N° Ordre……./Faculté/UMBB/2022

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA - BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Gisements Miniers et Pétroliers

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par

ALLOUN Mounir Mohamed Tahar

GUENICHE Dhia-Eddine

Filière: Hydrocarbures

***Option:* Géologie pétrolière**

Thème

Caractérisation géochimique et modélisation géothermique de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss, bassin de Berkine. Sahara Algérienne

Soutenu le 29/ 09/2022, devant le jury:

CHAOUCHI, R.	**Prof.**	**UMBB**	**Examinateur**
BENAYAD, S.	**MCA.**	**UMBB**	**Examinatrice**
SADAOUI, M.	**Prof.**	**UMBB**	**Encadreur**
ZELLOUF, K.	**Prof.**	**UMMB**	**Président de jury**

Année Universitaire : 2021\ 2022

Remerciements

Avant toute chose nous remercions notre Dieu, qui nous a donné le courage pour réaliser ce modeste travail, et pour sa grâce tout au long de notre vie professionnelle et personnelle.

Nous tenons à remercier Monsieur SADAOUI Moussa, notre enseignant encadrant et à Monsieur MOKRI Yacine, notre Co-encadrant pour leurs efforts, conseils et surtout leurs soutiens durant la période de notre stage.

Un grand merci aussi à tout le personnel du département géochimie organique Division Laboratoires, qui nous ont beaucoup aidé à réaliser ce travail et mis à notre dispositions les moyens nécessaires pour notre étude.

Nous n'oublions pas Monsieur Chalebi. B. Aussi Monsieur FEDLAOUI.H et Madame Omari. F du Division Exploration de nous avoir guidées avec patience et d'avoir consacré autant d'heures pour nous, on exprime notre respect et notre gratitude.

Nos sincères reconnaissances à tous nos enseignants du département gisements pétroliers et miniers qui ont contribué a notre formation, ainsi nos collègues pour les témoignages de sympathie et l'aide morale que nous avons pu trouver auprès d'eux.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

Aux trois êtres les plus chères au monde, qui ont souffert nuit et jour pour nous couvrir de leur amour, mon père, ma mère et ma deuxième maman ma chère tante Mama Wahiba

A mes chères sœurs Maroua et Rania

A mon frère Adem

A l'âme de mon grand-père

A toute ma famille et ma grande famille, en particulière mon Grand père, ma Grande mère et mon oncle Khaled pour leurs patient avec moi et leur encouragement

Ainsi que pour tous mes amis surtout Oussama, Mohamed, Ramzi, Hamouda, Ouaiil, Houssem, Saïd, Hamid, Abdenour et Fayçal qui mon accompagné avec leur encouragement pendant cette période

Sans oublier mon cher binôme et mon camarde Dhia-Eddine

A toute promotion H 17 en particulier mes collègues en géologie pétrolier

A toute personne qui me connais

MOUNIR

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

Aux deux êtres les plus chères au monde, qui ont souffert nuit et jour pour nous couvrir de leur amour, mon père et ma mère.

A ma chère sœur Chaima

A l'âme de mon grand-père

A toute ma famille et ma grande famille

Ainsi que pour tous mes amis surtout Oussama, Mohamed, Ramzi, Hamouda, Ouaiil et Haithem qui mon accompagné avec leur encouragement pendant cette période
Sans oublier mon cher binôme et mon camarde Mounir

A toute promotion H 17 en particulier mes collègues en géologie pétrolier

A toute personne qui me connais

Dhia-Eddine

TABLES DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE

Chapitre I : Généralités sur la région d'étude

I. Généralités sur le bassin de Berkine : 04

I.1 Situation géographique : 04

I.2 Situation géologique : 05

I.3 Série Stratigraphique : 06

I.3.1 Le socle : 06

I.3.2 Le Paléozoïque : 06

I.3.2.1 Le Cambrien : 06

I.3.2.2 L'Ordovicien : 06

I.3.2.3 Le Silurien : 06

I.3.2.4 Le Dévonien : 07

I.3.2.5 Le Carbonifère : 07

I.3.3 Le Mésozoïque : 08

I.3.3.1 Le Trias : 08

I.3.3.2 Le Jurassique : 08

I.3.3.3 Le Crétacé : 08

I.3.4 Le Cénozoïque : 09

I.4 Aspect structural : 10

I.4.1 Les principaux éléments structuraux : 10

I.4.1.1 Direction subméridienne : 11

I.4.1.2 Direction Nord-Est – Sud-Ouest : 11

I.4.1.3 Direction N70° : 11

I.4.1.4 Direction subéquatoriale : 12

I.4.1.5 Direction N150° : 12

I.4.2 Les événements tectoniques : 12

I.4.2.1 La phase panafricaine : 12

I.4.2.2 La distension cambro-ordovicienne : 12

I.4.2.3 La phase tectonique (Caradoc- Ashgillien) : 12

I.4.2.4 La phase calédonienne (fin Silurien- début Dévonien) : 12

I.4.2.5 Les mouvements hercyniens précoces (Tournaisien- Viséen inférieur) : 13
I.4.2.6 Les mouvements hercyniens tardifs (Carbonifère supérieur- Permien) : 13
I.4.2.7 La phase de rifting continental (Trias- Lias) : 13
I.4.2.8 La phase autrichienne (Crétacé inférieur) : 13
I.4.2.9 La phase pyrénéenne (Eocène supérieur) : 13
I.4.2.10 La phase alpine : 13
I.5 Réservoirs du bassin de Berkine : 15
I.5.1 Le Cambrien : 15
I.5.2 L'Ordovicien : 15
I.5.3 Le Dévonien inférieur : 15
I.5.4 Le Carbonifère : 15
I.5.5 Le TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) : 15
I.5.6 Le Trias carbonatés- Trias intermédiaire : 15
I.5.7 Le TAGS (Trias Argileux-Gréseux Supérieur) : 15
II. Généralités sur la région de Rhourde Nouss : 16
II.1 Situation géographique : 16
II.2 Situation Géologique : 17
II.3 Série Stratigraphique : 18
II.3.1 Le Paléozoïque : 18
II.3.1.1 Le Cambrien : 18
II.3.1.2 L'Ordovicien : 18
II.3.1.3 Le Silurien : 18
II.3.2 Le Mésozoïque : 19
II.3.2.1 Le Trias : 19
II.3.2.2 Le Jurassique : 20
II.3.2.3 Le Crétacé : 21
II.3.3 Le Cénozoïque : 22
II.4 Tectonique et évaluation structurale : 23
II.4.1 Cadre structurale : 23
II.4.1.1 Rhourde Nouss Centrale (RN) : 23
II.4.1.2 Rhourde Nouss Sud-Ouest (RNSW) : 23
II.4.1.3 Rhourde Nouss Sud-Est (RNSE) : 23

II.4.1.4 Rhourde El Adra (RA) : 23
II.4.2 Evolution structurale : 25
II.4.2.1 Au cours du Paléozoïque : 25
II.4.2.2 Au cours du Mésozoïque : 26
II.4.2.3 Du Cénozoïque à l'actuel : 26
II.5 Intérêt pétrolier : 27
II.5.1 Les roches mères : 27
II.5.2 Les roches réservoirs : 27
II.5.3 Les roches couvertures : 28
Chapitre 2 : Généralités sur la géochimie organique
I. Introduction à la géochimie organique : 30
II. Méthodes d'analyses géochimiques : 35
II.1 Prélèvement et préparation des échantillons : 35
II.2 Dosage du carbone organique total (COT) : 35
II.3 La pyrolyse Rock-Eval : 37
II.3.1 Principe de la pyrolyse Rock-Eval : 37
II.3.2 Les paramètres enregistrés par Rock-Eval : 40
II.3.3 Les paramètres calculés : 42
II.4 Les méthodes optiques : 44
II.4.1 L'étude en lumière transmise : 45
II.4.2 L'étude en lumière réfléchie : 46
II.4.3 L'étude en lumière fluorescente : 47
Chapitre 3 : Caractérisation géochimique de la roche mère silurienne
Introduction : 49
I. Traitement des données : 50
II. La roche mère silurienne : 54
II.1 Évaluation des caractéristiques de la roche mère silurienne : 55
II.1.1 L'épaisseur du silurien de la région de Rhourde Nouss : 56
II.1.2 Richesse en matière organique : 57
II.1.3 Potentiel pétrolier : 58
II.1.4 Type de la matière organique : 58
II.2 Évolution des caractéristiques de la roche mère silurienne en fonction de la profondeur : 61
II.2.1 Sondage ELA-1 : 61

II.2.2 Sondage MKS-1 : 62
II.2.3 Sondage EK-1 : 63
II.2.4 Sondage MAT-1 : 64
II.2.5 Sondage RNSW-3 : 65
II.3 Degré de maturité de la matière organique : 66
II.4 La microscopie : 67
II.4.1 Type de la matière organique : 70
II.4.2 Carte en iso-maturité de la roche mère silurienne : 70
II.5 Les logs géochimiques : 72
Chapitre 4 : Modélisation géochimique de la roche mère silurienne
Introduction : 79
I. Les principes essentiels de la modélisation : 79
I.1 Reconstitution géométrique et structurale (Backstripping) : 80
I.2 La génération des hydrocarbures : 82
I.3 Expulsion des hydrocarbures : 84
I.4 Les données utilisées : 85
I.5 Calibration du modèle : 86
II. Les puits modélisés : 86
II.1 Puits RNSW-1 : 86
II.2 Puits MAT-1 : 89
CONCLUSION GENERALE : 94

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Carte de situation géographique du bassin de Berkine (Wec 2007)…….....04

Figure 2 : Carte de situation géologique du bassin de Berkine (Wec 2007)…….....05

Figure 3 : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Wec 2007)…….....09

Figure 4 : Coupe géologique nord-sud du Sahara oriental (Wec 2007)…….....….…...10

Figure 5 : Les éléments structuraux du bassin de Berkine (Wec 2007)……10

Figure 6 : Les différentes phases de déformation affectant le bassin de Berkine (A. Boudjema, 1987).....14

Figure 7 : Situation géographique du la région de Rhourde Nouss (Wec2007)…….……..16

Figure 8 : Schéma des éléments géologique qui limite la région de Rhourde Nouss (Beicip, 1990)…….…17

Figure 9 : Log stratigraphique de la région de Rhourde Nouss (Wec 2007)…….....22

Figure 10 : Coupe séismique NO-SE de la structure de Rhourde Nouss (Beicip, 1991)…….24

Figure 11 : Carte de structures de la région de Rhourde Nouss (Glayer et Mac Naughton, 1997)…….25

Figure 12 : Evolution de la matière organique (B. Durand, 1980)……...…33

Figure 13 : Représentation de l'évolution géochimique de Kérogène et principales zone de formation des hydrocarbures dans le diagramme de Van Krevlen (B. Durand, 1980)…....…34

Figure 14 : Doseur de carbone organique totale (CS 2000)……..…...36

Figure 15 : Schéma du principe analytique du Rock-Eval et les principaux facteurs mesurés (Lafargue et al.,1998)…….……...37

Figure 16 : Variation de la forme du pic S2 au cours de la maturation pour les trois types principaux du matière organique……...38

Figure 17 : Méthodes Rock-Eval : Les différents pics et les températures correspondantes (J. Espitalie et al, 1985)……..39

Figure 18 : Microscope optique LSM 900……45

Figure 19 : Carte de positionnement de sondages de la région de Rhourde Nouss.…….....49

Figure 20 : Carte en Isopaques de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nous….56

Figure 21 : Carte en Iso-COT de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss…57

Figure 22 : Carte en Iso-S2 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss…....58

Figure 23 : Diagramme IH/ IO de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss...59

Figure 24 : Diagramme IH/ Tmax de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss……60

Figure 25 : Diagramme Prof/ COT, S1 et S2 du sondage ELA-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss……..61

Figure 26 : Diagramme Prof/ COT, S1 et S2 du sondage MKS-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss……....62

Figure 27 : Diagramme Prof/ COT, S1 et S2 du sondage EK-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss……..63

Figure 28 : Diagramme Prof/ COT, S1 et S2 du sondage MAT-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss……....….64

Figure 29 : Diagramme Prof/ COT, S1 et S2 du sondage RNSW-3 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss…….65

Figure 30 : Carte en Iso-Tmax de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss…….66

Figure 31 : Organofaciès bien conservé de type II (Puits AZS-1)……...……..…70

Figure 32 : Organofaciès mal conservé de type II (Puits DRA-1)……...…...70

Figure 33 : Carte en iso-IAT de la roche mère Silurienne de la région de Rhourde Nouss.....71

Figure 34 : Log géochimique du puits ELA-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss……..73

Figure 35 : Log géochimique du puits RA-4 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss……..74

Figure 36 : Log géochimique du puits MAT-1de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss……..75

Figure 37 : Log géochimique du puits RNSW-1de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss……..76

Figure 38 : Log géochimique du puits MKSW-1de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss……..77

Figure 39 : Processus de modélisation et les résultats……..80

Figure 40 : Variation de la porosité en fonction de la profondeur……....81

Figure 41 : Les paléotempératures de la surface en fonction de la latitude à travers les temps géologiques par Wygrala (1989)……...……....85

Figure 42 : Carte d'enfouissement et de maturité en Ro de la matière organique de la roche mère silurienne au niveau du puits RNSW-1……..…..87

Figure 43 : Quantité des hydrocarbures générées par la roche mère silurienne au niveau du puits RNSW-1……...…....88

Figure 44 : Taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne du puits RNSW-1……...…88

Figure 45 : Taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne du puits RNSW-1 en fonction de la profondeur…….…..….89

Figure 46 : Carte d'enfouissement et de maturité en Ro de la matière organique de la roche mère silurienne au niveau du puits MAT-1……..…..….90

Figure 47 : Quantité des hydrocarbures générées par la roche mère silurienne au niveau du puits MAT-1……...…91

Figure 48 : Taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne du puits MAT-1……..……91

Figure 49 : Taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne du puits MAT-1 en fonction de la profondeur……..……..…92

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Composition chimique (en % de poids) de différents groupes d'organismes vivants (M. Hunt, 1979)……...31

Tableau 2 : Classification des roches en fonction de dosage du COT (B. Tissot et Welte, 1984)……....36

Tableau 3 : Classification du potentiel en hydrocarbures résiduels selon les valeurs S2 (J. Espitalie al, 1985)……....39

Tableau 4 : La Tmax correspondant aux différents stades de production d'hydrocarbures selon le type du kérogène (Espitalie et al., 1985)…….41

Tableau 5 : Echelle de valeurs du potentiel pétrolier……..42

Tableau 6 : Echelle des valeurs d'index pétrolier……...43

Tableau 7 : Echelle des valeurs de l'indice d'Hydrogène……...43

Tableau 8 : Valeurs des IH en fonction de type de matière organique……...44

Tableau 9 : Echelle des valeurs de l'indice d'oxygène……...44

Tableau 10 : Echelles de l'IAT (de Staplin 1969) et (de Chevron 1978) ……..46

Tableau 11 : Différents stades d'évolution de la matière organique en fonction d'IAT et le PRV (B. Tissot et al, 1975)…….47

Tableau 12 : Classification des paramètres géochimiques (Sonatrach, 2005)……...50

Tableau 13 : Valeurs moyennes des paramètres géochimiques de la pyrolyse Rock-Eval....55

Tableau 14 : Les différentes palynomorphes trouvées et leurs valeurs IAT estimées ……...69

Tableau 15 : Les limites de transformation de pétrole en fonction de PRV……...83

Résumé

La caractérisation des roches mères est l'un des étapes indispensables dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures.

La présente étude est appliquée sur la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss, bassin de Berkine. Cette caractérisation repose sur la détermination de la richesse de notre roche mère en carbone organique totale et en potentiel pétrolier résiduel. L'étude de type et la maturité de la matière organique se base sur l'utilisation des diagrammes et des cartes de maturités. Une modélisation géochimique des niveaux roche mère par le logiciel PetroMod-1D est réalisée.

Les résultats de l'étude montrent que la richesse est faible à très bonne pour le carbone organique totale, faible à moyen concernant le potentiel résiduel et une matière organique de type II qui évolue d'une phase à huile en phase à gaz. La modélisation nous a permis d'estimer que la génération des hydrocarbures a connus trois phases, avec une quantité de 7 mégatonnes d'hydrocarbures au niveau du puits RNSW-1, et de 2.5 Mégatonnes d'hydrocarbures au niveau de puits MAT-1.

Mots Clés :

Caractérisation de la roche mère, modélisation géochimique, PetroMod-1D, la génération des hydrocarbures.

Abstract

Characterization of source rocks is one of the essential stages in hydrocarbon research and exploitation.

This study is applied to the Silurian bedrock of the Rhourde Nouss region of the Berkine basin. This characterization is based on determining the richness of our source rock in total organic carbon and residual petroleum potential. The type study and maturity of organic matter is based on the use of diagrams and maturity maps. A geochemical modelling of bedrock levels by PetroMod-1D software is performed.

The results of the study show a low to very good richness for total organic carbon, low to medium for residual potential and type II organic matter that evolves from an oil phase to a gas phase. The modelling allowed us to estimate that the generation of hydrocarbons had known three-phase, with a quantity of 7 Megaton's of hydrocarbons at RNSW-1 well, and 2.5 Megaton's of hydrocarbons at MAT-1 well.

