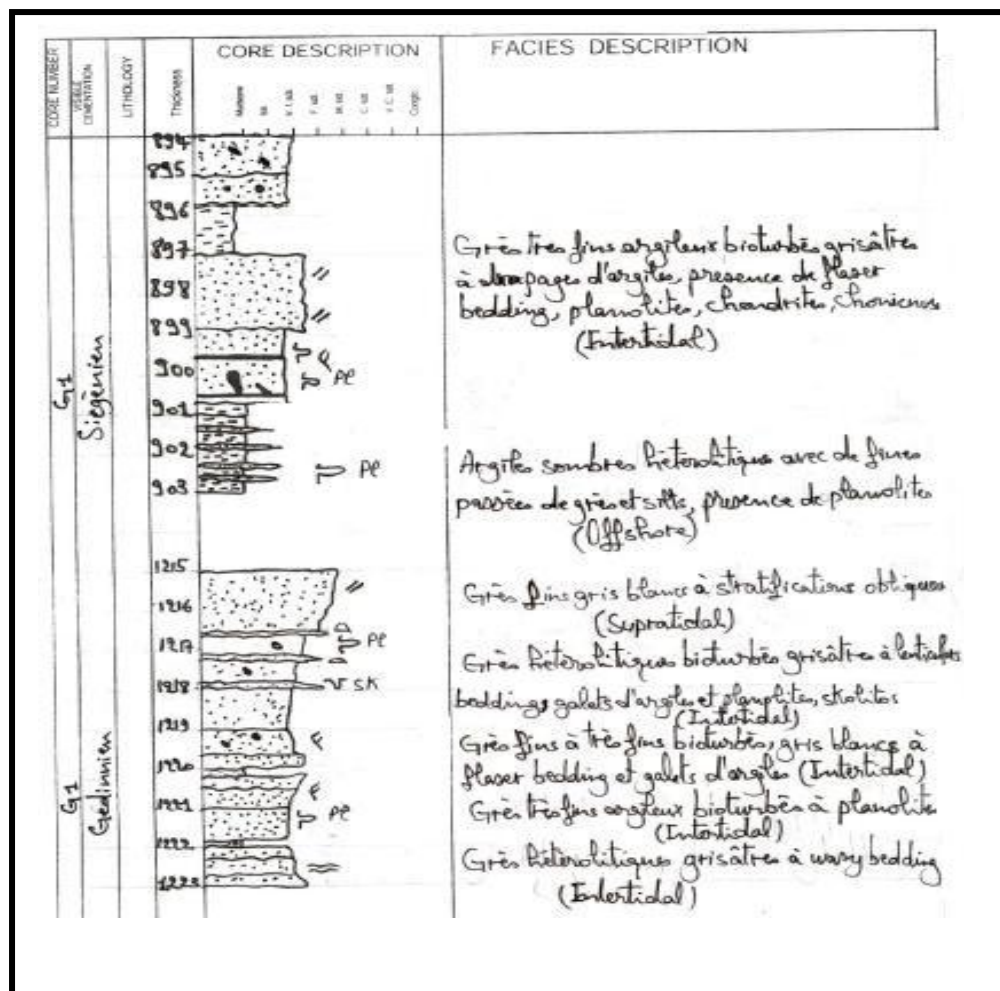
Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt (Bassin de l'Ahnet).  
**Master-Bassins Sédimentaires**  
 (ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)

**ANNEXE 3:** Logs réalisés a partir de la description de carottes au niveau de l'Emsien du puits M2, le Siegénien et Emsien du puits T3:



