

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers Département des sciences de la terre



MEMOIRE DE MAGISTER
Présenté pour l'obtention du diplôme de MAGISTER
Spécialité : Géologie Pétrolière

THÈME

***Caractérisations pétro physiques de réservoir
silurien (S.A.G) F6 du champ TAOUIL de
Rhourd Nouss***

Présente par :

**BENZID OUSSAMA
BENZAIR NACREDDINE**

SOUTENU PUBLIQUEMENT LE : 19/06/2025

Devant le jury:

PRESIDENT: FELLAH.L	MCA	univ. Ouargla
PROMOTER: BENSIR.F	MAA	univ. Ouargla
EXAMINATER: HARROUCHI.L	MCA	univ. Ouargla

ANNEE UNIVERSITAIRE : 2024/2025

REMERCIEMENT

En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU,
Notre créateur pour nous avoir donné la force pour
accomplir ce travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre
professeur consultante Mr : F.BEN SIR pour nous
avoir dirigé tout au long de ce travail, Je remercie aussi
les membres de jury qui m'ont fait l'honneur d'accepter le
jugement de mon travail.

Ainsi qu'aux personnels de la société SH/DP-RNS
qui nous a beaucoup aidé à réaliser ce travail dans les
meilleures conditions, Nous tenons à remercier en
particulier Mr : A. BENFRIHA et Mr : HICHAM
et les travailleurs devisions E.P.

Enfin, nos remerciements vont à nos parents et à tous
ceux qui ont contribué directement ou indirectement au
développement de cette modeste œuvre. Nous
exprimons ici notre profonde gratitude et notre respect

MERCI À TOUT

DÉDICACES

Nous consacrons cette humble œuvre :

À nos mères et pères qui ont été les meilleurs soutiens pour
nous dans nos vies et nous nous efforçons toujours d'obtenir
leur satisfaction

Et à toutes les familles de Ben Zid et Ben El-Zair.

À tous nos proches

Et à tous nos amis avec qui les jours nous ont réunis et qui
étaient toujours à nos côtés dans les bons et les mauvais
moments

À tous nos camarades de classe

ملخص:

تعتبر منطقة رود نوس من أهم الحقول في الصحراء الجزائرية، نظرا لاحتياطاتها الواعدة من الهيدروكربونات. تقع على بعد 280 كم جنوب شرق ميدان حاسي مسعود نركز في دراستنا هذه على شرح ودراسة الخصائص البتروفيزيائية للخران البترولي (SAG-F6) Silurien Argilo-Gréseux. و اظهر طرق حساب الخصائص البتروفيزيائية للخران و كيفية دراستها و اعطاء اهم وحدة في الخزان المدروس من خلال دراسة النتائج المتحصل عليها من عدة ابار بترولية في منطقة TAOUIL

Abstract :

The area of Rhoud Nous is considered one of the most important fields in the Algerian desert, due to its promising reserves of hydrocarbons. It is located 280 km south-east of the Hassi Messaoud square. In this study, we focus on the explanation and study of the petrophysical properties of the oil reservoir Silurien Argilo-Gréseux (SAG-F6). and showing methods to calculate the petrophysical properties of the reservoir and how to study them and give the most important unit in the reservoir studied by a Study of the results obtained from several oil wells in Area TAOUIL

Resume :

La zone de Rhoud Nouss est considérée comme l'un des champs les plus importants du désert algérien, en raison de ses réserves prometteuses d'hydrocarbures. Il est situé à 280 km au sud-est de la place Hassi Messaoud. Dans cette étude, nous nous concentrons sur l'explication et l'étude des propriétés pétrophysiques du réservoir de pétrole Silurien Argilo-Gréseux (SAG-F6). et montrant les méthodes pour calculer les propriétés pétrophysiques du réservoir et comment les étudier et donner l'unité la plus importante dans le réservoir étudié par une étude de la résultats obtenus à partir de plusieurs puits de pétrole dans la zone de TAOUIL

Sommaire :

Chapitre I: Généralité et géologie de la région de TAOUIL	2
I.1 Généralités :	3
I.1.1 Contexte géographique, géologique et géodynamique de la région de Rhourde Nouss :	3
I.2 Géologie de la région de Taouil :	8
I.2.1 Géologie :	8
I.3 Système pétrolier dans la région de Taouil.....	14
I.3.1 Roches mères piégeage et migration :	14
I.3.2 Roches Réservoirs :	16
Chapitre II: APERÇU STRUCTURAL SUR LA RÉGION D'ETUDE.....	18
II.1 Le Plan Structural :	19
II.1.1 Evolution structural :	19
II.1.2 Cadre structural du champ de Rhourde Nouss :	19
II.1.3 La Structure de taouil :	21
II.2 Le plan Stratigraphie :	23
II.2.1 Le socle	23
II.2.2 Le Paléozoïque.....	23
II.2.3 Mésozoïque :	26
Il est représenté par le trias et jurassique et le crétacé	26
II.2.4 Cénozoïque :	29
II.3 Les réservoirs :	31
II.3.1 Quartzites de Hamra:	31
II.3.2 Silurien A1 :	31
II.3.3 Silurien A2 :	31
II.3.4 Silurien B1 :	31
II.3.5 Silurien B2 :	31
II.3.6 Trias Argilo-Gréseux Inferieur :	32
II.3.7 Trias Intermédiaire I :	32
II.3.8 Trias Intermédiaire I1 :	32
II.3.9 Trias Argilo-Gréseux Supérieur :	32
II.4 Carte de l'importance des zones de faille :	34
II.5 Carte en isobathe au toit du réservoir :	35
Chapitre III: DIAGRAPHIES.....	36
III.1 Introduction :	37
III.2 La définition des diagraphies :	37
III.2.1 Type De Diagraphie :	38
Chapitre IV: Caractérisation pétro physique.....	46
IV.1 INTRODUCTION	47
IV.2 EVALUATION PERTOPHYSIQUE	47
IV.2.1 Base de données puits :	47
IV.2.2 Diagraphies Avancées :	49

IV.2.3 Propriétés Péetrophysiques :.....	49
IV.2.4 Cutoffs Péetrophysiques :.....	51
IV.2.5 Incertitudes Péetrophysiques :.....	51
IV.3 Résultats d'interprétation pétro physique :	52
IV.4 ANALYSE GEOLOGIQUE.....	68
IV.5 Evolution structurale.....	71
IV.6 Migration et piégeage des Hydrocarbures.....	72
IV.6.1 Roches mères	72
IV.6.2 Roches couvertures.....	72
IV.6.3 Réservoirs	73
IV.7 Corrélation Réservoir.....	74
Conclusion générale :	80

LISTE DE FIGURES

CHAPITRE I

Figure I.1 : Carte de situation géographique de la région de Rhourde Nouss (WEC, 2007)	<u>10</u>
Figure I.2 : Carte de situation géologique de la région de Rhourde Nouss (Beicip/SONATRACH.PED, 2002) (Docum. Sonatrach.)	<u>11</u>
Figure I.3 : Faille de Ramade dans la région de Rhourde Nouss (Beicip, 1990)	<u>12</u>
Figure I.4 : Tableau récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d' Illizi et province triasique (In Boudjemaa, 1987 et Beicip)	<u>14</u>
Figure I.5 : Ecorché sous la discordance hercynienne au niveau de Gassi Touil-RNS (Docum. Sonatrach.)	<u>16</u>
Figure I.6 : Principaux gisement du champs Rhourde Nouss découvert Au cours de la phase exploration, (DP RNS)	<u>18</u>
Figure I.7 : Historique de région de rhoude nouss (DP RNS 2022)	<u>19</u>
Figure I.8 : Les différents trends structuraux de la région de Rhourde Nouss (DP RNS SONATRACH, 2024)	<u>20</u>
Figure I.9 : Carte de répartition des environnements pétroliers dans la région de Gassi Touil.	<u>24</u>

CHAPITRE II

Figure II.1 : Colonne stratigraphique type de la région de Gassi Touil	<u>26</u>
Figure II.2 : Structure de Rhourde Nouss (Beicip, 1990)	<u>27</u>
Figure II.3 : Plan de position de la structure TAOUIL (SONATRACH. DP, RNS, 2024)	<u>28</u>
Figure II.4 : profil sismique passant par les forages TAOP-4 et TAOP-7	<u>29</u>
Figure II.5 : Carte de maturation de la matière organique dans la région	<u>29</u>
Figure II.6 : Plan de position du cube 2011 REH-3D sur le périmètre d'étud	<u>37</u>
Figure II.7 : Colonne stratigraphique type de la région de Rhourde Nouss (Beicip/SONATRACH. PED)	<u>41</u>
Figure II.8 : carte de l'importance des zones de faille. (SONATRACH. DP. RNS)	<u>42</u>

CHAPITRE III

Figure III.1 Schéma illustratif d'un instrument de mesure de la radioactivité naturelle dans les forages	<u>45</u>
Figure III.2 Principe de fonctionnement de la diagaphie à neutrons	<u>46</u>
Figure III.2 : Principe de fonctionnement du Diagaphie sonique	<u>49</u>

CHAPITRE IV

Figure IV.1 : Détermination de la lithologie à partir des Cross Plots	<u>57</u>
Figure IV.2 : Evaluation Pétrophysique du forage R-1	<u>59</u>
Figure IV.3 : Evaluation Pétrophysique du forage RS_1	<u>60</u>
Figure IV.4 : Evaluation Pétrophysique du forage RS-2	<u>61</u>
Figure IV.5 : Evaluation Pétrophysique du forage A-1	<u>62</u>
Figure IV.6 : Evaluation Pétrophysique du forage A-2	<u>63</u>
Figure IV.7 : Evaluation Pétrophysique du forage P_1	<u>64</u>
Figure IV.8 : Evaluation Pétrophysique du forage P_2	<u>65</u>
Figure IV.9 : Evaluation Pétrophysique du forage P_3	<u>66</u>
Figure IV.10 : Evaluation Pétrophysique du forage C_1	<u>67</u>

Figure IV.11 : Evaluation Pétrophysique du forage W-1	<u>68</u>
Figure IV.12 : Corrélation NE-SO passant par les puits A-1, P-5 et P-1	<u>81</u>
Figure IV.13: Corrélation passant par les puits P-5, H-1, P-3 et P-1	<u>82</u>
Figure IV.14: Corrélation NE-SO passant par les puits C-2, C-1 et R-1	<u>83</u>
Figure IV.15: Corrélation NE-SO passant par les puits P-3, P-4 et C-2	<u>84</u>
Figure IV.16: Corrélation N-S passant par les puits P-1, A-1, W-1	<u>85</u>
Figure IV.17 : Plot des RHOB-NPHI pour détermination de la lithologie	<u>86</u>

LISTE DES TABLEAUX :

Tableau IV.1 : Inventaire des données de diagraphe disponibles	<u>55</u>
Tableau IV.2 : Evaluation pétro-physique du puits P-1	<u>73</u>
Tableau IV.3 : Evaluation pétro-physique du puits P-2	<u>74</u>
Tableau IV.4 : Evaluation pétrophysique du puits P-3	<u>74</u>
Tableau IV.5 : Tops de formation des puits du complexe Taouil	<u>76</u>
Tableau IV.5 Caractérisation petro physique de réservoir	<u>87</u>

INTRODUCTION GENERALE

Les hydrocarbures en Algérie occupent une place fondamentale dans la structure économique du pays, représentant jusqu'à 96% des exportations de l'industrie énergétique, où les gisements d'hydrocarbures se trouvent généralement dans la zone de la plate-forme saharienne. Et la province orientale est considérée comme l'une des provinces les plus dominantes et est riche d'hydrocarbures.

Le but de ce travail est de mener une étude Petro physique et de connaître et déterminer les meilleurs niveaux de production sur la base de la description de certaines carottes et à travers l'analyse de certains paramètres pétro physiques et des enregistrements de puits pour certains puits spécifiques représentés dans 8 puits dans le champ TAOUIL. Le champ de Rhoud Nouss.

Dans le chapitre I, nous discutons de l'emplacement de la région de TAOUIL et Rhoud Nouss, des limites géographiques de la région étudiée, du bassin de Rhoud Nouss, et de l'histoire de la découverte de la région, tout en mentionnant la géologie de la région étudiée

Dans la chapitre II, nous mentionnons la structure géologique de la région, en mentionnant le type et les caractéristiques de chaque couche géologique. Nous mentionnons les caractéristiques géophysiques de la région, en mentionnant le type et les caractéristiques de la roche mère et de la roche réservoir

Dans la chapitre III, nous mentionnons les méthodes de calcul des propriétés pétro physiques de la région et les formules mathématiques et équations pour chaque propriété

Dans la chapitre IV, nous discutons des caractéristiques pétro physiques du réservoir. Silurien (S.A.G) F6, Démontrer des analyses pétro physiques de plusieurs puits dans la zone de TAOUIL, identifier et collecter les analyses des puits dans la zone, déterminer l'épaisseur et la taille du réservoir, et mentionner ses caractéristiques pétro physiques

Notre étude est une contribution allant dans le sens de cette projection. Elle a été approchée Par des études de réservoir très détaillées et exhaustives, à savoir des études de caractérisation de la géométrie du réservoir aussi bien spatialement que verticalement, des études Pétro graphiques et diagenétiques poussées basées sur les carottes et les lames minces, et enfin une caractérisation pétro physique soutenue du réservoir. La répartition spatiale est verticale du réservoir a été réalisée par les écorchés à la base et au toit du réservoir.

Chapitre I: Généralité et géologie de la région de TAOUIL

I.1 Généralités :

I.1.1 Contexte géographique, géologique et géodynamique de la région de Rhourde Nouss :

- **Situation géographique (Figure I.1) :**

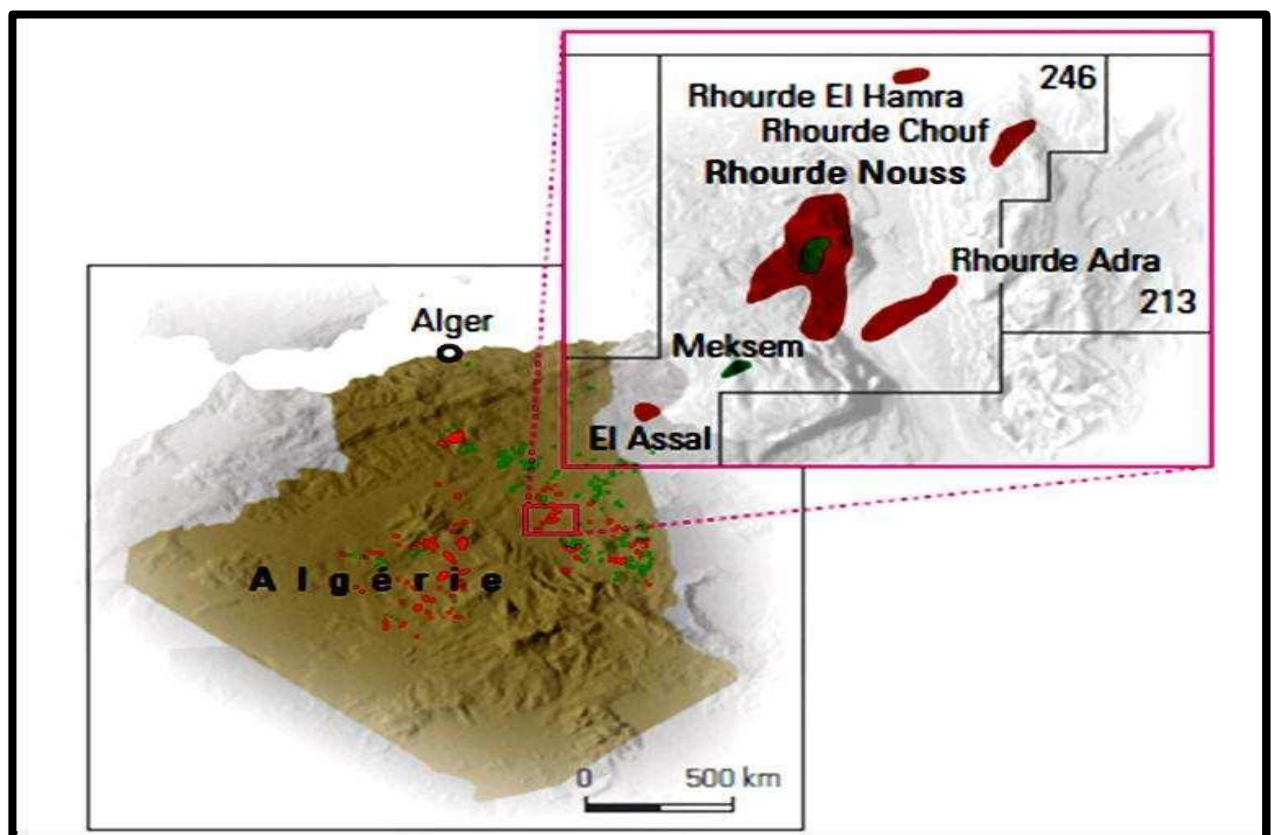
Le champ de Rhourde Nouss se situe à quelque 850 Km au Sud Est d'Alger, l'une des principales zones productives d'hydrocarbures du Sahara Algérien, il se trouve à 280 km environ au Sud-Est de Hassi Messaoud et à 350 km au Nord-Ouest d'Ain - Amenas. Il s'étend sur une superficie de l'ordre de 10000 Km².

- **Les limites géographiques :**

La région de Rhourde Nouss est située dans la wilaya d'Ilizi à quelques 280 Km au Sud-Est de Hassi-Messaoud, et se positionne entre :

- 29°16' et 30° parallèles.
- 06°24' et 07° méridien.

Elle est limitée au Nord par la région de Gassi-Touil, au Sud par les régions de Hamra et de Tin- Fouyé Tabenkourt (TFT).





1. *Journal of the American Medical Association*, 1997; 278: 1039-1044.

- **Contexte géodynamique (Figure I.3) :**

La région de Rhourde Nouss fait partie de la province triasique qui correspond à un bassin intraplaque de type plateforme épicontinentale (Perrodon, 1985). L'évolution géodynamique et l'architecture de la région sont en étroite relation avec celle du môle d'Amguid El Biod.

La région correspond à la partie Sud de La dorsale complexe d'Amguid El Biod- Hassi Messaoud, dont les zones horst et graben sont traversés par de nombreux accidents subméridiens qui se caractérisent par de forts rejets pouvant atteindre 2000m par la grande faille de Ramade au Sud-Ouest (Fig. 3), ainsi que par des failles normales moins étendues de direction orthogonale et transversale par rapport à la direction principale des structures (M. Aliev, 1971).

En effet, le môle d'El Biod et son prolongement Nord fait partie de la plate Forme Saharienne qui se caractérise par des effets de plusieurs phases tectoniques.

La région de Rhourde Nouss a été étudiée à maintes reprises, et il est généralement admis que ce secteur a subi d'intenses déformations et en particulier une forte compression au Crétacé (Phase Autrichienne) d'orientation proche de l'Est- Ouest et ayant réactivé les failles préexistantes de direction Nord-Sud et Nord- Est/Sud-Ouest.

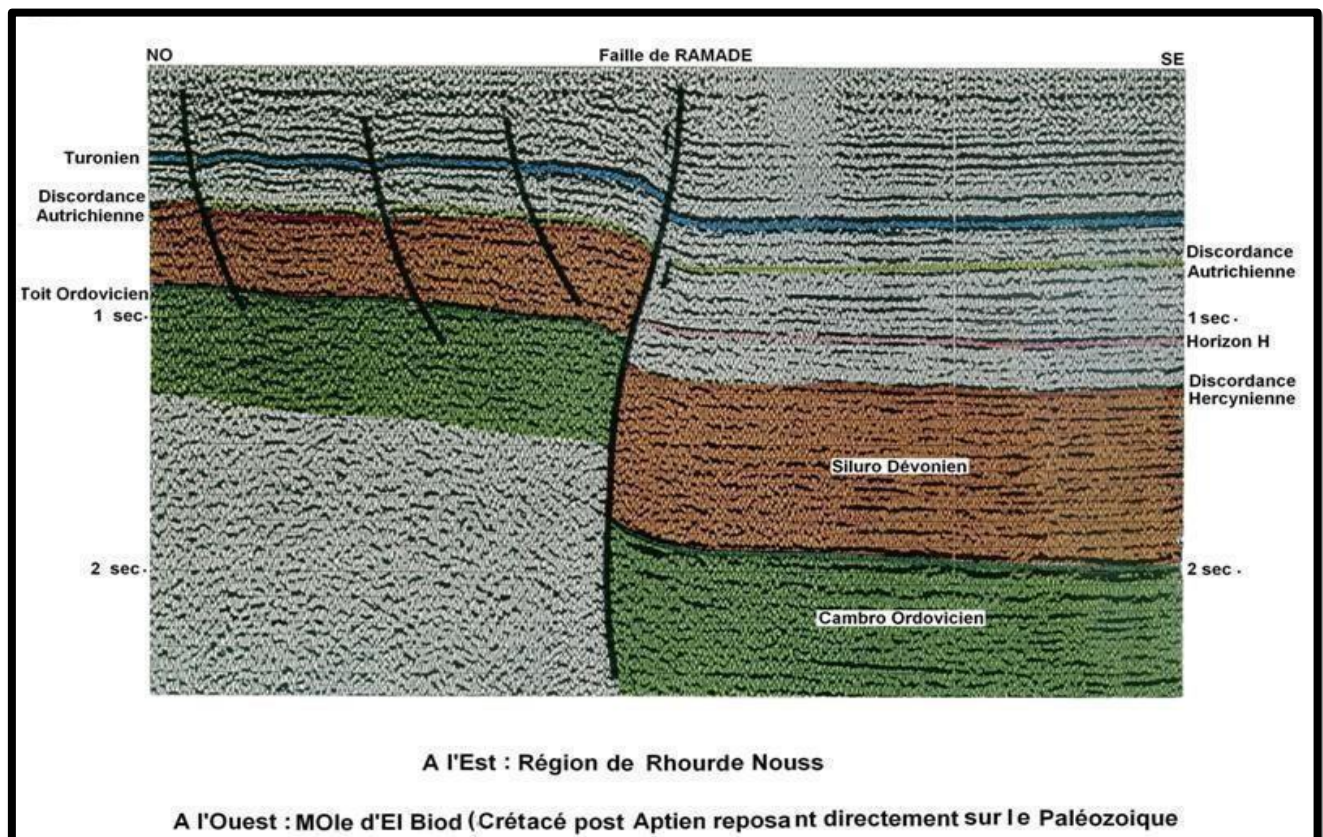


Figure I.3 : Faille de Ramade dans la région de Rhourde Nouss

(Beicip, 1990)

- **Les phases tectoniques (Figure I. 4) :**

Les principales phases compressives et leurs directions de contraintes observer dans la région (Boudjemaa, A. 1987) sont les suivant :

- ❖ Phase Hercynienne : Nord 120°
- ❖ Phase Autrichienne : Nord 90°
- ❖ Phase Eocène supérieure : Nord 160°
- ❖ Phase Plotoligocène : Nord 60°

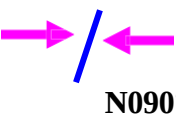
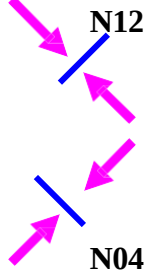
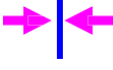
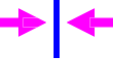
ERE	EPOQUE	PHASES	DIRECTION DES PHASES	EFFETS SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPINE TARDIVE TERTIAIRE TARDIVE N.O 60	 N060°	Jeu en compression
	PALEOGENE EOCENE	ALPINE MOYENNE EOCENE N. 160	 N160°	Jeu en compression sur les accidents N-S et création de nouvelles structures
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE (ALPINE PRECOCE)	 N090°	Jeu en inverse sur les accidents N-S
	JURASSIQUE			
	TRIAS			
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIENNE TARDIVE	 N120° N040°	Jeu inverse sur les failles NE-SO
	CARBO VISIEN	PHASE HERCYNIENNE PRECOCE		Jeu inverse sur les failles NO-SE
	DEVONIEN	PHASE FRASNIENNE	 NO-SE	Jeu en failles normales sur les failles NE-SO (variation de faciès et d'épaisseur) (volcanisme)
	SILURIEN	PHASE CALEDONIENNE	 E-O??	Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les mûles subméridiens)
	ORDOVICIEN			
	750 – 550 Ma	PHASE PANAFRICAINNE	 E-O	Tectonique cassante, réseau NE-SO et NO-SE

Figure I.4 : les phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d'Ilizi et province triasique (In Boudjemaa, 1987 et Beicip)

I.2 Géologie de la région de Taouil :

I.2.1 Géologie :

a. Cadre géologique global :

La structure de Taouil est située dans la partie Sud Est du périmètre Gassi Touil, au Sud du gisement de Brides, et au Nord Est du champ à gaz de Toual, elle est assimilée à un anticlinal allongé orienté NNO- SSE et adossé contre une faille d'orientation ENE-OSO qui assure sa fermeture au Nord et à l'Ouest, cette structure est hachurée par des failles de moindre importance de direction générale NE-SO et N-S.

La région appartient à la partie Nord-Ouest de la province Sud Est triasique, elle est donc caractérisée par schéma structural actuel qu'elle a hérité des différentes phases tectoniques ayant affecté le bassin et participé à sa structuration. Les plus importantes sont :

La phase compressive hercynienne précoce de direction N140° qui a engendré des érosions différentielles atteignant les grès du Silurien, et la phase post Namurien de direction N120° responsable de mouvements compressifs.

Une phase d'intensive intervient au cours du Trias/ Lias, en rapport avec l'ouverture de l'atlantique Nord, cette phase est responsable de la création de failles NE-SW, de la structuration en horst et grabens ainsi que d'une variation notable d'épaisseur des formations triasiques et liasiques.

La phase compressive à transgressive Autrichienne de direction Est-Ouest a joué un rôle prépondérant dans le piégeage et la distribution des hydrocarbures des principaux gisements.

Les mouvements transgressifs d'âge tertiaire (Eocène) qui se sont traduits par des contraintes orientées NNE-SSW, ont participé au remodelage des grandes structures préexistantes d'âges anciens comme pour le cas de l'axe structural de Taouil.