Key words :
Bedrock characterization, geochemical modelling, Petromod-1D, hydrocarbon generation.

ملخص

يعد توصيف الصخور المصدر إحدى الخطوات الأساسية في البحث و الاستغلال الهيدروكربوني.

يتم تطبيق هذه الدراسة على حجر الأساس السيلوري لمنطقة رورد النص في حوض بركين. يعتمد هذا التوصيف على تحديد ثراء صخرنا المصدر في إجمالي الكربون العضوي و إمكانات البترول المتبقية. تستند دراسة نوع ونضج المادة العضوية إلى استخدام الرسوم البيانية و خرائط النضج. يتم إجراء نمذجة جيوكيميائية لمستويات الأساس بواسطة البرمجية PetroMod-1D.

تظهر نتائج الدراسة ثراءً منخفضًا إلى جيد جدًا لإجمالي الكربون العضوي، ومنخفضًا إلى متوسطًا فيما يتعلق بالإمكانات المتبقية و المواد العضوية من النوع الثاني التي تتطور من مرحلة زيت إلى مرحلة غازية. سمحت لنا النمذجة بتقدير أن توليد الهيدروكربونات قد مر بثلاث مراحل بكمية تقدر ب 7 ميجا طن هيدروكربون على مستوى بئرRNSW-1 و 2.5 ميجا طن هيدروكربون على مستوى بئرMAT-1.

الكلمات الرئيسية :
توصيف حجر الأساس، النمذجة الجيوكيميائية، PetroMod-1، توليد الهيدروكربونات.

Introduction générale

Introduction générale

L'évolution du bassin de Berkin au cours des temps géologiques est caractérisée par une importante subsidence qui a donné naissance à une épaisse série sédimentaire dans laquelle on distingue, le Silurien avec ces deux formations argilo-gréseuses et argileuses qui représentent notre roche mère d'étude.

La matière organique sédimentaire est à l'origine de nos ressources énergétiques et constitue également un enregistrement de la vie passée (l'origine, la dégradation et le milieu de dépôt des sédiments). Vue son importance dans la recherche pétrolière, le département de géochimie organique de SONATRACH-DLab (division laboratoires) (Ex : CRD) nous a proposé d'effectuer une étude géochimique de la matière organique silurienne de la région de Rhourde Nouss, bassin de Berkine.

Cette étude est réalisée sur un ensemble des échantillons prélevés à partir des sondages (ELA-1, MKS-1, EK-1, RNNE-1, RAS-1, RA-4, MAT-1, DRA-1, AZS-1, RNSW-3, RNSW-1 et MKSW-1) dans le but d'identifier les niveaux roches mères susceptibles de générer des quantités économiquement rentables en hydrocarbures dans la région de Rhourde Nouss.

Pour ce travail les méthodes suivantes ont été utilisées :

– Dosage de carbone organique totale (COT) pour identifier la richesse de notre roche mère.

– La pyrolyse Rock-Eval pour estimer les paramètres géochimiques afin de déterminer le potentiel pétrolier, le type et la maturité de la matière organique.

– L'analyse microscopique en vue d'identifier les palynofaciès et confirmer le type et la maturité de la matière organique.

– Le logiciel PetroMod-1D pour estimer les périodes de génération des Hydrocarbures, ainsi que la quantité générée et expulsée.

Chapitre I

Généralités sur la Région d'étude

I. Généralités sur le bassin de Berkine :

I.1 Situation géographique :

Le bassin de Berkine se situe dans la partie nord-est de la plate-forme saharienne entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Ouest se situe les champs de Hassi Messaoud, Rhoude el Baguel et Rhourde Nouss. Il s'étend sur trois pays, la partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le Sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale avec une superficie de 102 395 km² (Figure1).

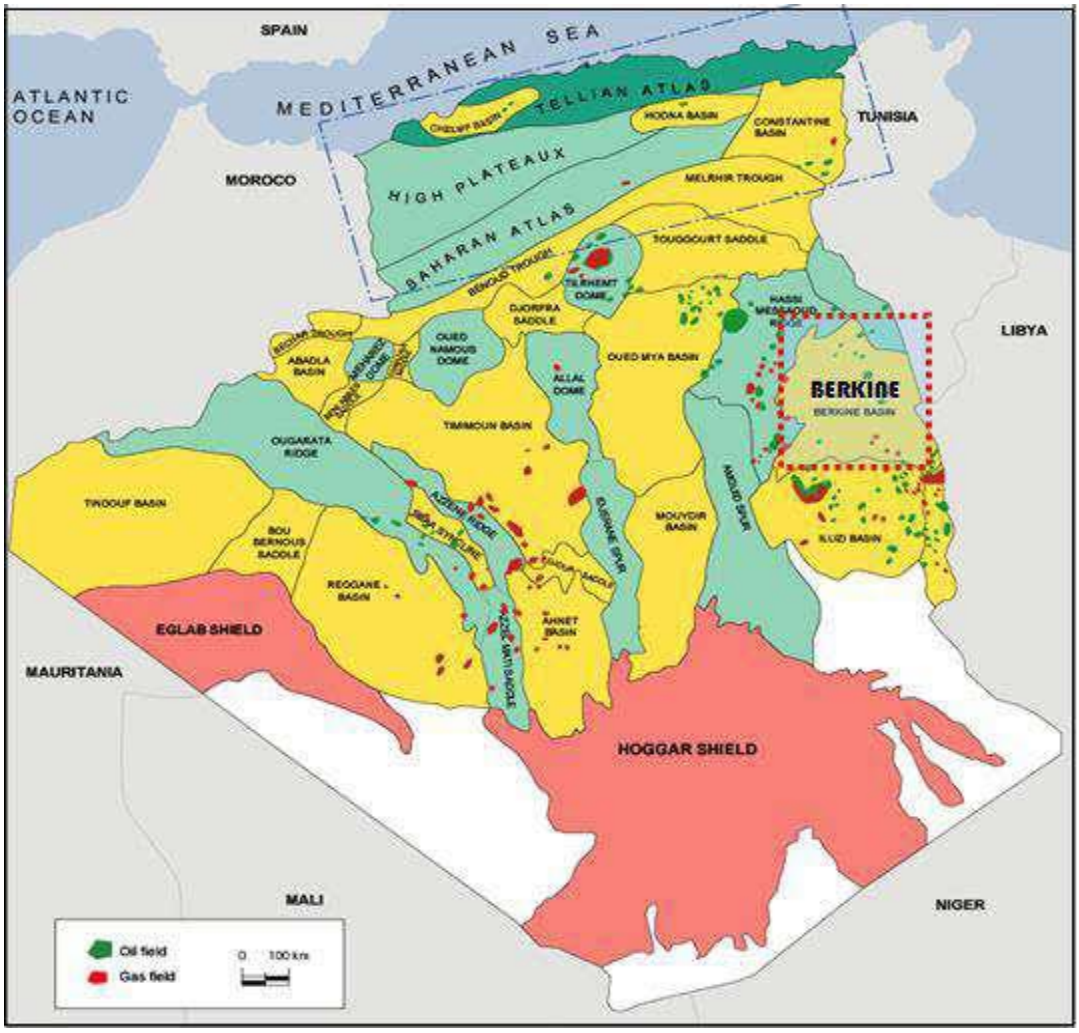


Figure 1 : Carte de situation géographique du bassin de Berkine (Wec 2007)

I.2 Situation géologique :

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine est un bassin intracratonique (Wec 2007), il est constitué dès le Paléozoïque sur la marge nord de la plateforme Saharienne (G., Busson, 1971a, b). Les limites géologiques de ce bassin sont (Figure 2) :

- La bordure sud de la voûte de Dahar, au Nord.
- Le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye où il porte le nom de bassin de ghadames, à l'Est.
- Le môle d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi, au Sud.
- Le môle d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud, à l'Ouest.

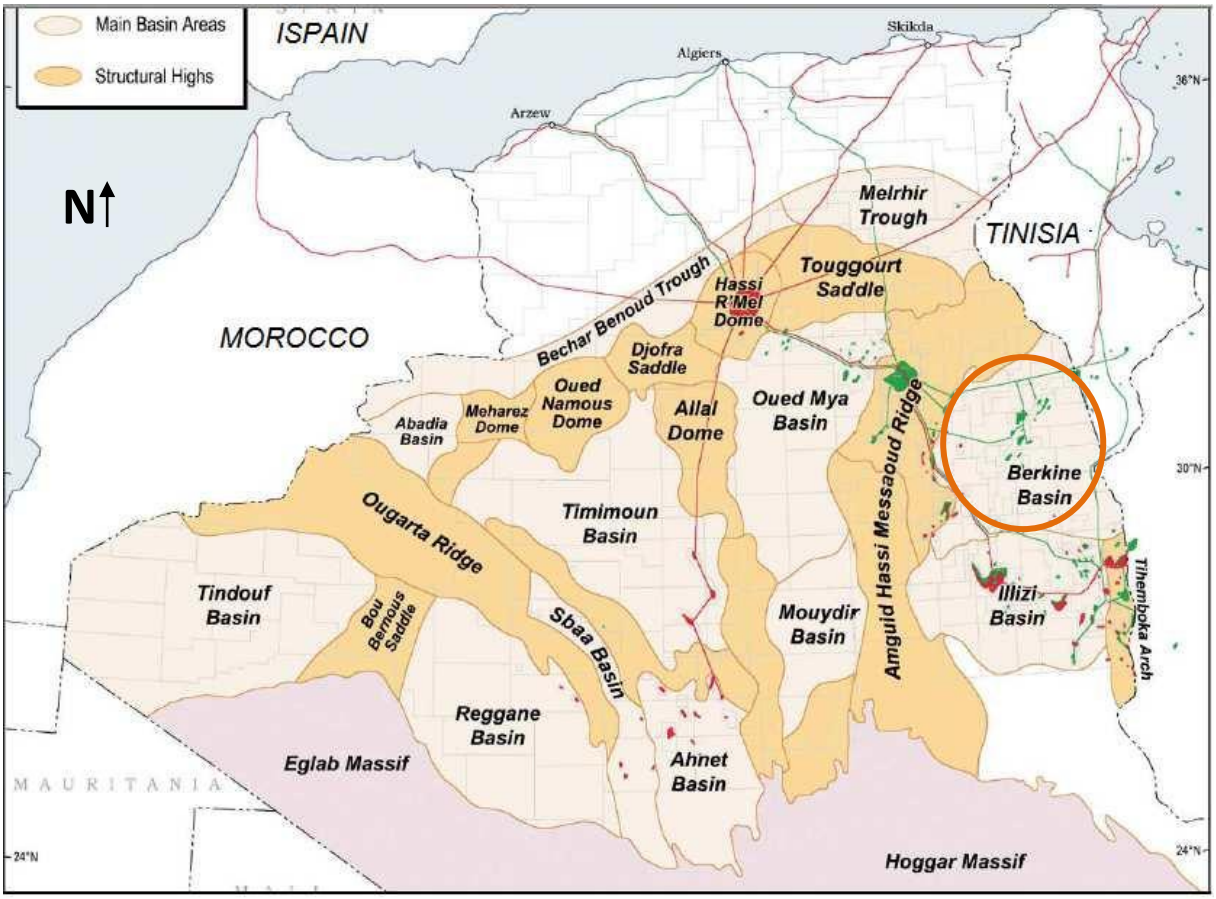


Figure 2 : Carte de situation géologique du bassin de Berkine (Wec 2007)

I.3 Série Stratigraphique :

L'évolution du bassin de Berkine est marquée au cours du temps par une subsidence importante. Ce bassin montre la serie sédimentaire la plus complète avec plus de 6000m de sédiments comprend le Paléozoïque, le Mésozoïque et le Cénozoïque. La stratigraphie de bassin de Berkine (figure 3 et 4) se résume comme suit (A. Boudjema, 1987) :

I.3.1 Le socle :

Le socle est composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

I.3.2 Le Paléozoïque :

I.3.2.1 Le Cambrien : repose en discordance sur le socle précambrien, représenté par des grès à stratification obliques et des quartzites à passées conglomératiques, avec une épaisseur moyenne de 300m. On distingue deux termes :

- **La zone Ri :** est constituée d'une alternance de grès fins à moyens a passées d'argiles et de silts à glauconites.
- **La zone des alternances :** est constituée d'une alternance d'argiles, de silts et de grès fins à glauconites.

I.3.2.2 L'Ordovicien : c'est un ensemble essentiellement détritique, représenté par 250m d'épaisseur, il est subdivisé de bas en haut par les formations suivantes :

- Les argiles d'El Gassi.
- Les grés d'El Atchane.
- Les quartzites de Hamra.
- Les grés d'Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les grés de l'Oued Saret.
- Les argiles micro-conglomératiques.
- Les grés de M'Kratta.

I.3.2.3 Le Silurien : il est constitué essentiellement d'une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin d'une épaisseur moyenne de 600m, les argiles noires forment un

repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plate-forme saharienne. Le silurien est subdivisé en deux groupes :

- **Silurien argileux (SA) :** c'est le silurien inférieur, constitué d'argile noires à graptolites avec 350m a 420 m d'épaisseur. Ce faciès, avec ses faunes pélagiques, correspond a une transgression glacio-eustatique généralisé. La cause de cette transgression qui a recouvert tout le domaine saharien, est la fonte de la calotte polaire de l'Ordovicien terminal (Beuf et al, 1968).
- **Silurien argilo-gréseux (SAG) :** c'est le silurien supérieur, caractérisé par une sédimentation détritique et subdivisée en M1, M2 (Formation de Mederba) et A, B1, B2 (Formation de l'Oued Tifist).

I.3.2.4 Le Dévonien : Les mouvements calédoniens a la fin de Silurien conduisent à l'émersion de vastes régions, dont l'érosion alimentera les puissantes séries détritiques du Dévonien qui subdivisé en :

- **Dévonien inférieur gréseux :** constitué de grés moyen en bancs massifs à litage oblique. Ce gré constitue le deuxième épandage fluviatile du Paléozoïque inférieur de la plate-forme saharienne. Ils progradèrent du Sud vers le Nord, mis en place par un réseau fluviatile méandriforme (Beuf et al, 1971). A l'affleurement il est représenté par le groupe de grés de tassili externe (formation de Tifernine, du Tamelrik et de l'Oued Samène).
- **Dévonien inférieur argilo-gréseux :** dans le Sahara oriental, il est représenté par une série argilo-gréseuse à faune marine (Brachiopodes), elle marque le début d'une transgression qui se poursuivre durant le Dévonien moyen et supérieur. Il est constitué par des dépôts argilo-gréseux d'une épaisseur moyenne de 650 m.
- **Dévonien moyen et supérieur :** La sédimentation marine se poursuit avec des dépôts argileux intercalés de niveaux carbonatée fossilifères. Le Dévonien moyen et supérieur est constitué par des dépôts d'une épaisseur moyenne de 370 m.

I.3.2.5 Le Carbonifère : Son épaisseur varie entre 900m et 1050m (R. Coquel et D. Massa, 1993), il est caractérisé par une sédimentation calcaire avec une alternance de grés clairs et d'argile donc il montre un milieu lagunaire à continental. Il subdivisé de bas en haut en :

Tournaisien, Viséen inferieur, Viséen supérieur, Namurien, Westphalien inferieur, Westphalien supérieur et Stéphanien.

I.3.3 Le Mésozoïque :

Au Mésozoïque tous les reliefs vont être érodés à cause de la phase hercynienne, la sédimentation sera continentale et très variée sur les bordures NW et SE du bassin, par contre en allant au centre, au Nord et au NE du bassin la sédimentation est de plus en plus lagunaire ou marine.

I.3.3.1 Le Trias : est caractérisé par des dépôts volcano-détritiques et lagunaires (A. Boudjema, 1987), il est subdivisé de bas en haut par :

- **Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) :** est composé de dépôts conglomératiques rouge à bruns, degrés et d'argiles. Son épaisseur moyenne est de la centaine de mètre. Les niveaux gréseux du TAGI présentes de bonne caractéristiques pétrophysiques (porosité et perméabilité).
- **Le Trias Argilo-Carbonaté (TAC) :** est constitué d'argiles de couleur brun rouge, rarement gris-verte à éléments fins à moyens à intercalations d'argiles grisâtres à gris vert et brunâtres, siliceuse et feuilletées.
- **Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) :** est marqué par la présence d'une importante série de grés fins à grossier à intercalations d'argile brun-rouge à verte, tendre à indurée.
- **Le Trias (S4) :** c'est une alternance de sels blancs massifs translucides avec des fins passages argileux.

I.3.3.2 Le Jurassique : présente plusieurs unités lithologiques subdivisées par trois niveaux :

– Le Jurassique inférieur (Lias).

– Le Jurassique moyen (Dogger).

–Le Jurassique supérieur (Malm).

I.3.3.3 Le Crétacé : il est subdivisé de bas en haut par :

- **Le Crétacé inférieur :** il est représenté par le Barrémien, l'Aptien et l'Albien.
- **Le Crétacé supérieur :** il est représenté par le Cénomanien, le Turonien et le Sénonien (A. Boudjema, 1987).