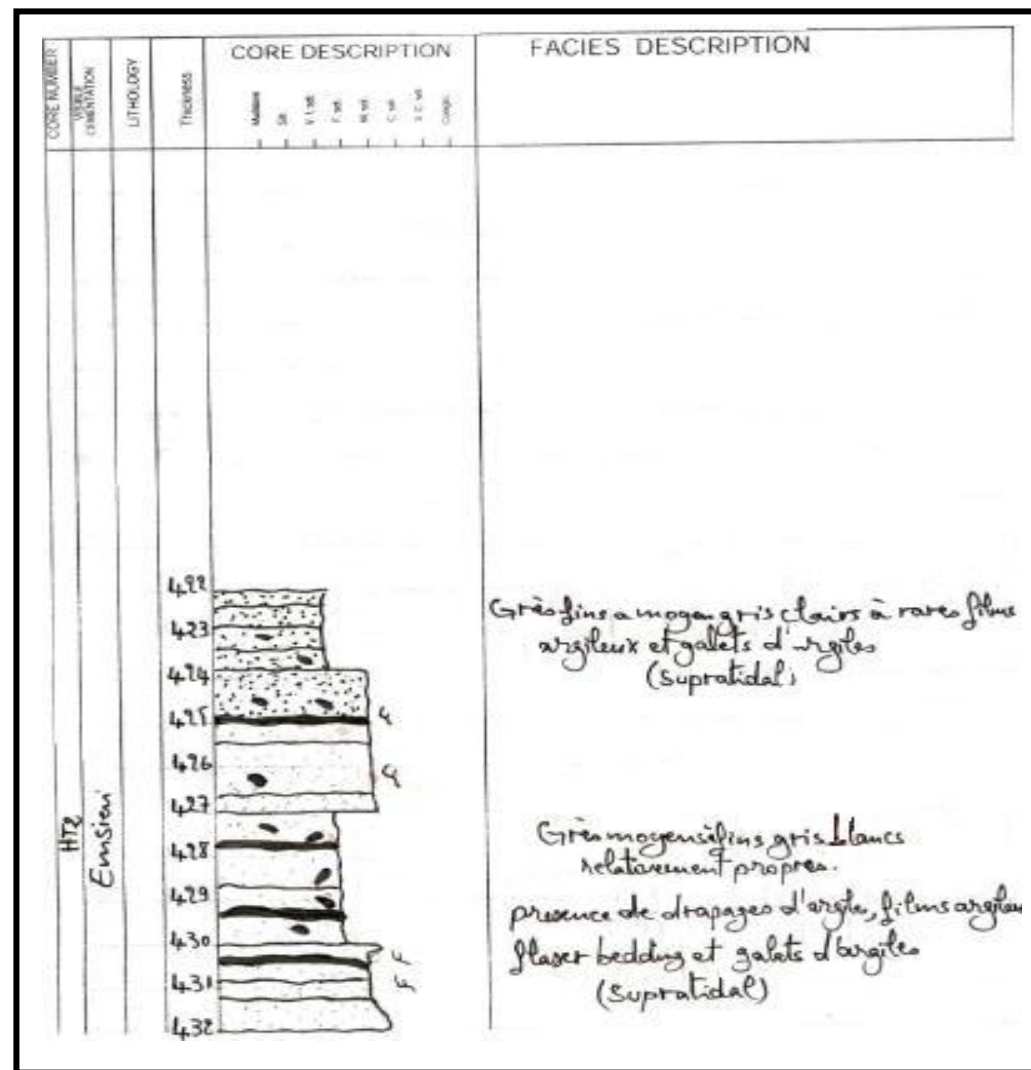
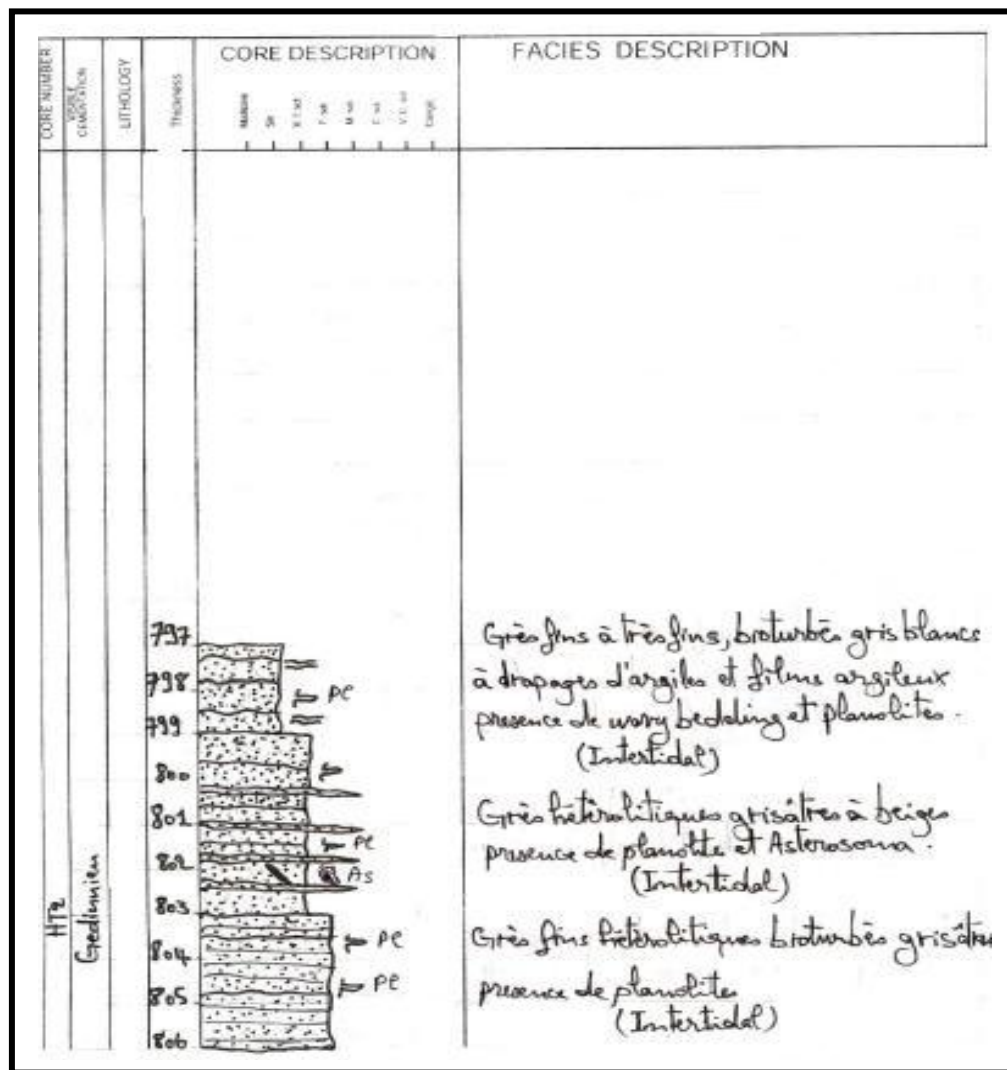
Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt (Bassin de l'Ahnet).  
Master-Bassins Sédimentaires  
(ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)

**ANNEXE 4:** Logs réalisés à partir de la description de carottes au niveau du Gédinnien, Siegénien et l'Emsien du puits G1:



Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt (Bassin de l'Ahnet).  
 Master-Bassins Sédimentaires  
 (ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)