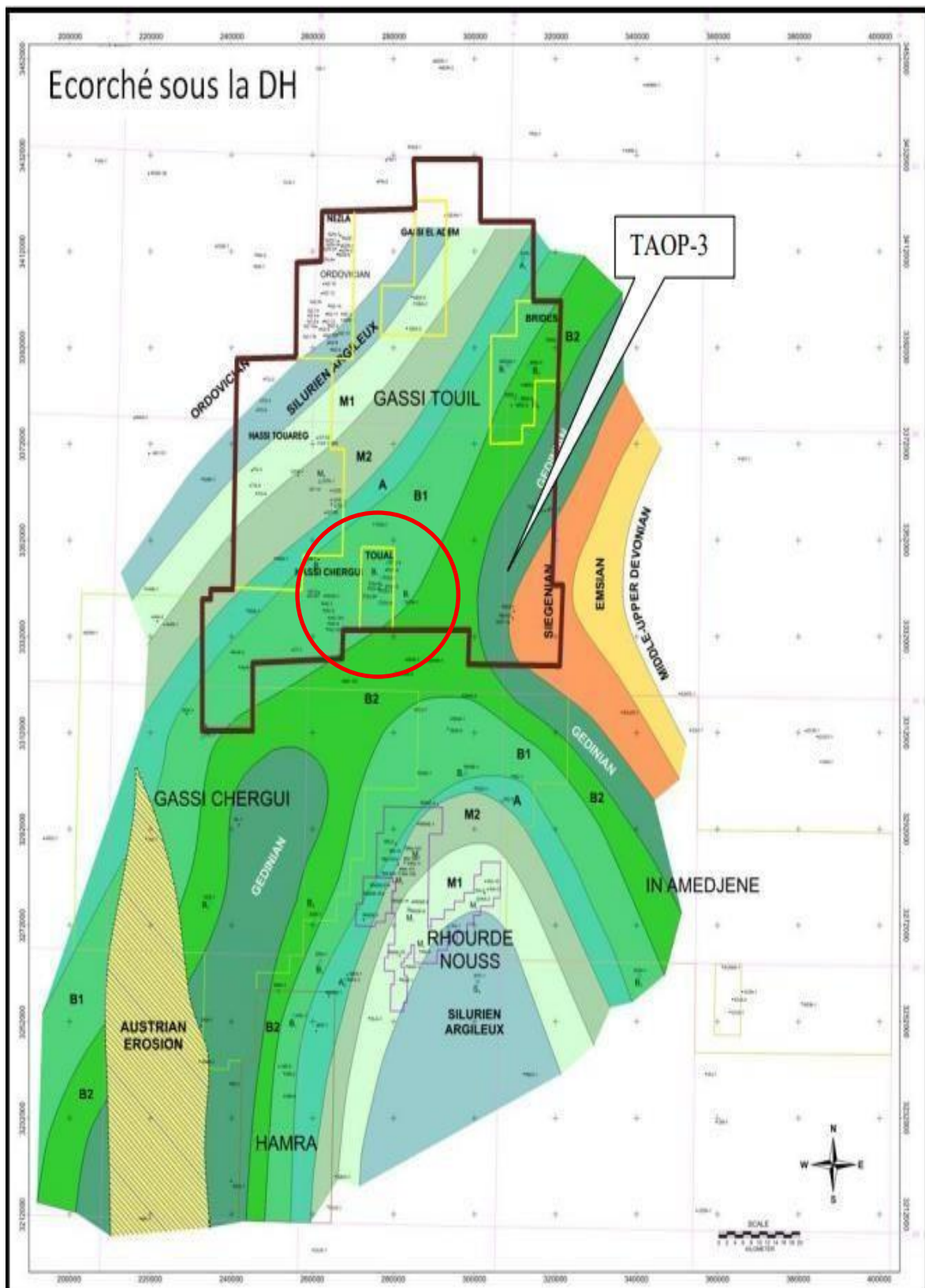


Figure I.5 : Ecorché sous la discordance hercynienne au niveau de Gassi Touil-RNS (Docum. Sonatrach.)

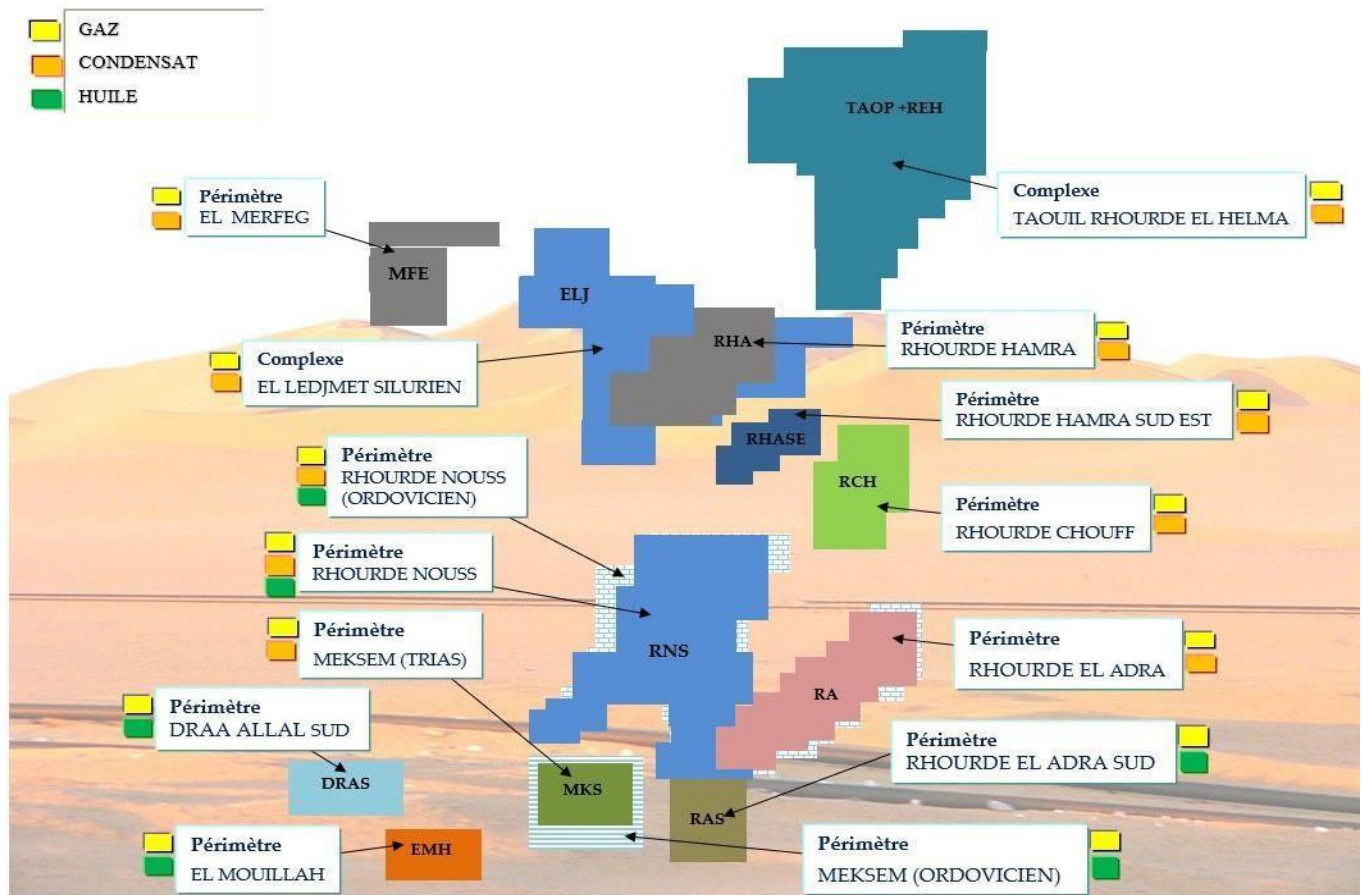
La structure de Rhourde Nouss de dimension 1200 km^2 est composée de quatre structures différentes à savoir:

- Rhourde Nouss :

- ❖ Rhourde Nouss central (RNC)
- ❖ Rhourde Nouss sud-est (RNSE)
- ❖ Rhourde Nouss sud-ouest (RNSW)
- ❖ Rhourde El Adra (RA)
- ❖ *Rhourde Chouf*
- ❖ *Rhourde Hamra*
- ❖ *Rhourde Nouss Ordovicien*
- ❖ *Meksem*
- ❖ *Meksem ORDOVICIEN*
- ❖ *Mouilah*
- ❖ *Rhourde Adra Sud*
- ❖ *Hamra*
- ❖ *Hamra Cambro-ordovicien*

b. Périphérie de Gassi touil :

- ❖ *Complexe TAOUIL RHOURE EL HELMA*(TAO-REH)
- ❖ *Rhourde Hamra-Sud-Est*
- ❖ *Complexe EL LEDJMET Ordovicien*
- ❖ *Complexe EL MERFEG*
- ❖ *Complexe LEDJMET SILURIEN*



**Figure I.6 : Principaux gisement du champs Rhourde Nouss découvert
Au cours de la phase exploration, (DP RNS)**

❖ **Rhourde-Nouss Central (RNC) :**

Cette structure est alignée Nord - Sud et s'étend sur environ de 16x8 km² avec une petite structure au nord-est de 4 x 2, 5 km. Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres .dans lequel on a foré 64 puits.

❖ **Rhourde-Nouss Sud -Ouest (RNSW) :**

Elle est de direction S-SW et N-NE sur une surface de 16 3,5 km. Le réservoir est à gaz avec un anneau d'huile d'une vingtaine de mètres, le nombre de puits forés dans le réservoir est de 17 puits.

❖ **Rhourde-Nouss Sud-Est (RNSE) :**

Cette structure est alignée nord-sud sur une surface de 8,5 x 4 km² .le nombre de puits forés dans le réservoir est de 18 puits, dont 11 puits forés dans le Trias Argilo- Gréseux Supérieur (TAGS), qui est producteur de gaz, avec un anneau d'huile d'une dizaine de mètres, et 7 puits forés dans le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), qui est producteur d'huile.

❖ **Rhourde- El Adra (RA) :**

Alignée SW - NE sur une surface de 58 km², le réservoir contient du gaz et le nombre de puits foré est égal à 13 puits

❖ **Complexe TAOUIL RHOULDE EL HELMA**

Le 31-12-2021, Sonatrach a introduit la demande d'approbation du plan de développement et la déclaration de commercialisation du gisement complexe Taouil rhoulde el helma

Ce périmètre prévoit un développement en synergie avec l'installation existante à gaz de RNS

Le projet de raccordement des 25 puits GTL a débuté janvier 2019 après la signature du contrat entre SONATRACH et l'entrepreneur COSIDER ;

COSIDER a engagé JGC comme bureau d'étude, afin d'établir le dimensionnement du réseau de collecte, et la vérification du FLOW-Assurance.

▪ **Projet de forage de développement 2023 - 2028 :**

Un projet de forage de développement a été lancé pour le maintien de la production du champ de la périphérie GTL conformément au PMTE 2023-2028 de 68 puits.

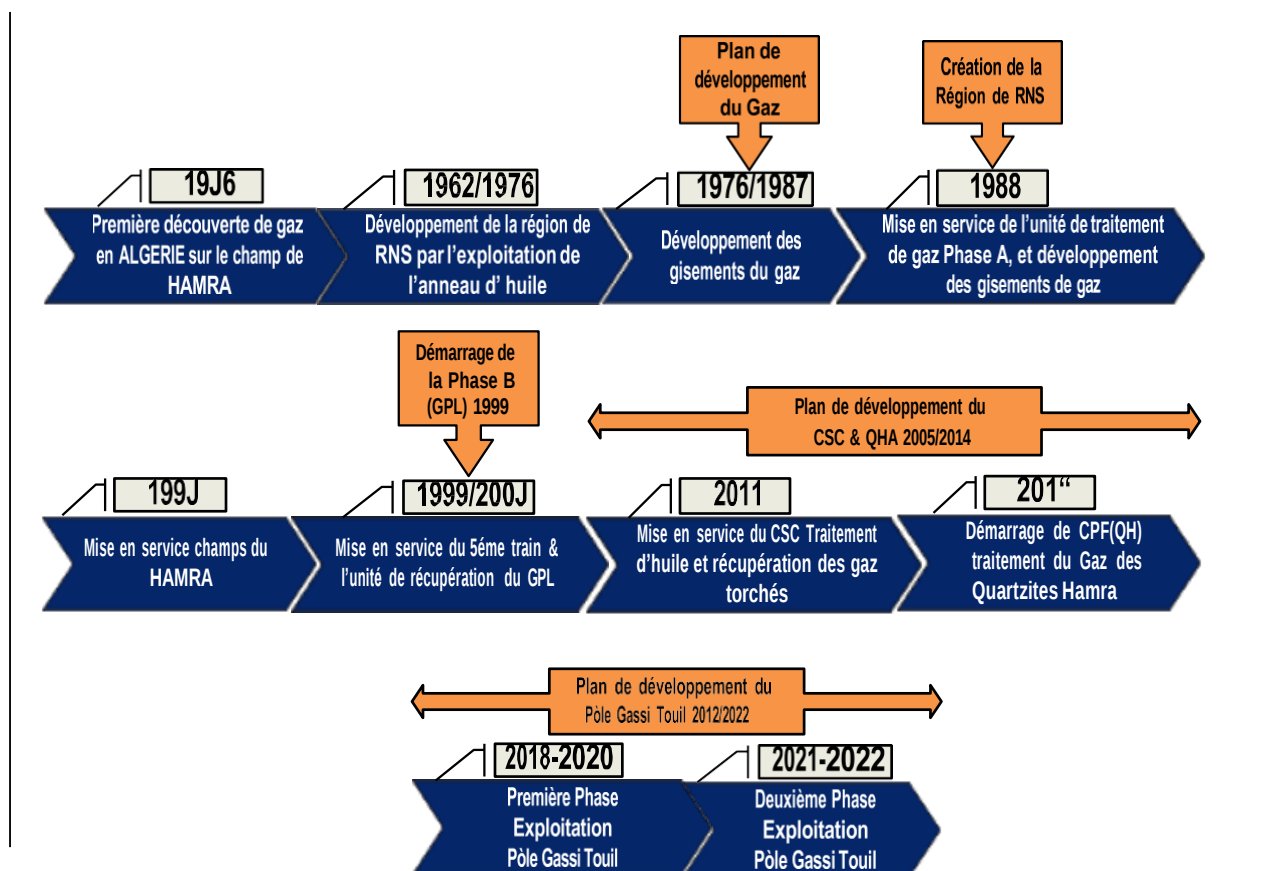
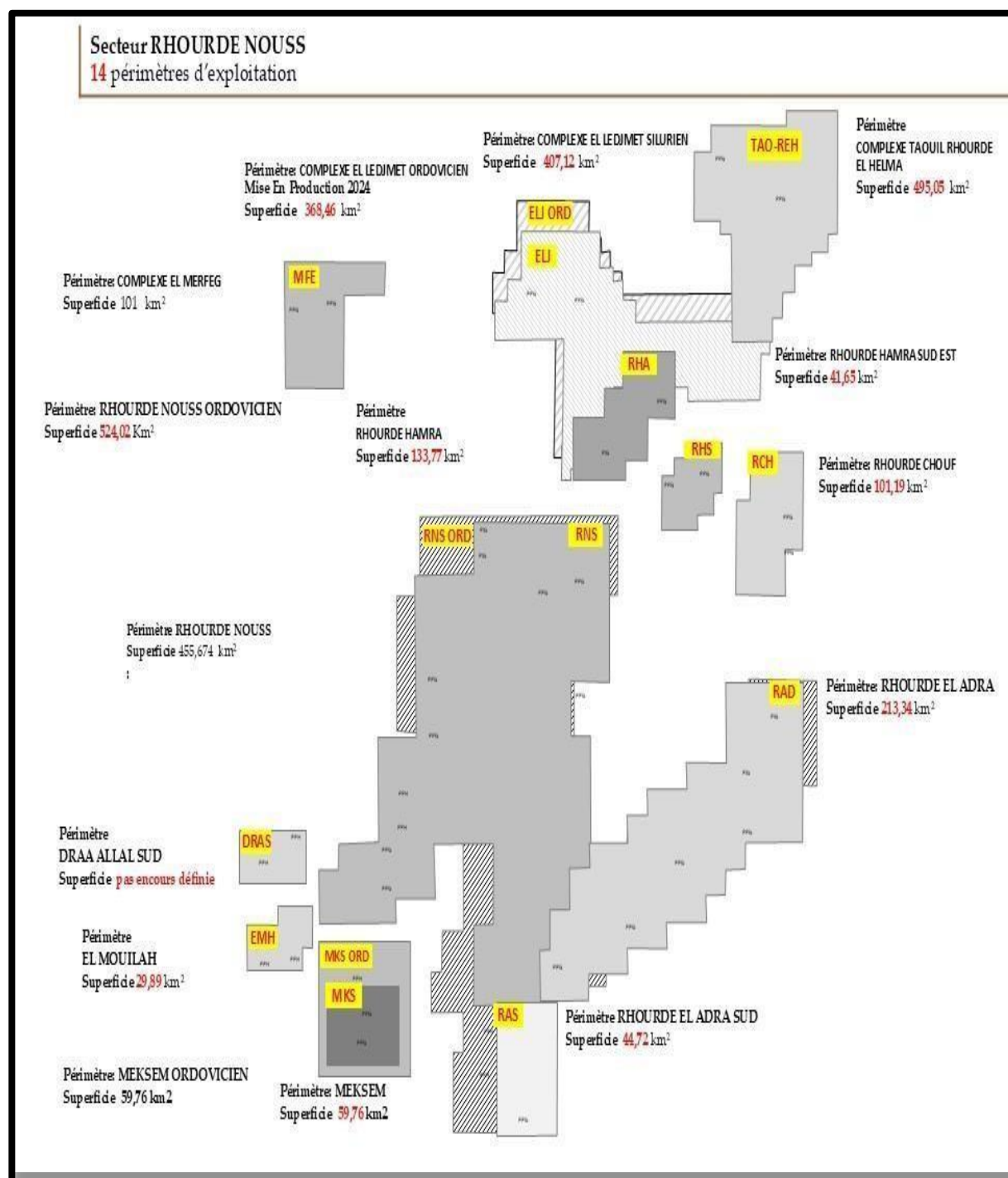


Figure I.7 : Historique de région de rhoud nouss (DP RNS 2022)



**Figure I.8 : Les différents trends structuraux de la région de Rhourde Nouss
(DP RNS SONATRACH, 2024)**

I.3 Système pétrolier dans la région de Taouil

I.3.1 Roches mères piégeage et migration :

Les argiles à Graptolites du Silurien basal représentent la principale source d'alimentation pour les réservoirs au niveau du bassin de Berkine. La roche mère Silurienne montre un carbone organique totale de 2 à 9%. Le kérogène de type est -III avec un potentiel gaz très important. A l'état actuel, on assiste à la phase gaz à condensât au niveau de la zone intermédiaire et gaz sec dans les zones plus profondes.

Le pic de génération d'hydrocarbures aurait été atteint au Crétacé inférieur à moyen. L'érosion hercynienne et ses conséquences sur les cortèges sédimentaires ne permettent par contre pas de déterminer avec certitude l'impact de la phase de genèse ante-hercynienne.

Les zones en contre bas, vers l'Est du système Taouil-Brides-El Katir constituent la zone de genèse principale pour l'axe anticlinal Hassi Chergui- Gassi Touil. Une partie des hydrocarbures piégée sur l'axe de Brides-Taouil prendrait son origine aussi de l'Est, à partir du bassin de Berkine (pôle central).

Les voies de migration sont principalement la dalle de M'Kratta et les niveaux gréseux du Silurien supérieur par migration secondaire, les grés de l'Ordovicien (Quartzites Hamra) peuvent aussi constituer un autre chemin de migration.

Les pièges à hydrocarbures dans cette région sont de type structural (anticlinaux faillés) avec parfois une composante stratigraphique pour le réservoir Silurien – F6.

2.2. Roches couvertures L'étanchéité des unités gréseuses du Silurien F6 (A1, A2, B1, B2, M1, M2) est assurée par les argiles intermédiaires au sein même de cette formation, ces niveaux argileux peuvent atteindre 200m d'épaisseur et constituent d'excellentes couvertures pour les niveaux réservoirs. (DP RNS).

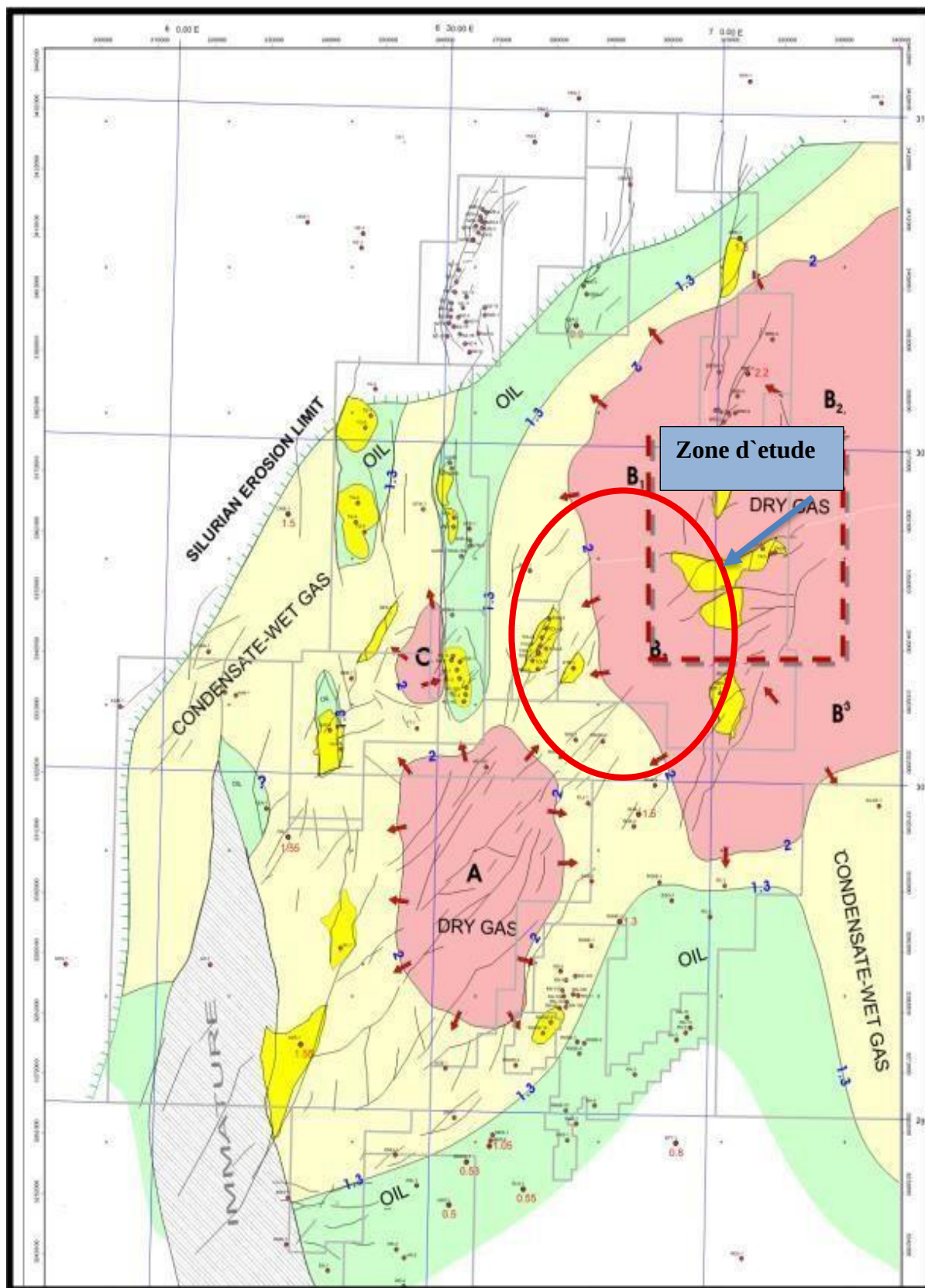


Figure 8 : Carte de répartition des environnements pétroliers dans la Région de Gassi Touil

I.3.2 Roches Réservoirs :

Les niveaux gréseux du Silurien argilo-gréseux F6 :

La formation Silurien-F6, d'une extension latérale très marquée est constituée d'une épaisse série argilo-gréseuse, qui serait déposée dans un milieu marin de type shore-face à deltaïque et dont le sens de progradation serait du Sud vers le Nord. Le F6 est composé de 4 à 5 unités gréseuses, qui constituent avec le TAGS les principaux réservoirs dans toute la région de Gassi Touil.

Dans le secteur Taouil, le puits TAOP-1 a mis en évidence une importante découverte de gaz dans le F6-M2 avec un débit de 13162 m³ /h associé à 3,32 m³ /h de condensât suite au DST N°1 effectué sur les intervalles 4552 – 4558m / 4560,5 – 4563,5m. L'interprétation des diagraphies et les MDT ont permis de définir un GDT à -4334m. Le puits TAOP-2 a permis de prouver la présence de gaz au niveau du réservoir F6-M2 sur l'intervalle 4606,12- 4722,82m avec une porosité de 12%.

Le calcul des réserves en place pour cette unité donne un volume de gaz de 21,07 milliards de m³ et un volume de condensât de 5,36 milliards de m³ en 3P, pour une surface de 103,8 km².

Le puits TAOSW-1 a montré la présence de gaz au niveau de l'unité F6-M1 avec un débit de 337,4 m³ /h de Gaz. Ce même puits a également fait l'objet de découverte au niveau de la F6- M2 et a donné un débit de 7537 m³ /h de gaz et 1,97 m³ /h de condensat sur les intervalles 4620 – 4632,5 m/ 4644,5 – 4651 m/ 4653 – 4655,5 m.