1.3.4 Le Cénozoïque :

Il est caractérisé par la présence de dépôts détritiques d'environnement très varié. Il est subdivisé par le Moi-pliocène et le Quaternaire.

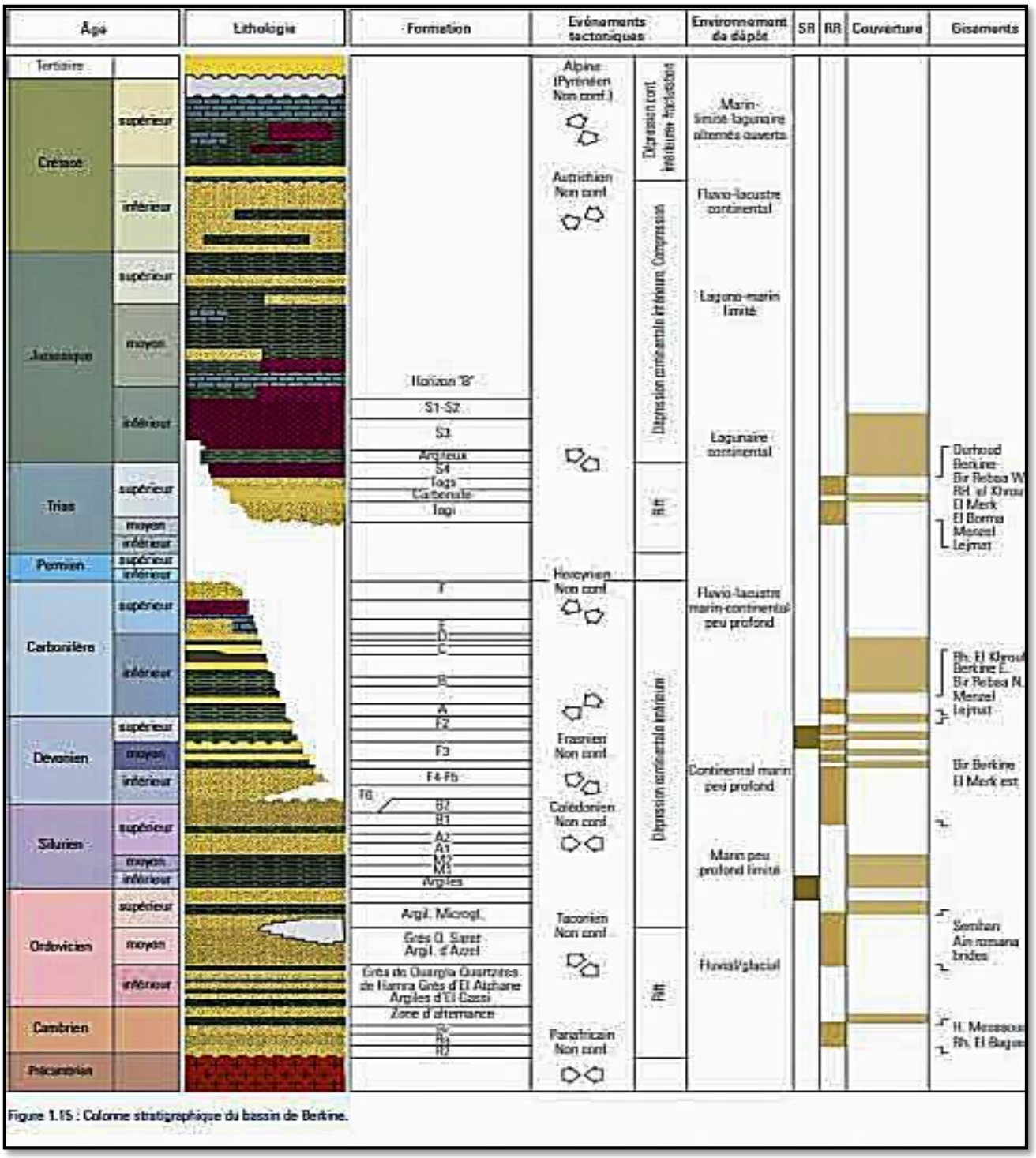


Figure 1.15 : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine.

Figure 3 : colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Wec 2007)

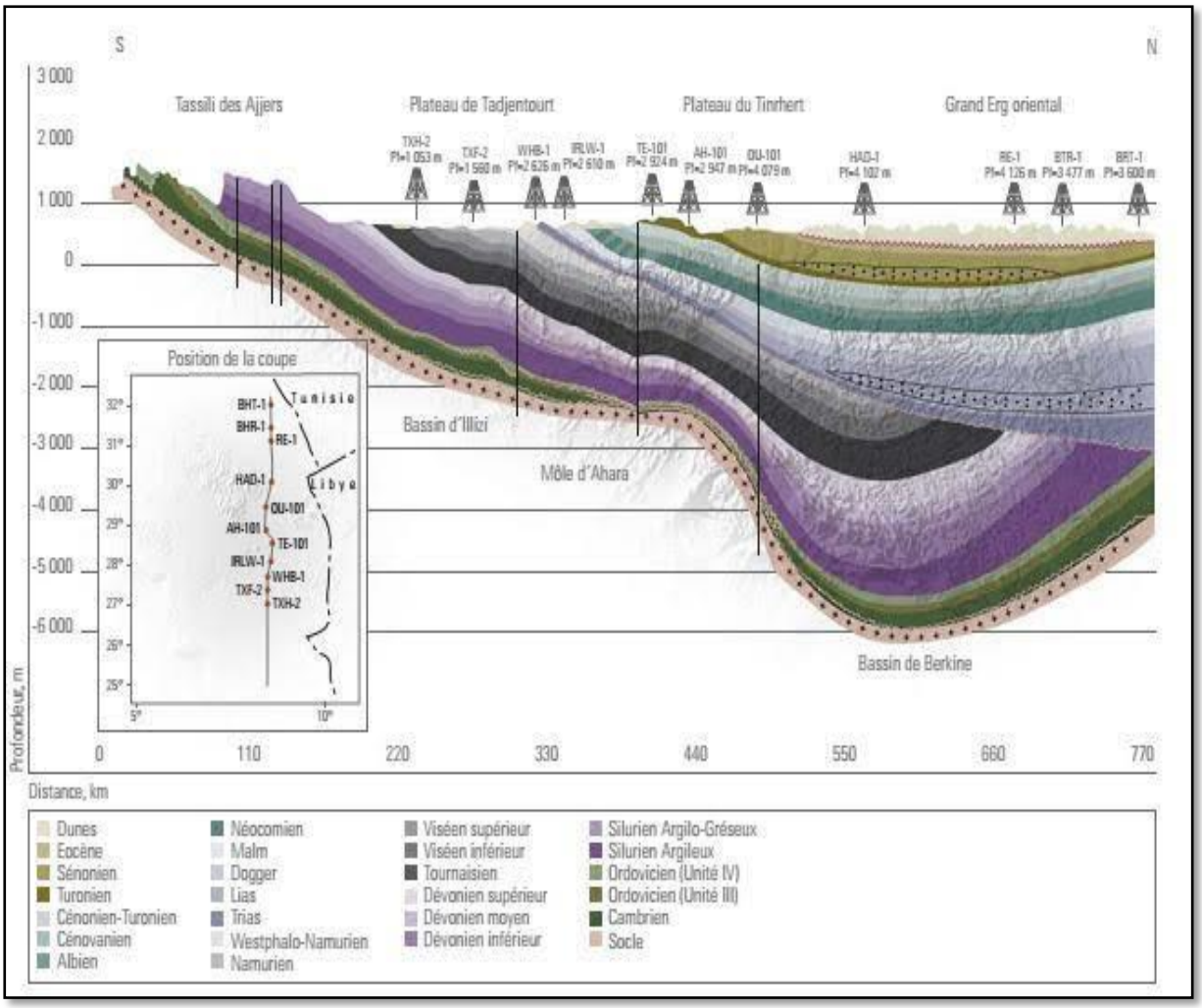


Figure 4 : Coupe géologique nord-sud du Sahara oriental (Wec 2007)

I.4 Aspect structural :

I.4.1 Les principaux éléments structuraux :

Les éléments structuraux du bassin de Berkine changent d'une zone à une autre (figure 5), et montrent un domaine ouest très structuré où les accidents présentent des rejets très importants. En allant au centre et à l'Est du bassin, les structures deviennent moins importantes, avec une remontée monoclinale prononcée vers le Sud (Wec, 2007).

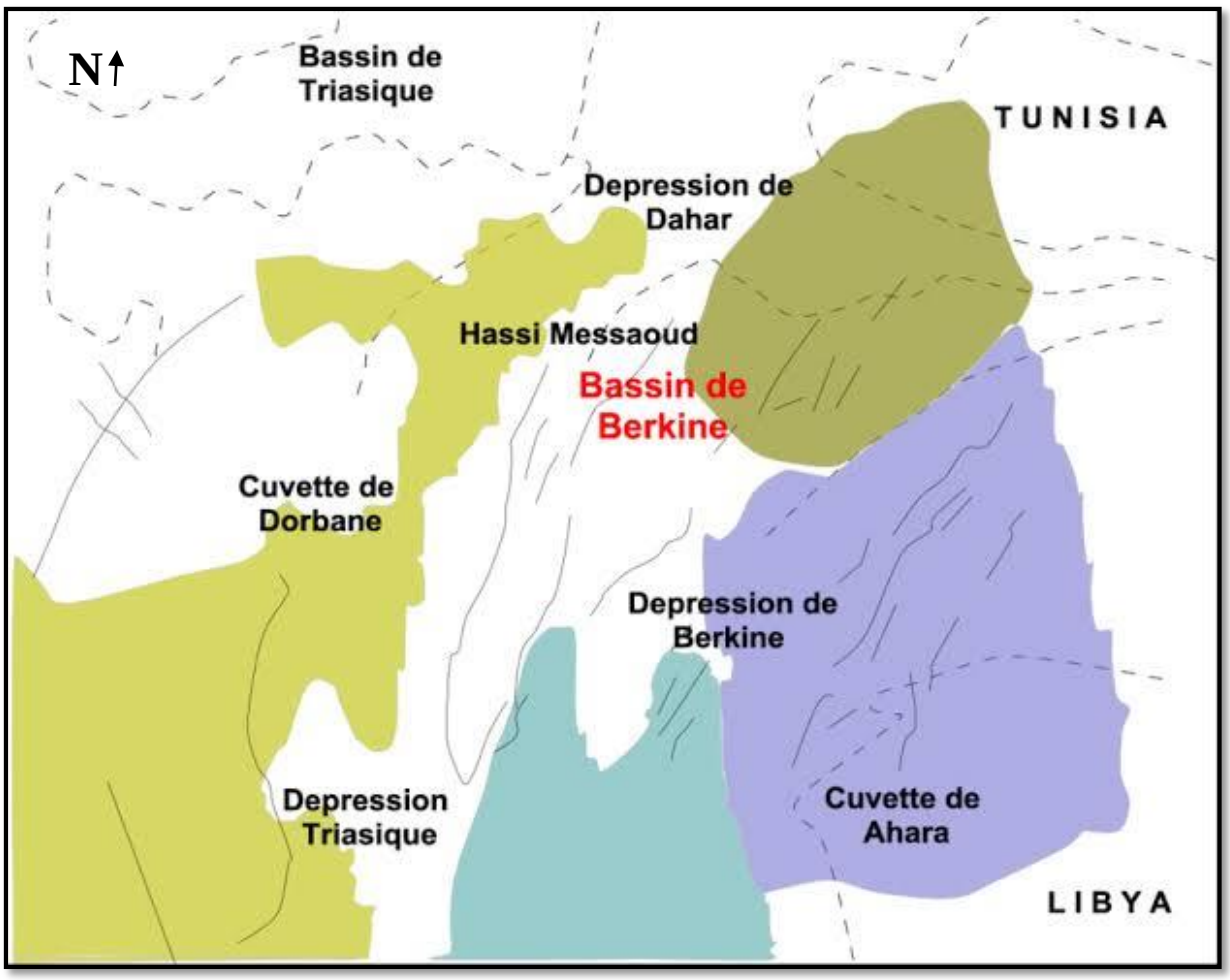


Figure 5 : Les éléments structuraux du bassin de Berkine (Wec 2007)

La couverture sédimentaire est affectée par des structures qui sont associées à des failles profondes. Deux directions structurales prédominent, ainsi que des orientations d'importance secondaire ont été également mises en évidence (Wec, 2007) :

I.4.1.1 Direction subméridienne : elle est caractérisées par un rejet pouvant atteindre 2000m (faille de Ramade, Hassi Chergui /GassiTouil).

I.4.1.2 Direction Nord-Est – Sud-Ouest : des failles NE-SW caractérisée par une composante de décrochement avec ramification, les structures associées sont des blocs basculés, évoluant de N30° à N60° et interférant avec le system d'accidents subméridiens dans l'Ouest du bassin.

D'après (Beicip, 1991), trois autres directions secondaires de failles ont été observées :

I.4.1.3 Direction N70° : se présente dans la région de Rhourde Nouss, au niveau de la structure de Touil et dans la région de Menzel Lejmet.

I.4.1.4 Direction subéquatoriale : se manifeste au Sud-Est du môle d'Ahara.

I.4.1.5 Direction N150° : se présente au Nord-Est du bassin de Berkine au niveau de : Keskessa, Bir Rebâa, Zemlet el-Arbi et Bir Berkine Nord-Zemlet en Naga.

I.4.2 Les événements tectoniques :

L'évolution structurale du bassin se résume en trois étapes principales (K. Echikh, in D.S.Macgregor, et al, 1998).

- Réactivation des failles panafricaines d'où la formation d'un bassin Paléozoïque subsidant.
- Durant la phase hercynienne le bassin subit un soulèvement puis une érosion intense.
- Surimposition d'un bassin Mésozoïque et basculement Nord-Ouest ainsi qu'une migration du SE vers le NW du dépôt centre.

Selon A. Boudjema, (1987) et Beicip, (1978), l'évolution structurale de la plate-forme saharienne est guidée par d'importantes phases tectoniques (Figure 6), parmi elles on citera :

I.4.2.1 La phase panafricaine : D'après J.M.L. Bertrand, et R.Caby, (1978), cette phase est la conséquence de la collision continentale entre le craton Ouest africain rigide et le craton Est africain plus plastique, d'où la formation de grands accidents subméridiens verticaux pouvant correspondre à des décrochements qui apparaissent sur tout le substratum précambrien, ces dernies sont décalés par un réseau de failles conjuguées NE-SW et NW-SE, avec une contrainte maximale orientée E-W.

I.4.2.2 La distension cambro-ordovicienne : elle est soulignée par la formation d'une pédiplaine appelé infra-tassilienne légèrement inclinée vers le Nord (S.Beuf et al, 1971 in Boudjema, 1987), puis par une instabilité tectonique qui affecte les séries Cambro-ordoviciennes marquées par des variations d'épaisseurs et de faciès.

I.4.2.3 La phase tectonique (Caradoc- Ashgillien) : c'est phase qui est due aux mouvements compressifs le long des accidents subméridiens et forme des plis à axes N-S.

I.4.2.4 La phase calédonienne (fin Silurien- début Dévonien) : il en résulte un soulèvement général (J., Craig et al, 2006) suivi d'une période d'érosion, de nivellement des structures, et de dépôts détritiques.

I.4.2.5 Les mouvements hercyniens précoces (Tournaisien- Viséen inférieur) : ce sont des mouvements compressifs NE-SW, avec une direction de serrage N40°.

I.4.2.6 Les mouvements hercyniens tardifs (Carbonifère supérieur- Permien) : ils sont caractérisés par un raccourcissement régional de direction NW-SE, qui par la suite provoque le basculement du bassin de Berkine vers le Sud-Est ainsi que le soulèvement des môles d'Amguid El Biod et du Dahar (K. Echikh et al, 1998).

I.4.2.7 La phase de rifting continental (Trias- Lias) : c'est une phase qui résulte des mouvements intensifs orientés NW-SE au début, puis NE-SW et qui résultent de l'ouverture de la Téthys, de l'Atlantique et à la dislocation de la Pangée.

I.4.2.8 La phase autrichienne (Crétacé inférieur) : c'est une phase qui résulte d'une compression Est-Ouest qui a causé une inversion structurale et est liée à une rotation sénestre de l'Afrique engendrant l'ouverture de l'Atlantique sud.

I.4.2.9 La phase pyrénéenne (Eocène supérieur) : elle est due à une compression, résultant de la convergence de la plaque européenne, et affecte les accidents NE-SW, ce qui implique la formation de nombreux anticlinaux.

I.4.2.10 La phase alpine : elle est liée à la collision Afrique-Eurasie, qui est liée à la formation de la chaine alpine comprenant trois phases compressives.

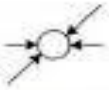
PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEM FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW.	Compartimentage du Craton du Sahara central.
CAMBRO-ORDOVICIENNE	NW-SE	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate-forme saharienne volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgillien)	E-W	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S.	Soulèvement des boucliers, Reguibat et Tousareg.
CALEDONIENNE (Silur-Devonien)	E-W	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka , Ahara).
FRASNIEN	NW-SE	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	Non-dépôt et érosion locale (Mole d'Ahara). Volcanisme.
VISEEN (Hercynienne précoce)	N 40°	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion sur Tihemboka et soulèvement de l'Ouhgarta.
CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)	N 120°	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la pangée)	NW-SE	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4.	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod & Bliz)). Effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S & NW-SE	Début de chevauchement au nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Décrochement de la faille S. Atlas.	
MIOCENE	NW-SE & N-S	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POST-VILLAFRANCHIEN (Alpine)	N-S	Basculement et inversions de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.