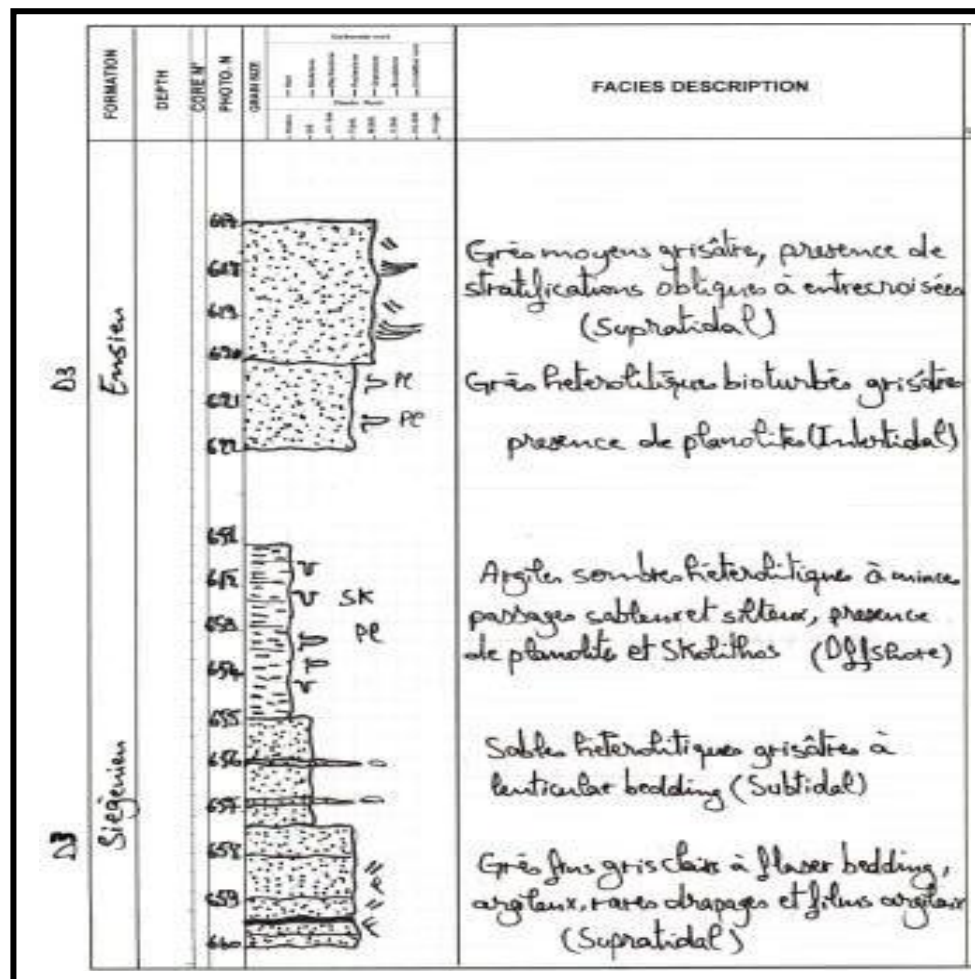
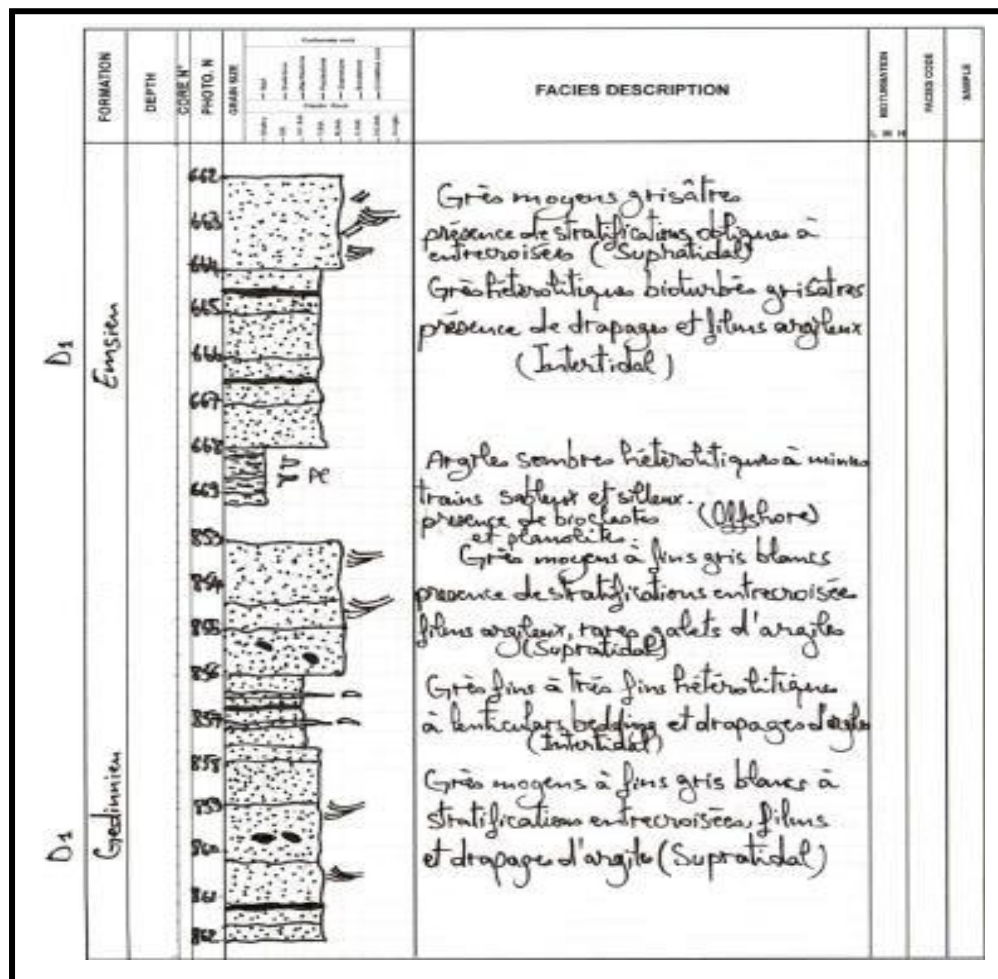
**ANNEXE 5:** Logs réalisés à partir de la description de carottes au niveau du Gédinnien et l'Emsien pour le puits HT2:



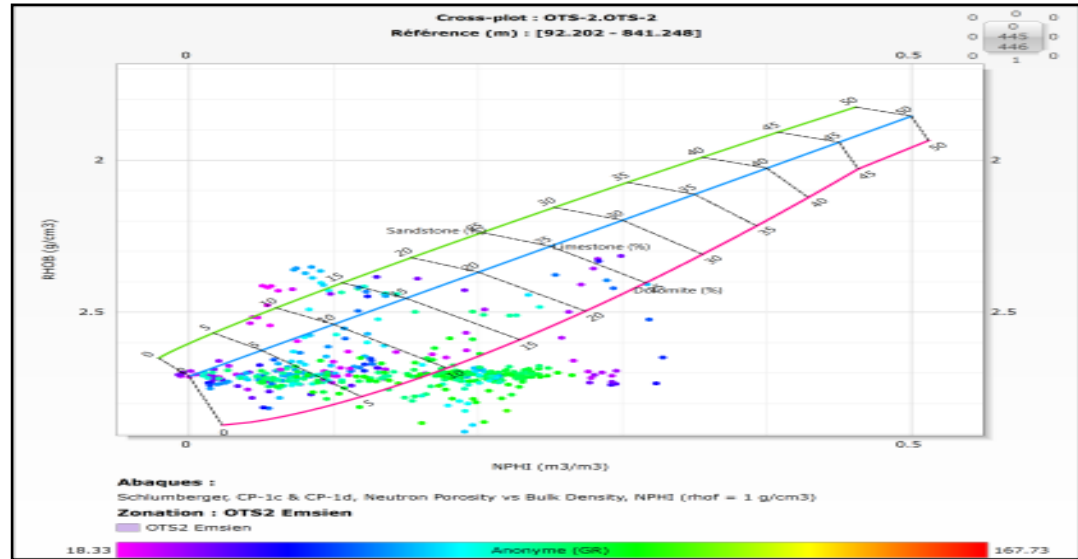
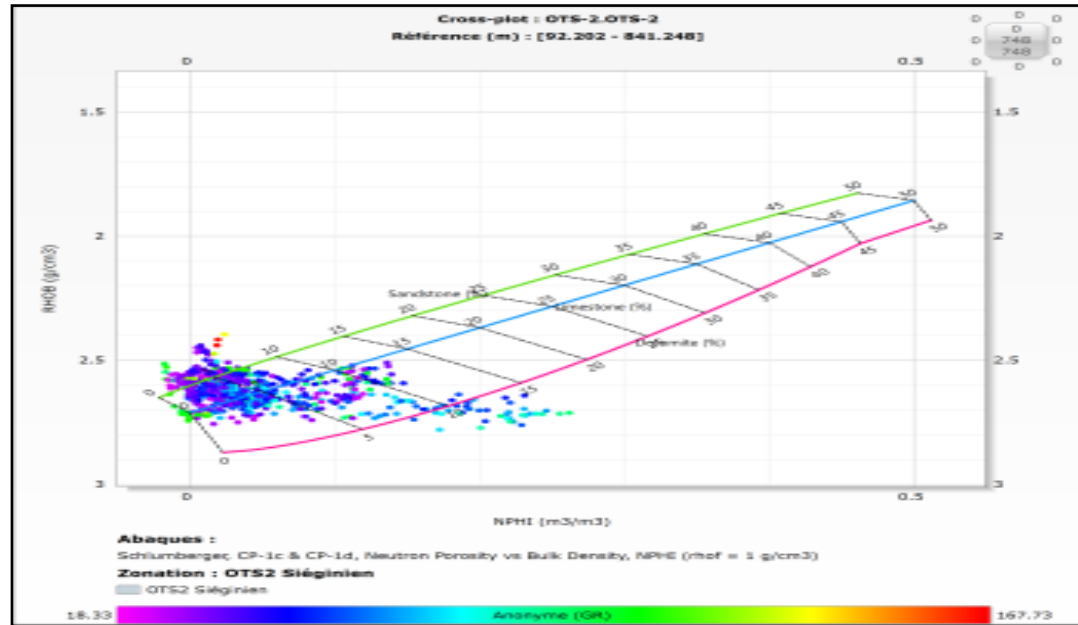
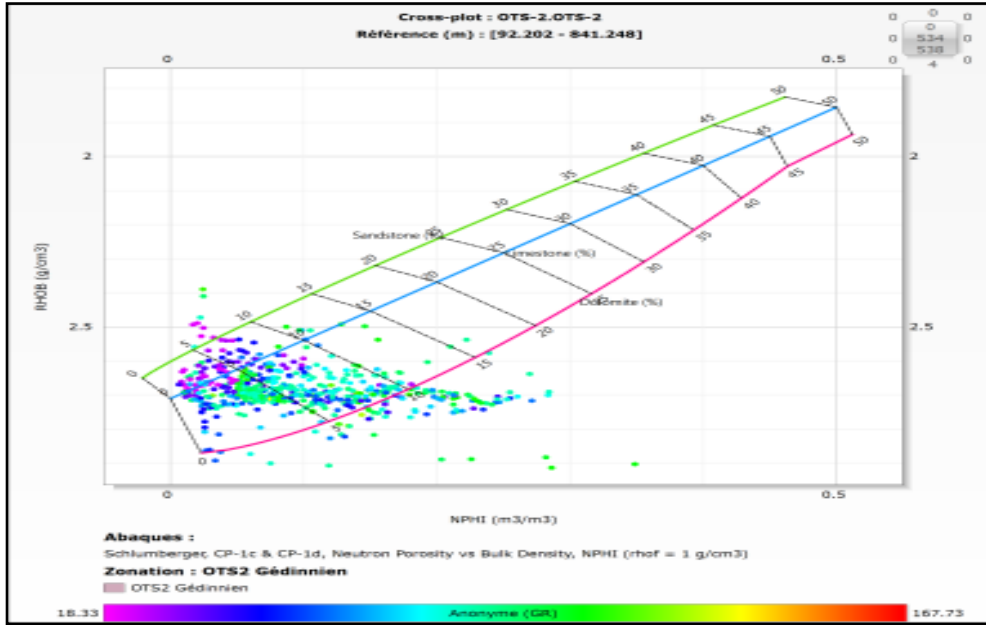
Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt (Bassin de l'Ahnet).  
**Master-Bassins Sédimentaires**  
 (ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)