Le forage REHP-1 a fait l'objet de deux découvertes l'une au F6-A1 et l'autre au F6-A2, le DST N°1 effectué au droit de l'intervalle 4333-4338.5m du F6-A1 a débité 11091m³ /h de gaz et 0.76m³ /h de condensât. Le DST N°2 effectué sur les intervalles 4214.5-4217/4222- 4226/4295-4303 du F6-A2 a débité 22541 m³ /h de gaz et 0.75 m³ /h de condensât. (DP RNS)

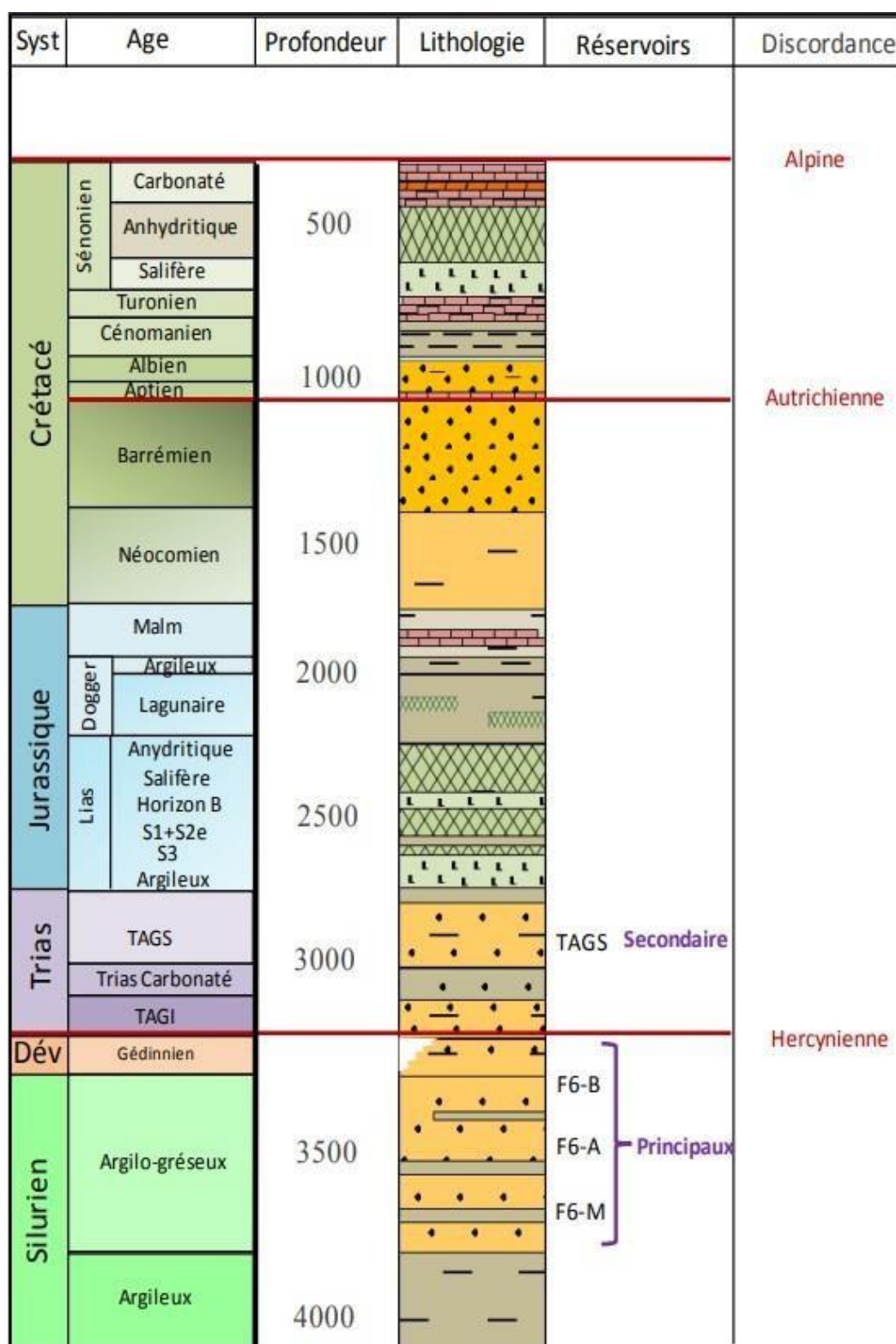


Figure I.9 : Colonne stratigraphique type de la région de Gassi Touil

Chapitre II: APERÇU STRUCTURAL SUR LA RÉGION D'ETUDE

II.1 Le Plan Structural :

II.1.1 Evolution structural :

L'évolution tectonique de la région d'étude s'inscrit dans le cadre de la tectonique globale de la plateforme saharienne dont l'héritage structural est à rechercher d'abord dans les phases tectoniques anté-Paléozoïque (Orogenèse Panafricaine...) puis dans les événements hercyniens et Alpains. D'après la synthèse structurale du Beicip-Franlab (1957); Boudjemaa (1987) et Saifi (2006), la plateforme saharienne aurait été soumise à plusieurs phases de déformation. (Figure.II.1)

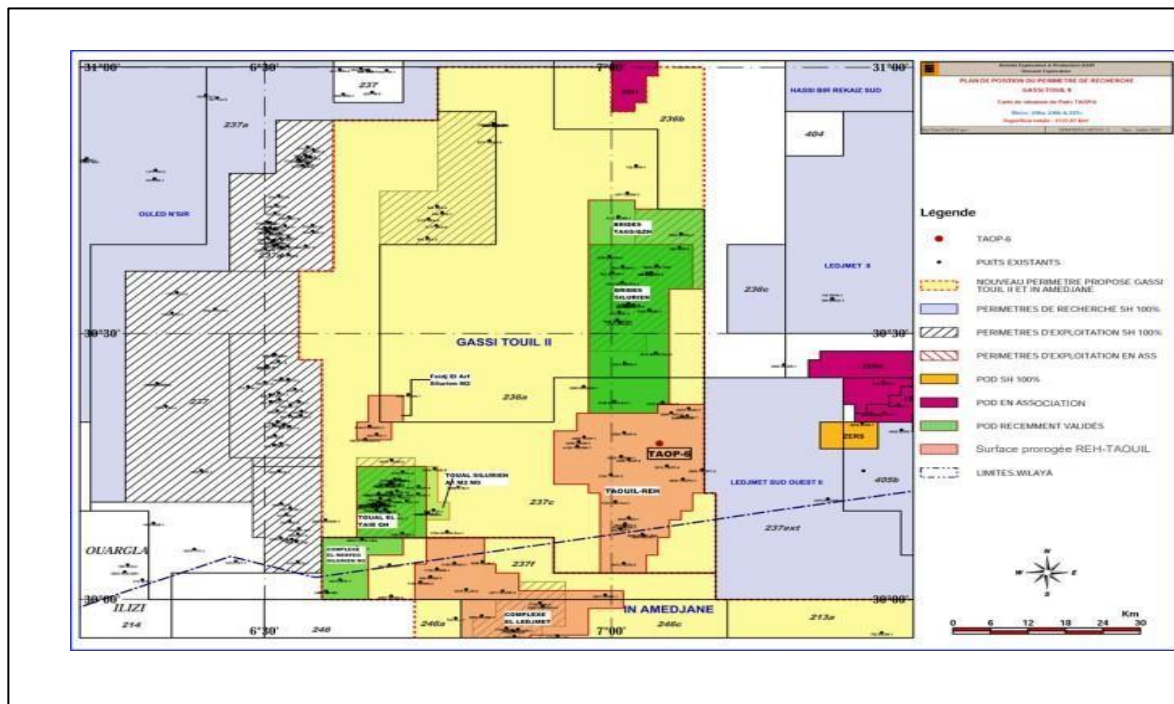


Figure II.1 : Plan de position de la structure TAOUIL (SONATRACH. DP, RNS, 2024)

II.1.2 Cadre structural du champ de Rhourde Nouss :

Un aperçu sur la structure de Rhourde Nouss est important, car il va permettre de mieux comprendre le rôle de la tectonique dans la formation des pièges et l'accumulation des hydrocarbures.

La zone d'étude est située entre deux éléments structuraux majeurs de la plateforme saharienne :

-A l'ouest, le môle d'Amguid El Biod, vaste unité structurale subméridienne s'étendant d'Amguid au Sud à Rhourde Baguel au Nord. Ce môle s'individualise sur le plan structural par une intensité des déformations beaucoup plus accusée que dans les régions limitrophes (Mouydir à l'ouest et bassin d'Illizi à l'Est) et sur le plan sédimentaire par des anomalies d'épaisseur et de faciès et de nombreuses lacunes stratigraphiques ;

A l'Est, le haut de Maouar, d'âge anté-Mésozoïque, érodé jusqu'à l'Ordovicien ; d'orientation

NNO-SSE, ce môle couvre environ 20000 km².

La région de Rhourde Nouss se présente alors comme une zone très structurée par des plis anticlinaux, très accusés et des synclinaux très profonds. La structuration actuelle est le résultat des effets des nombreuses contraintes tectoniques qui se sont succédées au cours des temps géologiques. L'importance des mouvements au Crétacé, traduit une grande mobilité de la zone. Les accidents ont rejoué à diverses époques, le jeu compressif principal (dit autrichien) ayant tendance à masquer les jeux secondaires. Les structures sont toutes polyphasées.

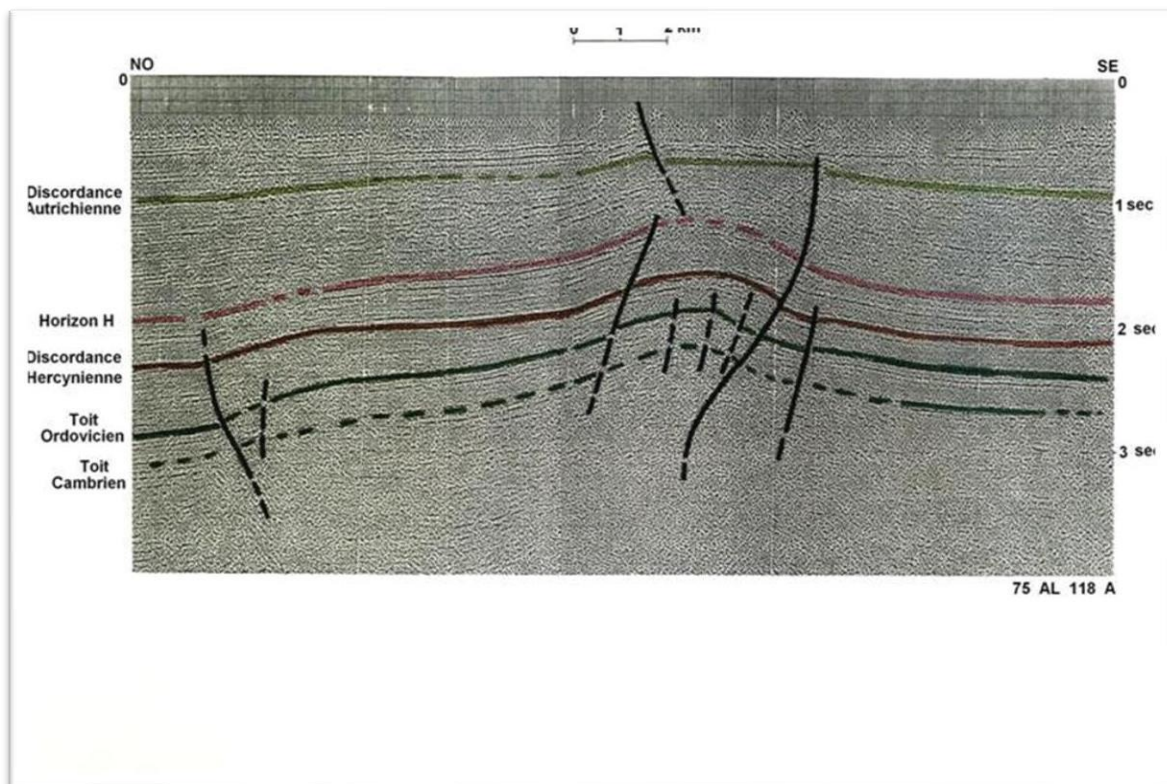


Figure II.2: Structure de Rhourde Nouss (Beicip, 1990)

II.1.3 La Structure de taouil :

Plusieurs campagnes sismiques ont été réalisées dans la région d'étude, des profils sismique 2D et des projets sismiques 3D, la figure suivante montre le plan de position de l'étude sismique 3D 2011 REH-3D

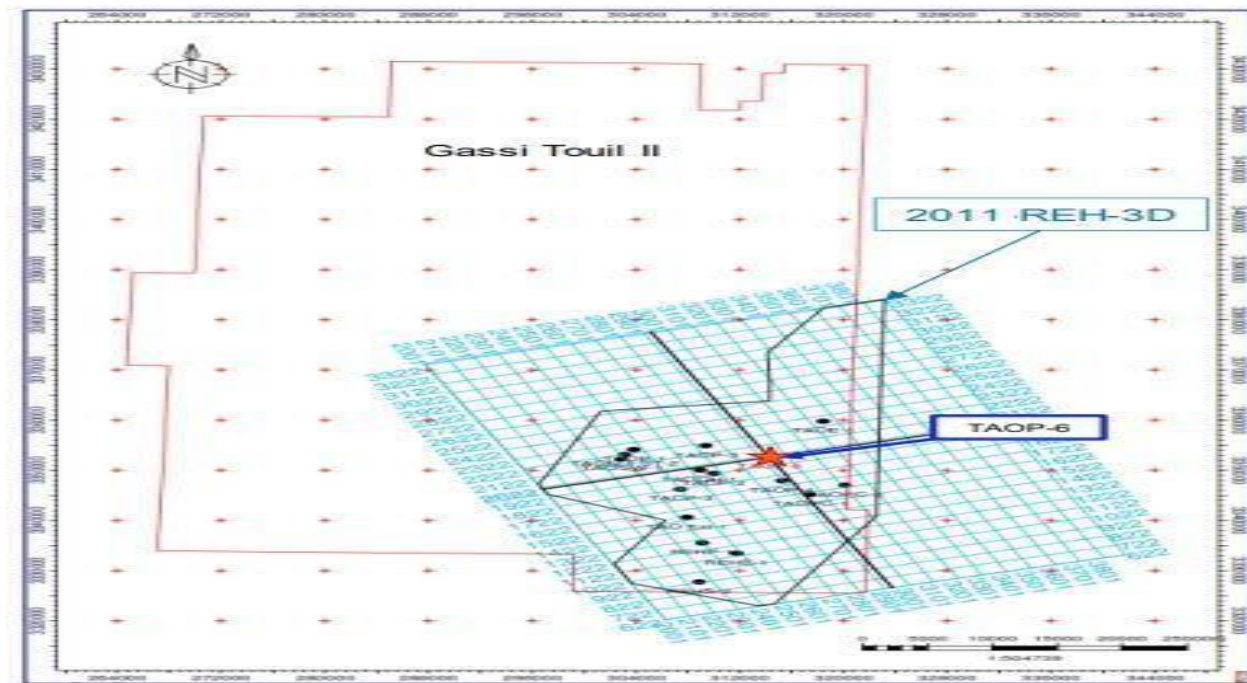


Figure II.3 : Plan de position du cube 2011 REH-3D sur le périmètre d'étude

D'après l'interprétation sismique de plusieurs sections de la région de RNC, on est en présence d'un réseau de faille à fort pendage parfois subverti cal, orienté pour la plupart N-S formant une structure dite en fleur qui est le résultat de contraintes transgressives lors de la réactivation de l'héritage structurale panafricaine dans la phase autrichienne avec un jeu dextre, Ce type de structure est caractérisé par la complexité de son réseau de failles ; certaines failles ont été détectées par la sismique et les autres par l'interprétation de well test et les résultats de forage.

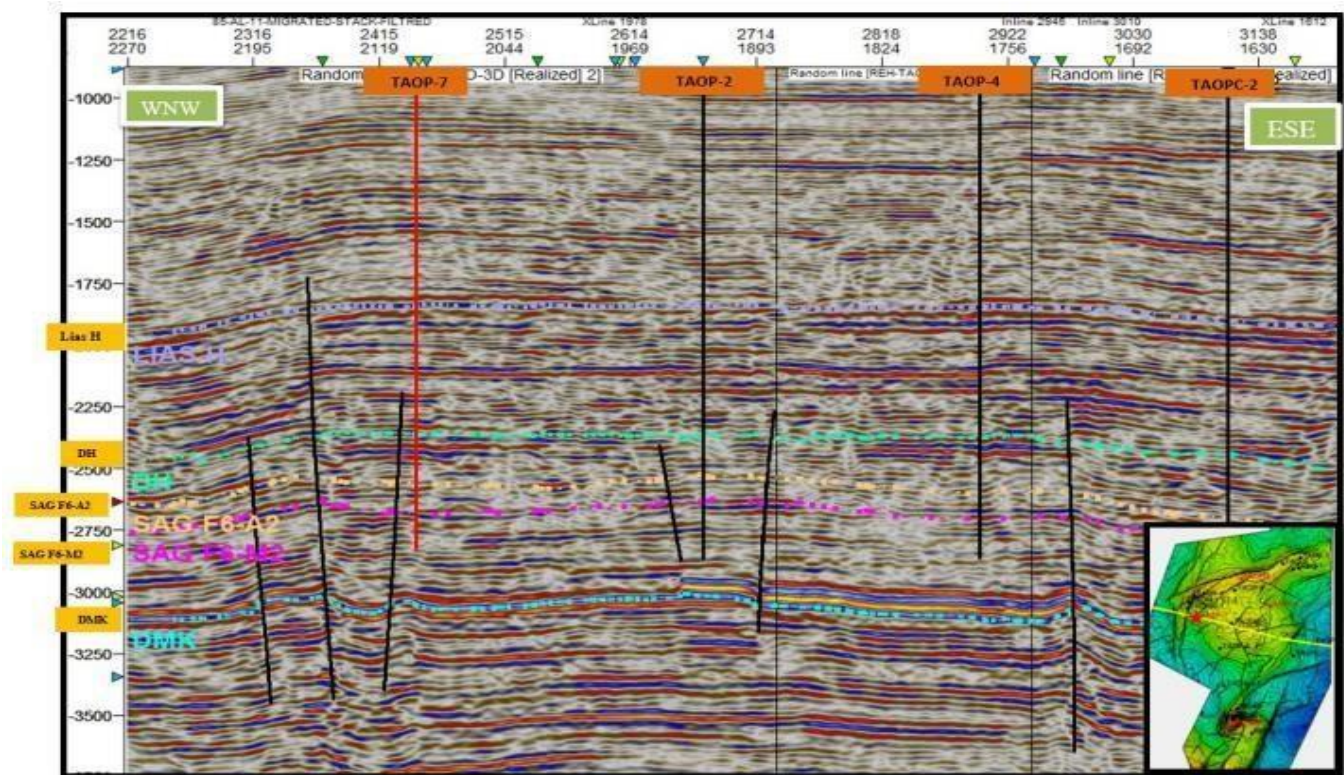


Figure II.4 : profil sismique passant par les forages x-2 et x-1

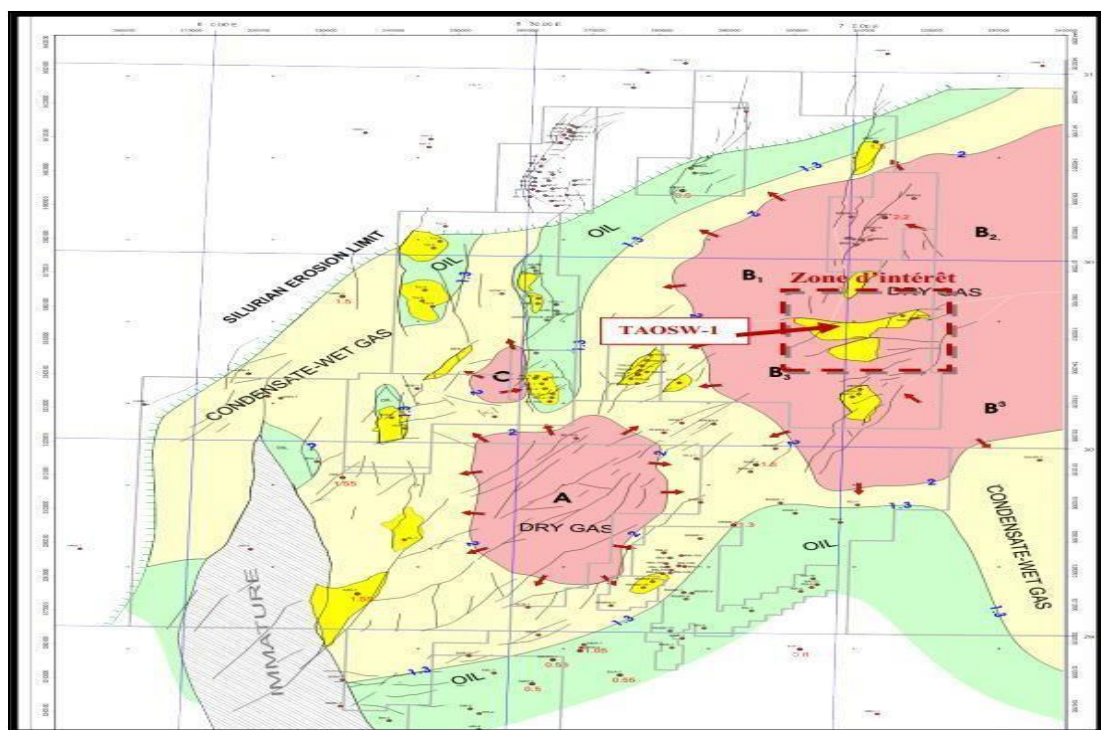


Figure II.5 : Carte de maturation de la matière organique dans la région

II.2 Le plan Stratigraphie :

La série stratigraphique de la région de Rhourde Nouss est composée des ensembles suivants :

- Le Paléozoïque qui est incomplet, reposant sur un socle de nature granitique et /ou métamorphique ;
- Le Mésozoïque .
- Le Cénozoïque.

II.2.1 Le socle

Il est représenté par un complexe granitique ou métamorphique plissé et faillé. Il est très peu connu, en raison du nombre limité de puits qui l'ont atteint.

II.2.2 Le Paléozoïque

Les premiers dépôts paléozoïques sous la discordance hercynienne sont datés Silurien, ils sont constitués d'un ensemble Argilo-gréseux. Le Dévonien et le Carbonifère sont eux érodés. En revanche, on marque la présence de toutes les séries de l'Ordovicien et du Silurien, où l'épaisseur maximale est estimée 4000 mètres, notamment dans le sillon de Marfag qui se situe dans la partie ouest de la région.

II.2.2.1 Le Cambrien :

Il est représenté par les grès de Hassi Leïla, constitué dans sa partie basale par des grès quartzitiques fins à grossiers mal classés et dans sa partie sommitale par des quartzites fins. L'épaisseur moyenne est estimée 104 m.

II.2.2.2 L'Ordovicien :

C'est un terme très complexe, constitué par des alternances de grès quartzitiques et d'argiles. Son épaisseur moyenne varie de 750 à 1250 m et se compose de plusieurs unités se succédant de bas en haut :

- Grès de Méribel :

D'âge Tremadocien inférieur. Son épaisseur est de 180 m. Cette unité est constituée par des grès quartzitiques fins, avec des grès argilo-silteux et des passées d'argiles grises à noire

- Les argiles d'El-Gassi :

D'âge Tremadocien moyen, avec une épaisseur de 268 m, matérialisée par une alternance d'argiles silteuses grises foncées plus aux mois pâteux et des grès quartzitiques.

- Les grès d'El- Attchane :

C'est une alternance de grés fins bien classés silteux et de quartzites entrecoupés par des passées argileuses.

- **Les Quartzites de Hamra :**

D'âge Arenigien moyen, avec une épaisseur moyenne de 80 à 232 m. ils sont formés par des quartzites fins à moyens, gris-brun, quartzitiques avec des intercalations d'argiles noires.

- **Les grès de Ouargla :**

D'âge Arenigien supérieur, son épaisseur varie de 91 à 100 m, ce terme est représenté essentiellement par des grés fins à moyen, gris-brun, quartzitique avec des intercalations d'argiles noires.

- **Les argiles d'Azzel :**

D'âge Llanvinien, son épaisseur est estimée entre 64 et 117 m, constitué d'argile gris-noire, silteuse plus ou moins indurée.

- **Les grès d'Oued Saret :**

D'âge L'Andevillien, avec une épaisseur moyenne varie de 103 à 137 m, il est composé de grés fins parfois quartzitiques.

- **Les Argiles microconglomératiques :**

D'âge Caradocéen, avec une épaisseur qui varie de 66 à 119 m, cette unité est Constituée exclusivement d'argile micro conglomératiques à grains de quartz.

- **La dalle de M'kratta :**

D'âge Ashgillien, elle présente une épaisseur qui varie de 6 à 10 m, elle est matérialisée par des grés quartzitiques qui varie du très fins à moyens jusqu'à grossiers.

II.2.2.3 Silurien :

- Silurien Argileux:

Llandoveryen-Taranon-Wenlockien d'une épaisseur qui varie de 232 à 341 m. constitué par une série d'argile noire micacée très riche en faune (Brachiopodes, Gastéropodes et Graptolites) ; ce sont les argiles à Graptolites.

- Silurien Argilo- Gréseux :

D'âge Ludlowien, il représente le réservoir F6 qui comporte 6 unités de la base au sommet ce sont :

➤ L'unité M1 :

Cette unité est constituée par des argiles silteuses, indurées à quelque passée carbonatée à la base, présentent une épaisseur qui varie entre 32 et 37 m.

➤ L'unité M2 :

D'une épaisseur qui varie entre 61 et 153 m matérialisée par des argiles silteuses, indurées, avec quelques passées de grés de Mederba.

➤ L'unité A1 :

Elle est constituée par des grés fins à moyen, bien consolidés à ciment silteux intercalés par de fines passées d'argiles grise-noires, son épaisseur varie de 13 à 18 m.

➤ L'unité A2 :

Avec une épaisseur qui varie de 98 à 126 m, elle comporte des niveaux de grés fins, silteux à passées argileuses à la base.

➤ L'unité B1 :

Elle présente une épaisseur qui varie entre 0 et 149 m, cette unité est tronquée par l'érosion Hercynienne surtout sur le flanc Sud-Est de la structure de Rhourde Nouss, constituée par une succession de grés quartzitiques compacts est et d'argile gris-noire, induré micacée.

➤ L'unité B2 :

Son épaisseur varie de 0 à 111 m, elle est affectée par l'érosion Hercynienne (Partie Sud-Est et partie Sud-Ouest) présente une alternance de grés quartzitiques et des argiles micacée.

II.2.2.4 Le Dévonien :

Il est totalement érodé.

II.2.2.5 Le Carbonifère :

Lui aussi complètement érodé.

II.2.2.6 Le Permian :

Le permien est érodé.

II.2.3 Mésozoïque :

Il est représenté par le trias et jurassique et le crétacé

II.2.3.1 Trias :

Il est repose en discordance sur le silurien argilo-gréseux (discordance hercynienne) on distingue 5 unité représentée de bas en haut :

- **Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) :**

D'âge Carnien, d'une épaisseur qui varie de 15 à 57 m, il est formé de bancs de grés fins à ciment silico-argileux, intercalés par la présence de passées d'argiles silteuses. On note la présence de microconglomérats à la base.

- **Trias Carbonaté :**

Il est subdivisé en trois termes :

- **Le Trias Intermediaries I :**

Son épaisseur varie de 29 à 70 m, constitué par des grés fins à tendance argileuse à la base et quartzitique au sommet.

- **Le Trias Argilo-Moyen :**

Son épaisseur varie de 33 à 53 m, il constitué d'argile brun-rouge, silteuse et dolomitique, parfois indurée.

- **Le Trias Intermediaries II :**

Il présente une épaisseur qui varie de 53 à 77 m, constitué d'une alternance de grés fins et d'argile rouge à verte silteuse.

- **Trias Argilo- Gréseux Supérieur (TAGS) :**

Son épaisseur varie de 100 à 198 m, il est matérialisé à la base par des grés fins gris-blanc parfois micro conglomératiques surmontés par des argiles brun rouges, silteuses légèrement carbonatées (dolomitiques), ce terme constitue un réservoir principal de la région de Rhourde Nouss.

II.2.3.2 Jurassique :

Subdivisé en 5 termes, qui se succèdent de bas en haut par :

- **Le Lias Argileux S1 :**

Son épaisseur varie de 39 à 62 m, représenté par des argiles versicolores avec des silts.

- **Le Lias Salifère :**

Son épaisseur varie de 202 à 443 m, se présente sous forme de sels massifs blanc et rosâtre intercalés par des bancs d'argiles brunes et des bancs d'anhydrites marqueurs à la base.

- **L'horizon B :**

Son épaisseur varie de 14 à 42 m, immatérialisé par des dolomies graveleuses, vacuolaires ou silteuses légèrement Anhydritique.

- **L'horizon H :**

Son épaisseur varie de 3 à 41 m, il est composé d'Anhydritique blanche compacte présentant un aspect crayeux avec quelques passées de gypse rose maclé ; cet horizon est considéré comme un bon parqueur sismique à l'échelle régional

- **Le Lias Argilo-Diplomatique :**

C'est un ensemble d'argiles silteuses, dolomitiques à passées Anhydritiques, son épaisseur varie de 140 à 220 m.

- **Dogger :**

Subdivisé de bas en haut par :

- **Le Dogger Lagunaire :**

Son épaisseur varie de 0 à 322 m, il s'agit d'une alternance d'argiles silteuses et des grés fins à moyens.

- **Le Dogger Argileux :**

Son épaisseur varie de 55 à 228 m, il est constitué d'argiles versicolores intercalées de bancs de grès fins.

- **Malm :**

Dont l'épaisseur varie de 0 à 232 m, cette unité est composée d'argiles silteuses, tendres, parfois dolomitiques.

II.2.3.3 Crétacé :

Subdivisé de bas en haut :

- **Néocomien :**

Son épaisseur varie de 46 à 345 m, il s'agit d'argiles silteuses dolomitiques avec une alternance de sable fin à grossier et de grès fins à très fins.

- **Barrémien :**

Il présente une épaisseur moyenne de 529 m, cette unité est formée d'une alternance de sables fins à grossiers, des grès fins à très fins et d'argiles rouge brique sableuses légèrement dolomitiques, son sommet témoigne de la discordance Autrichienne. Alternance de grès, et d'argile silto-sableuse. Aptien :

Son épaisseur varie de 0 à 22 m, il est représenté par des marnes calcaires-dolomitiques.