Figure 6 : Les différentes phases de déformation affectant le bassin de Berkine (A. Boudjema, 1987)

I.5 Les réservoirs du bassin de Berkine :

I.5.1 Le Cambrien :

Le Cambrien est présent dans la bordure nord et sud-ouest du bassin avec une épaisseur qui varie de 500 à 600 m, ils sont représentés par trois unités R1 (Ri, Ra), R2 et R3.

I.5.2 L'Ordovicien :

Les quartzites de Hamra et les grés d'Ouargla constituent les deux principaux réservoirs de l'Ordovicien. Ces réservoirs de 250 m d'épaisseur, sont essentiellement reconnus à ce jour comme potentiels dans la zone de la dépression SE triasique et dans la dépression de Dahar (M. Sadaoui, 1989)

I.5.3 Le Dévonien inférieur :

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gédinnien avec 200 m d'épaisseur de grés massifs, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux.

I.5.4 Le Carbonifère :

Le Carbonifère présente une extension dans la partie centrale et les bordures occidentales du bassin de Berkine. Il est caractérisé par des faciès gréseux avec des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m.

I.5.5 Le TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) :

Le TAGI est présent dans tout le bassin sauf sur la bordure sud-ouest. Son épaisseur est de 100 m dans la partie centre et ouest, au nord son épaisseur varie de 10 à 200 m avec un développement de dépôts fluviatiles.

I.5.6 Le Trias carbonaté- Trias intermédiaire :

L'épisode de cette formation est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques et séquences gréseuses du Trias intermédiaire, bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures.

I.5.7 Le TAGS (Trias Argileux-Gréseux Supérieur) :

Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au Sud-Ouest du bassin, avec une épaisseur moyenne de 100 à 150 m.

II. Généralités sur la région de Rhourde Nouss :

II.1 Situation géographique :

La région de Rhourde Nouss se situe dans la wilaya d'Illizi, à 280 km au Sud-Est de Hassi-Messaoud. Elle se trouve entre les latitudes 29° 16'et 30° Nord et les longitudes 06° 24'et 07° Est. Cette région fait partie de Sud-Est du bassin Triasique du Sahara Nord oriental, bordée au Nord par la région de Gassi Touil et au Sud par les régions de Hamra et de Tin Fouye Tabankort, avec une surface de plus de 10000 km² (Figure 7).

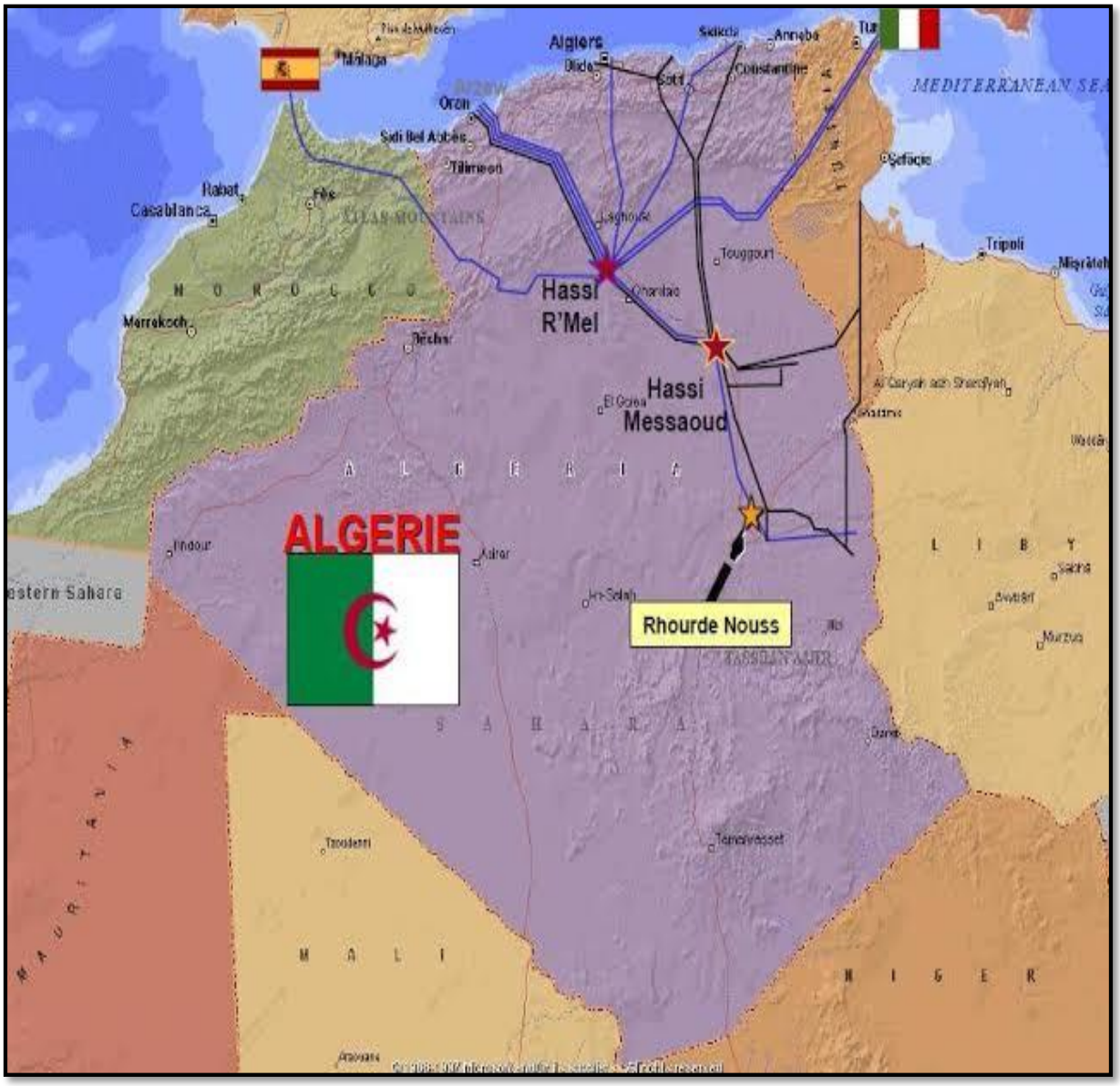


Figure 7 : Situation géographique du la région de Rhourde Nouss (Wec 2007)

II.2 Situation Géologique :

Cette région est située au NE de la plate-forme saharienne, elle fait partie du bassin Triasique de Berkine, et elle est limitée par des grandes structures géologiques à savoir (Figure 8).

- Au Nord, le môle de Dahara.
- Au NE, le bassin de Ghadamès (Berkine).
- Au NW, le Sillon de Marfag.
- Au SE, le bassin d'Illizi.
- Au SW, le môle d'Amguid El Biod.

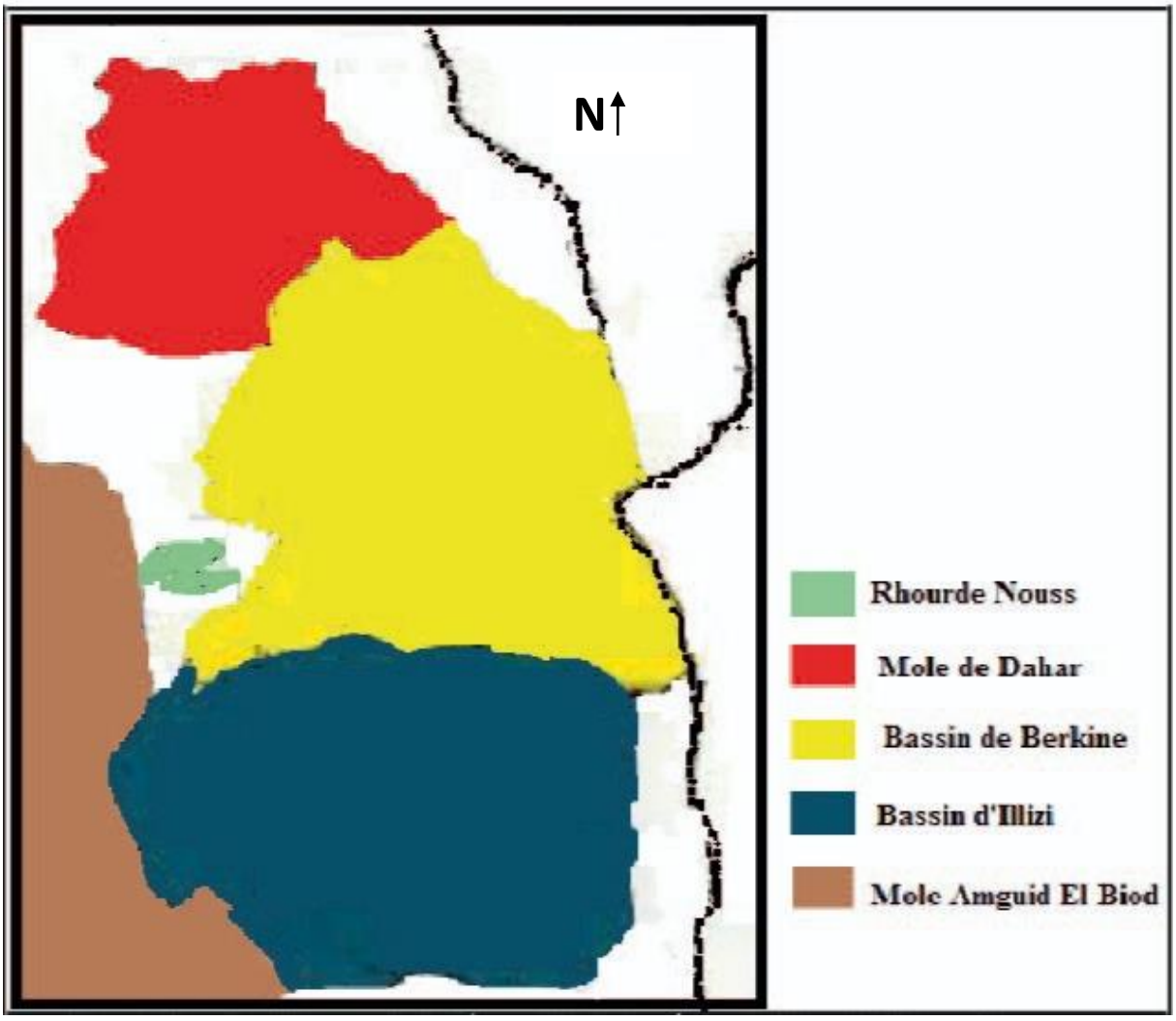


Figure 8 : Schéma des éléments géologique qui limite la région de Rhourde Nouss (Beicip, 1990)

II.3 Série Stratigraphique :

La série stratigraphique du champ de Rhourde-Nouss (Figure 9) n'est pas complète, elle est surtout marquée par l'absence de terme Paléozoïque au-dessus du Silurien (Beicip, 1990). Ceci est dû à l'érosion Hercynienne qui a touché principalement les structures de Rhourde Nouss centrale et Sud-Est.

II.3.1 Le Paléozoïque :

Les séries Paléozoïques vont du Cambrien au Silurien, avec une épaisseur moyenne de 2500 m. Comme le Dévonien et le Carbonifère sont érodés, le premier horizon sous la discordance Hercynienne est le Silurien Argilo-gréseux. On note aussi, la présence de tous les termes de l'Ordovicien.

II.3.1.1 Le Cambrien : il est représenté par les grés de Hassi-Leïla dont l'épaisseur varie de 250 à 1200 m. La partie sommitale est composée de quartzites très fins, le reste est constitué de grés quartzitique fin à grossier mal classé.

II.3.1.2 L'Ordovicien : son épaisseur varie de 750 à 1250 m, il se compose de plusieurs unités stratigraphiques se succédant de bas en haut comme suit :

- Les grés de Miribel.
- Les argiles d'El Gassi.
- Les grés d'El Atchane.
- Les quartzites de Hamra.
- Les grés d'Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les grés d'Oued Saret.
- Les argiles micro-conglomératiques.
- La dalle de M'Kartta.

II.3.1.3 Le Silurien : il est constitué par une épaisse série, argileuse à sa base et surmontée par un ensemble argilo-gréseux.

- **Le Silurien argileux (SA) :** il est constitué d'argile noires micacées très riches en faunes (Brachiopodes, Gastéropodes et Graptolites), avec une épaisseur variant de 231 à 341 m.

- **Le Silurien argilo-gréseux (SAG) :** il correspond en grande partie au réservoir F6 du bassin d'Illizi, il est subdivisé en 6 unités :
  - **L'unité M1 :** c'est une intercalation d'argile grise foncée, silteuse, micacée et de grés, avec une épaisseur qui varie de 20 à 30 m.
  - **L'unité M2 :** elle est constituée d'argile semblable à celle de l'unité M1 et où s'intercale rarement de fines passées de grés clairs fin à moyens, son épaisseur varie de 20 à 30 m.
  - **L'unité A1 :** elle est constituée d'une barre de grés gris-sombre fin à moyen siliceux bitumineux, intercalé par des fines passées d'argile grises, noires. Son épaisseur varie de 0 à 120m.
  - **L'unité A2 :** avec une épaisseur qui varie entre 0 à 120 m, elle est constituée d'une superposition de niveaux de grés sombre, fin à moyen siliceux et d'argile gris-noire, silteuse.
  - **L'unité B1 :** elle présente une épaisseur qui varie de 0 à 130 m, composée d'argile grise à noire silteuse avec de fines passées de grés fin grisâtre avec des traces de débris organiques.
  - **L'unité B2 :** son épaisseur varie de 0 à 200 m, composée d'une alternance de grés clair fin à moyen et d'argile grise avec des traces de divers débris organique.

II.3.2 Le Mésozoïque :

Il est représenté par le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

II.3.2.1 Le Trias : il est subdivisé de bas en haut en 5 unités lithologiques :

- **Le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI) :** d'une épaisseur moyenne de 50 m, il est constitué d'une alternance de bancs de grés, d'argiles et parfois de silts. Le ciment siliceux à silico-argileux, devenant micro-conglomératique à la base.
- **Le Trias intermédiaire I (T.INT.I) :** d'une épaisseur moyenne de 50 m, il est représenté par des intercalations des grés et d'argiles silteuses.
- **Le Trias argilo-moyen (TAM) :** d'une épaisseur qui varie de 26 à 50 m, il est constitué d'argiles silteuses brun-rouges, tendres à indurées.
- **Le Trias intermédiaire II (T.INT.II) :** d'une épaisseur assez variable, il est formé à sa base d'un niveau de grés, surmonté d'argiles silteuses.
- **Le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS) :** d'une épaisseur qui varie de 100 à 200 m, il est caractérisé par des niveaux métriques de grés moyens, gris-blancs,

intercalés à des argiles silteuses. Le ciment est essentiellement siliceux à silico-argileux.

II.3.2.2 Le Jurassique : il est composé de :

- **Le Lias :** il est subdivisé en 5 termes lithologiques, de bas en haut on distingue :
  - **Lias argileux :** son épaisseur varie de 40 à 60 m, il est constitué d'argile brune a brun-rouge, silteuse et légèrement indurée avec des rares passées de silstone.
  - **Lias salifère :** c'est un ensemble débutant en sommet par une argile grise, salifère par endroits, passant à un sel massif, rosâtre à blancs avec des passées d'argile gris-vertes et anhydrite blanche. Son épaisseur varie de 100 à 500 m.
  - **Lias argilo- dolomitique :** c'est un ensemble d'argile brun-rouge, silteuse, légèrement dolomitique avec intercalations de fines passées de silt blanc, d'anhydrite blanche et de grés brun. Son épaisseur varie de 60 à 100 m.

On distingue deux bancs repères à travers toute la région, il s'agit de :

- **Le niveau B :** il est représenté par une dolomie blanche à grise mouchetée, renferment des traces d'anhydrite blanche.
- **Le niveau H :** il est constitué d'anhydrite blanche à grise, dure avec des passées de dolomie beige.

- **Le dogger :** il est subdivisé en 2 ensembles lithologiques de bas en haut, on distingue :
  - **Le Dogger lagunaire :** c'est une intercalation de niveaux métriques d'argiles brun-rouge, parfois gris-verte, tendre silto-sableuse, de grés blanc, fin à moyen, de sable blanc à translucide, subarrondi et de silt blanc tendre. Son épaisseur varie de 160 à 350 m.
  - **Le Dogger argileux :** il est constitué essentiellement d'argile brun-rouge à gris-verte, silteuse légèrement carbonatée, avec des niveaux métriques de sable blanc et de silt vert. Son épaisseur varie de 150 à 200 m.
- **Le Malm :** c'est une intercalation de niveaux métriques d'argile versicolore, silto-sableuse, légèrement carbonatée, de silt blanc tendre, de grés gris, moyen à ciment

argileux et de sable blanc à translucide, moyen à grossier, son épaisseur varie de 200 à 300 m.