**ANNEXE 7:** Logs réalisés a partir de la description de carottes au niveau du Gédinnien et Emsien du puits D1, le Siegénien et Emsien de D3:

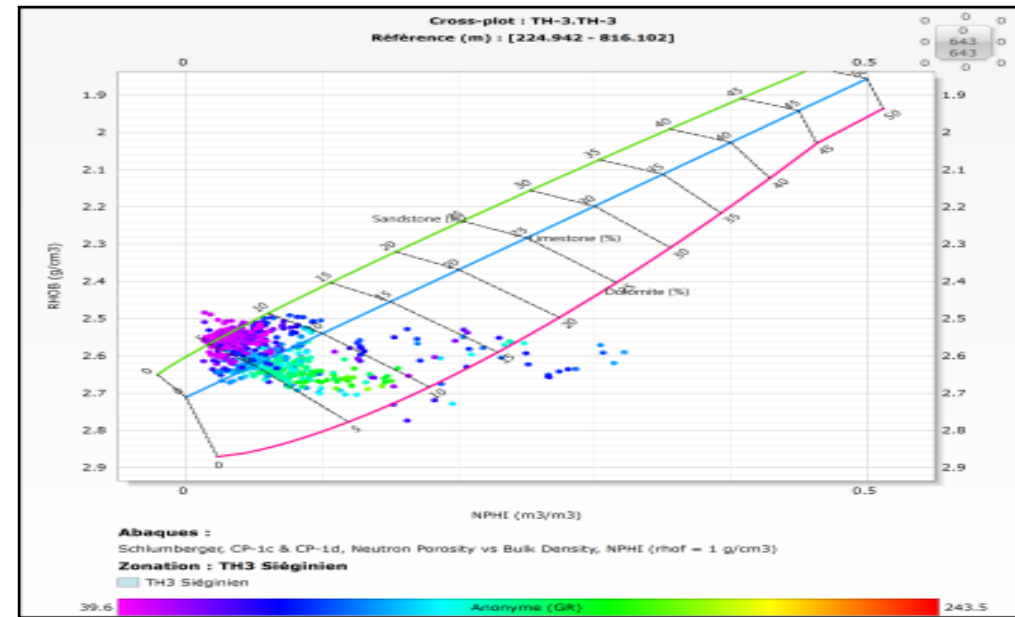
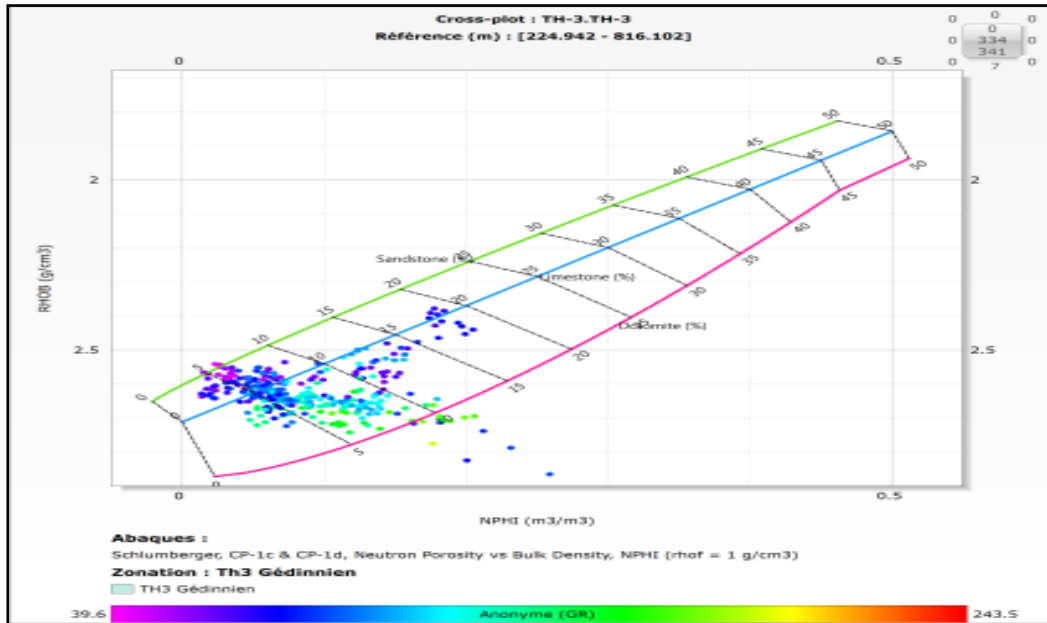


Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt (Bassin de l'Ahnet).  
Master-Bassins Sédimentaires  
(ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)

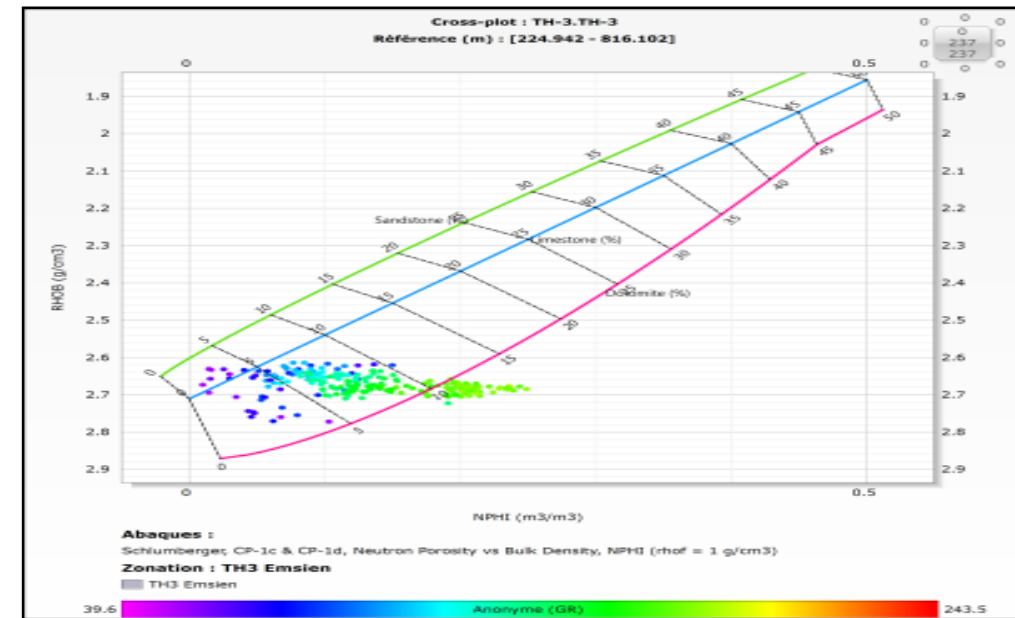


**ANNEXE 8: Cross-plot Nphi/Rhobi du Gédinnien, Siégénien, Emsien, de la zone Ouest dans le puits O2 dans le périmètre de Tidikelt.**