- **Albien :**

Son épaisseur varie de 30 à 216 m, cette unité est représentée par des sables fins à grossiers avec des grès argilo-dolomitiques.

- **Crétacé Supérieur :**

Subdivisé de bas en haut :

- **Cénomaniens :**

L'épaisseur varie de 62 à 11 m, et il est constitué par des argiles carbonatées à passées d'anhydrite.

- **Turonien :**

Son épaisseur varie de 69 à 113 m, matérialisé par une alternance d'argiles versicolores plastiques et de calcaire blanc-beige parfois argileux avec des marnes calcaires.

- **Sénonien :**

Subdivisé de bas en haut par :

- **Le Sénonien Salifère :**

Présent une épaisseur de 13 à 80 m, cette unité est constituée que de sel massif, blanc, parfois argileux.

- **Le Sénonien Anhydritique :**

Il à une épaisseur de 11 à 233 m, il s'agit d'une alternance d'anhydrite massive, beige, et d'argile carbonatée.

- **Le Sénonien Carbonaté :**

Il à une épaisseur qui varie de 0 à 194 m, C'est un ensemble de calcaire Dolomitique.

II.2.4 Cénozoïque :

Il n'est représenté que par le MioPliocène. Les autres termes du Paléocène, Eocène et Oligocène ont été érodés suit à la phase Pyrénéenne.

- **MioPliocène :**

Son épaisseur est de 154 à 677 m, Il repose en discordance sur le Sénonien Carbonaté, il est constitué de sable renfermant quelque passée d'argiles et de calcaire.(beicip franlab 2002).

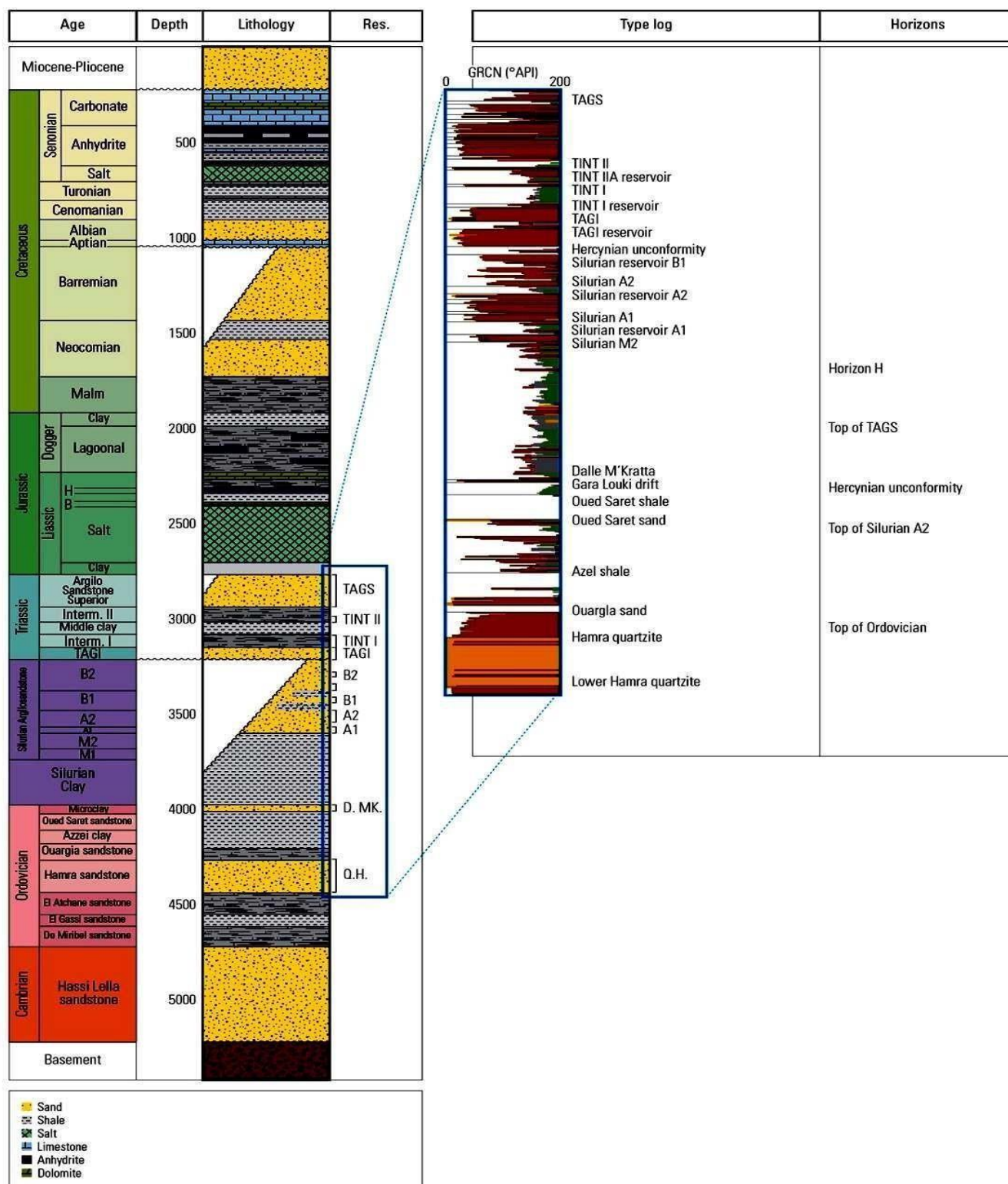


Figure II.6 : Colonne stratigraphique type de la région de Rhourde Nouss (Beicip/SONATRACH. PED)

II.3 Les réservoirs :

II.3.1 Quartzites de Hamra:

Ce réservoir contient du gaz à condensât. Il est constitué de quartzites et de grès quartzitiques moyens à grossiers intercalés de quelques petits niveaux d'argile finement gréseuse vers la base. Il est épais d'environ 250m ; sa porosité moyenne varie de 2,7% à 4.1% et sa perméabilité est en général inférieure à 0.1 md. Il ne produit que lorsqu'il est fissuré.

Ce réservoir fait l'objet de notre étude et il sera développé ailleurs.

II.3.2 Silurien A1 :

C'est un réservoir formé de grès fins à moyens, bien consolidés, déposés sous forme de barres sableuses de plateforme marine intercalées de fines passées d'argiles gris noir indurées, silteuses et micacées. Son épaisseur totale avoisine les 20m et son épaisseur utile oscille entre 5 et 18m. La porosité moyenne varie de 6.1% à 17.7% et la perméabilité mesurée sur carottes est d'environ 2.4 md. Il renferme de l'huile à RN Central. A RN Sud Est-il est à huile et à gaz.

II.3.3 Silurien A2 :

Son faciès est identique à celui du Silurien AL Son épaisseur utile avoisine les 50m au niveau de RN Central pour atteindre environ 15m à RN Sud Est et il est absent par érosion sur RN Sud-Ouest. La porosité moyenne est de 12.3% à 15.5% à RN Central et de 7.8% à 15.4% à RN Sud Est. De même, la perméabilité peut atteindre 200 md à RN Central tandis qu'elle ne dépasse guère 12 md à RN Sud Est. Ce réservoir est à huile et à gaz à condensât au niveau de RN Centrai et RN Sud Est.

II.3.4 Silurien B1 :

Le réservoir de cette formation est constitué par une succession de grès quartzitiques fins à moyens déposés dans un système de barres de plateforme marine et d'argiles gris noir indurées, silteuses et micacées. L'érosion hercynienne a plus ou moins tronqué cette formation dont l'épaisseur varie de 0 à 145m à RN Central et qui est totalement érodée sur RN Sud Est et RN Sud-Ouest. La porosité moyenne de ce réservoir est généralement inférieure à 7%. Il est à huile et à gaz à condensât dans RN central.

II.3.5 Silurien B2 :

Totalement érodé sur RNSE, RNSO et sur les 2/3 de la structure de RN Central, ce réservoir à gaz est constitué de grès fins à moyens déposés dans un système de barres marines épaisses de

5 à 10m. L'épaisseur utile cumulée de ces grès est d'une trentaine de mètres mais peut se réduire à 0m par suite de l'érosion hercynienne. La porosité moyenne est d'environ 12,5%.

II.3.6 Trias Argilo-Gréseux Inferieur :

C'est un réservoir à gaz riche en condensât. Il est constitué de grès fins à très fins à ciment argileux et d'argiles silteuses. Ces grès se présentent sous la forme de corps chenalisés lenticulaires -résultants d'un système fluviatile anastomosé-, Ils reposent sur la discordance hercynienne et leur continuité semble mieux assurée que pour le Tint I. Leur épaisseur utile varie entre 10 et 35m, la porosité moyenne entre 8.4% et 13.7%, la perméabilité est rarement supérieure à 10 md.

II.3.7 Trias Intermédiaire I :

Ce réservoir est constitué par des grès chenalisés dus à un système fluviatile méandriforme où les chenaux ont une épaisseur plurimétrique et présentent une extension latérale limitée (<1 Km). La hauteur utile cumulée des grès varie de 10 à 30m, la porosité moyenne de 8.4% à 14.1% et la perméabilité dépasse rarement 10md. C'est un réservoir à huile et à gaz à RN Central et à huile à RN Sud Est.

II.3.8 Trias Intermédiaire I1 :

Epais de plus de 60m à RN Central et d'environ 45m à RNSE, il est essentiellement constitué d'argile rouge parfois verte, silteuse et sableuse et de grès fins à moyens plus ou moins argileux. Ces grès chenalisés sont présents tantôt à la base de la formation, tantôt dans la moitié supérieure où ils sont en communication verticale avec ceux du TAGS.

II.3.9 Trias Argilo-Gréseux Supérieur :

Le TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) représente le dernier terme du Trias dont il est le principal réservoir.

Sa hauteur totale varie de 100 à 200m dont plus de la moitié serait utile. C'est un réservoir à gaz avec à sa base un anneau d'huile épais d'une trentaine de mètres.

L'environnement de dépôt du TAGS correspond à un réseau de chenaux fluviatiles en tresses pour la partie inférieure du réservoir, passant vers le haut de la formation à

un réseau à tendance méandriforme. Les sédiments du Trias se sont déposés en milieu continental, sous une topographie régionalement peu accusée traduisant ainsi de faibles variations locales d'épaisseur des premiers termes de la série.

Les dépôts de base montrent localement des conglomérats d'origine proche, puis ils passent à des grès épais et grossiers déposés dans un environnement fluviatile à réseau en tresse. Il est à noter dans un contexte général que ces dépôts ont tendance à s'affiner et à se charger en ciment en remontant dans la série, ce qui traduit révolution du dépôt vers du méandriforme.

L'extension du TAGS dessine un immense cône alluvial qui se développe du Sud vers le Nord sur environ 150 à 200 Kms.

Les faciès typiques du TAGS sont représentés par des grès propres moyens à grossiers à stratifications obliques.

De ce fait, leurs caractéristiques pétro physiques moyennes sont très bonnes

; de nombreuses valeurs de porosité entre 15 et 20% sont observées, ainsi que la présence de bonnes perméabilités ; en fait, l'étude pétro physique du TAGS montre l'existence d'une porosité primaire particulièrement élevée (granulométrie grossière et faible argilosité). D'autre part » il est à noter la présence de bonnes perméabilités.

A ces bonnes caractéristiques pétro physiques s'ajoute la grande continuité du TAGS qui font de lui le meilleur réservoir. (SONTRACH DP RNS).

II.4 Carte de l'importance des zones de faille :

En utilisant la méthode de propagation linéaire basée principalement sur le réseau de faille dans notre région, il a été réalisé une carte de zonation qui montre l'étendue ou l'importance (faible, moyenne ou forte) de chaque faille sur le réservoir

La carte montre une certaine orientation des fortes influences au niveau du chenal central orienté NNE-SSW

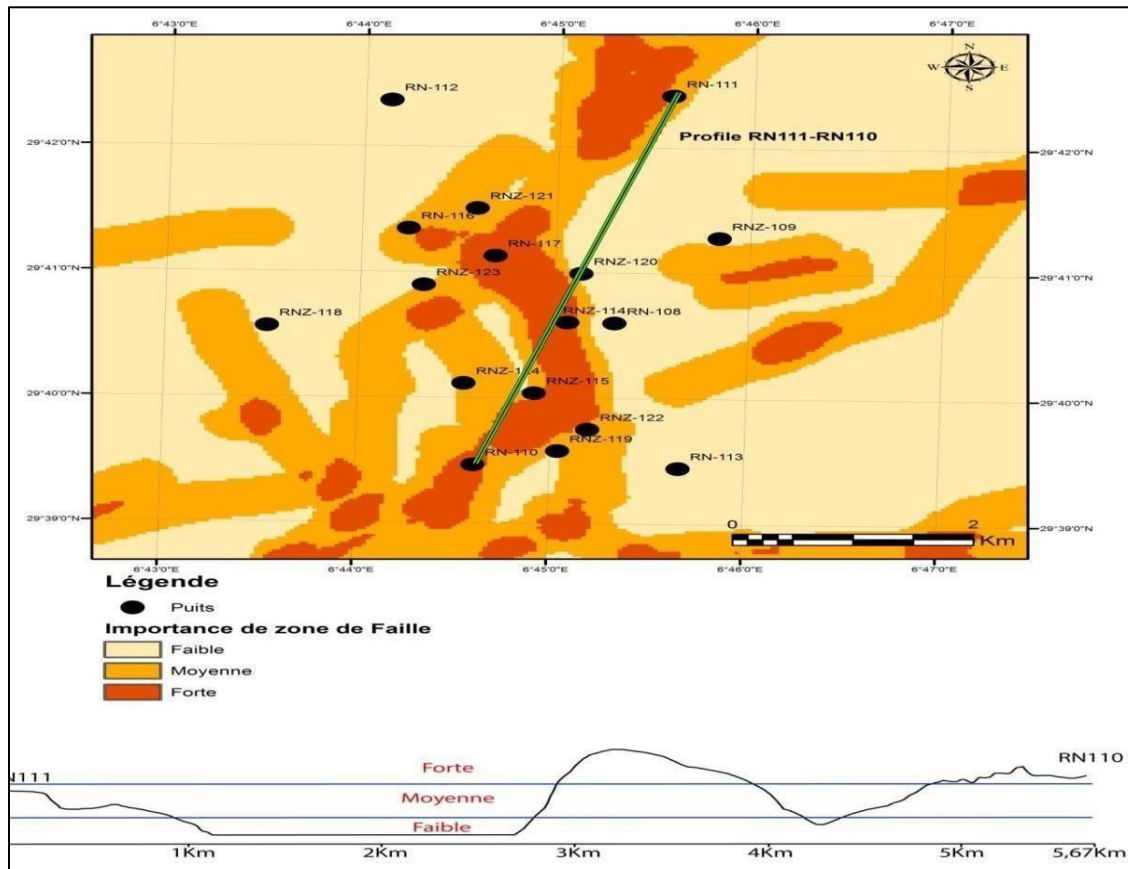


Figure II.7 : carte de l'importance des zones de faille. (SONATRACH. DP. RNS)

II.5 Carte en isobathe au toit du réservoir :

La carte du toit montre une variation de la profondeur entre 2800 m et 4000 m. La structure générale est en forme de voute allongée N-S qui s'élargie en allant vers le nord, traversée par un réseau de faille qui lui acquière une allure accidentée.

La zone haute occupe le centre de la région sur environ 3 km de long et 1,5 km de large où se concentre la plupart des puits par contre on a une augmentation de profondeur lorsque on s'éloigne du centre vers les bords, avec des pentes faibles affectées par des falaises importantes, les zones les plus basses sont situées du coté Est et Ouest

Sur la base de cette carte il a été réalisé une carte en 3D montrant l'allure du toit du réservoir, la zone haute au centre de la structure est bien visible (SONATRACH DP RNS) [6]

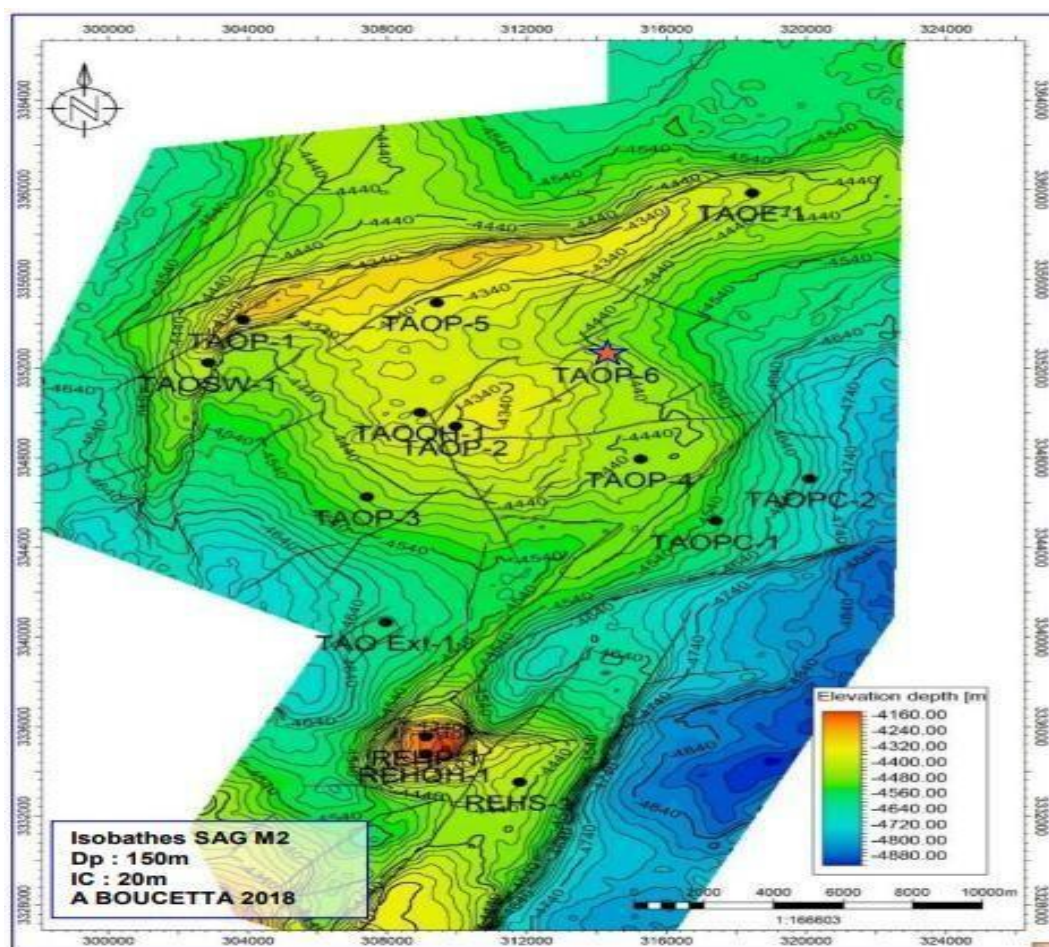


Figure II.8 : Carte en isobathes au toit du SAG F6-M2

Chapitre III: DIAGRAPHIES

III.1 Introduction :

On désigne par diagraphie : « tout enregistrement continu en fonction de la profondeur, des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage ».

Les diagraphies dont il sera question dans ce chapitre sont parfois appelées « diagraphies différées » parce qu'elles ne sont exécutées, et donc accessibles, qu'à la fin de multiples passes d'outils et après l'arrêt du forage. On les différencie ainsi des diagraphies instantanées et immédiates qui donnent des informations au cours du forage (avancement, débit, couple, déblais, indices, température...).

III.2 La définition des diagraphies :

Pour pallier ces inconvénients est apparue, en 1927, la technique des enregistrements dans les forages. On parle de diagraphies ou logging.

Une diagraphie est un enregistrement continu des variations d'un paramètre donné en fonction de la profondeur.

Les diagraphies sont enregistrées lors d'un arrêt ou en fin de forage, et les paramètres mesurés ne sont accessibles qu'avec un certain retard sur l'exécution du forage d'où le nom de diagraphies différées

Des outils, ou sondes, conçus dans ce but, sont descendus dans le trou de forage à l'extrémité d'un câble qui assure la liaison avec les instruments de surface commandant les opérations, et groupés soit dans un camion, soit dans une cabine fixe pour les forages en mer.

Pour autant que l'on sache relier les paramètres mesurés et leurs variations aux propriétés physiques et/ou chimiques des formations géologiques et des fluides contenus dans ces formations, on dispose d'un instrument sans égal pour étudier les roches et leur contenu éventuel.

Il existe des relations étroites entre les paramètres physiques enregistrés et les paramètres géologiques. On peut définir un "faciès géophysique" qui est pour un niveau donné, la somme des caractéristiques vues par les diagraphies. Le "faciès géophysique" reste inchangé pour un même niveau au cours de plusieurs enregistrements successifs avec les mêmes outils, dans le même trou.

Il en résulte que la modification d'un paramètre géologique doit se répercuter sur un ou plusieurs paramètres physiques. De même, une variation de paramètre physique aura une signification géologique.

Les diagraphies sont donc très utiles pour faire des corrélations de puits à puits et donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques.

III.2.1 Type De Diagraphie :

Les diagraphies nucléaires se distinguent en :

- Diagraphie Gamma-ray (GR).
- Diagraphie naturel spectrométrie.
- Diagraphie neutron.
- Diagraphie densité.

III.2.1.1 Diagraphie Gamma-ray (GR) :

On appelle radioactivité naturelle la transformation spontanée d'un noyau atomique au cours de laquelle ce dernier émet un rayonnement.

La radioactivité naturelle est une caractéristique d'un certain nombre de noyaux qui ont la propriété d'émettre spontanément des rayons particuliers décelables quelle que soit la combinaison chimique dans

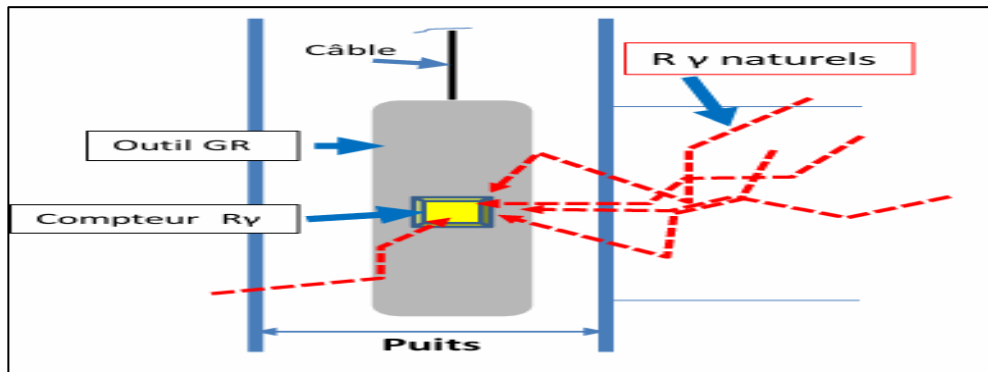


Figure III.1 Schéma illustratif d'un instrument de mesure de la radioactivité naturelle dans les forage
laquelle l'élément est engagé.

Ses applications sont diverses, on cite :

- Courbe de référence pour le recalage des diagraphiques en profondeur.
- Calcul du volume d'argile.
- Critère de corrélation de puits à puits.
- Identification des niveaux argileux.

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \dots (1)$$

III.2.1.2 Diagraphie spectrométrique :

Dans la diagraphie gamma-ray on enregistre la radioactivité y naturelle globale des formations traversées. Or, on Ta vue, cette radioactivité est due à trois éléments radioactifs principaux (^{40}K , ^{233}Th et ^{238}U), ou à leurs descendants, qui émettent des rayons y d'énergie différente

L'examen du spectre d'énergie du rayonnement T de ces éléments fait en effet apparaître que certains rayons y sont caractéristiques, par leur énergie, des éléments

Ses applications sont :

- Identification du type d'argile, à partir d'un pointé (K-Th).
- Une identification du type de fluide produit dans les puits anciens, à partir de la couche U.
- Une meilleure évaluation du volume d'argile Vsh à partir du CGR.
- Corrélation des étages géologiques.

III.2.1.3 Diagraphie neutron :

A l'aide de sources appropriées, on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre 4 et 6 MeV. Grâce à leur vitesse initiale élevée (10 000 km/s), les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer, de ce fait, en collision inélastique et élastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdre progressivement de leur énergie. On.

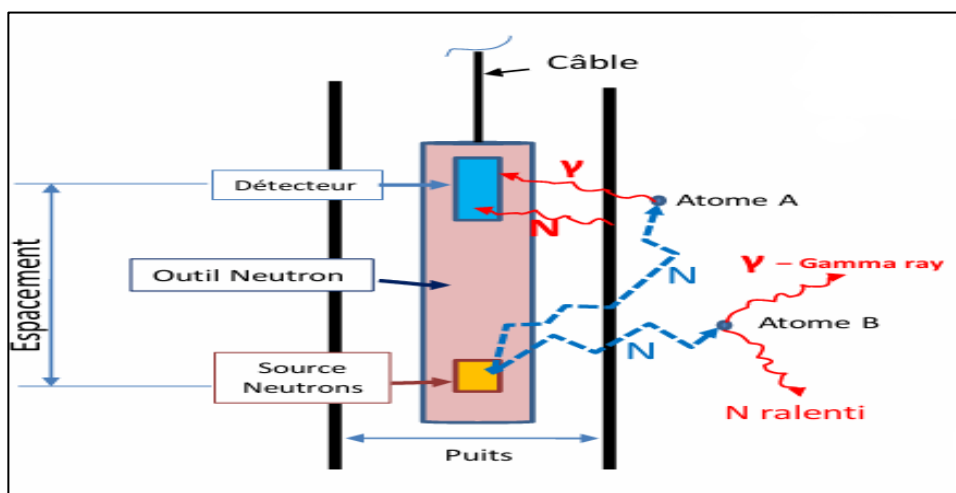
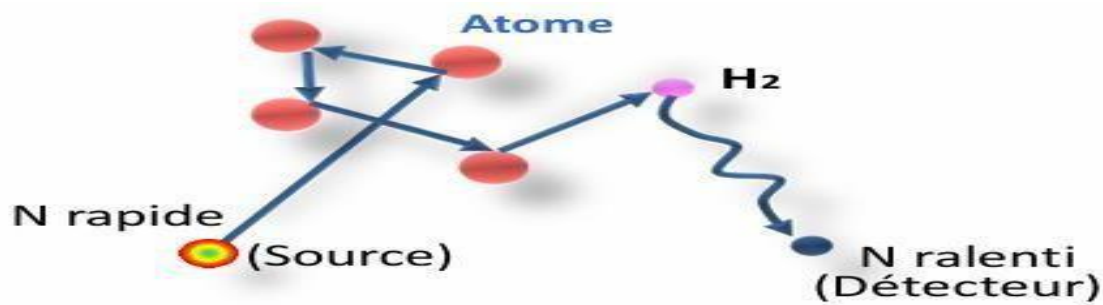


Figure III.2 Principe de fonctionnement de la diagraphie à neutrons



$$\Phi_N = f(\Phi, \Phi_{Nf}, \text{matrice}) \quad \dots (2)$$

Peut distinguer trois diagraphies de neutron basées sur les différentes réactions du flux des neutrons face aux roches :

- Diagraphie neutron gamma (GNT).
- Diagraphie neutron thermique (CNL).
- Diagraphie neutron épithermique (SNP).

A) Diagraphie neutron gamma (GNT) :

Elle mesure la densité du rayonnement γ dû à la capture des neutrons par la formation. Cette mesure est réalisée à l'aide de compteurs à scintillations. Le rayonnement γ naturel et celui émis par certaines sources de neutrons (Ra-Be) pourraient influencer la mesure, mais leur énergie étant plus faible que celle des rayons γ de capture, il est possible de les éliminer par l'adjonction d'écrans judicieusement placés.