II.3.2.3 Le Crétacé : il est composé des unités suivantes :

- **Le Néocomien :** il est constitué d'argile brun-rouge, silteuse à silto-sableuse, intercalés avec des niveaux métriques de sable blanc à jaunâtre moyen à grossier et des grés brun moyen, argileux. Son épaisseur varie de 300 à 420 m.
- **Le Barrémien :** c'est une succession de niveaux de silt gris-vert parfois blanc, arrondi et d'argile brun-rouge, silteuse à silto-sableuse. Son épaisseur varie de 0 à 400 m.
- **Le Aptien :** il est constitué de calcaire blanc microcristallin, parfois dolomitique avec quelques passées de marne grise, localement argilo-sableuse. Son épaisseur varie de 0 à 20 m.
- **L'Albien :** c'est un empilement de niveaux métriques de grés gris-blanc, fin à moyen friable et d'argile brun-rouge, silteuse à silto-sableuse, légèrement carbonatée renfermant des passées de silt gris à gris-blanc. Son épaisseur varie de 10 à 75 m.
- **Le Cénomanien :** c'est une intercalation de niveaux d'argile silteuse, grise, parfois brun-rouge dolomitique et de calcaire blanc dolomitique, avec une présence de passées d'anhydrite blanche et de marne. Son épaisseur varie de 60 à 120 m.
- **Le Turonien :** c'est un ensemble de calcaire blanc, parfois beige, dolomitique, renfermant des passées de marne grise tendre. Son épaisseur varie de 95 à 105 m.
- **Le Sénonien :** il est subdivisé en 3 unités lithologiques :
    - **Le Sénonien salifère :** cette unité est constituée que de sel massif, blanc, parfois argileux. Son épaisseur varie de 60 à 100 m.
    - **Le Sénonien lagunaire :** c'est une alternance de niveaux calcaire blanc à beige et d'anhydrite blanche massive, avec une présence de marne grise à la base. Son épaisseur varie de 110 à 160 m.
    - **Le Sénonien carbonaté :** c'est un ensemble de calcaire dolomitique, blanc à beige avec quelques passées d'argile brun-rouge et de marne grise. Son épaisseur varie de 140 à 190 m.

II.3.3 Le Cénozoïque :

Il est représenté que par :

- **Le mio-Pliocène :** il est représenté dans sa partie sommitale par du sable blanc, translucide, parfois jaunâtre, fin subarrondi à subanguleux. Sa partie basale est une intercalation de niveaux métrique de sable blanc, translucide, d'argile rouge et de calcaire blanc. Son épaisseur varie de 150 à 370 m.

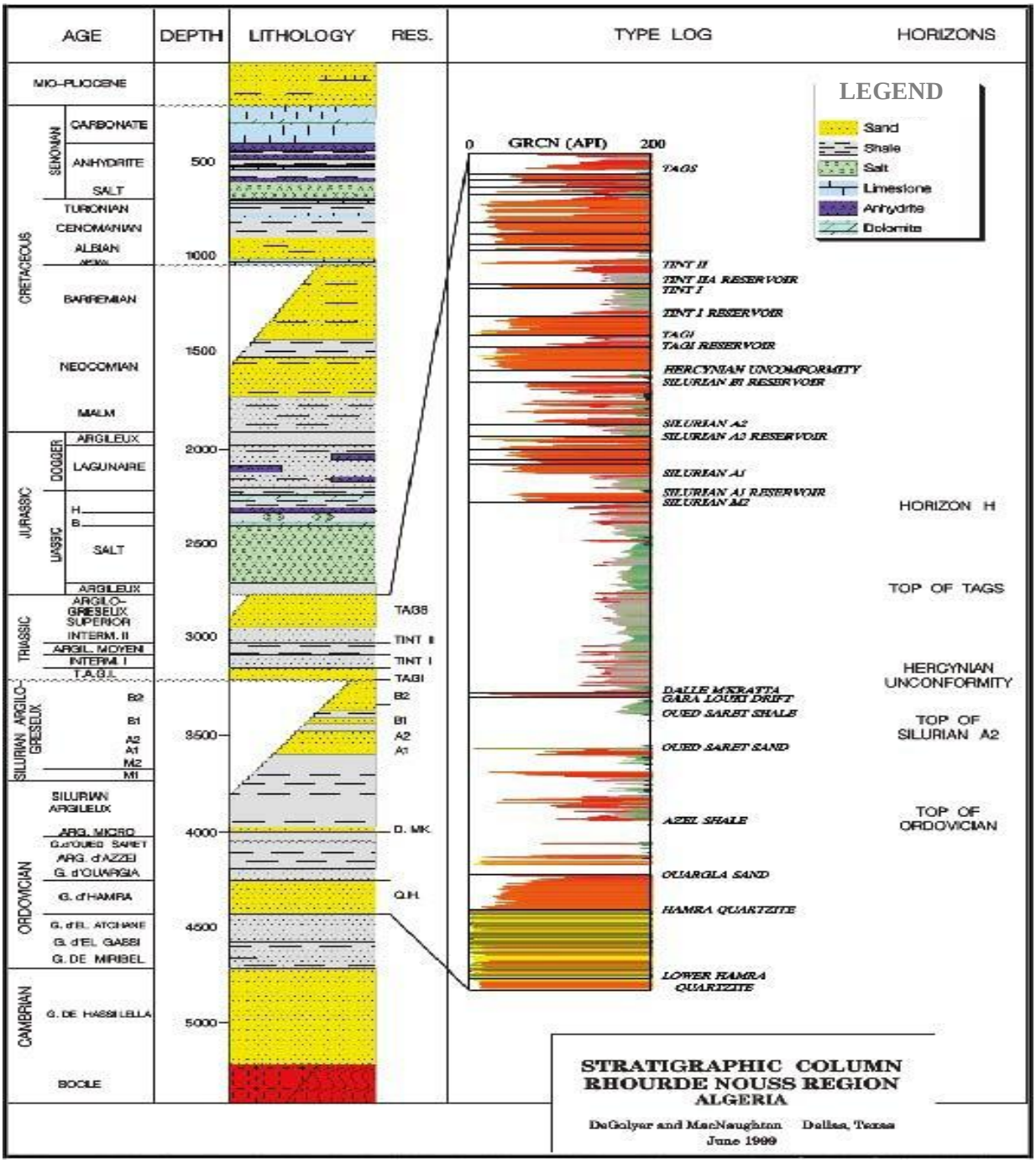


Figure 9 : Log stratigraphique de la région de Rhourde Nouss (Wec 2007)

II.4 Tectonique et évolution structurale :

II.4.1 Cadre structural :

La région de Rhourde Nouss a été affectée par plusieurs phénomènes tectoniques qui ont contribué à la formation des différentes unités structurales. Elle se présente comme un anticlinal complexe d'orientation subméridienne, dont le flanc Est est recoupé par une faille inverse. Cette région est composée de quatre structures différentes :

II.4.1.1 Rhourde Nouss Centrale (RN) : cette structure est alignée N-S et s'étend environ sur 16 x 8 km², avec une petite structure au N-E de 4 x 2.5 km². Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres d'épaisseur dans lequel on a foré 64 puits.

II.4.1.2 Rhourde Nouss Sud-Ouest (RNSW) : elle est de direction S-SO et N-NE sur une surface de 16 x 3.5 km². Le réservoir est à gaz avec un anneau d'huile d'une vingtaine de mètres d'épaisseur, le nombre de puits forés dans le réservoir est de 17 puits.

II.4.1.3 Rhourde Nouss Sud-Est (RNSE) : elle est alignée N-S sur une surface de 8.5 x 4 km². Le nombre de puits forés dans le réservoir est de 18 puits, dont 11 forés dans le TAGS, qui est producteur de gaz avec un anneau d'huile d'une dizaine de mètres d'épaisseur, et 7 forés dans le TAGI, qui est producteur d'huile.

II.4.1.4 Rhourde El Adra (RA) : Aligné SO-NE sur une surface de 23 x 2.5 km², le réservoir contient du gaz et le nombre de puits forés est égale à 13 puits. La structure de Rhourde Nouss est directement liée à la dorsale d'Amguid El Biod- Hassi Messaoud dont la structure complexe a été façonnée par plusieurs phases tectoniques et en particulier la phase Autrichienne.

Les structures de Rhourde Nouss, sont le résultat des effets de nombreuses contraintes tectoniques qui se sont succédé au cours de différents temps géologiques. On cite deux orientations structurales prédominantes :

- **La Direction subméridienne :** suivant le prolongement Nord du môle Amguid El Biod, la direction subméridienne correspond à la direction de la faille de Ramade (Nord-Sud) (Figure 10), dont le rejet atteint 2050 m à Ektaia, et aussi à la direction de la structure de Hamra (Nord-Sud) (Beicip, 1991).

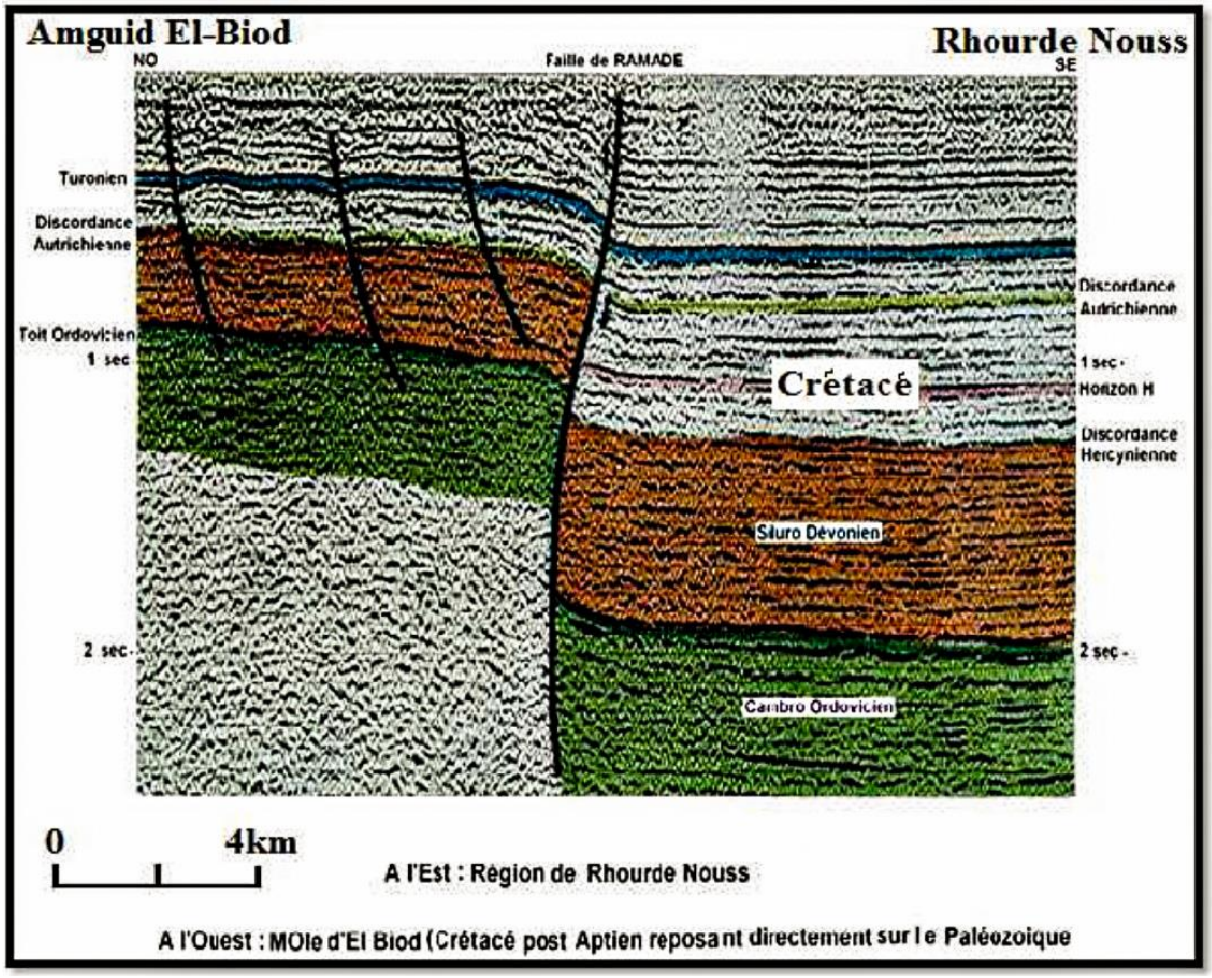


Figure 10 : Coupe sismique NO-SE de la structure de Rhourde Nouss (Beicip, 1991)

- **La Direction NE-SO :** où les accidents présentent souvent des caractéristiques de décrochement (Figure11). Sur cette direction on distingue trois principaux trends structuraux qui sont :
  - **Le trend structural «A» :** reliant la bordure Nord-Ouest de RhoudreNouss et Rhourde Hamra.
  - **Le trend structural «B» :** il jalonne les structures d'El Mouileh, Draa Allal, Rhourde Nouss Sud-Ouest et se sépare en différentes branches au-delà de Rhourde Nouss.
  - **Le trend structural «C» :** il a une extension régionale, très ramifiée et relie les structures de Ektaia, Hamra, M'ksen et Rhourde Adra.

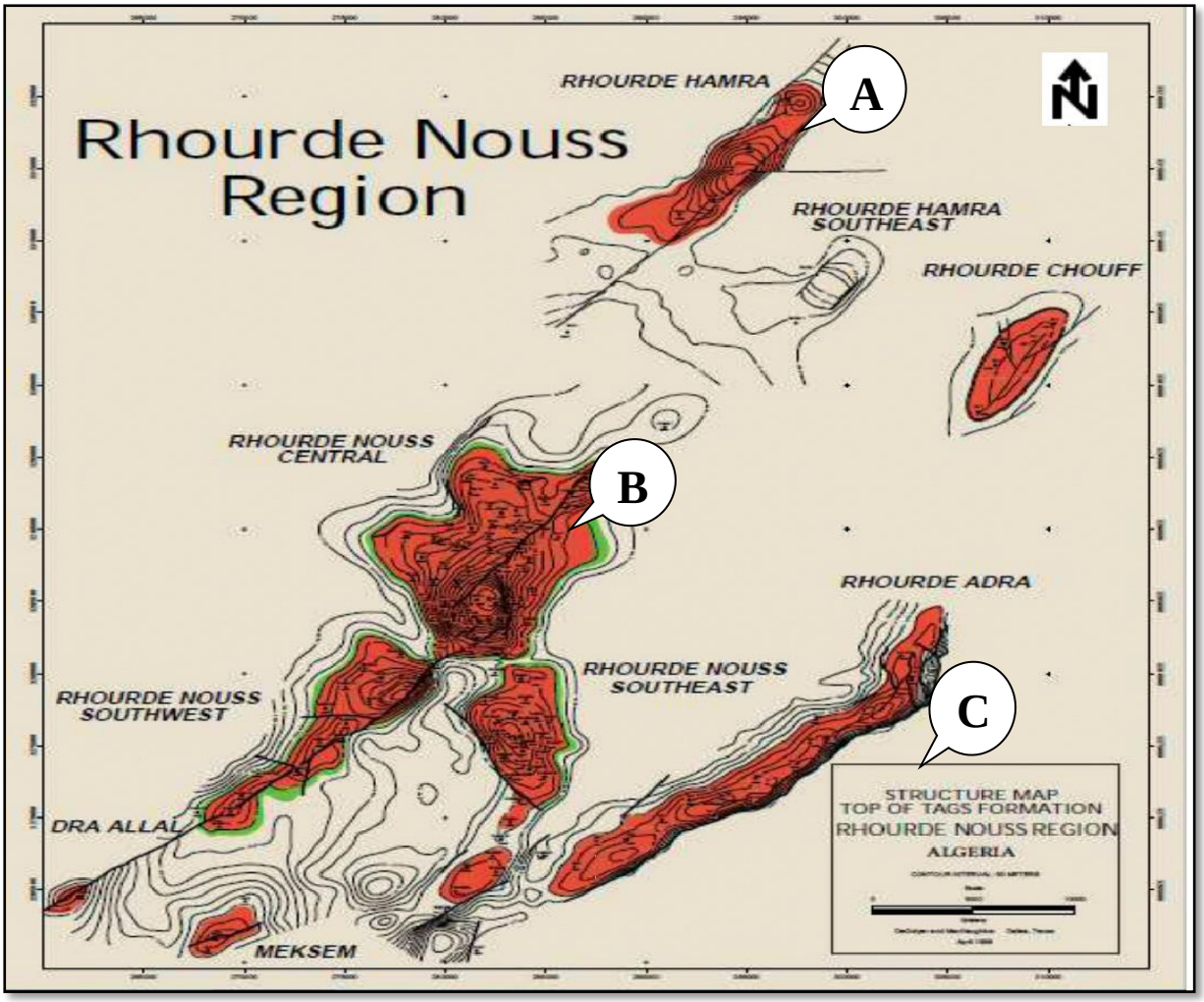


Figure 11 : Carte de structures de la région de RhoudreNouss (Glayer et Mac Naughton, 1997)

II.4.2 Evolution structurale :

II.4.2.1 Au cours du Paléozoïque :

D'après l'analyse sédimentaire, on remarque que l'épaisseur augmente dans le secteur SE vers la direction Ouest, ce qui explique la présence d'une subsidence différentielle qui a affecté la région au cours du Paléozoique. Au Cambro-Ordovicien, à la présence de certains jeux de failles conduisant à la structuration de l'Ordovicien. A la fin de la phase Hercynienne, la région de RhoudreNouss apparait comme un monoclinal penté vers le NW, de légères fermetures structurales se sont donc développées le long des accidents majeurs de la direction NE-SO et de surfaces d'érosion marquant nettement le secteur S-E et N-O.