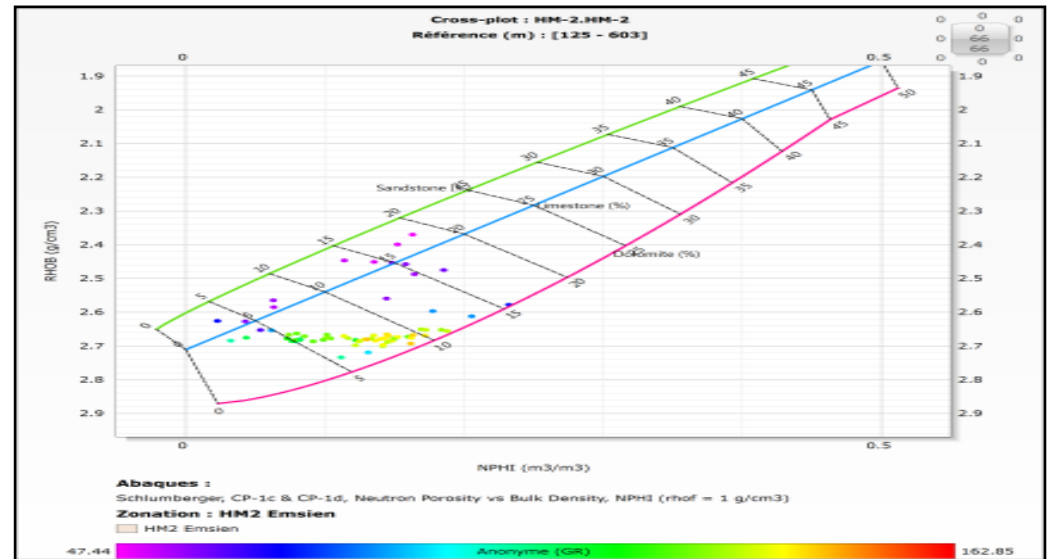
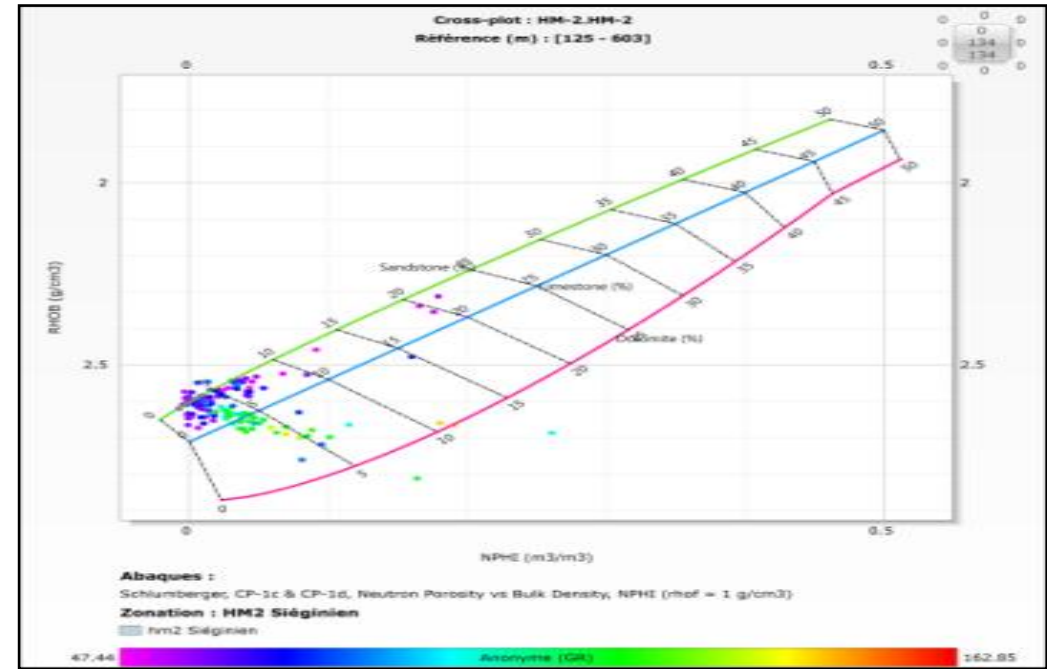
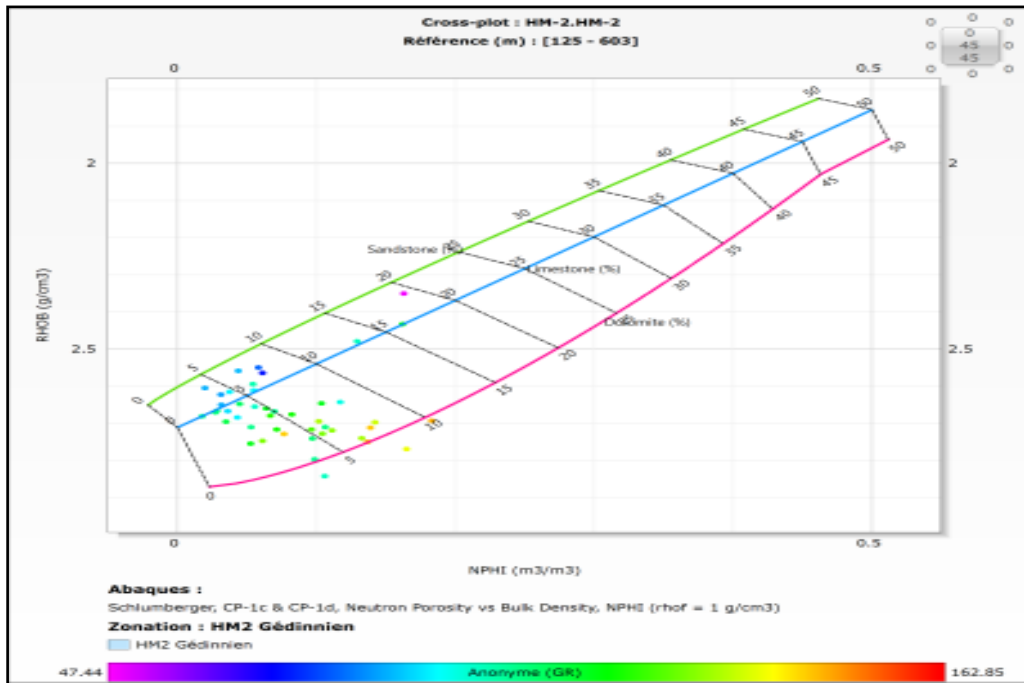
Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt (Bassin de l'Ahnet).  
Master-Bassins Sédimentaires  
(ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)



**ANNEXE 9: Cross-plot Nphi/Rhobi du Gédinnien, Siegénien, Emsien de la zone Nord dans le puits T3 dans le périmètre de Tidikelt.**