B) Diagraphie neutron thermique (CNL) :

Elle mesure la densité des neutrons thermiques d'énergie égale à 0,025 eV, donc à un stade antérieur à leur capture.

Ses applications sont :

- Détermination de la porosité.
- Combiné avec d'autres outils, il permet d'identifier la lithologie.
- Bon critère de corrélation de puits à puits.
- Permet de localiser les zones à gaz.

C) Diagraphie neutron épithermique (SNP) :

Elle mesure la densité des neutrons épithermiques, d'énergie comprise entre 0,1 et 100 eV, donc à un stade encore antérieur au précédent. On utilise pour cela des compteurs à scintillation munis de cristaux de fluorure de bore ou de fluorure de lithium activés.

III.2.1.4 Diagraphie de densité :

On soumet la formation à un rayonnement γ^{15} émis par une source spéciale (^{60}Co ou ^{137}Cs). Les rayons γ sont des particules sans masse, se propageant à la vitesse de la lumière. Ces photons γ incidents entrent en collision avec la matière, et trois types d'interaction peuvent se produire, suivant l'énergie du photon incident :

- Production de pair, dont l'énergie est supérieure à 1.02Mev.
- Effet Compton dont l'énergie est comprise entre 0.1 et 1Mev.
- Effet photoélectrique d'énergie inférieur à 0.1Mev.

$$\text{Densité lue: } \rho_b \text{ (g/cc)} = (1 - \phi) \cdot \rho_{ma} + \phi \cdot \rho_f \quad \dots (3)$$

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Densité de la matrice

- grès = 2.65 g/cm³,
 - calcaires = 2.71 g/cm³,
 - dolomie = 2.87 g/cm³,
 - argiles de 2.7 à 3 g/cm³.
- ... (4)

A) Diagraphie sonique :

Cette diagraphie permet la mesure du temps de parcours des ondes qui dépend essentiellement de la nature de la roche, du volume des pores ainsi que de fluide remplissant les pores, et cela à l'aide des sondes comme le BHC et d'autres.

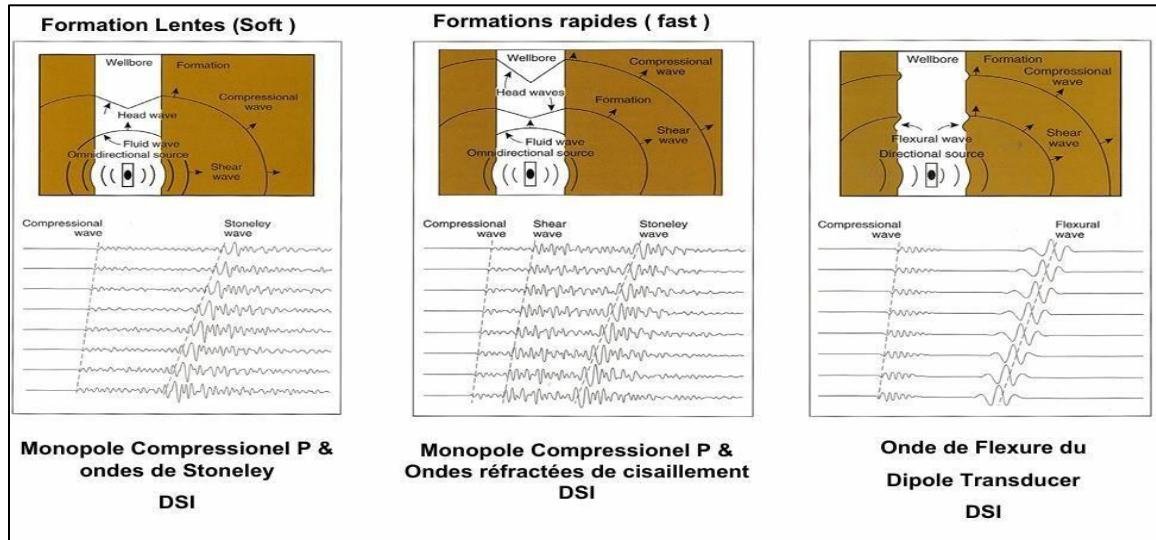


Figure III.3 : Principe de fonctionnement du Diagraphie sonique

BHC (Bore Hole Compensated) :

Dans le cas d'une cave ou d'une inclinaison de l'axe de la sonde par rapport à celui du trou, la mesure du temps de trajet, $\Delta T = TB2-TB1$, est entachée d'erreur car le trajet dans la boue n'est pas le même pour les deux récepteurs.

On a imaginé alors un outil à deux émetteurs, l'un en haut, l'autre en bas, et quatre récepteurs, couplés deux par deux avec chaque émetteur. En effet l'inversion des phénomènes suivant la position de l'émetteur. Ainsi, en faisant ta moyenne des deux lectures, élimine-t-on ces influences. On envoie donc le signal alternativement par rémetteur du haut E_x et celui du bas E_{2j} et l'on enregistre alternativement par les couples $R1R1'$ et $R2R2'$. On fait la moyenne des deux mesures. C'est cette moyenne qui est

enregistrée

$$T = \frac{\Delta t_1 - \Delta t_2}{2} \quad \dots (5)$$

ΔT : le temps de parcours de l'onde exprimé en ($\mu s/ft$).

C'est pratiquement le milieu de l'intervalle entre les deux récepteurs extrêmes. Ses applications sont :

- La détermination de la porosité sonique.
- La détermination de la lithologie, en combinaison avec la densité et l'indice d'hydrogène.
- La détermination de l'épaisseur des bancs.
- La détermination des vitesses de formation.
- Des corrélations.

B) Diagraphie électrique :

C'est en 1928 que SCHLUMBERGER découvrit la première fois ce phénomène apparaissant spontanément dans les sondages.

C'est la différence entre le potentiel, fixe, d'une électrode de surface et le potentiel, variable, d'une électrode se déplaçant dans le trou de sonde. La polarisation spontanée est mesurée en millivolts.

C) Diagraphie de résistivité :

Un courant électrique est envoyé dans la formation et l'on mesure la résistivité globale de la formation. Les matrices à l'exception des argiles, sont très résistantes. Dans le cas des fluides, seule l'eau salée est conductrice du courant.

Les outils de résistivité sont nombreux, leurs profondeurs d'investigation sont très variables. Certains vont mesurer la résistivité de la formation dans la zone envahie, d'autres dans la zone vierge. L'enregistrement simultané de la résistivité dans les différentes zones permet de mettre en évidence la présence d'hydrocarbures et de calculer la saturation en eau dans les couches poreuses perméables.

Lorsque la boue est conductrice (boue à base d'eau), les outils de résistivité peuvent être utilisés. Le courant électrique circule de l'émetteur au récepteur à travers la boue et la formation. Lorsque la boue est non conductrice (boue à l'huile), il faut utiliser les outils d'induction. L'émetteur induit un courant dans la formation qui à son tour induit un courant dans le récepteur

$$R_t = \frac{a R_w}{S_w^n \Phi^m} \quad \dots (6)$$

$\frac{a}{\Phi^m}$ - a Relates Porosity to Resistivity
- m is related to the degree and type of cementation

S_w^n - n usually equal to 2

Les outils à grande profondeur d'investigation (IL, Laterolog) sont centrés dans le puits et donc influencés par la boue et le diamètre du trou. La profondeur d'investigation est de l'ordre de quelques m (suivant l'outil utilisé). Les outils à faible profondeur d'investigation (Micro Latérolog, Micro SFL ...) sont plaqués contre la paroi du trou. La profondeur d'investigation de ces outils est de l'ordre de 30 cm.

Pour fonctionner, ces outils nécessitent la présence dans le puits d'une boue de forage conductrice du courant électrique. Dans le cas de boue à l'huile, on utilise les outils d'induction. Un courant induit est créé dans la formation et la conductivité est mesurée.

Formule d'Archie :

Cette formule relie la résistivité d'une roche avec la résistivité de l'eau de formation. La formule généralement utilisée est :

$$R = F \times \frac{R_w}{S_w^2} \quad \dots (7)$$

R : résistivité de la formation,

R_w : résistivité de l'eau de formation,

S_w : saturation en eau dans la formation,

F : facteur de formation fonction de la porosité et de la nature de la formation.

La relation habituellement utilisée est

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad \dots (8)$$

Ø : est la porosité de la roche.

D) Diagraphie d'échantillonnage :

Afin confirmer et de précisé la nature lithologique de la roche ou son contenu en fluide suggéré par l'étude des diagraphies différées enregistrées sur un sondage, Te géologue peut désirer des échantillons prélevés après le forage. C'est pourquoi diagraphie a imaginé des dispositifs d'échantillonnage de roche et de fluide pouvant être descendus au bout du câble et positionnés grâce à l'enregistrement simultané d'une courbe de P.S. ou de gamma-ray.

Chapitre IV: Caractérisation pétro physique

IV.1 INTRODUCTION

L'étude des paramètres pétro physiques (Porosité, perméabilité, saturation) au niveau du réservoir d'un puit est une étape primordiale dans le domaine des hydrocarbures car elle nous permet de déterminer, de délimiter et d'exploiter les niveaux potentiels.

Dans cette étude, nous avons analysé les courbes de distribution des paramètres pétro physiques extraites des analyses et des interprétations des enregistrements diagraphiques des puits

IV.2 EVALUATION PERTOPHYSIQUE

IV.2.1 Base de données puits :

Un contrôle de qualité préliminaire a été fait durant la phase de chargement. Il a consisté à vérifier le contenu des fichiers et en particulier la localisation des courbes sur la section du puits en plus des données carotte (porosité-perméabilité) si disponibles afin d'orienter l'interprétation pétrophysique quantitative et de vérifier la cohérence des résultats.

Un contrôle plus détaillé a été réalisé en face de zones objectives (réservoirs). Dans cet intervalle, un log composite doit être généré pour la visualisation des courbes brutes et la vérification d'absence d'anomalie pour confirmer faisabilité de l'interprétation.

Pour rappel les interprétations concernent les deux phases réservoir généralement les phases 8.5 et 6 pouces.

Les données de diagraphies sont listées dans le tableau suivant :

Puits	Reservoir	GR	Resistivité	Densité	Neutron	sonique	pression
A-1	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
A-2	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
P-1	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
P-2	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
P-3	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
P-4	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
P-5	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
C-1	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
C-2	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
H-1	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
W-1	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
R-1	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non

Rs-1	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
	SIL-F6-M0	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
Rs-2	SIL-F6-A2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-A1	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M2	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Non
	SIL-F6-M0	Non	Non	Non	Non	Non	Non

Tableau IV.1 : Inventaire des données de diagraphie disponibles

IV.2.2 Diagraphies Avancées :

Aucun puits n'a fait l'objet d'une opération de résonnance magnétique, d'enregistrement d'imagerie.

IV.2.3 Propriétés Pétrophysiques :

Les données acquises et disponibles sont variées et de qualité correcte, ce qui permet une vision qualitative et la réalisation d'une interprétation quantitative, à savoir, les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir, qu'il soit aquifère ou pétrolier.

La méthode des reports graphiques a été utilisée pour déterminer la composition lithologique et minéralogique pour chaque réservoir. A cet effet, un ensemble de cross plots a été réalisé. Les abaques (Densité-Neutron et GR en Z) sont utilisés pour la détermination de la lithologie et la nature du ciment. Nous remarquons que le nuage de points se concentre essentiellement autour du quartz

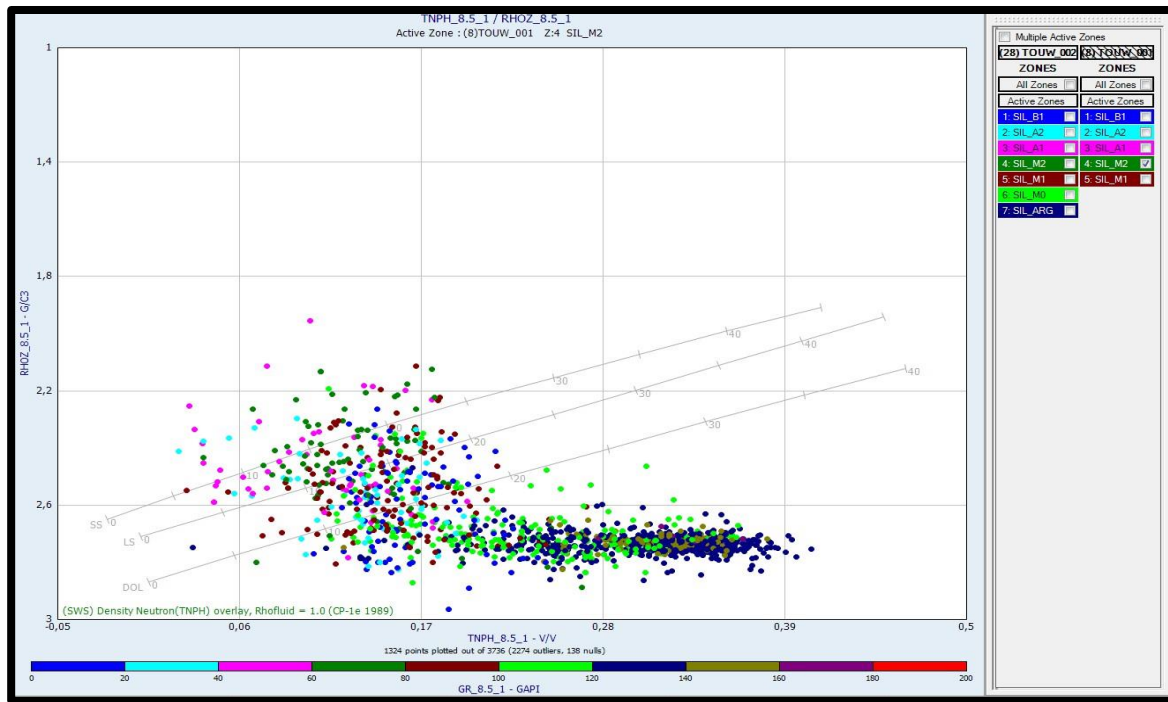


Figure IV.1: Détermination de la lithologie à partir des Cross Plots

Le volume d'argile (Vsh) peut être calculé à partir de plusieurs indicateurs (Gamma Ray, Densité, Neutron, Résistivité) ou de leurs combinaisons. Les paramètres nécessaires (réponse du GR, RHOB, NPHI dans les grès et dans les argiles) sont définis puits par puits et réservoir par réservoir à partir de l'analyse des logs.

Le calcul du volume d'argile est effectué en général à partir du log du Gamma-Ray corrigé de l'effet de l'Uranium (CGR). Différentes méthodes peuvent être appliquées (Linéaire, Clavier, Stieber, Old Rock Ou Young Rock).

La porosité effective est calculée à partir des mesures des outils de radioactivité provoquée neutron et densité tout en considérant la minéralogie de la matrice. Le sonique a été utilisé dans le cas où les caves affectent les valeurs du log de densité.

La saturation en eau de formation est obtenue en utilisant la formule de Simandoux. Dans cette équation, la courbe de la résistivité profonde, la porosité effective corrigée de l'effet d'argile, la courbe du volume d'argile et la résistivité de l'eau de formation R_w , ont été intégrées.

Les valeurs des mesures pétrophysiques et les descriptions de carottes, si disponibles ont été utilisées afin de calibrer la lithologie et les résultats des calculs de porosité.

IV.2.4 Cutoffs Pétrophysiques :

Les paramètres moyens ont été calculés par réservoir pour chaque puits, en moyennant les logs d'argilosité, de porosité et de saturation après application des différents cut-offs. Le cut-off d'argile varie entre 35 et 50%, le cut-off de la porosité varie entre 5 et 7% et le cut-off de la saturation en eau varie entre 50 et 60%.

IV.2.5 Incertitudes Pétrophysiques :

En traversant les réservoirs à faible porosité, pratiquement tous les enregistrements de diagraphie sont soumis à des conditions extrêmes. Par conséquent, plusieurs erreurs peuvent être engendrées pendant l'enregistrement et après l'évaluation des propriétés pétrophysiques, à savoir :

- La méthode classique utilisée pour l'estimation du volume d'argile n'est pas efficace dans ce type de réservoir du fait qu'elle engendre des erreurs sur le volume d'argile, par conséquent il y aura un effet direct sur les porosités et par conséquent les saturations en eau de formation (non considéré pour les puits dont la minéralogie a été acquise).
- Les outils de porosité possèdent des incertitudes de l'ordre de 2% (une inspection de l'intégrité du trou est nécessaire pour assurer une bonne qualité d'enregistrement en particulier ceux qui sont faits par un outil excentré), à cela s'ajoute l'erreur commise lors de l'interprétation. Par conséquent, l'erreur cumulée pourrait engendrer éventuellement une grande incertitude dans le calcul des volumes en places.
- Les outils de résistivité peuvent donner des mesures élevées en face de zones à eau sous l'effet de la compaction, (exemple le réservoir Quartzite de Hamra) ou bipasser des zones à hydrocarbure en enregistrant de faibles valeurs dans le cas où il existe des minéraux ferrugineux.
- Le coefficient de cimentation a un effet direct sur la saturation en eau. Une faible incertitude sur ce paramètre peut réduire la saturation en eau de formation de moitié.

Dans le but de minimiser les incertitudes sur les propriétés pétro physiques, l'intégration des nouvelles technologies est indispensable dans ce type de réservoir tel que les outils de minéralogie, la résonance magnétique nucléaire ainsi que le diélectrique.

IV.3 Résultats d'interprétation pétro physique :

- Résultats de l'interprétation par puits

- Puit R_1

L'interprétation des diagraphies des puits R-1 du complexe Taouil Rhourde El Helma montre que les niveaux réservoirs des différentes unités sont caractérisés par les moyennes suivantes voir figure (IV.2) :