II.4.2.2 Au cours du Mésozoïque :

- **Au Trias :**

Après la phase Hercynienne, un régime distensif s'est installé et a permis l'ouverture de la mer Téthys où les sédiments du Trias se sont déposés sur la discordance Hercynienne. Ces dépôts apparaissent avec des épaisseurs différentes de part et d'autre liées aux jeux des accidents et au basculement du bassin du Sud vers le Nord, ce qui a permis le développement d'une épaisse série au centre de ce bassin. La discordance Autrichienne a tronqué une grande partie du relief associé aux fermetures de RhoudreNouss Sud-Est et RhoudreNouss Sud-Ouest, cela démontre que cet événement de transpression des séries sous jacentes sur le bloc Sud-Est, en agissant le long d'un système de failles de décrochement, a produit une grande partie du relief responsable de ces fermetures (Westernatlas, 1996 et Beicip, 1990).

- **Au Jurassique :**

Le basculement vers le Nord du bassin a permis le développement d'une série évaporitique vers le Sud, où leurs épaisseurs sont liées aux failles majeurs qui favorisent le développement de Rhourde Nouss et Rhourde Adra et M'ksen.

- **Au Crétacé :**

Le régime distensif était plongé durant la fin du Jurassique et une partie Crétacé inférieur, mais cette fois le basculement est vers l'Est qui a une relation directe avec la surrection du môle El Biod et qui a permis le développement des épaisseurs du Néocomien-Barrémien. A la fin du Barrémien et suite à la phase Autrichienne, le régime est devenu compressif, les accidents subméridiens jouent en failles inverses, les accidents NE-SO jouent en décrochement dextre et conduisent à la formation d'un pli. Certaines cotés effondrés sont devenus hauts comme Rhourde Nouss, suite au phénomène d'inversion structurale, où les failles normales Triasiques ont rejoué de sens inverse.

II.4.2.3 Du Cénozoïque à l'actuel :

C'est une phase compressive de direction NNE-SSW, postérieure à la formation des hydrocarbures, cette phase a probablement donné naissance à des barrières de perméabilité dues au décalage des niveaux réservoirs. Un basculement original suite au rejet de la faille Ramade en normale. Suite à la collision entre l'Europe et l'Afrique qui est à l'origine de la tectonique Alpine, la série tertiaire fragmentée est demeurée, après cet évènement, relativement stable.

II.5 Intérêt pétrolier :

II.5.1 Les roches mères :

D'après des données géochimiques disponibles et des travaux de modélisation géologique et géochimique réalisée par BEICIP (1991) pour l'ensemble du bassin de Berkine, incluant la région de RhoudreNouss, nous a permis de constater que la seule roche mère potentielle significative de la région est le Silurien argileux. Les autres niveaux argileux de l'Ordovicien et du Silurien argilo-gréseux ne peuvent jouer qu'un rôle accessoire (alimentation des quartzites de Hamra par exemple à partir de l'Ordovicien) (Wec 2007).

La maturation actuelle du Silurien dans cette zone varie de la fenêtre à huile pour le Sud de la région à celle du gaz (Sillon d'El Marfag-Bassin de Ghadamès), en passant par une zone de transition au niveau de Rhourde Nouss (M. Sadaoui, A. Bensekhria, R. Chaouchi, 2012). La génération a débuté par de l'huile au Paléozoique dans le sillon d'El Marfag, mais vu l'importance de l'érosion Hercynienne cette huile est considéré perdue et ce n'est que vers la fin du Lias que la génération d'huile reprend dans le sillon d'El Marfag où la zone de transition (génération de condensat) est touchée au Crétacé inférieur au cours de la phase Autrichienne, qui a créé les principales structures.

L'évolution se poursuit ensuite pendant la fin du crétacé et s'accentue au tertiaire sous l'effet d'une augmentation du flux thermique très probable à cette époque. Le passage à cet état de maturation actuelle est à l'origine d'une importance génération de gaz au cours du Tertiaire.

II.5.2 Les roches réservoirs :

Les principaux réservoirs de la région de Rhourde Nouss sont :

- Les Quartzites de Hamra.
- Le Silurien A1.
- Le Silurien A2.
- Le Silurien B1.
- Le Silurien B2.
- Le TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur).
- Le Trias Intermédiaire I.
- Le Trias Intermédiaire II.
- Le TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur).

II.5.3 Les roches couvertures :

La couverture des réservoirs de la région de Rhourde Nouss est assurée par deux formations principales d'extension régionale :

- **Le Silurien argileux :** qui assure la couverture de l'Ordovicien.
- **Le Lias argileux et Salifère :** qui assure la couverture du Trias.

Chapitre II

Généralités sur la géochimie organique

I. Introduction à la géochimie organique :

Le mot « géochimie» fut créé en 1838 par Christian Friedrich Schönstein. La Géochimie est l'étude de la chimie de la terre ou du moins de ses enveloppes accessibles à l'homme. Pour y parvenir, elle met en œuvre les outils et les concepts de la chimie et de la géologie. C'est une discipline des géosciences, elle étudie la composition chimique et isotopique des matériaux géologiques (roche, eau, sol, gaz, minéraux…), et plus particulièrement, le comportement et le caractère des différents éléments dans l'écorce terrestre, leur migration, dispersion, concentration et abondance. (M. Outtara Amidou, 2016)

La géochimie organique est la discipline qui étudie les substances organiques dans les roches et tente de comprendre leur composition, leur origine, leurs mécanismes de formation, leur mode de dépôt et de distribution, ainsi que leur relation avec le monde minéral (B. Durand, 1980). Elle revêt une importance capitale dans la compréhension du processus de formation des hydrocarbures et cible la roche susceptible de contenir des hydrocarbures, connue communément par la roche mère, pour les caractériser mieux notamment : l'origine, la maturité, le type et enfin, les potentialités. Son but est de déterminer dans un bassin sédimentaire, les zones ou les hydrocarbures qui ont pu se former et de détecter les voies de migration des fluides, la caractérisation des différentes huiles est aussi un des objets de ses études.

La matière organique (MO) est un constituant important des roches sédimentaires. Elle est fournie par les zooplanctons, les phytoplanctons, les bactéries ainsi que les végétaux supérieurs, elle est la source des hydrocarbures et forme ce que l'on appelle « Biomasse ». Elle est généralement constituée par (Tableau 1) :

- **Les Protéines (Albumines) :** ils se conservent dans les coquilles, dans les ossements et dans d'autres endroits où il n'y a pas de contact direct avec les micro-organismes. La destruction des protéines produise des acides gras et des acides aminés.
- **Les Glucides (Carbohydrates) :** ce sont des substances des produits les plus répondus dans les plantes et les animaux. Les glucides les plus connus dans la nature sont : La cellulose, la chitine et la sporopollénine.

- **Les Lipides :** sont très répondus dans les spores, grains et les fruits, on les trouve en grande quantité dans les Algues.
- **Les Lignine et Tanin :** sont des produits des végétaux, contiennent une structure aromatique.

Organismes		Protéines	Glucides	Lipides	Lignine
Bactéries	**Moyenne**	**60**	**30**	**10**	**0**
Végétaux	**Epicéa (bois)**	**1**	**66**	**4**	**29**
	Chêne (feuille)	**6**	**52**	**5**	**37**
	Sapin (aiguilles)	**8**	**47**	**28**	**17**
	Phytoplancton	**23**	**66**	**11**	**0**
	Diatomées	**29**	**63**	**8**	**0**
	Lycopodium (spores)	**8**	**42**	**50**	**0**
Animaux	**Zooplancton**	**60**	**22**	**18**	**0**
	Copépodes	**65**	**25**	**10**	**0**
	Invertébrés supérieurs	**70**	**20**	**10**	**0**

Tableau 1 : Composition chimique (en % de poids) de différents groupes d'organismes vivant (M. Hunt, 1979)

Avant son incorporation dans le sédiment, le matériel organique subit un transport et des altérations, le transport peut s'effectuer sous différentes formes, et la matière organique peut être emmenée très loin ou tout près du milieu de production. Contrairement à la matière minérale, la matière organique se décompose rapidement et s'oxyde facilement au contact de l'air. Une fois produite, des conditions doivent être remplies, pour que celle-ci soit conservée et plusieurs paramètres favorisent cette conservation. Pour que la matière puisse s'accumuler et puisse être préservée il faudrait que le milieu soit peu agressif, donc peut oxygéné, les milieux aquatiques sont les plus

adaptés. Une sédimentation rapide à 15°C favorise la conservation de la matière organique produite de plus si les sédiments ont une taille fine donne laissent un faible accès à l'oxygène, la matière produite serait bien préservée.

Après l'incorporation de la matière organique au sein d'un sédiment, divers processus physico-chimiques affectent sa composition et ses propriétés. C'est ainsi que l'on distingue plusieurs phases dans le processus de maturation de cette matière organique (figure 12).

- **Phase diagenétique :**c'est la première phase de l'évolution de la MO, à la fin de laquelle nous avons du kérogène, une matière insoluble dans les solvants organiques et un gaz dit biogénique. Elle est caractérisée par une perte d'oxygène et contrôlée par l'activité bactérienne anaérobique. Dans cette intervalle l'augmentation de la température et de la pression est faible, le plus important d'hydrocarbure formé est le méthane (gaz immature).
- **Phase catagénétique :** elle est caractérisée par une perte d'hydrogène. La température peut varier de 50 à 150°C et la pression géostatique augmente, cette augmentation met le système en déséquilibre et entraîne de nouveaux changements, principalement des réactions de craquages thermiques. Le kérogène produit d'abord du pétrole liquide, puis à un stade ultérieur du gaz humide et du condensât. Cette phase est dite mature, c'est la fenêtre à l'huile.
- **Phase métagénétique :** la dernière étape de l'évolution de la MO, appelée la phase mature de transformation. La température et la pression atteignent des valeurs élevées, le craquage du Kérogène se poursuit et des huiles contribueront à la formation du gaz sec (méthane) de façon abondante. Après cette phase les constituants du kérogène résiduel seront transformés en carbone graphitique. (B. Durand, 1980).

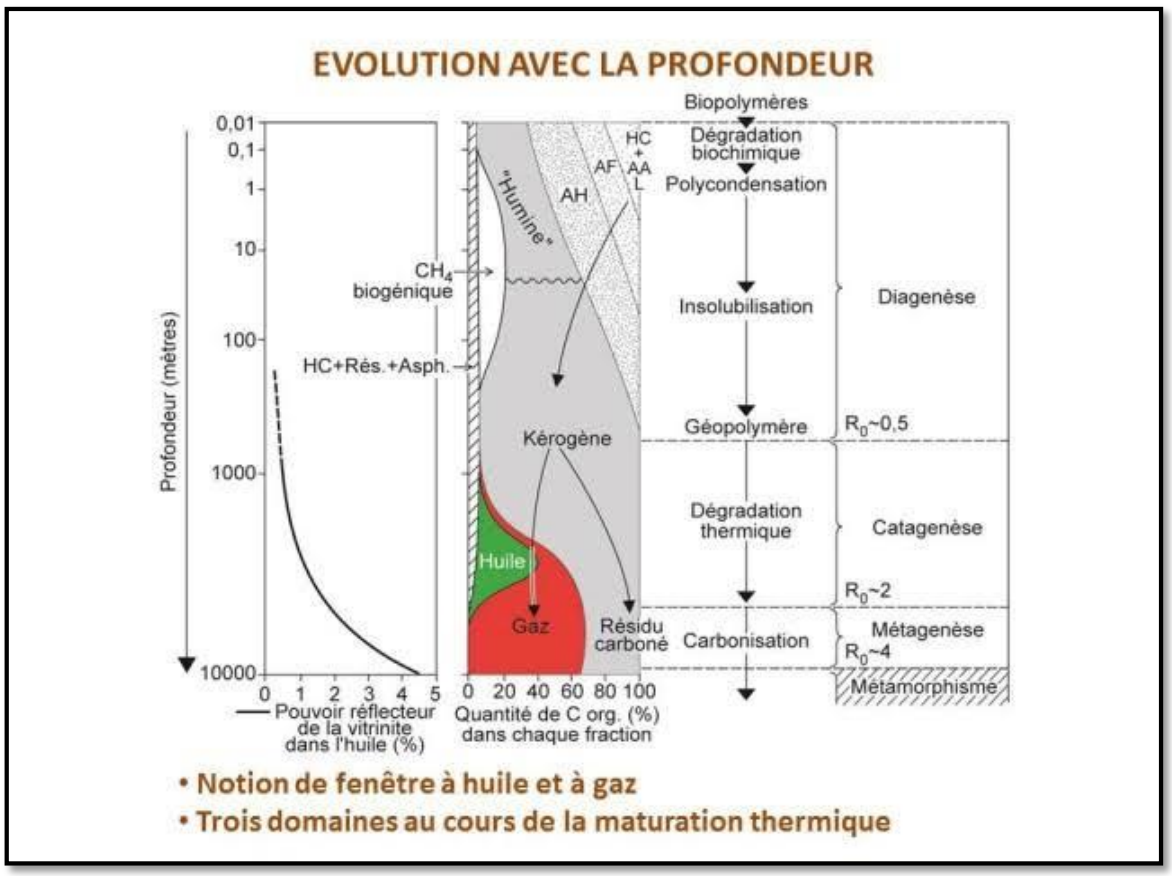


Figure 12 : Evolution de la matière organique (B. Durand, 1980)

Le kérogène constitue la fraction organique de la roche mère, qui n'est pas soluble dans les solvants organiques. En fonction de la composition élémentaire, la pétrographie organique, l'étude des affluents de pyrolyse et les observations, on peut classer les kérogènes en 3 types (Figure 13) qui ont pour le moment un intérêt économique et un quatrième qui ne présente aucun intérêt économique pour le moment.

- **Kérogène Type I :** la matière organique est d'origine lacustre, principalement formée par l'accumulation de certaines micro-algues. Il est caractérisé par de fortes valeurs d'indice d'hydrogène H/C et de faibles valeurs d'indice d'oxygène O/C. Il génère surtout du gaz à condensât autour de 10 mg/g de roche.
- **Kérogène Type II :** la matière organique est d'origine marine, principalement planctonique et bactérienne. Elle génère plus de pétrole (huile) que le premier type avec des valeurs de l'ordre 20 mg/g de roche. Les valeurs des rapports atomiques H/C et O/C sont intermédiaires entre les types I et III.
- **Kérogène Type III :** il provient de la lignine des végétaux supérieurs terrestres déposés en milieu marin ou continental (C. Clayton, 1992). Il comporte un

rapport H/C faible et O/C très élevé. Ce type de kérogène génère principalement des taux très importants de gaz (50 mg/g de roche).

- **Kérogène Type IV :** correspond à un matériel organique oxydé que l'on ne peut rapporter à aucune biomasse originelle définie, contrairement aux autres types. Il se place sous le type III dans le diagramme de Van Krevlen et ne possède aucun intérêt pétrolier.