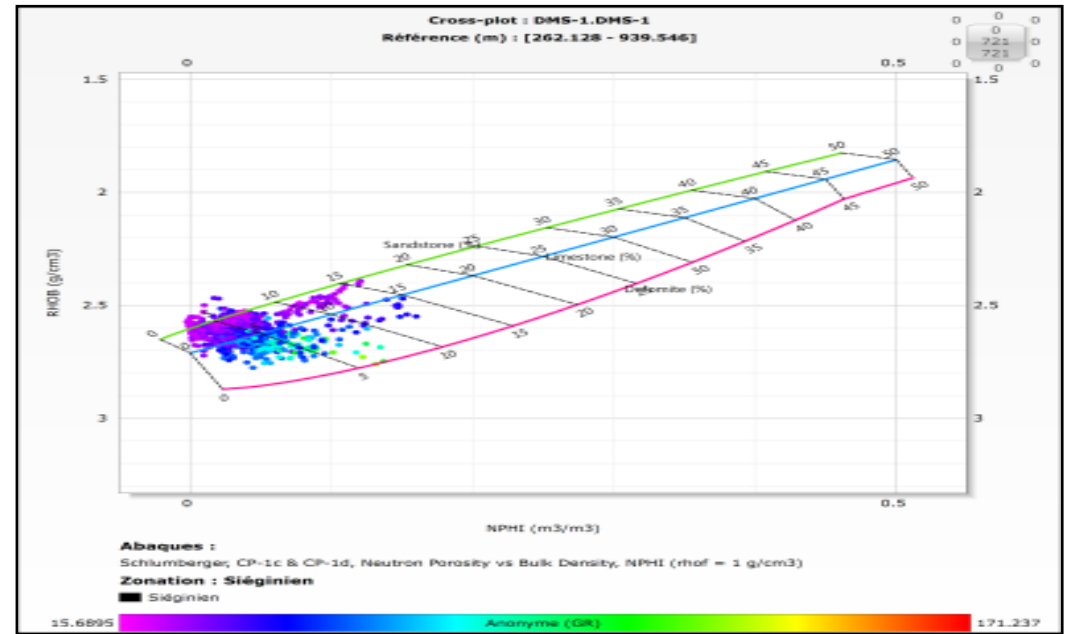
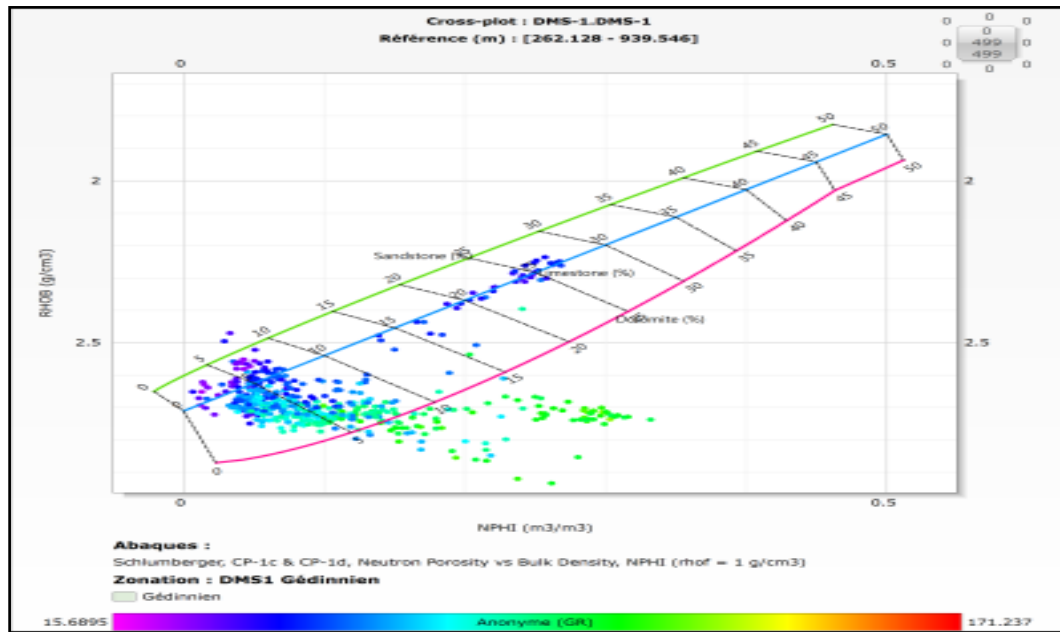


Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt (Bassin de l'Ahnet).  
Master-Bassins Sédimentaires  
(ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)

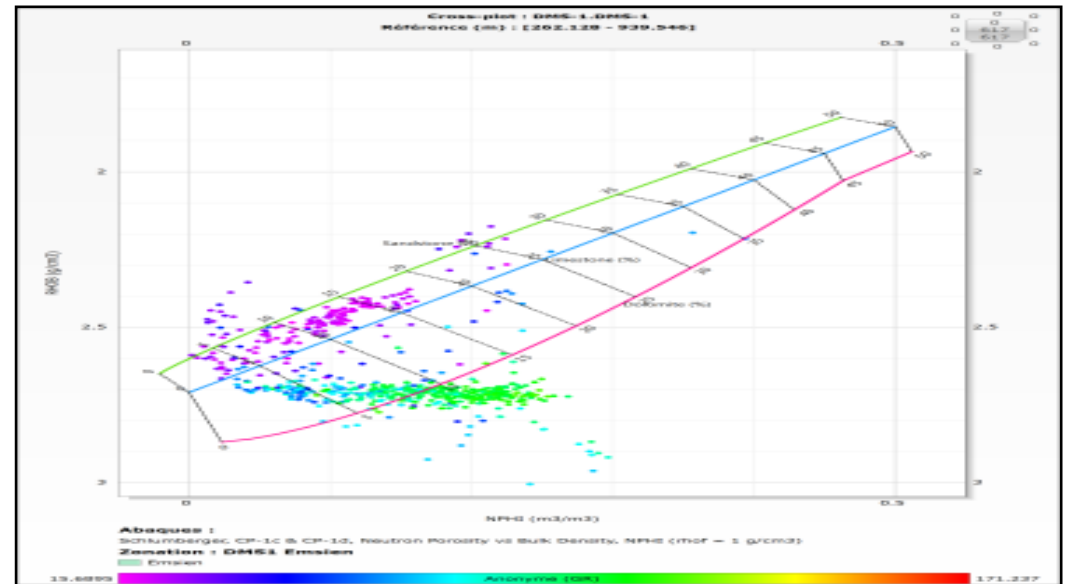


ANNEXE 10: Cross-plot Nphi/Rhobi du Gédinnien, Siégénien, Emsien de la zone Sud dans le puits M2 dans le périmètre de Tidikelt.

Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt (Bassin de l'Ahnet).  
Master-Bassins Sédimentaires  
(ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)



**ANEXE 11: Cross-plots Nphi/Rhobi du Dévonien inférieur de la zone Sud-ouest au puits D1 dans le périmètre de Tidikelt.**



Caractérisation des réservoirs du Dévonien inférieur du périmètre de Tidikelt (Bassin de l'Ahnet).  
Master-Bassins Sédimentaires  
(ALIOUA T ; BELABBAS A, 2017.)