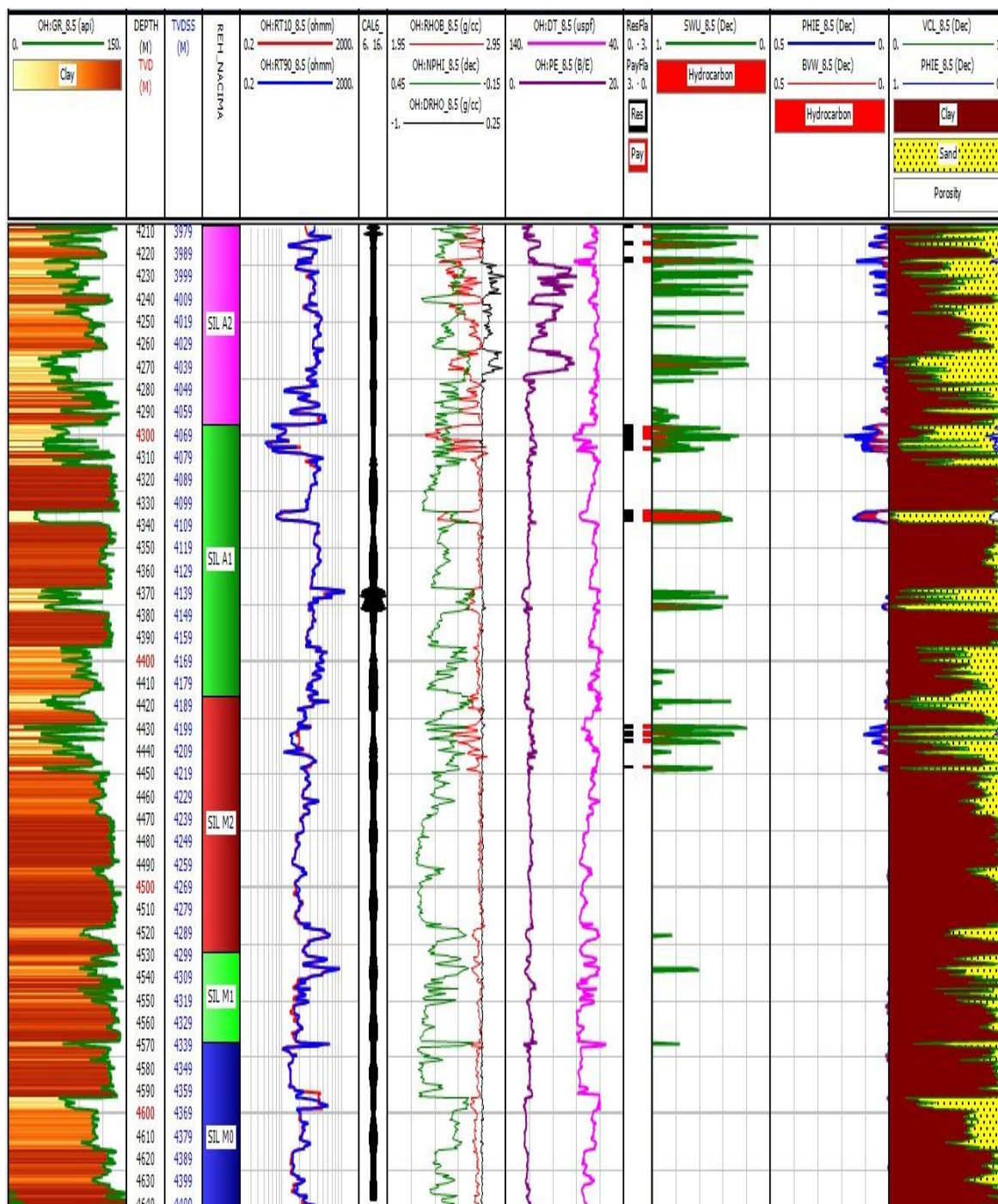


Figure IV.2: Evaluation Pétrophysique du forage R-1

- puit RS_1

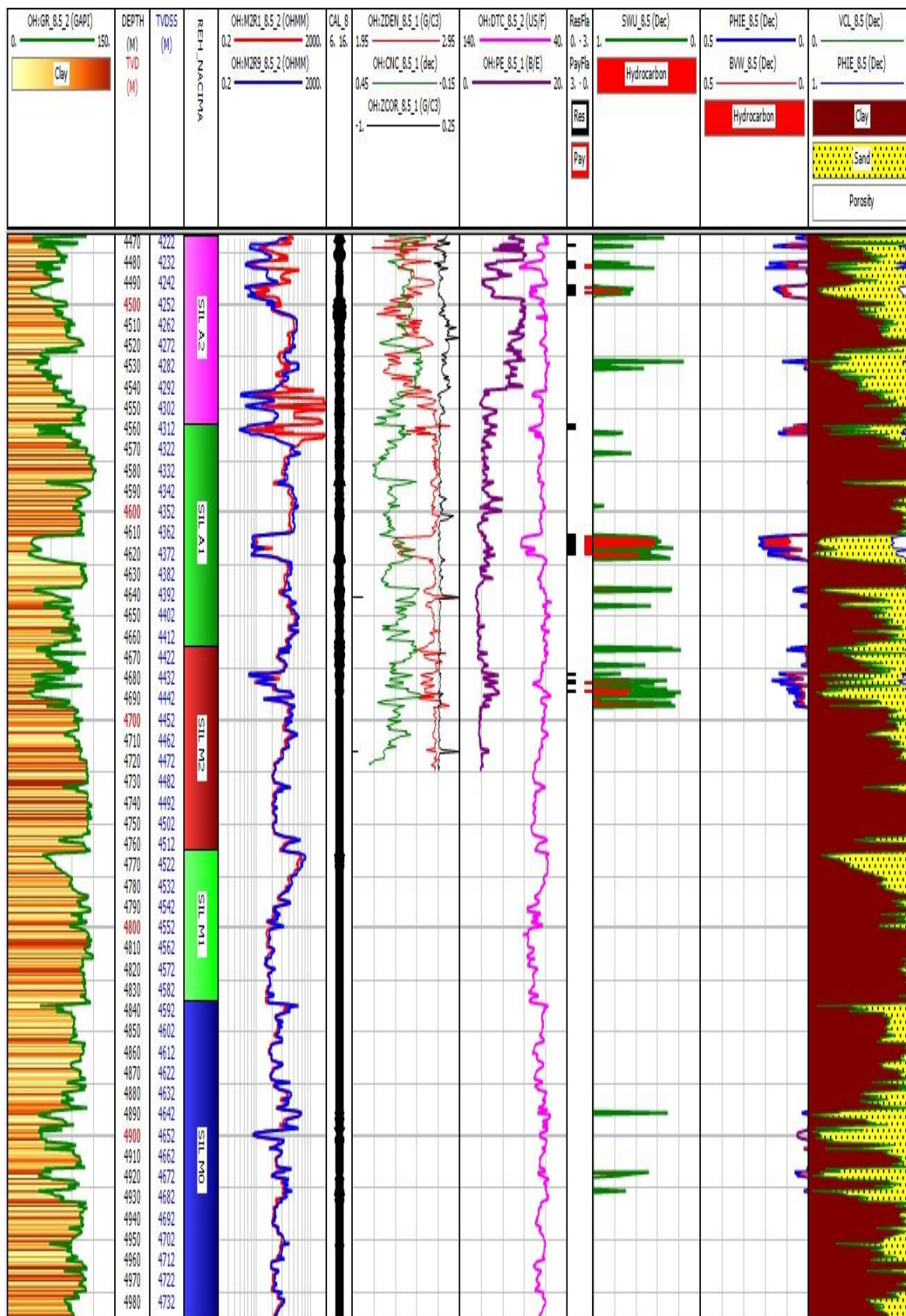


Figure IV.3 : Evaluation Pétrophysique du forage RS_1

- Puit RS-2

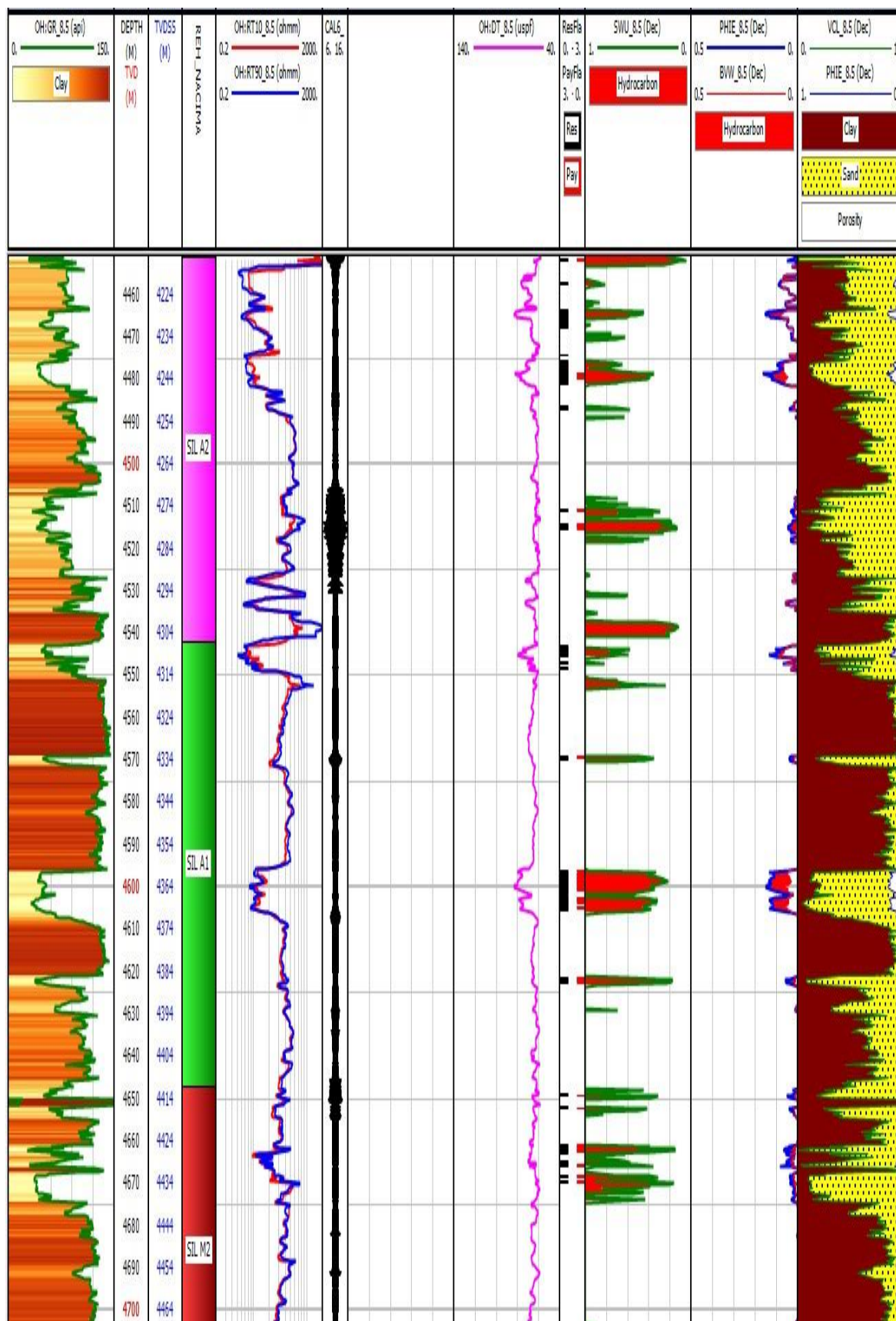


Figure IV.4 : Evaluation Pétrophysique du forage RS-2

- Puit A-1

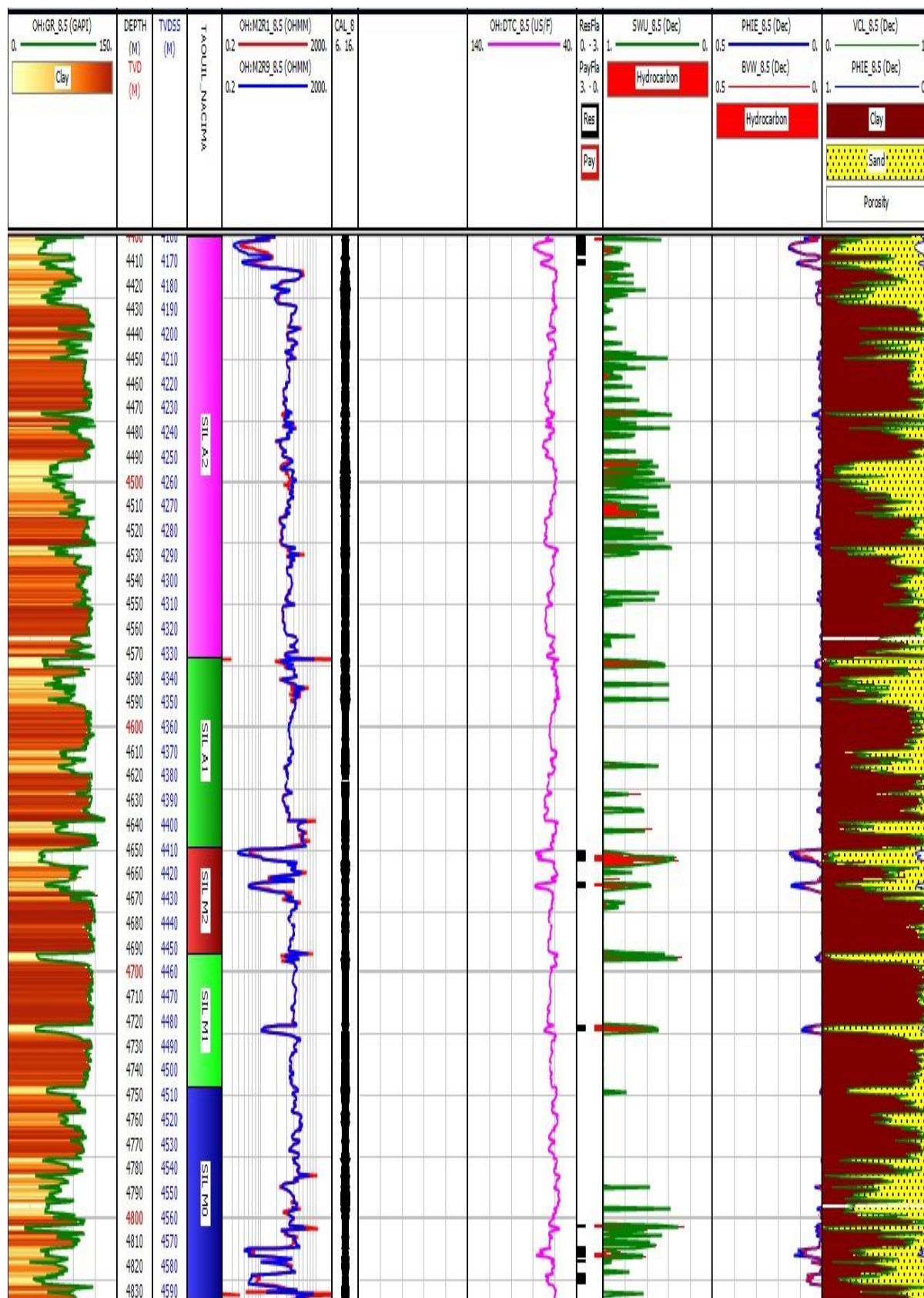


Figure IV.5 : Evaluation Pétrophysique du forage A-1

- Puit A-2

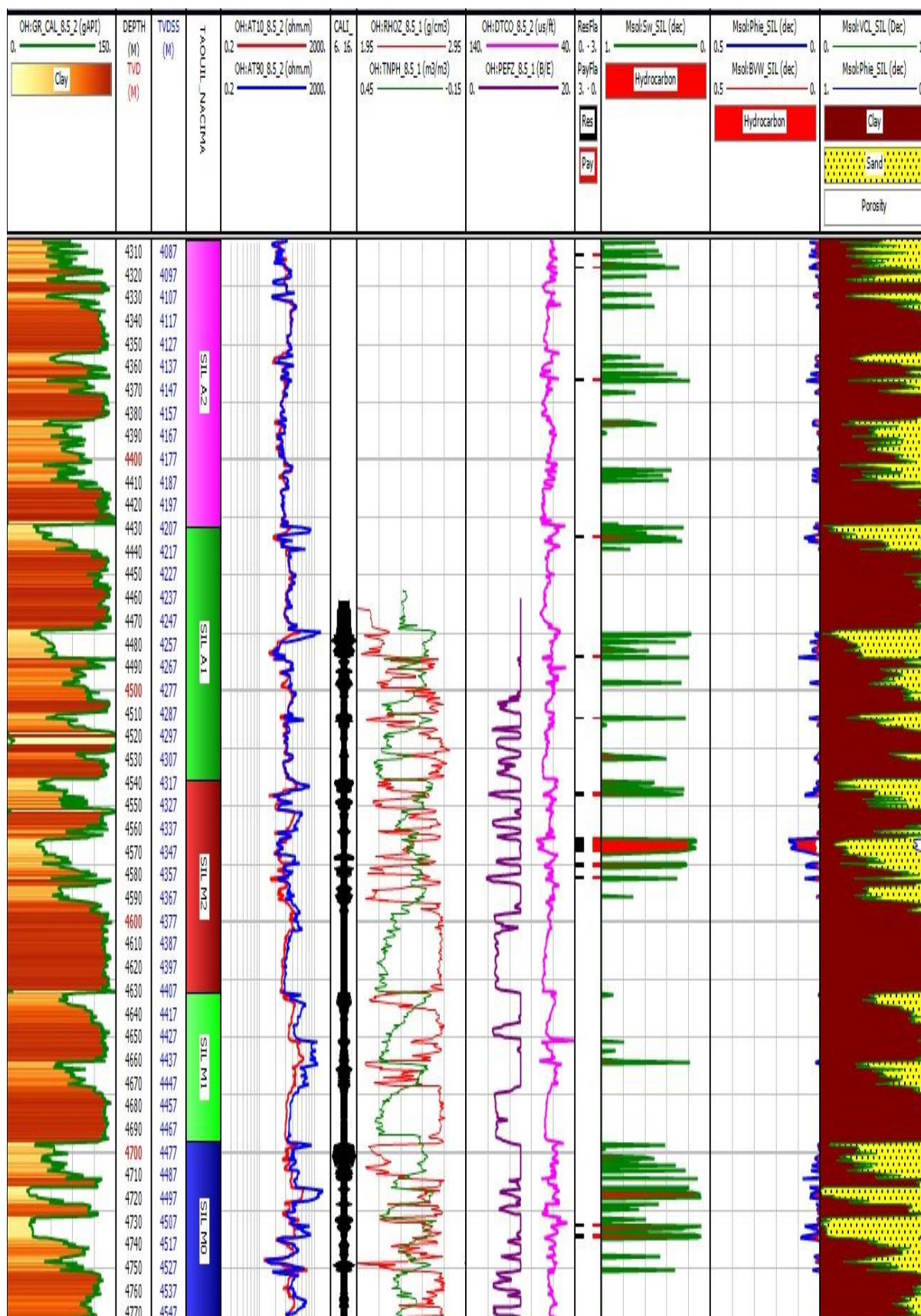


Figure IV.6 : Evaluation Pétrophysique du forage A-2

- Puit P_1

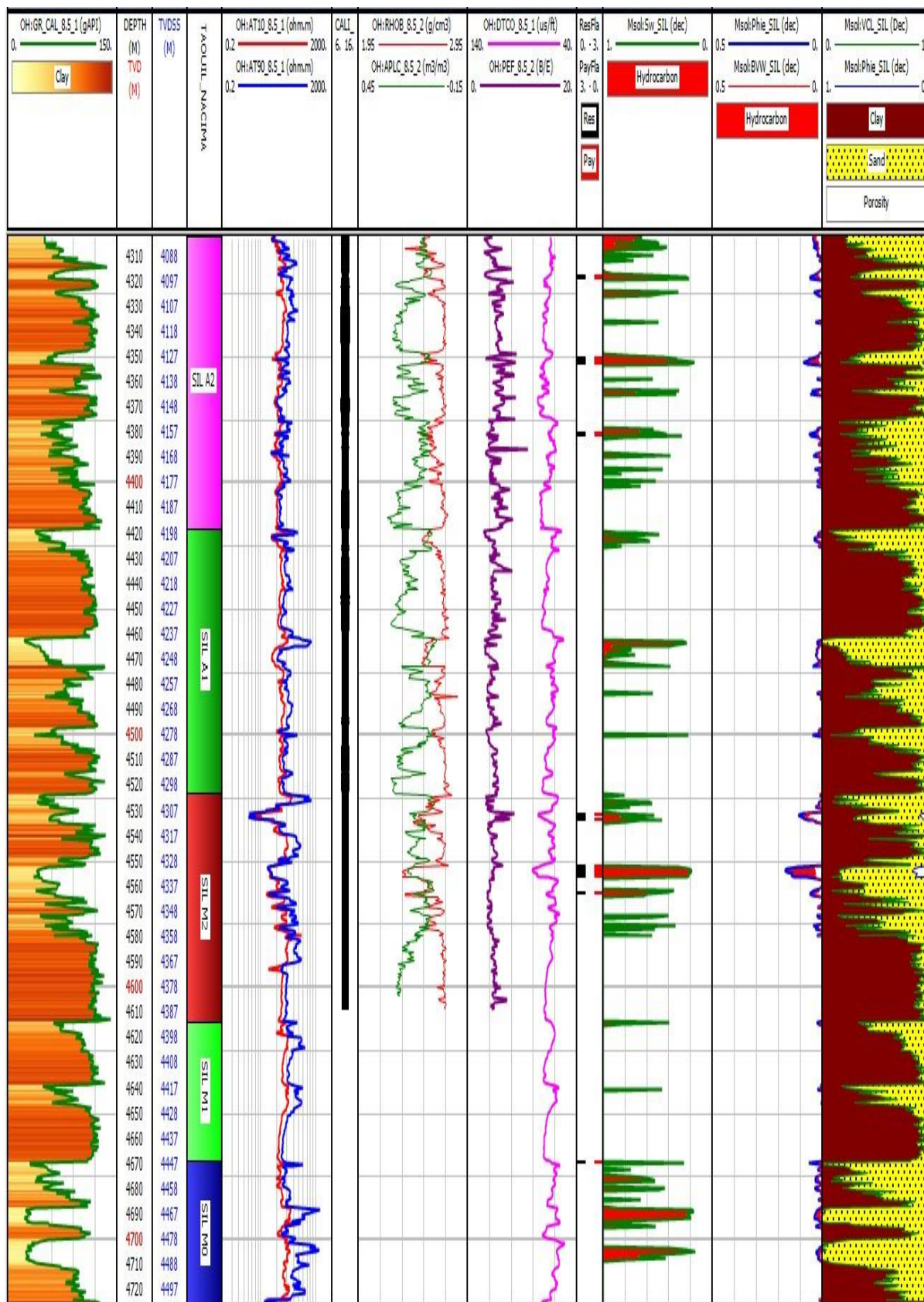


Figure IV.7 : Evaluation Pétrophysique du forage P_1

- Puit P_2

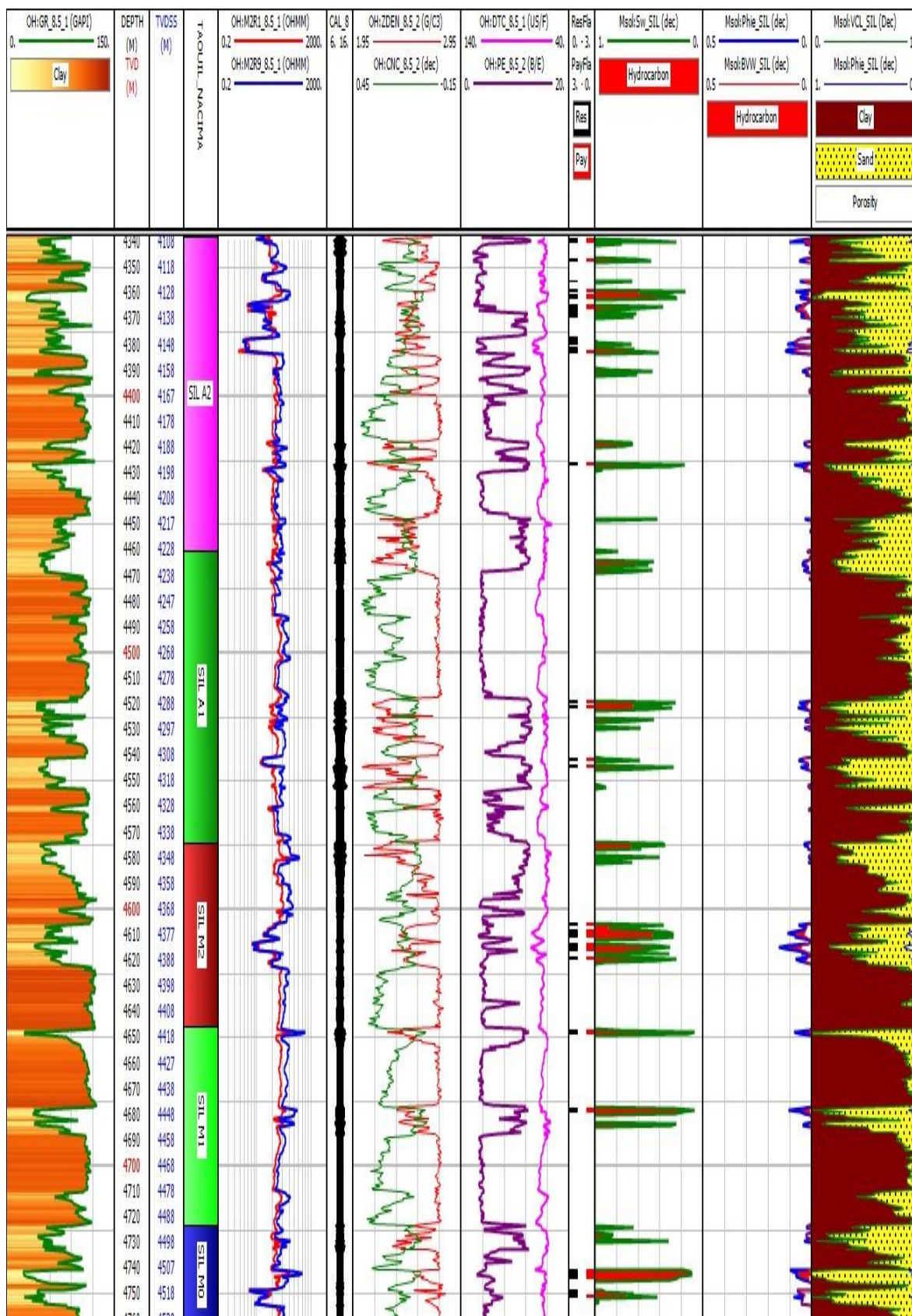


Figure IV.8 : Evaluation Pétrophysique du forage P_2

- Puit P_3

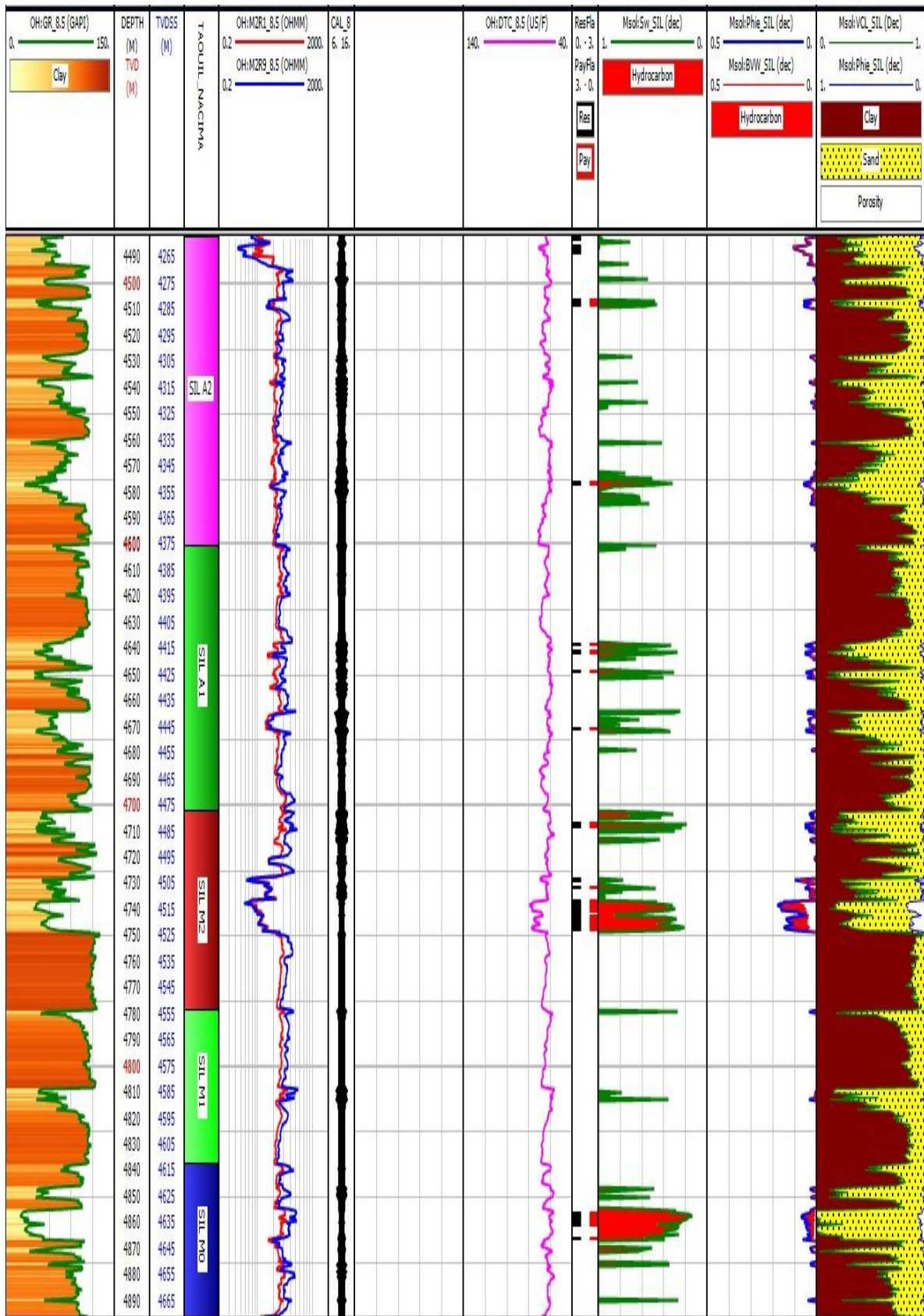


Figure IV.9 : Evaluation Pétrophysique du forage P_3

- Puit C_1

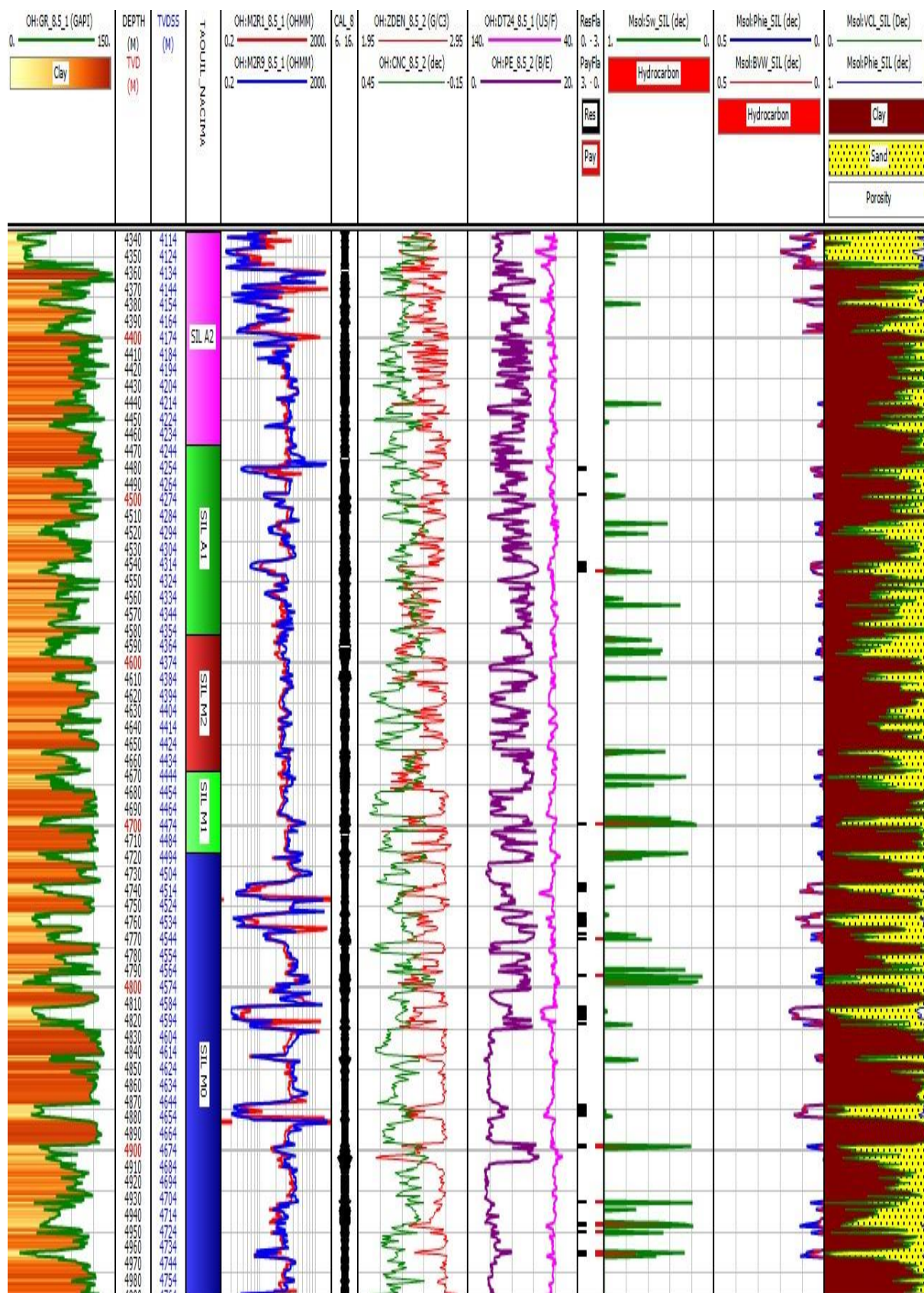


Figure IV.10 : Evaluation Pétrophysique du forage C_1

- Puit W_1

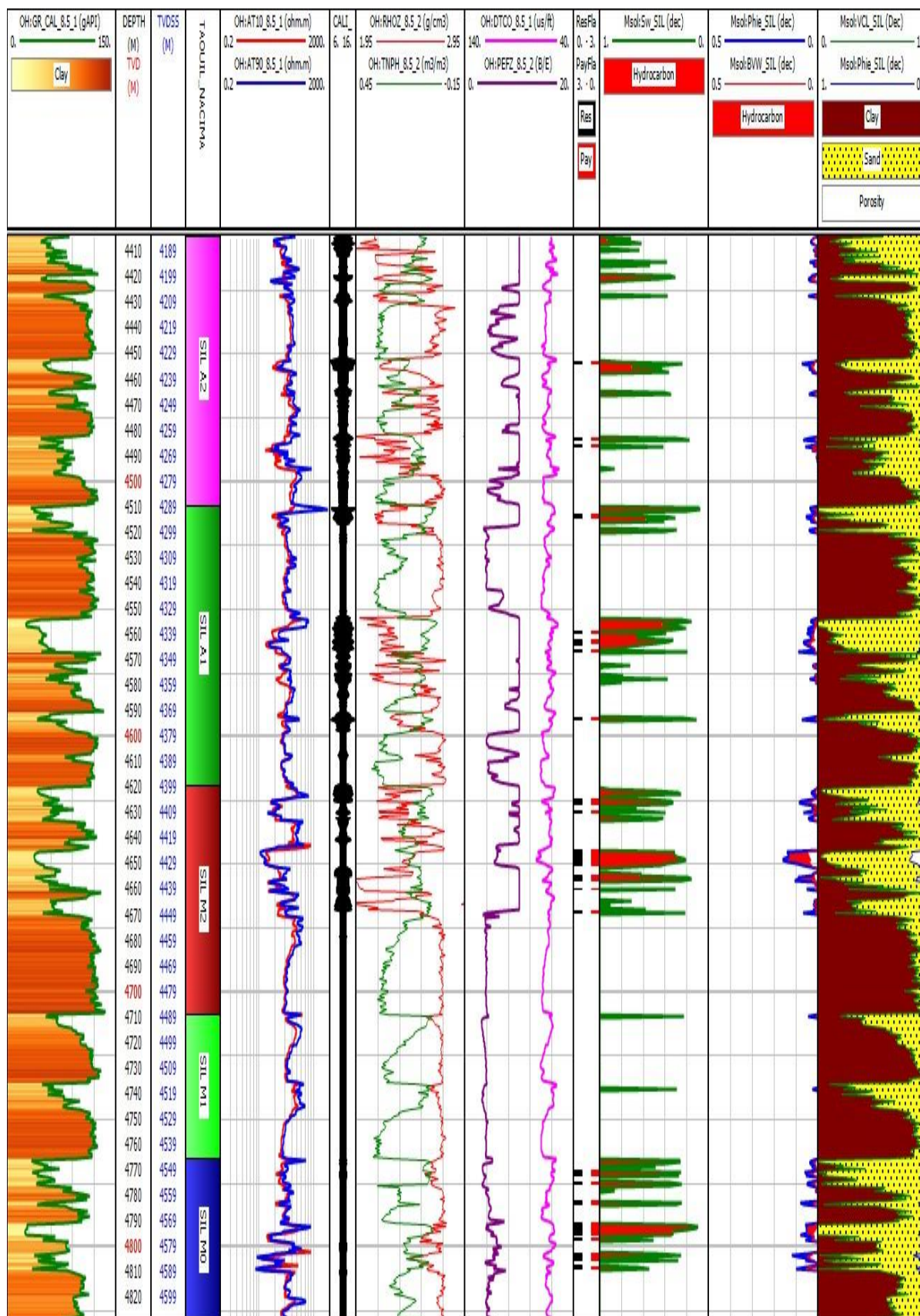


Figure IV.11 : Evaluation Pétrophysique du forage W-1

L'interprétation des diagraphies des puits du complexe Taouil-Rhourde El Helma montre que les niveaux réservoirs des différentes unités sont caractérisés par les moyennes suivantes :

Puits R-1 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 15%, une porosité de 8% et une saturation en eau de 22%. La hauteur du net pay est de 7m, un GDT a été définie à la profondeur -4039m (TVDss). Le DST réalisé en face de cette unité a donné un débit de 5m³/h de condensat et 22541 m³/h de gaz.
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 12%, une porosité de 14% et une saturation en eau de 37%. La hauteur du net pay est de 8m, un GDT a été définie à la profondeur -4146m (TVDss). Le DST réalisé en face de cette unité a donné un débit de condensât d'environ 2.7 m³/h de condensat et 11091 m³/h de gaz.
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 10%, une porosité de 8% et une saturation en eau de 34%. La hauteur du net pay est de 4m, un GDT a été définie à la profondeur -4217m (TVDss).
- **Réservoir F6-M0** : cette unité ne présente aucun intérêt pétrolier (compacte avec une forte argilosité).