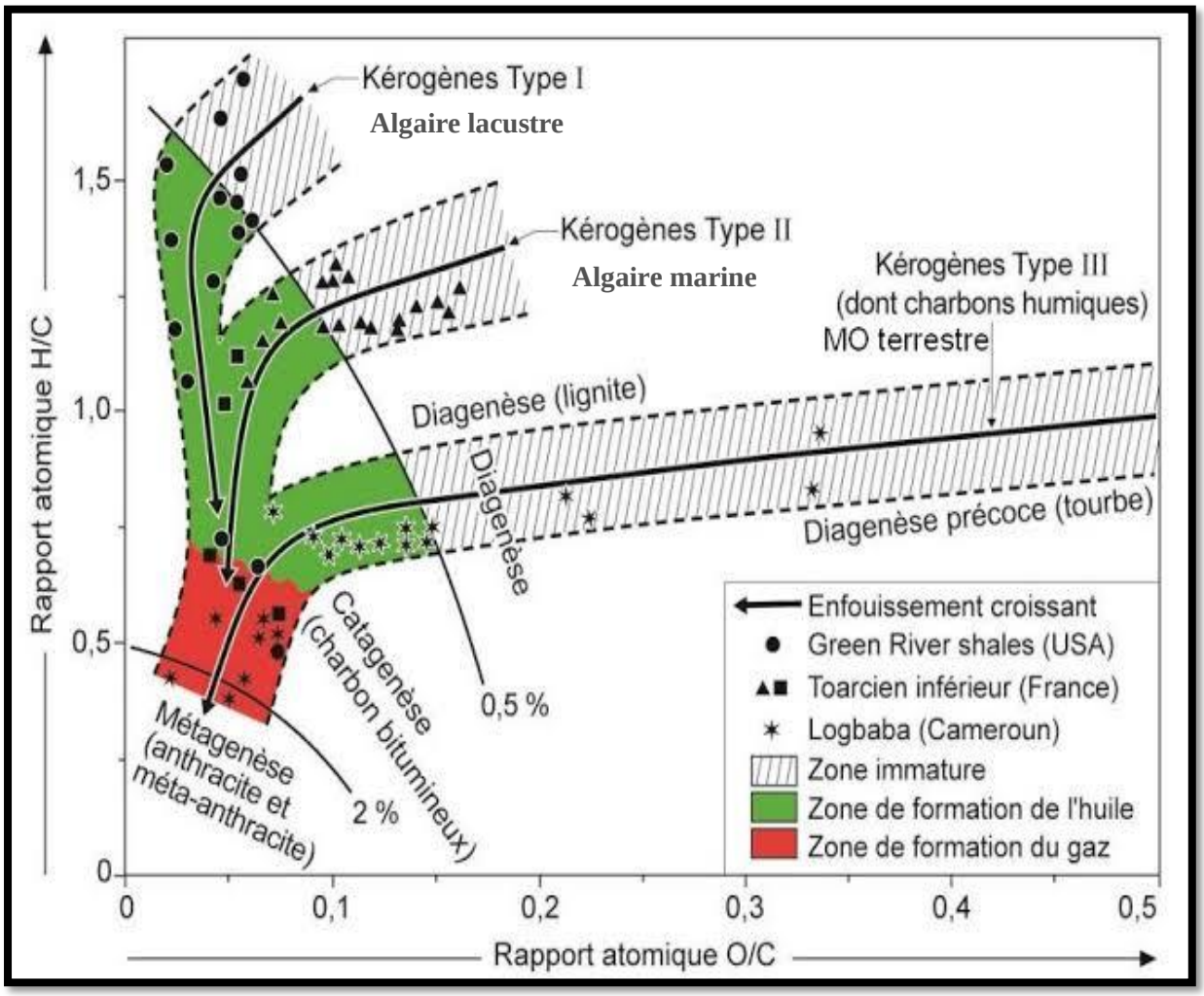


Figure 13 : Représentation de l'évolution géochimique du Kérogène et principales zones de formation des hydrocarbures dans le diagramme de Van Krevlen (B. Durand, 1980)

II. Méthodes d'analyses géochimiques :

Afin d'aboutir à une bonne étude de la matière organique et à sa caractérisation détaillée du point de vue son origine, son type et de la nature des hydrocarbures générés, il faut mener une étude géochimique approfondie, qui repose sur une gamme de méthodes et de procédés d'analyses, dont les principaux sont :

- Prélèvement et préparation des échantillons.
- Le dosage du carbone organique total (COT).
- La pyrolyse Rock Eval.
- La microscopie (méthode optique).

II.1 Prélèvement et préparation des échantillons :

L'étude d'un bassin sédimentaire nécessite l'analyse de plusieurs échantillons de roches provenant d'affleurements ou des carottes et des cuttings des puits préalablement sélectionnés. Des informations utiles sur la qualité, l'évolution et le type de matière organique ne pourront être fournies que par un nombre élevé d'analyses et un échantillonnage représentatif. Les échantillons à prélever obéissent à certaines conditions :

- Les séries lithologiques telles que les grés fluviatiles propres et les sables propres peuvent être négligées du fait de leur mauvaise qualité de roche mère.
- Par contre, les argiles et les carbonates sont susceptibles de renfermer du Kérogène, elles seront échantillonnées au vu de leur aspect.

La préparation doit se faire, si possible, dés la remontée des échantillons de « cuttings » ou de carottes et sur le site même du forage. Elle commence par un premier lavage à l'eau et un tamisage pour éliminer les polluants de la boue, ils seront par la suite triés puis broyés ou concassés selon l'analyse à effectuer.

II.2 Dosage du carbone organique total (COT) :

Le dosage du carbone organique est un critère important d'évaluation de la richesse d'une roche en matière organique. Il s'effectue d'abord par l'élimination du carbone minéral contenu dans l'échantillon de roche, qui se fait par l'attaque de l'échantillon à l'acide chlorhydrique (HCL) à normalité 2. L'acide agit sur les

carbonates puis l'on rajoute en fin l'attaque de la soude (Na OH) à normalité 1.33, afin de neutraliser la solution. La solution est ensuite filtrée dans un creuset semi-perméable puis séchée dans une étuve à faible température (50°C). Le creuset est ensuite introduit dans un doseur de carbone (Figure 14). Après étalonnage, il subit alors une combustion à haute température (T=1200°C), sous flux d'oxygène et en présence de catalyseurs. Les atomes d'oxygène et de carbone combinés sous-forme de gaz carbonique (CO2) seront acheminés vers un tamis moléculaire et y seront retenus. Le pourcentage en carbone organique total (COT) est calculé sur les volumes de CO2 et CO dégagés par l'échantillon. Un affichage digital sur l'appareil donnera directement la valeur du COT en pourcentage par rapport au poids de la roche.

Figure 14 : Doseur de carbone organique totale (CS 2000)

La richesse en carbone organique total a permis d'établir une classification des roches (Tableau 2) :

Carbone organique totale %		Classification de la roche
argiles	carbonates	
< 0.50	< 0.12	Pauvre
0.50 – 1.00	0.12 – 0.25	moyennement riche
1.01 – 2.00	0.25 – 0.51	Riche
2.01 – 4.00	0.51 – 1.01	très riche

Tableau 2 : Classification des roches en fonction de dosage du COT (B. Tissot et Welte, 1984)

II.3 La pyrolyse Rock-Eval :

Cette technique a été mise au point à l'Institut Français du Pétrole (J. Espitalie et al, 1977), à l'origine dans un but d'évaluation rapide de la teneur en matière organique ainsi que du potentiel pétrolier d'échantillons de forages. C'est une méthode de caractérisation globale, elle consiste à pyrolyser un échantillon broyé en programmation de température et sous atmosphère d'hélium. Les effluents de pyrolyse générés sont quantifiés en fonction de la température. Cette méthode permet d'évaluer le contenu organique d'une roche (COT : Carbone Organique Total, en % de la masse de la roche totale), l'index d'hydrogène correspondant au degré d'aliphacité de la MO (IH, exprimé en mg HC/g COT), le degré d'oxydation de la MO (IO : Index d'Oxygène exprimé en mg CO/g COT), et le degré de maturité thermique de la roche via un paramètre nommé T, qui correspond à la température de production maximale d'effluents (Figure 15).

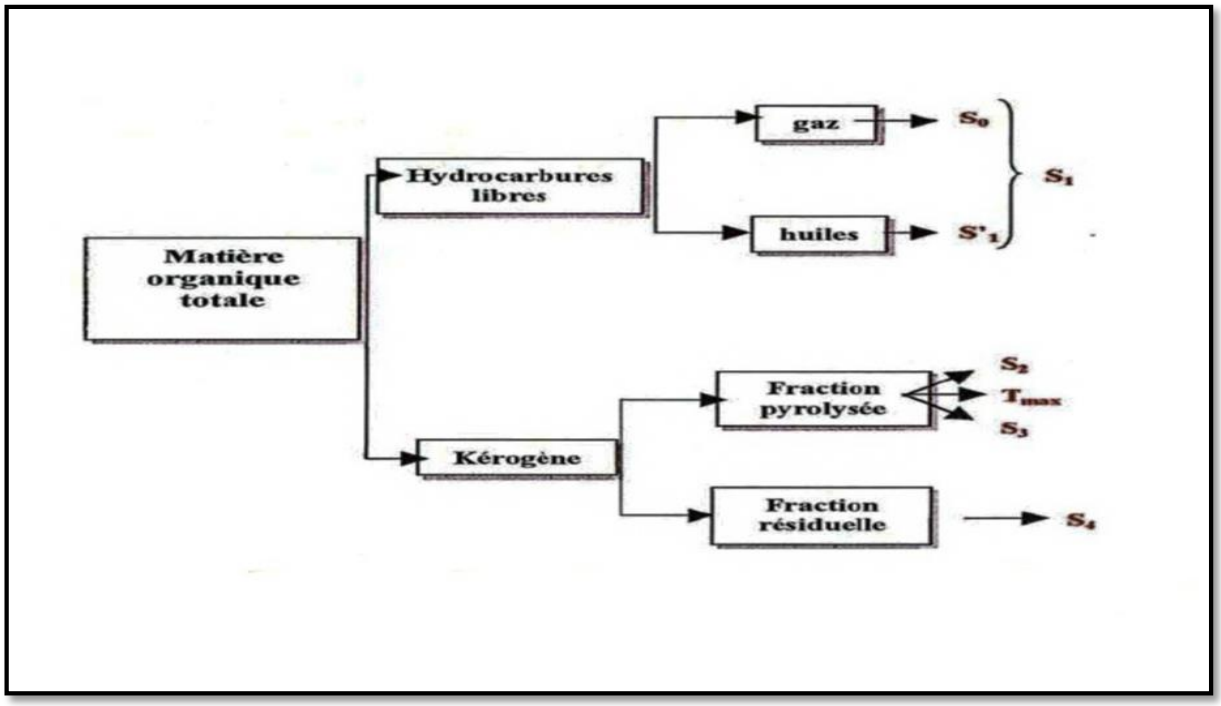


Figure 15 : Schéma du principe analytique du Rock-Eval et les principaux facteurs mesurés (Lafargue et al., 1998)

II.3.1 Principe de la pyrolyse Rock-Eval :

Le principe est basé sur la détection sélective et l'analyse quantitative des composés oxygénés hydrocarbonés libérés par le kérogène et les hydrocarbures contenus dans un échantillon chauffé en programmation de température sous une

atmosphère inerte. Au fur et à mesure de l'augmentation de la température, des pics sont enregistrés (Figure 17) :

- Les hydrocarbures gazeux et liquides contenus dans la roche se volatilisent à température modérée donnant un pic **P1** dont l'intégrale **S1** (exprimé en mg d'hydrocarbures / g de roche) et représentative de la quantité d'hydrocarbures déjà présents.
- Le craquage du kérogène aboutit à une autre génération d'hydrocarbures issus maintenant non de thermo-vaporisation, mais de la pyrolyse, ces hydrocarbures légers se manifestent par un pic **P2** dont l'intégrale **S2** (exprimé en mg d'hydrocarbures / g de roche) exprime leur quantité et représente le potentiel pétrolier résiduel. La somme **S1+S2** exprime quant à elle le potentiel pétrolier total.

  La forme du pic **S2** est significative et peut éventuellement indiquer le type de matériel organique (Figure 16) :

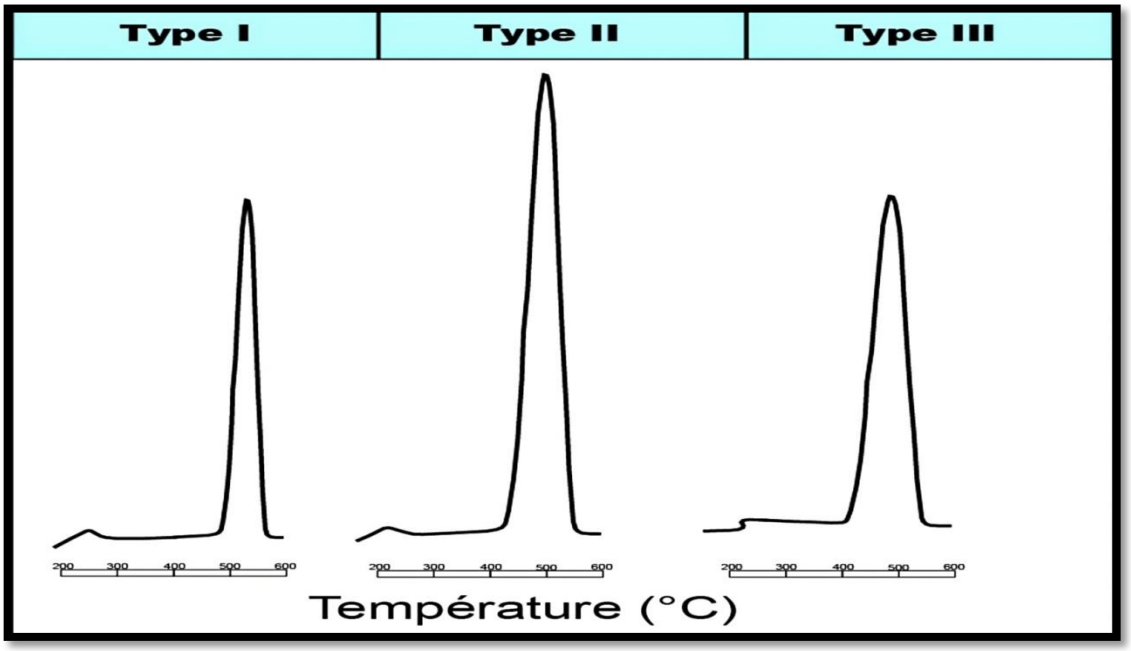


Figure 16 : Variation de la forme du pic S2 au cours de la maturation pour les trois types principaux de la matière organique.

Ce paramètre permet aussi d'évaluer la qualité des roches mères potentielles d'après la classification suivante (Tableau 3):

Valeurs de S2 (mg d'HC /g de roche)	Classification
S2 < 2	Roche mère pauvre
2 < S2 < 5	Roche mère moyenne
S2 > 5	Roche mère bonne

Tableau 3 : Classification du potentiel en hydrocarbures résiduels selon les valeurs S2 (J. Espitalie al, 1985)

- La combustion de la matière organique (ayant déjà subi une pyrolyse) sous air à 600°C finit par le dégagement de CO2, qui sera représenté par le pic **P3** et sa quantité par l'intégrale **S3**, exprimé en mg de CO2 / g de roche.
- Les rapports S2/COT et S3/COT définissent respectivement un index d'Hydrogène **(IH)** et un index d'Oxygène **(IO)**, ces deux index permettent dans le graphe de Van Krevlen de décrire dans leurs chemins d'évolution, le type de la matière organique et son degré d'évolution (Kazi-Tani, 2002).

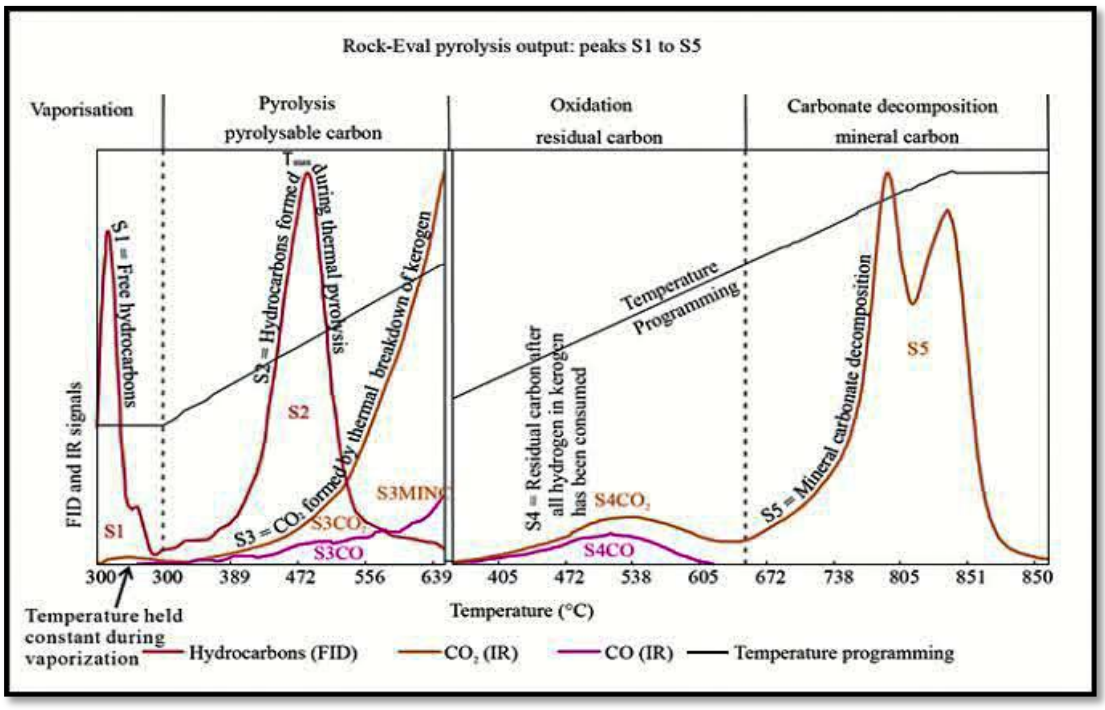


Figure 17 : Méthodes Rock-Eval : Les différents pics et les températures correspondantes (J. Espitalie et al, 1985)

II.3.2 Les paramètres enregistrés par Rock-Eval :

- **Le pic S1 :** c'est la quantité des hydrocarbures présents à l'état libre dans la roche. Correspond au gaz + huiles volatilisées à 300°C, en (mg HC/g de roche). Ce pic présente les hydrocarbures déjà présents dans la roche.
- **Le pic S2 :** composés hydrocarbonés provenant du craquage du kérogène et des composés extractibles lourds (résines et asphaltènes) entre 300°C et 650°C, en (mg HC/g de roche). Il s'agit de la quantité d'hydrocarbures potentiels qui pourrait être produite si l'enfouissement et la maturation se poursuivaient (J. Espitalie et al, 1985).
- **La Température maximale (Tmax) :** c'est la température expérimentale de la pyrolyse, enregistrée au sommet du pic S2, en °C. Elle correspond à la température à laquelle la quantité maximale d'hydrocarbures S2 est générée. Les valeurs de Tmax augmentent avec l'accroissement du degré de maturation de la matière organique (C.E.Barker, 1974 ; Espitalie et al, 1985). Elle est parmi les meilleurs critères pour la détermination de l'état d'évolution de la matière organique. Le Tableau 4 donne une classification de Tmax avec l'estimation de la maturation, selon le type de matière organique.