Puits R-2 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 18%, une porosité de 12% et une saturation en eau de 70%. Un GDT a été définie à la profondeur -4220m (TVDss).
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 14%, une porosité de 16% et une saturation en eau de 48%. La hauteur du net pay est de 12m, un GDT a été définie à la profondeur -4390m (TVDss).
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 20%, une porosité de 10% et une saturation en eau de 31%. La hauteur du net pay est de 7 m, un GDT a été définie à la profondeur -4445m (TVDss).
- **Réservoir F6-M0** : cette unité ne présente aucun intérêt pétrolier (aquifère et compacte).

Puits R-3:

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 20%, une porosité de 9% et une saturation en eau de 61%. La hauteur du net pay est de 5m, un GDT a été définie à la profondeur -4280m (TVDss).
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 16%, une porosité de 10% et une saturation en eau de 43%. La hauteur du net pay est de 11m, un GDT a été définie à la profondeur -4388m (TVDss).
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 18%, une porosité de 6% et une saturation en eau de 38%. La hauteur du net pay est de presque 3m, un GDT a été définie à la profondeur -4430m (TVDss).
- **Réservoir F6-M0** : cette unité ne présente aucun intérêt pétrolier.

Puits A-1 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 12%, une porosité de 13% et une saturation en eau de 83%. Il est à signaler que l'incertitude sur l'interprétation augmente du fait que les enregistrements de densité et du neutron ne sont pas disponibles.
- **Réservoir F6-A1** : cette unité est très argileuse et compacte avec, un GDT a été définie à la profondeur -4376m (TVDss). Il est à signaler que l'incertitude sur l'interprétation augmente du fait que les enregistrements de densité et du neutron ne sont pas disponibles.
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 16%, une porosité de 14% et une saturation en eau de 61%, un GDT a été définie à la profondeur -4414m (TVDss). Le DST réalisé en face de cette unité a donné un débit de 3m³/h de condensat et 14401m³/h de gaz.
- **Réservoir F6-M0** : cette unité est très argileuse et compacte, un GDT a été définie à la profondeur -4565m (TVDss). Il est à signaler que l'incertitude sur l'interprétation augmente du fait que les enregistrements de densité et du neutron ne sont pas disponibles. Le DST réalisé en face de cette unité a donné un débit de 5m³/h de condensat et 21452 m³/h de gaz

Puits A-2 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 36%, une porosité de 6% et une saturation en eau de 27%. La hauteur du net pay est de 2m, et un GDT a été définie à la profondeur -4187m (TVDss).
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 26%, une porosité de 7% et une saturation en eau de 30%. La hauteur du net pay est de 2m, un GDT a été définie à la profondeur -4290m (TVDss).
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 25%, une porosité de 10% et une saturation en eau de 19%. La hauteur du net pay est de 2m, un GDT a été définie à la profondeur -4359m (TVDss).
- **Réservoir F6-M0** : il est caractérisé par un volume d'argile de 15%, une porosité de 7% et une saturation en eau de 14%. Un GDT a été définie à la profondeur -4524m (TVDss).

Puits P-1 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 29%, une porosité de 6% et une saturation en eau de 27%. La hauteur du net pay est de 5m, Un GDT a été définie à la profondeur -4159m (TVDss).
- **Réservoir F6-A1** : Le volume d'argile est de 29%, une porosité de 06% et une saturation en eau de 31%, un GDT a été définie à la profondeur -4278m (TVDss).
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 24%, une porosité de 11% et une saturation en eau de 37%. La hauteur du net pay est de presque 7m, un GDT a été définie à la profondeur -4354m (TVDss). Le DST réalisé en face de cette unité a donné un débit de 3m³/h de condensat et 13162 m³/h de gaz.
- **Réservoir F6-M0** : il est caractérisé par un volume d'argile de 17%, une porosité de 6% et une saturation en eau de 23%. Un GDT a été définie à la profondeur -4485m (TVDss).

Puits P-2 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 25%, une porosité de 8% et une saturation en eau de 56%. La hauteur du net pay est de 6m, un GDT a été définie à la profondeur -4195m (TVDss).
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 18%, une porosité de 6% et une saturation en eau de 41%. La hauteur du net pay est de 3m, un GDT a été définie à la profondeur -4313m (TVDss).
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 33%, une porosité de 9% et une saturation en eau de 37%. La hauteur du net pay est de 7m, un GDT a été définie à la profondeur -4388m (TVDss).
- **Réservoir F6-M0** : il est caractérisé par un volume d'argile de 9%, une porosité de 7% et une saturation en eau de 40%. La hauteur du net pay est de 4m, un GDT a été définie à la profondeur -4519m (TVDss).

Puits P-3 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 19%, une porosité de 7% et une saturation en eau de 79%. La hauteur du net pay est de 3m, un GDT a été définie à la profondeur -4352m (TVDss). Il est à signaler que l'incertitude sur l'interprétation augmente du fait que les enregistrements de densité et du neutron ne sont pas disponibles.
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 15%, une porosité de 5% et une saturation en eau de 33%. La hauteur du net pay est de 3m, un GDT a été définie à la profondeur -4447m (TVDss).
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 26%, une porosité de 13% et une saturation en eau de 40%. La hauteur du net pay est de 11m, un GDT a été définie à la profondeur -4523m (TVDss).
- **Réservoir F6-M0** : il est caractérisé par un volume d'argile de 5%, une porosité de 6% et une saturation en eau de 22%. La hauteur du net pay est de 5m, un GDT a été définie à la profondeur -4665m (TVDss).

Puits P-4 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 30%, une porosité de 7% et une saturation en eau de 44%. La hauteur du net pay est de 18m, et un GDT a été définie à la profondeur -4348m (TVDss).
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 25%, une porosité de 12% et une saturation en eau de 69%, la hauteur du net pay est de 9m, un GDT a été définie à la profondeur -4441m (TVDss). Le DST réalisé en face de cette unité a donné un débit de 0.3 m³/h de condensat et 13513 m³/h de gaz.
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 21%, une porosité de 12% et une saturation en eau de 75%. La hauteur du net pay est de 4m, un GDT a été définie à la profondeur -4463m (TVDss). Le DST réalisé en face de cette unité a donné un débit de 3m³/h de condensat et 23939 m³/h de gaz. Un échantillon pris à la profondeur 4719m a montré la présence d'eau.
- **Réservoir F6-M0** : il est caractérisé par un volume d'argile de 18%, une porosité de 10% et une saturation en eau de 51%. La hauteur du net pay est de 13m, un GDT a été définie à la profondeur -4617m (TVDss). Deux échantillons pris aux profondeurs 4780.9m et 4787.5m ont indiqué la présence d'hydrocarbure léger

Puits P-5 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 27%, une porosité de 9% et une saturation en eau de 35%. La hauteur du net pay est de 26m, un GDT a été définie à la profondeur -4253m (TVDss).
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 21%, une porosité de 10% et une saturation en eau de 44%. La hauteur du net pay est de 17m, un GDT a été définie à la profondeur -4366m (TVDss).
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 37%, une porosité de 11% et une saturation en eau de 38%. La hauteur du net pay est de 7m, un GDT a été définie à la profondeur -4398m (TVDss).
- **Réservoir F6-M0** : il est caractérisé par un volume d'argile de 13%, une porosité de 10% et une saturation en eau de 32%. La hauteur du net pay est de 22m, un GDT a été définie à la profondeur -4545m (TVDss)

Puits C-1 :

- **Réservoir F6-A2** : d'après les diagraphies c'est une unité aquifère avec un volume d'argile de 11% et une porosité de 12%.
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 29%, une porosité de 7% et une saturation en eau de 65%. La hauteur du net pay est de 3m, un GDT a été définie à la profondeur -4319m (TVDss). Le DST réalisé en face de cette unité a donné un débit de 8452 m³/h de gaz et 1.04 m³/h d'eau salée.
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 21%, une porosité de 9% et une saturation en eau de 18%. La hauteur du net pay est de 3m, un GDT a été définie à la profondeur -4429m (TVDss). Le DST réalisé en face de cette unité a donné un débit de 4m³/h de condensat et 17406 m³/h de gaz.
- **Réservoir F6-M0** : Le volume d'argile est de il est caractérisé par un volume d'argile de 21%, une porosité de 9% et une saturation en eau de 18%. Il est difficile de faire une identification des fluides, car d'après les diagraphies on remarque que la zone sommitale paraît aquifère alors que la zone basale paraît à gaz (même après opération de PLT l'ambiguïté perdure).

Puits C-2 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 23%, une porosité de 8% et une saturation en eau de 100%. Un WUT a été définie à la profondeur -4385m (TVDss).
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 25%, une porosité de 10% et une saturation en eau de 100%. Un WUT a été définie à la profondeur -4539m (TVDss).
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 9%, une porosité de 12% et une saturation en eau de 100%. Un WUT a été définie à la profondeur -4629m (TVDss).
- **Réservoir F6-M0** : il est caractérisé par un volume d'argile de 8%, une porosité de 8% et une saturation en eau de 100%. Un WUT a été définie à la profondeur -4735m (TVDss).

Puits H-1 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 20%, une porosité de 9% et une saturation en eau de 45%. La hauteur du net pay est de 18m, un GDT a été définie à la profondeur -4191m (TVDss).
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 18%, une porosité de 7% et une saturation en eau de 37%. La hauteur du net pay est de 10m, un GDT a été définie à la profondeur -4326m (TVDss).
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 26%, une porosité de 9% et une saturation en eau de 42%. La hauteur du net pay est de 10m, un GDT a été définie à la profondeur -4414m (TVDss).
- **Réservoir F6-M0** : il est caractérisé par un volume d'argile de 13%, une porosité de 8% et une saturation en eau de 34%. La hauteur du net pay est de 6m, un GDT a été définie à la profondeur -4552m (TVDss).

Puits W-1 :

- **Réservoir F6-A2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 17%, une porosité de 6% et une saturation en eau de 25%. La hauteur du net pay est de 3m, un GDT a été définie à la profondeur -4266m (TVDss).
- **Réservoir F6-A1** : il est caractérisé par un volume d'argile de 11%, une porosité de 6% et une saturation en eau de 32%. La hauteur du net pay est de 5m, un GDT a été définie à la profondeur -4373m (TVDss).
- **Réservoir F6-M2** : il est caractérisé par un volume d'argile de 16%, une porosité de 10% et une saturation en eau de 29%. La hauteur du net pay est de 12m, un GDT a été définie à la profondeur -4449m (TVDss).
- **Réservoir F6-M0** : il est caractérisé par un volume d'argile de 7%, une porosité de 7% et une saturation en eau de 33%. La hauteur du net pay est de 10m, un GDT a été définie à la profondeur -4587m (TVDss).

Evaluation pétro-physique du puits P-1

Le tableau suivant montre l'évaluation petro physique du puit P-1

Zones	Net Pay	Av.Phi	Av.Sw	Av.Vcl	Phi.H
SAG-F6-A2	0.3	0.065	0.287	0.268	0.02
SAG-F6-A1	8.69	0.102	0.301	0.219	0.88
SAG-F6-M2	7.47	0.082	0.345	0.153	0.61
SAG-F6-M1	2.26	0.135	0.329	0.16	0.31
SAG-F6-M0	12.19	0.117	0.181	0.139	1.42

Tableau IV.2 : Evaluation pétro-physique du puits P-1

Evaluation pétro-physique du puits P-2

Le tableau suivant montre l'évaluation petro physique du puit P-2

Zones	Net Pay	Av.Phi	Av.Sw	Av.Vcl	Phi.H
SAG-F6-A2	0	--	--	--	--
SAG-F6-A1	1.22	0.065	0.223	0.155	0.08
SAG-F6-M2	0.76	0.065	0.327	0.1	0.05
SAG-F6-M1	1.07	0.069	0.459	0.161	0.07
SAG-F6-M0	8.08	0.076	0.407	0.16	0.61

Tableau IV.3 : Evaluation pétro-physique du puits P-2

Evaluation pétrophysique du puits P-3

Le tableau suivant montre l'évaluation petro physique du puit P-3

Zones	Net Pay	Av.Phi	Av.Sw	Av.Vcl	Phi.H
SAG-F6-A2	0.61	0.07	0.569	0.184	0.04
SAG-F6-A1	3.05	0.118	0.468	0.2	0.36
SAG-F6-M2	2.74	0.082	0.516	0.258	0.22
SAG-F6-M1	0.46	0.077	0.415	0.319	0.04
SAG-F6-M0	2.9	0.103	0.438	0.19	0.3

Tableau IV.4 : Evaluation pétrophysique du puits P-3

IV.4 ANALYSE GEOLOGIQUE

- Base De Données Puits

Les puits ont été forés dans les structures de Taouil et Rhourde El Helma. Les puits ont atteint et traversé le Silurien sur son épaisseur totale. Ils ont été forés pour l'exploration des réservoirs profonds des unités argilo-gréseuses du Silurien.

Ces puits ont servi de base aux travaux de corrélation. Avec définition des marqueurs stratigraphiques pour chacun d'entre eux.

Les puits avec leurs coordonnées ainsi que les marqueurs stratigraphiques sont listés dans le tableau suivant :

Puits	Surface	X(UTM)	Y(UTM)	m TVDSS	MD
A-1	Sil-A2	318456.29	3359837.7	-4135.50	4375.05
	Sil-A1			-4252.08	4491.63
	Sil-M2			-4398.52	4638.07
	Sil-M1			-4481.16	4720.71
	Sil-M0			-4536.21	4775.76
	Sil arg			-4610.44	4849.99
A-1	Sil-A2	303101.5	3353176.8	-4046.67	4269.50
	Sil-A1			-4159.76	4382.59
	Sil-M2			-4315.65	4538.48
	Sil-M1			-4437.56	4660.39
	Sil-M0			-4491.92	4714.75
	Sil arg			-4549.77	4772.60
P-1	Sil-A2	303848.44	3354160.3	-4044.30	4267.30
	Sil-A1			-4151.43	4374.43
	Sil-M2			-4300.21	4523.21
	Sil-M1			-4415.76	4638.76
	Sil-M0			-4464.42	4687.42
	Sil arg			-4503.44	4726.44
P-2	Sil-A2	309941.08	3349396.8	-4104.91	4337.91
	Sil-A1			-4213.53	4446.53
	Sil-M2			-4339.14	4572.14
	Sil-M1			-4443.85	4676.85
	Sil-M0			-4490.27	4723.27
	Sil arg			-4544.00	4777.00
P-3	Sil-A2	307421.56	3346245.6	-4224.21	4449.21
	Sil-A1			-4334.25	4559.25
	Sil-M2			-4476.97	4701.97
	Sil-M1			-4582.72	4807.72
	Sil-M0			-4620.36	4845.36
	Sil arg			-4671.00	4896.00

Puits	Surface	X(UTM)	Y(UTM)	m TVDSS	MD
P-4	Sil-A2	315249.12	3347941	-4220.72	4456.83
	Sil-A1			-4322.09	4558.20
	Sil-M2			-4450.05	4686.17
	Sil-M1			-4542.93	4779.04
	Sil-M0			-4597.37	4833.49
	Sil arg			-4653.50	4889.62
P-5	Sil-A2	309406.97	3354944.6	-4114.30	4335.58
	Sil-A1			-4208.72	4430.00
	Sil-M2			-4346.72	4568.00
	Sil-M1			-4454.07	4675.35
	Sil-M0			-4495.56	4716.84
	Sil arg			-4565.54	4786.82
P-6	Sil-A2	314292.21	3352615.5	-4219.96	4436.96
	Sil-A1			-4325.83	4542.83
	Sil-M2			-4452.15	4669.15
	Sil-M1			-4545.26	4762.26
	Sil-M0			-4596.09	4813.09
	Sil arg			-4661.24	4878.24
P-7	Sil-A2	304430.83	3350881.2	-4164.76	4386.67
	Sil-A1			-4276.50	4498.41
	Sil-M2			-4434.18	4656.09
	Sil-M1			-4544.11	4766.02
	Sil-M0			-4592.97	4814.88
C-1	Sil-A2	317420.78	3345164.9	-4328.57	4554.57
	Sil-A1			-4426.73	4652.73
	Sil-M2			-4528.22	4754.22
	Sil-M1			-4645.59	4871.59
	Sil-M0			-4701.73	4927.73
	Sil arg			-4762.68	4988.68
C-2	Sil-A2	320112.02	3347073.3	-4423.08	4644.08
	Sil-A1			-4524.57	4745.57
	Sil-M2			-4629.00	4850.00
	Sil-M1			-4735.32	4956.32
	Sil-M0			-4785.53	5006.53
	Sil arg			-4852.83	5073.83

Puits	Surface	X(UTM)	Y(UTM)	m TVDSS	MD
H-1	Sil-A2	308933.09	3350035.7	-4130.05	4352.88
	Sil-A1			-4239.39	4462.22
	Sil-M2			-4369.34	4592.17
	Sil-M1			-4476.52	4699.35
	Sil-M0			-4521.32	4744.15
	Sil arg			-4573.61	4796.44
W-1	Sil-A2	302868	3352244.4	-4148.11	4369.11
	Sil-A1			-4260.33	4481.33
	Sil-M2			-4398.33	4619.33
	Sil-M1			-4514.72	4735.72
	Sil-M0			-4561.26	4782.26
	Sil arg			-4608.12	4829.12
T-1	Sil-A2	307951.91	3340644.6	-4332.93	4569.93
	Sil-A1			-4459.06	4696.06
	Sil-M2			-4594.53	4831.53
	Sil-M1			-4689.38	4926.38
	Sil-M0			-4729.84	4966.84
	Sil arg			-4778.34	5015.34
R-1	Sil-A2	309104.93	3335521	-3789.42	4011.42
	Sil-A1			-3904.74	4126.74
	Sil-M2			-4039.94	4261.94
	Sil-M1			-4145.37	4367.37
	Sil-M0			-4193.67	4415.67
	Sil arg			-4246.47	4468.47
RS-1s	Sil-A2	311771.01	3333503.2	-4028.70	4276.70
	Sil-A1			-4136.66	4384.66
	Sil-M2			-4271.92	4519.92
	Sil-M1			-4363.21	4611.21
	Sil-M0			-4414.63	4662.63
	Sil arg			-4470.61	4718.61
RS-1	Sil-A2	311758 .15	3333985.45	-4024.13	4260.13
	Sil-A1			-4133.18	4369.18
	Sil-M2			-4271.68	4507.68
	Sil-M1			-4360.22	4596.22
	Sil-M0			-4409.48	4645.48

Puits	Surface	X(UTM)	Y(UTM)	m TVDSS	MD
RS-2	Sil-A2	308887.73	3327771.35	-3967.74	4214.04
	Sil-A1			-4078.86	4325.16
	Sil-M2			-4200.53	4446.83
	Sil-M1			-4303.19	4549.49
	Sil-M0			-4343.46	4589.76
	Sil arg			-4406.93	4653.23

Tableau IV.5 : Tops de formation des puits du complexe Taouil-Rhourde El Helma

IV.5 Evolution structurale

Les structures de Taouil et Rhourde El Helma sont situées dans la partie nord-ouest de la province Sud Est Triasique. Cette dernière a été le siège de mouvements tectoniques polyphasés ayant généré des trends structuraux d'orientation nord-est / sud-ouest (Toual. Rhourde Hamra. Rhourde Nouss et Rhourde Adra) et nord – sud (Hamra. Ramade. Brides. Hassi Chergui. Gassi Chergui et Gassi Touil).

L'image structurale actuelle est essentiellement héritée de plusieurs mouvements tectoniques régionaux importants suivants :

La phase hercynienne : caractérisée par un régime de contraintes de type compressif de direction N40° pour la phase viséenne et N120° pour la phase Post Namurienne. Dont les effets se manifestent par l'érosion graduelle des termes supérieurs du Paléozoïque à l'échelle du bassin de Berkine.

La phase distensive Trias–Lias : en rapport avec l'ouverture de l'Atlantique Nord est responsable de la création des failles NE-SW dû au basculement des blocs et les variations importantes d'épaisseur des formations triasiques et liasiques. Les mouvements autrichiens, ayant un régime de contraintes compressives de direction est-ouest, sont les mouvements clés dans cette région. Ils sont responsables des piégeages sur les principaux gisements, ainsi que sur la dismigration et la destruction de certains pièges hercyniens et plus ; notamment sur les régions occidentales (Allenda -Ramade). Enfin, Les mouvements tectoniques alpins / atlasiques d'âge tertiaire, ayant des contraintes orientées selon la direction nord-ouest/sud-est sont de type transpressifs. Ils ont essentiellement contribué au remodelage des grandes structures existantes. D'âges anciens de certaines régions à l'image des structures de Brides et de Taouil.

IV.6 Migration et piégeage des Hydrocarbures

IV.6.1 Roches mères

L'intervalle basal argileux du Silurien, hautement radioactif, est l'un des niveaux roche mère principal avec ceux du Frasnien dans le bassin de Berkine. La richesse en carbone organique (COT) du Silurien varie en moyenne de 2 à 9%. Cette roche mère est de type marine avec influence continentale. Le kérogène est de type II-III. Donc "oil-prone" avec un potentiel gaz important vu l'influence continentale. Actuellement, dans la région en général, elle est en phase à gaz sec dans les zones les plus enfouies et à gaz à condensât dans les zones intermédiaires.

Le pic de génération aurait été atteint au Crétacé inférieur à moyen (phase autrichienne) à travers toute la région de la province Sud Est Triasique. L'ampleur de la phase de genèse antéhercynienne est difficilement quantifiable vu les séries érodées difficiles à apprécier exactement, vu l'érosion intense du Paléozoïque supérieur (Carbonifère et Dévonien supérieur).

Les voies de migration, une fois l'hydrocarbure expulsé, sont principalement sous la discordance hercynienne pour le réservoir TAGI, par les réseaux de failles éventuels pour les réservoirs du TAGS et celui des Quartzites Hamra et une migration directe pour les unités argilo gréseuses du Silurien F6. Cependant, des migrations directes ne sont pas exclues dans le cas de présences de failles à fort rejet qui mettent en contact direct la roche mère et la formation réservoir.

Le piégeage des hydrocarbures dans cette région est essentiellement de type structural (anticlinaux contre failles) pour les réservoirs du Trias et de l'Ordovicien.

IV.6.2 Roches couvertures

L'étanchéité des unités gréseuses du Silurien F6 (B2, B1, A2, A1, M2, M1, M0) est assurée par les argiles intermédiaires au sein même de cette formation, ces niveaux argileux peuvent atteindre 200m d'épaisseur et constituent d'excellentes couvertures pour les niveaux réservoirs.

IV.6.3 Réservoirs

(Silurien Argilo-Gréseux (SAG))

Dans la zone de Gassi Touil, les caractéristiques pétro physiques des unités réservoirs du Silurien-F6 ont tendance à s'améliorer vers le sud et le sud-est (influences continentales proches de la zone nourricière). Par contre, elles sont plus argileuses vers le nord-ouest, influencées par un milieu marin ouvert.

Les formations du Silurien Argilo-Gréseux présentent globalement 4 à 5 niveaux réservoirs, d'épaisseur moyenne allant de 5 à 25m de grès nets caractérisés par des porosités moyennes de 6 à 20%. Les forages profonds réalisés dans la structure de Taouil ont montré un Silurien argilo-gréseux (SAG) très bien développé, d'une épaisseur moyenne de 790m.

Les corps gréseux du SAG ont une extension régionale assez importante, comme c'est le cas de l'unité F6-M2 dans la région de Gassi Touil. Cependant, ces séries argilo-gréseuses sont caractérisées par des changements de faciès assez brusques. Ils ont été observés dans la région de Brides et Feidj El Arf, où les faciès gréseux deviennent plus argileux vers la partie ouest et nord-ouest de la région Gassi Touil, où toutes les unités du SAG sont érodées sous la discordance hercynienne.

Les faciès lithologiques dominants observés sur les carottes dans ces formations sont des grès du shoreface. Les grès des systèmes deltaïques à dominance de marées, ils sont généralement composés de grès blancs à gris blancs fins à moyens, parfois silteux et compacts intercalés par des passages argileux, sur les diagraphies les électro-faciès et les électro-séquences sont de type œufs et entonnoirs et les grès présentent parfois des phénomènes de basses résistivités. L'épaisseur moyenne des grès nets est de 5 à 8m pour chaque unité. Les porosités moyennes varient entre 8 et 16%. La perméabilité peut varier de 0.1 à 100 mD.

IV.7 Corrélation Réservoir

Il relie plusieurs puits dans un champ spécifique. Ce graphique montre diverses données pétrophysiques, telles que :

- Valeurs verticales (SSTVD) : Ce sont les hauteurs relatives des puits.
- Profondeur (MD) : Correspond à la profondeur réelle de forage dans chaque puits.
- Gamma Ray (GR) : analyse radiologique utilisée pour déterminer la teneur en argile des roches.
- Caliper : Utilisé pour évaluer le diamètre du puits et analyser le trou de forage.

Utilisation du programme Techlog (Schlumberger), qui se spécialise dans l'analyse des données géophysiques et la comparaison des données de puits.

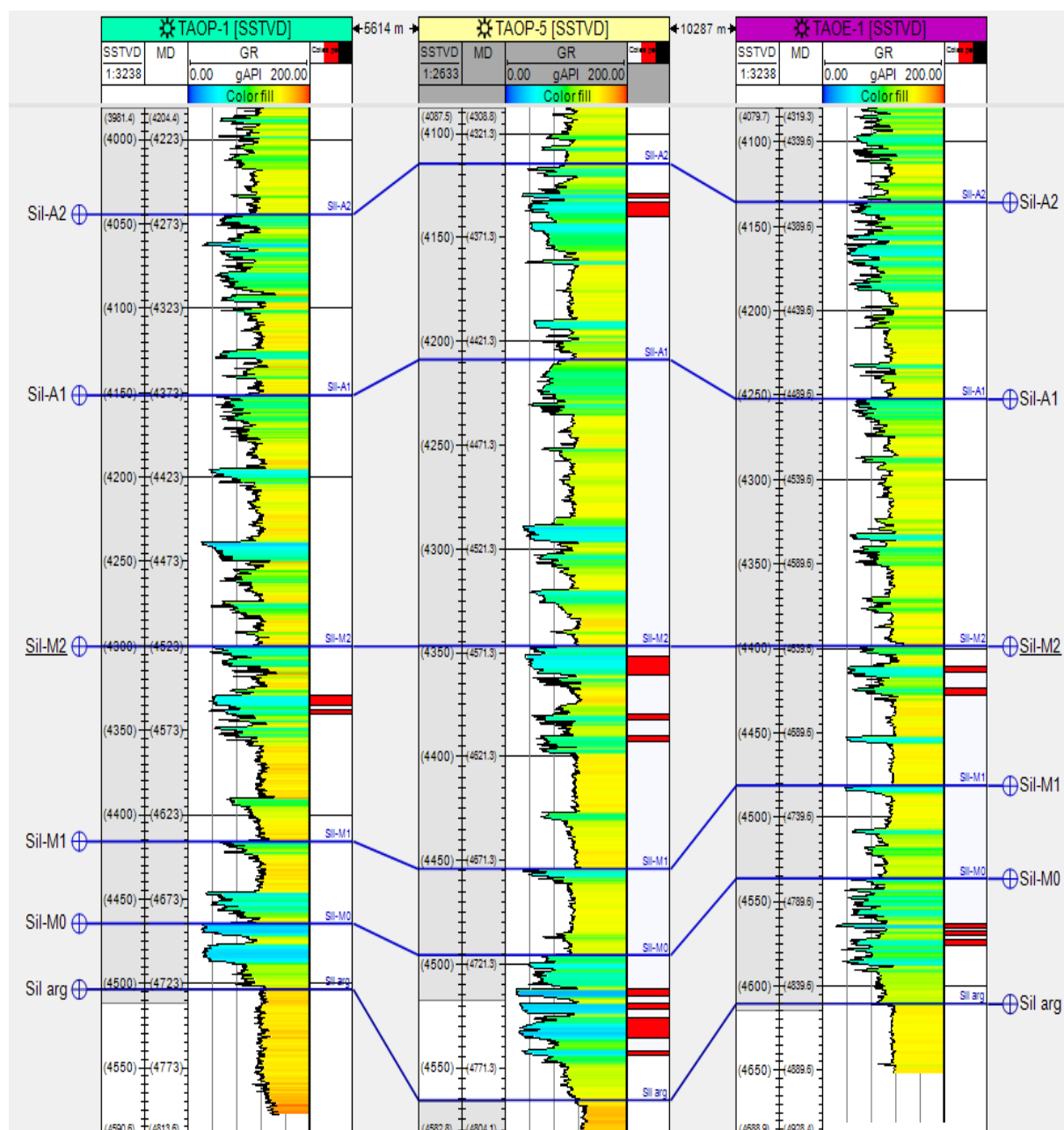


Figure IV.12 : Corrélation NE-SO passant par les puits A-1, P-5 et P-1

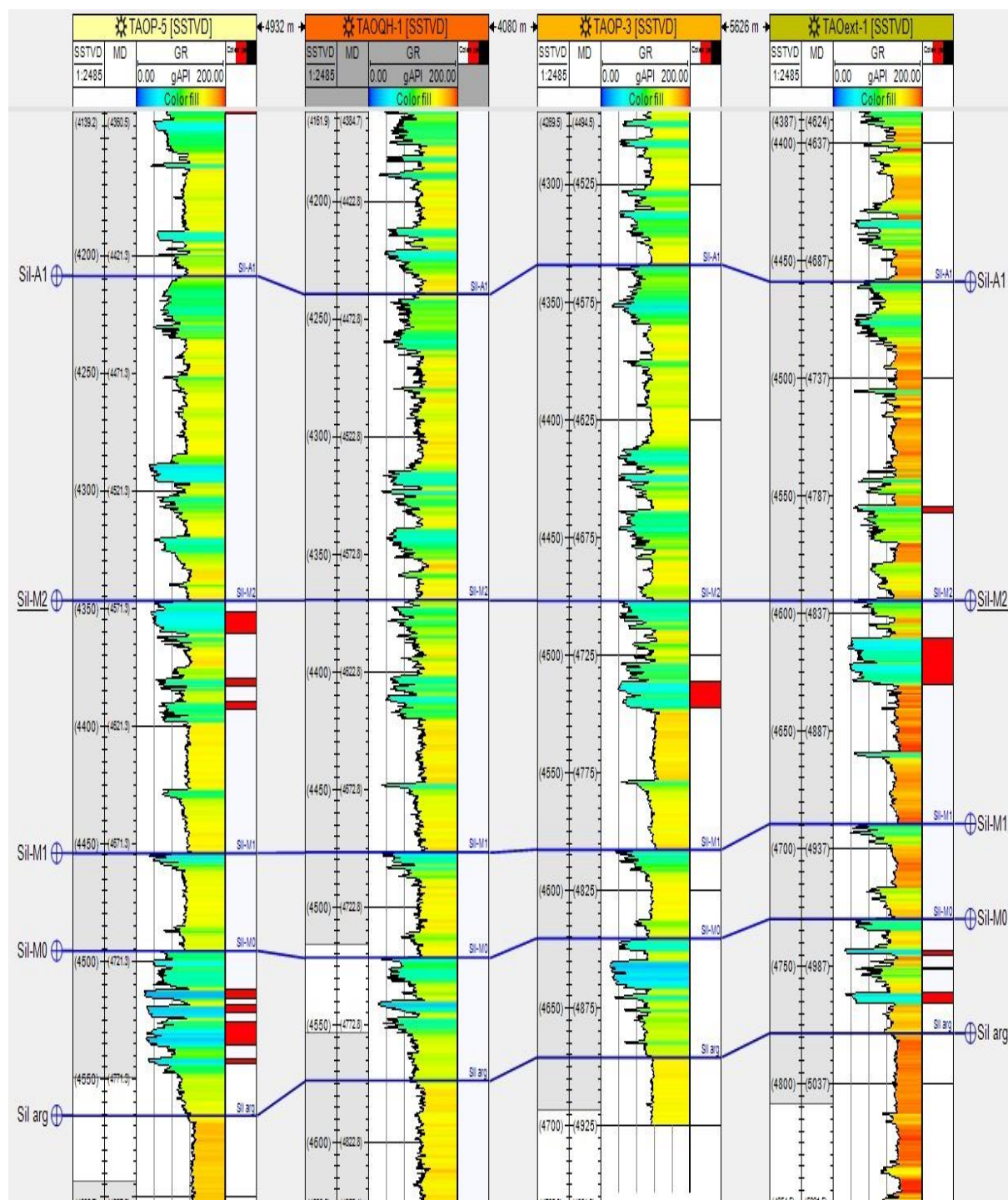


Figure IV.13: Corrélation passant par les puits P-5, H-1, P-3 et P-1

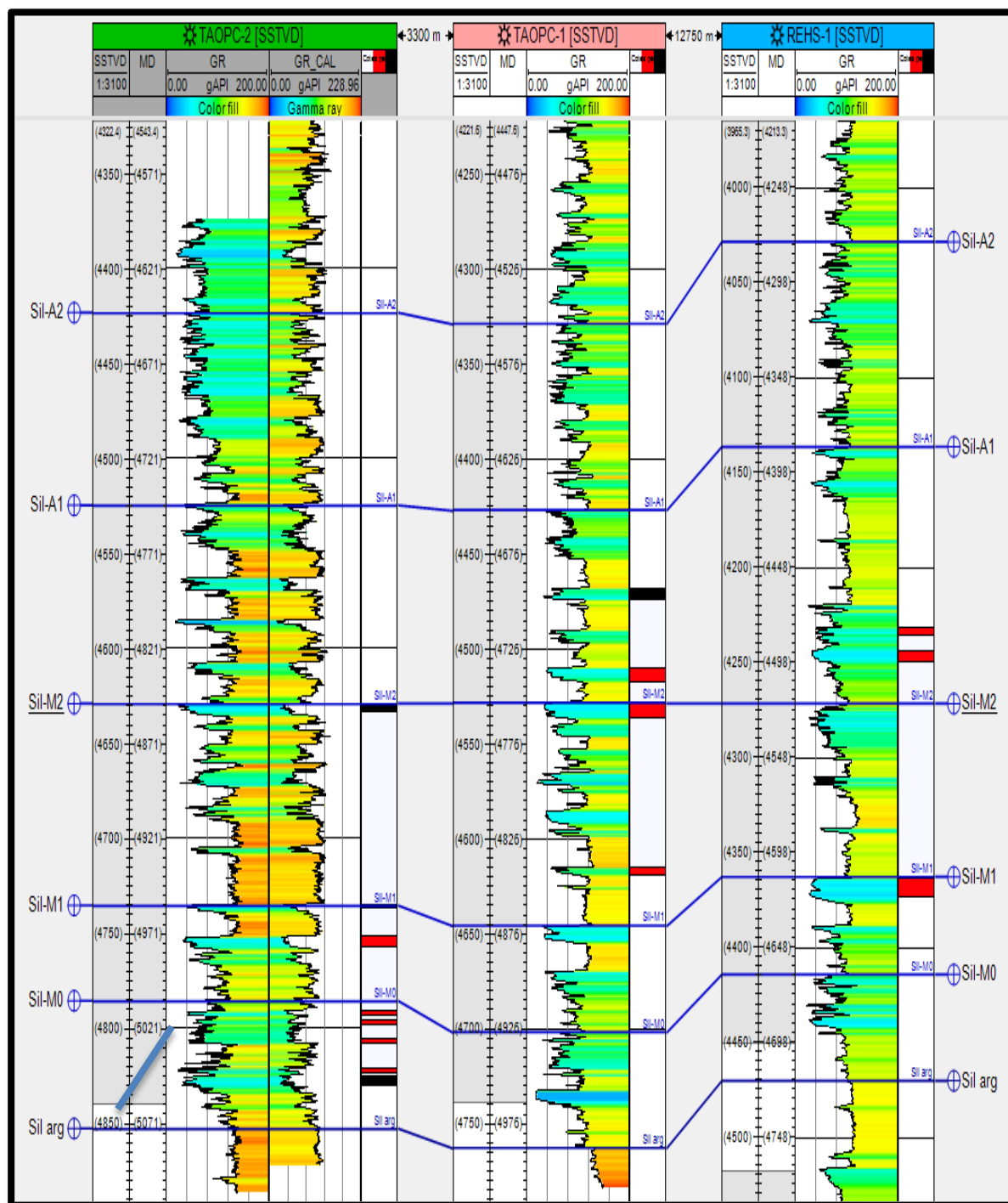


Figure IV.14: Corrélation NE-SO passant par les puits C-2, C-1 et R-1

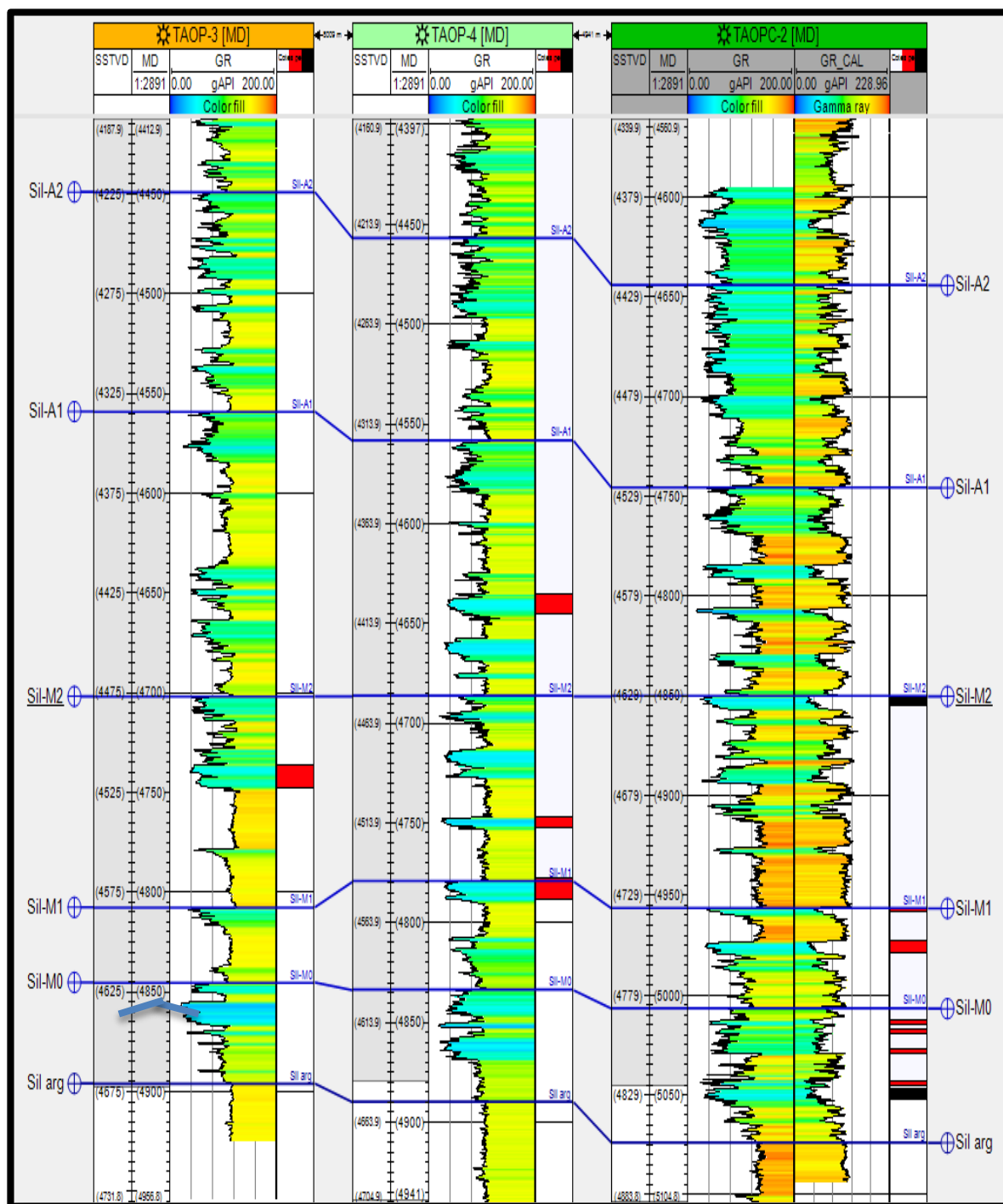


Figure IV.15: Corrélation NE-SO passant par les puits P-3, P-4 et C-2

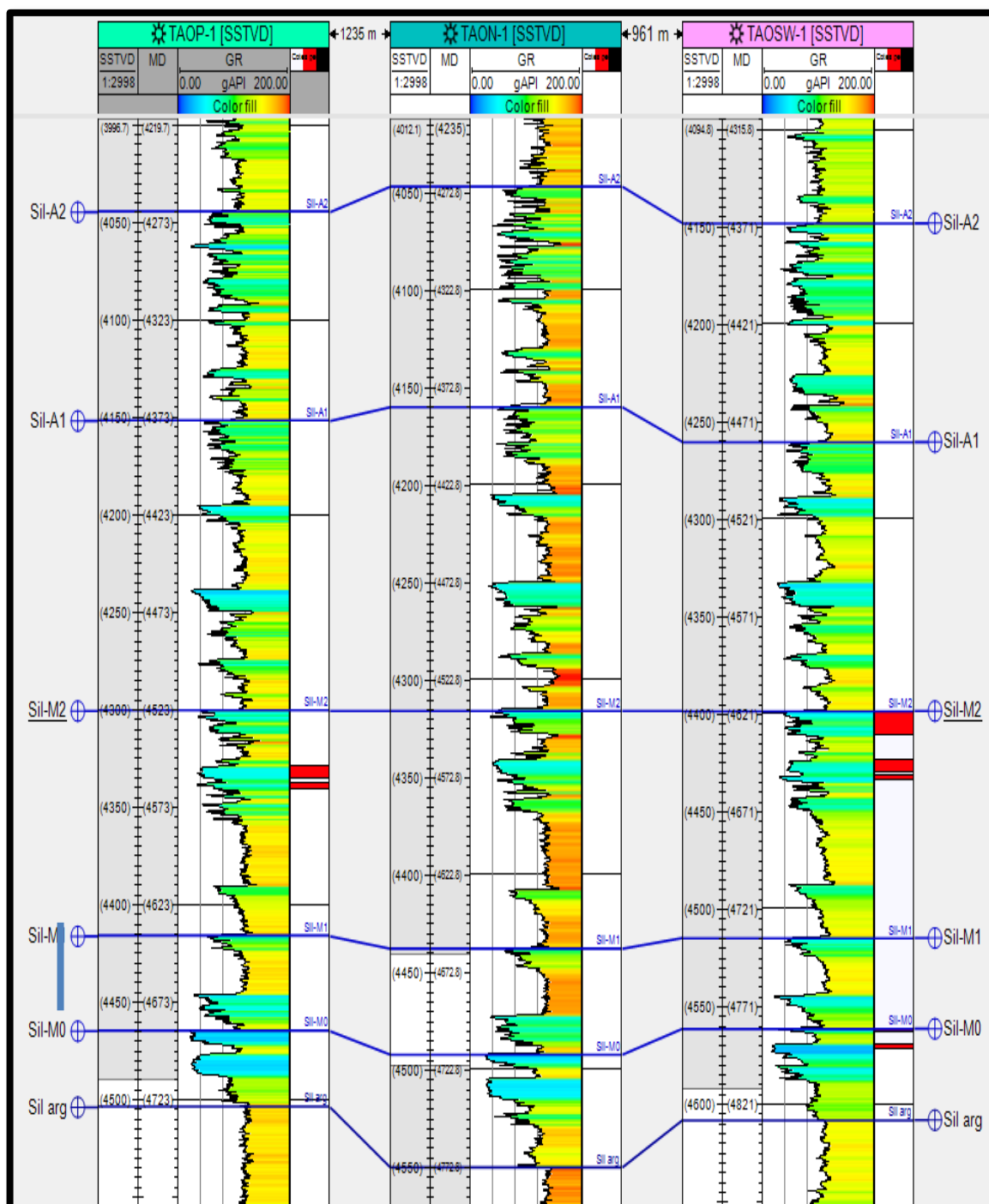


Figure IV.16: Corrélation N-S passant par les puits P-1, A-1, W-1

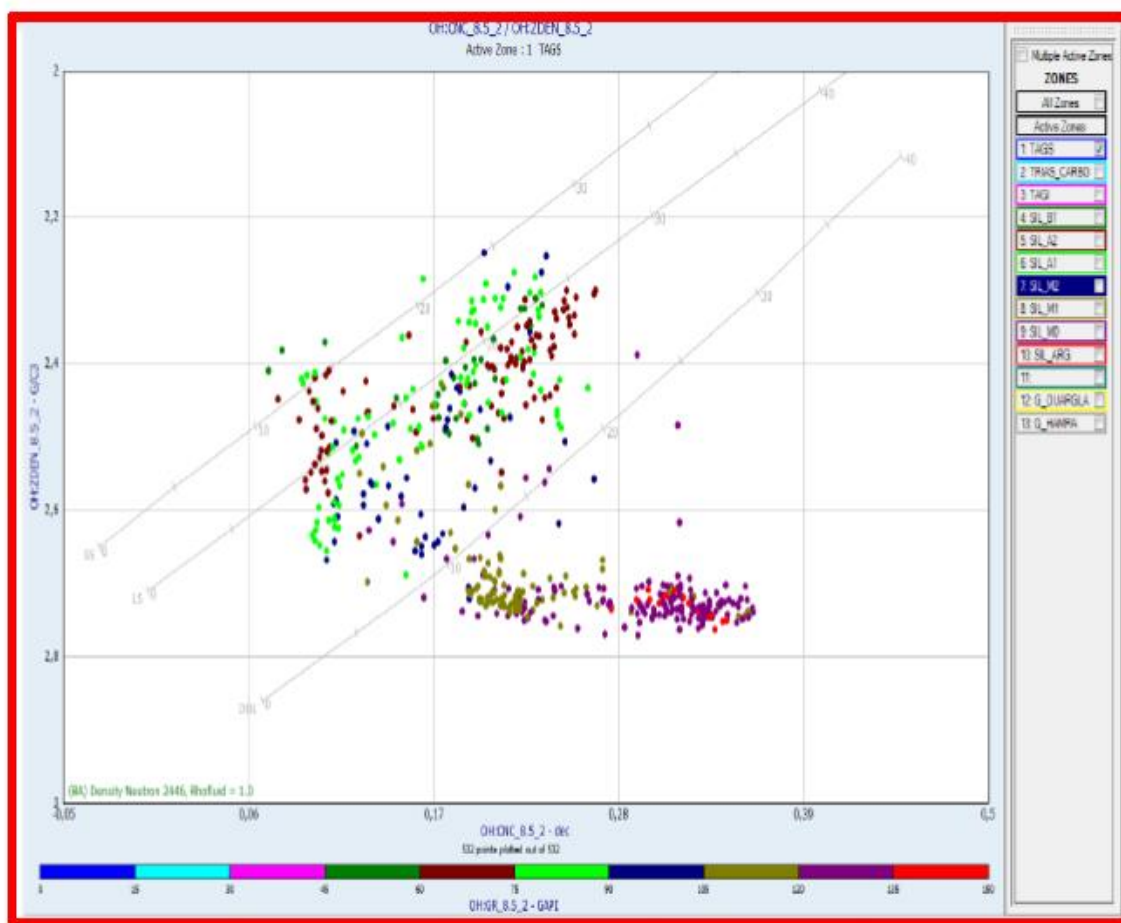


Figure IV.17 : Plot des RHOB-NPHI pour détermination de la lithologie

	Réservoir	PHIE (%)	SW (%)
SAG	F6 M2	12	35
	F6 M1	7	30
	F6 M0	7	70

Tableau IV.6 : Caractérisation petro physique de réservoir

Conclusion générale :

L'exploration est parmi des étapes les plus importantes de l'industrie pétrolière. Interprétation sismique et l'analyse pétro physique des puits pourrait être utilisée conjointement pour calculer les réserves par l'utilisation des logiciels spéciale pour ce domaine, qui aident à accélérer les calculs et donner des résultats précis. Les formations du Silurien Argilo-Gréseux présentent globalement 4 à 5 niveaux réservoirs, d'épaisseur moyenne allant de 5 à 25m de grès nets caractérisés par des porosités moyennes de 6 à 20%. Les forages profonds réalisés dans la structure de Taouil ont montré un Silurien argilo-gréseux (SAG) très bien développé, d'une épaisseur moyenne de 790m. Dans la zone de Taouil, les caractéristiques pétro physiques des unités réservoirs du Silurien-F6 ont tendance à s'améliorer vers le sud et le sud-est

Et par des analyses pétro physiques :

1. Le réservoir présent une épaisseur de 790 m
2. L'épaisseur moyenne des grès nets est de 5 à 8m pour chaque unité. Les porosités moyennes varient entre 8 et 16%. La perméabilité peut varier de 0.1 à 100 mD.
3. Le volume d'argile moyen est 35 et 50%,
4. Le cut-off de la porosité varie entre 5 et 7%
5. La saturation moyenne en eau est variée entre 50 et 60%.
6. L'ensemble des puits étudiés montre que seules les niveaux gréseux M2 et A1 constituant les meilleurs niveaux réservoirs. Parce qu'ils ont de bonnes propriétés pétro physiques :

Unité	Le volume d'argile	La porosité	La saturation d'eau
A1	20.3 %	9.4 %	40.6 %
M2	22.1 %	10.28 %	38.8 %

D'après l'analyse des résultats, on a remarqué que la zone du TAOUIL a des bons paramètres pétro physiques par rapport aux autres zones qui ont des résultats homogènes.

Donc, on peut considérer que cette zone de grès d'TAOUIL est une zone très prometteuse vue leur paramètres très intéressant.

Référence :

Docum. Sonatrach. . (s.d.). *Géologie de RNS : La situation géographique et historique de gisement et cadre géologique et les réservoirs et les contacts et la caractéristique du TAGS Docum. Sonatrach.*

DP RNS . (s.d.). *document division EP \ SONATRACH (rapport inedit).*

beicip franlab 2002. (n.d.). (beicip franlab 2002) étude sédimentologique du bassin de Berkin, rapport interne .

SONATRACH DP RNS . (n.d.). DP SONATRACH 2023 REPPORT on reservoir engineering study.

SONTRACH DP RNS . (n.d.). Rapporte de fin de forage de huit TAOP 4 document interne SONATRACH RNS.

SERRA Oberto & Lorenzo (1979), Diagraphies différées bases de l'interprétation, tome 1, Acquisition des données diagraphiques.

SERRA Oberto & Lorenzo (1985), Diagraphies différées bases de l'interprétation, tome 2, interprétation des données diagraphiques

SERRA Oberto & Lorenzo (2000), Diagraphie Acquisition & Application.

SONATRACH DP (Octobre 1985), Geologic and reservoir engineering study for Rhourde Nouss region (final report).

SONATRACH DP (Janvier 1996), Etat des réserves d'hydrocarbures au 01/01/1996, tome 2.

SONATRACH DP, Géologie RNS

AGIP (Juin 1997), Formation des Quartzites de Hamra, Etude de gisement.

Beicip-Franlab. 1975. Etude structurale et carthographique. Bassin d'Ilizi- Môle d'El Biod. Rapport interne. Sonatrach.

Beicip-Franlab(20-22 Octobre2008). Champs de Rhourde Nouss Etude géologiques. Rapport interne. Sonatrach.

Beicip-Franlab(20-22 Octobre2008). Complexe de Rhourde Nouss.Interprétation Sismiques. Rapport interne. Sonatrach.

BEICIP (Décembre 1990), Evaluation des réserves de la région de Rhourde Nouss, vol 1, Résumes et conclusions.

BEICIP (Décembre 1990), Evaluation des réserves de la région de Rhourde Nouss, vol 3, Etude des accumulations.

BEICIP (Décembre 1990), Evaluation des réserves de la région de Rhourde Nouss, vol 5, Annexes.

BOUDJEMAA, A (1987), Evolution structurale du bassin triasique du Sahara Nord Oriental, Thèse doctorat, Un-ORSAY(Paris).

Bibliographie

Chapellier.D, Diagraphie Pétrole, Université de Lausanne Institut française du pétrole.

SERRA Oberto & Lorenzo (1979), Diagraphies différées bases de
l'interprétation, tome 1, Acquisition des données diagraphiques.

SERRA Oberto & Lorenzo (1985), Diagraphies différées bases de
l'interprétation, tome 2, interprétation des données diagraphiques

SERRA Oberto & Lorenzo (2000), Diagraphie Acquisition & Application.

SONATRACH DP (Octobre 1985), Geologic and reservoir engineering study for Rhourde
Nouss region (final report).

SONATRACH DP (Janvier 1996), Etat des réserves d'hydrocarbures au
01/01/1996, tome 2.

SONATRACH DP, Géologie RNS