Paramètre géochimique	Notion	Intervalle de valeur (°C)		Estimation qualitative
Maturation	**Tmax**	**Typa I**	**< 435**	**Immature**
			435-445	**Huile**
			>445	**Condensat-gaz**
		Type II	**<430**	**Immature**
			430-450	**Huile**
			> 450	**Condensat-gaz**
		Type III	**< 435**	**Immature**
			435-465	**Huile**
			465-540	**Condensat-gaz humide**
			> 540	**Gaz sec**

Tableau 4 : La Tmax correspondant aux différents stades de production d'hydrocarbures selon le type de kérogène (Espitalié et al., 1985)

- **Le pic S3 :** correspond à la quantité de CO et de CO2 produite et libérés séparément durant le craquage thermique du Kérogène du début de la volatilisation jusqu'à la fin de la phase de pyrolyse (mg CO/g de roche) et en (mg CO2/ g de roche).
- **Le pic S4 :** c'est la quantité de CO et CO2 résiduel détecté durant toute la phase d'oxydation à une température entre 300°C et 650°C, en (mg CO/g roche) et en (mg CO2/ g de roche).
- **Le carbone organique total (COT) :** c'est la somme du carbone pyrolysé et du carbone organique oxydé, exprimé en pourcentage (%) de l'échantillon. Il est, cependant, préférable d'utiliser le taux de carbone organique obtenu à partir du four LECO, car il est plus faible.
- **Le pic S5 :** il représente la quantité de CO minéral détecté à partir de la fin de l'enregistrement de S4 (T=650°C), jusqu'à la fin de la phase de décomposition minérale (T= 850°C), exprimé en (mg CO/g roche).

II.3.3 Les paramètres calculés :

- **Le potentiel pétrolier (PP) :**

Dans le cas d'une roche mère mature ayant généré des hydrocarbures, le potentiel pétrolier total est exprimé en (mg d'HC/ g de roche) et représenté par la somme :

$$PP = S1+S2$$

Ce paramètre peut identifier le potentiel pétrolier de la roche comme suit (Tableau 5) :

Valeurs de potentiel pétrolier	Roche mère
PP < 0.5	Très Faible
0.51 < PP < 2	Faible
2.01 < PP < 5	Moyenne
5.01 < PP < 20	Bonne
PP > 20	Très Bonne

Tableau 5 : Echelle de valeurs du potentiel pétrolier

- **Remarque :**

Il ne faut pas confondre le potentiel pétrolier d'une roche avec sa richesse en matière organique.

En effet, cette roche peut être très riche en matériel organique et présente un potentiel pétrolier pauvre, ceci est observé pour les matières organiques de mauvaise qualité tel qu'un matériel de type IV (P. Negroni, 1988).

- **L'index de production (IP) :**

Il correspond au taux de transformation en huile et en gaz de kérogène au cours de son enfouissement et augmente avec la profondeur. Il permet de déceler les accumulations d'hydrocarbures ou les drainages et varie d'un type de matière organique à un autre. Il exprime le rapport des hydrocarbures libres aux hydrocarbures Totaux.

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

L'Index de production présente deux éventualités extrêmes :

- Dans le premier cas, la roche ne contient pas (ou plus) d'hydrocarbures.
- Dans le deuxième cas, il n'y a pas d'hydrocarbures libres dans la roche.

Ce paramètre peut-être considéré comme un critère de maturation (Tableau 6) :

Valeurs d'Index pétrolier	Maturation
IP = 0.05	**Début de formation d'huile**
IP = 0.40	**Maximum de formation d'huile**
IP > 0.50	**Le gaz se perd et les indices de production retombent**

Tableau 6 : Echelle de valeurs d'index pétrolier

- **L'index d'Hydrogène (IH) :**

Il représente le rapport des hydrocarbures libérés par le kérogène lors de la pyrolyse au carbone organique total, il est exprimé en (mg d'HC / g de roche).

$$IH = (S2 \times 100) / COT$$

On peut les classer dans le Tableau 7 comme suit :

Valeurs d'Index d'Hydrogène	Classification
0 < IH < 100	**Faible**
100 < IH < 300	**Moyen**
300 < IH < 600	**Fort**
IH > 600	**Très Fort**

Tableau 7 : Echelle des valeurs de l'indice d'Hydrogène

Les valeurs des IH variés en fonction du type de la matière organique, le Tableau 8 résume cette variation :

Type de la MO	Valeurs d'IH
Type I	IH > 600
Type II	150 < IH < 600
Type III	IH < 150

Tableau 8 : Valeurs des IH en fonction de type de matière organique

- **L'index d'Oxygène (IO) :**

Il exprime le rapport entre le CO2 libéré par le kérogène lors de la pyrolyse au carbone organique total, exprimé en (mg CO2 / g de COT).

$$IO = (S3 \times 100) / COT$$

Il est classé dans le Tableau 9 comme suit :

Valeurs d'index d'oxygène	Classification
0 < IO < 50	Très Faible
51 < IO < 100	Faible
101 < IO < 200	Moyen
201 < IO < 400	Fort
IO > 400	Très Fort

Tableau 9 : Echelle des valeurs de l'indice d'oxygène

II.4 Les méthodes optiques :

Ces méthodes nécessitent une isolation de la matière organique. Dans un bêcher en Téflon, on met un échantillon de roche concassée. On lui fait subir une attaque à l'acide chlorhydrique (HCl) pour la destruction des carbonates et à l'acide Fluorhydrique (HF) pour la destruction des minéraux silicatés. L'échantillon est lavé à l'eau distillée puis à l'alcool, ensuite, une séparation au mélange Bromoforme/ Alcool est effectuée. La matière organique, du fait de sa faible densité, flotte sur le Bromoforme tandis que les minéraux lourds forment le culot, lors de leur décantation. C'est alors que la matière organique est récupérée dans un tube à essai puis relavée pour éliminer le Bromoforme. Ce résidu sera étudié en lumière transmise, réfléchie et fluorescente à l'aide d'un microscope (Figure 18).

Figure 18 : microscope optique LSM 900

II.4.1 L'étude en lumière transmise :

Cette technique permet d'observer l'ultra structure de la MO, ce qui a permis la mise en évidence du rôle de la préservation sélective dans de nombreux kérogènes. Cette technique s'applique à la fois à la MO isolée ou à la roche totale (S. Derenne et al, 1991 ; M. Boussafir et al, 1995). La couleur des éléments figurés, tels les spores et les pollens, donne le stade de maturation de cette matière. Il existe une échelle de référence avec des valeurs allant de 1à 5 (échelle de F. Staplin, 1969) (Tableau 10). Elle correspond à l'indice d'altération thermique (IAT). Les couleurs les plus claires correspondent aux stades les moins évolués, de ce fait, les indices d'altération thermique les plus élevés déterminent les matières organiques les plus matures.

- La génération d'hydrocarbures liquides (huiles) est favorisée par un Kérogène sapropélique (matière organique de type I et II).
- La génération d'hydrocarbures gazeux est favorisée par des débris de végétaux supérieurs.

Taux de maturation	%Ro	Couleur	IAT % CHEVRON (1978)	IAT % STAPLIN (1969)
Immature	< 0.3	Incolore	0.5	
	0.3	Jaune	1	± 1
	0.4		2.0	± 2.0
	0.5	Jaune-Orange	2.5	± 2.5
	0.6		2.6	
Mature	0.7	Orange-Marron	2.7	
	0.85		2.8	
	0.93		2.85	
	1.0	Rougâtre-Marron	2.9	
	1.15		3.0	
	1.22		.1	
	1.30		3.2	± 3.0
	1.5	Marron	3.5	
	2.0		3.7	
	2.25	Noire	3.75	
Métamorphisme	2.5		3.8	
	3.0		3.9	± 4.0
	3.5		4.0	
	4.0		4.0	
	> 4.0		4.0	± 5.0

Tableau 10 : Echelles de l'IAT (de Staplin 1969) et (de Chevron 1978)

II.4.2 L'étude en lumière réfléchie :

L'essai réalisé en lumière réfléchie s'appelle le pouvoir réflecteur de la vitrinite. qui estime l'état de maturation du Kérogène (Tableau 11). Cette étude se fait sur des matières organiques de type humique (continental, type III) où se trouvent en abondance les particules de vitrinite (P. Negroni, 1988).

La réflectance de la série huminite-vitrinite va de 0,2 à 6% et plus. Le potentiel pétrolier utile d'une série sédimentaire est limité à des zones peu évoluées et restreintes de la série évolutive, pratiquement de 0,5 à 1.35% de réflectance. On sait que lorsque la

réflectance de la vitrinite est inférieure à 0,5%, la série est immature, c'est-à-dire que le kérogène présent n'a pas été porté à une température suffisante pour donner du pétrole liquide. Au contraire, lorsque la réflectance de la vitrinite dépasse 0,5% le kérogène a atteint une température suffisante et a commencé à produire de l'huile. Enfin, lorsque la réflectance est plus grande et à partir d'un certain seuil (1,35% en général) elle indique que le sédiment a dépassé, à un moment quelconque de son histoire, une certaine température, ce qui implique l'arrêt de production d'huile à partir du kérogène et une transformation en gaz de l'huile en place.

Le pouvoir réflecteur (PR) est calculé selon cette formule et exprimé en % :

PR = intensité lumière réfléchie / Intensité lumière

Stade	PRV %	IAT
Immature	**< 0.5**	**0 à 0.25**
Huile	**0.5 à 1**	**2.5 à 3**
Condensat	**1 à 2**	**3 à 3.5**
Gaz sec	**> 2**	**3.5 à 4**
Over mature	**N / A**	**4 à 5**

Tableau 11 : Différents stades d'évolution de la matière organique en fonction d'IAT et le PRV (B. Tissot et al, 1975)

II.4.3 L'étude en lumière fluorescente :

Les familles macérales sont mieux étudiées qu'en lumière transmise, ce sont les macéraux du groupe de liptinite (ou exinite, dérivant de structures organiques riches en lipides, par exemple les cuticules des feuilles ou l'exine-paroi externe-des pollens), répandus dans les éléments aquatiques, qui sont illuminés dans le proche ultraviolet. Ils sont fluorescents dans les couleurs allant du vert au brun en passant par le jaune et le rouge (P. Negroni, 1988).

Cette étude ne permet pas l'observation des stades les plus matures car, dans ces cas là, il n'y a plus de fluorescence.

Chapitre III

Caractérisation géochimique des niveaux roches mères

Introduction :

L'étude de la roche mère est essentielle pour délimiter la zone de la recherche pétrolière. Cette étude nécessite l'interprétation des résultats d'analyses géochimiques effectuées sur un total de 549 échantillons (445 cuttings et 104 carottes) au niveau de sondages (ELA-1, MKS-1, EK-1, RNNE-1, RAS-1, RHSE-2, RA-4, MAT-1, DRA-1, AZS-1, REH-2, RNSW-3, RNSW-1 et MKSW-1), localisés dans la région de Rhourde Nouss (Figure 19).

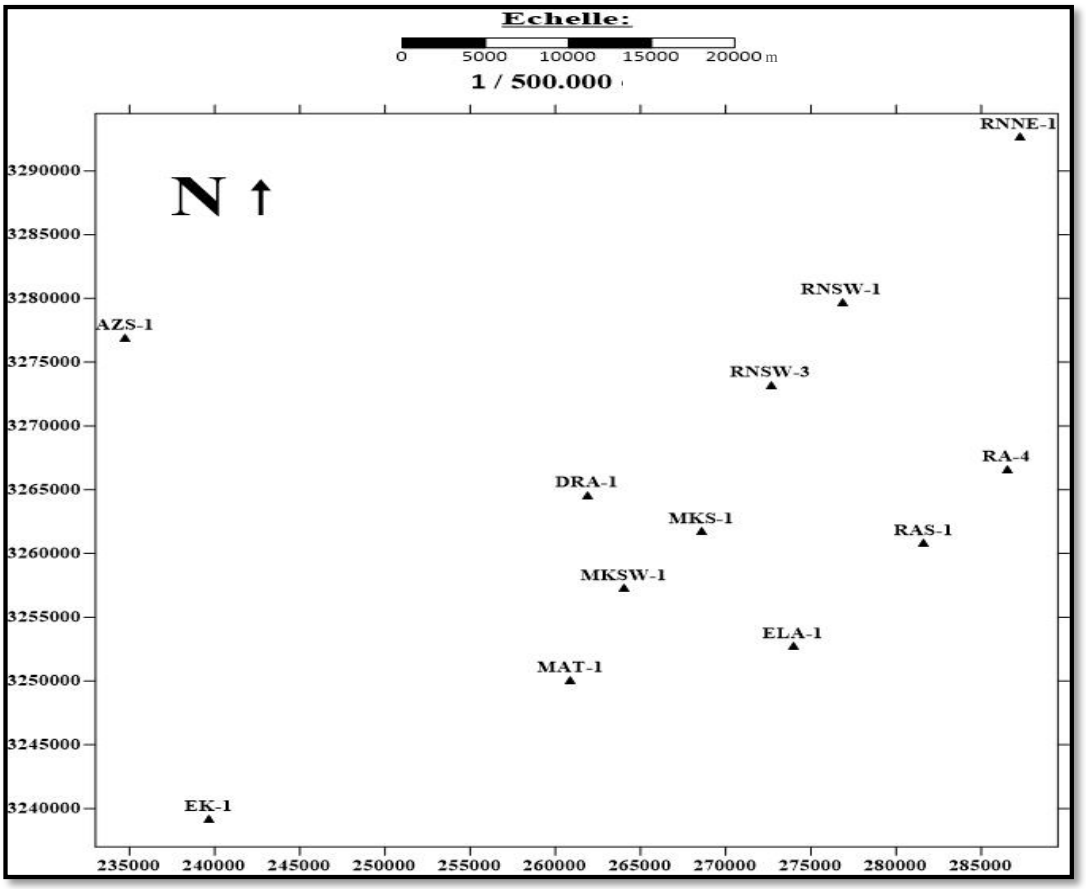


Figure 19 : Carte de positionnement de sondages de la région de Rhourde Nouss

Pour une caractérisation plus précise et plus rapide de la roche mère, certains résultats ont été éliminés d'après les conditions de normalisation de la méthode utilisée (pyrolyse Rock-Eval 6) :

- Si S2 <0.2 : Tmax n'est pas significative.
- Si S1 et S2 <0.2 : IP et Tmax ne sont pas significatifs.
- Si COT <0.5 : Tous les paramètres ne sont pas significatifs.

I. Traitement des données :

Le silurien composé du silurien argileux et du silurien argilo-gréseux avec ses unités M1, M2, A1, A2, B1 et B2, a été testé au niveau des sondages de la région de Rhourde Nouss. L'analyse de la matière organique, montre les résultats qui doivent être traités d'après le tableau suivant (Tableau 12) :

	Faible	Moyenne	Bonne	Très Bonne	Excellente
COT	**0-0.5**	**0.5-1.0**	**1-2**	**2-4**	**> 4**
S1	**0-0.5**	**0.5-1.0**	**1-2**	**2-4**	**> 4**
S2	**0-2.5**	**2.5-5**	**5-10**	**10-20**	**> 20**
IHo	**0-100**	**100-300**	**300-600**	**-**	**> 600**

	Zone Immature	Zone à Huile	Zone de Transition	Zone à Gaz
Tmax	**< 435**	**435-460**	**460-475**	**> 475**

Tableau 12 : Classification des paramètres géochimiques (Sonatrach, 2005)

- **Sondage ELA-1 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 30 échantillons (25 cuttings + 5 carottes), au niveau du sondage ELA-1, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.38 - 6.3]**	**2.19**	**Faible à Excellent**
S1	**[0.01 – 0.59]**	**0.21**	**Faible à Moyen**
S2	**[0.08 – 4.07]**	**1.42**	**Faible à Moyen**
IH	**[20 - 146]**	**59.6**	**Faible à Moyen**
IO	**[13 - 125]**	**43.47**	**-**
IP	**-**	**-**	**-**
TMAX	**[420 - 535]**	**438.24**	**Zone à Huile**

- **Sondage MKS-1 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 45 échantillons (45 cuttings), au niveau du sondage MKS-1, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.15-3.54]**	**0.64**	**Faible à Très Bon**
S1	**[0.03 –1.03]**	**0.46**	**Faible à Bon**
S2	**[0.21–1.4]**	**0.83**	**Faible**
IH	**[33-247]**	**100.8**	**Faible à Moyen**
IO	**[34-117]**	**110.15**	**-**
IP	**-**	**-**	**-**
TMAX	**[406-488]**	**435.5**	**Zone à Huile**

- **Sondage EK-1 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 55 échantillons (42 cuttings + 13 carottes), au niveau du sondage EK-1, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.19-1.27]**	**0.42**	**Faible à Bon**
S1	**[0.02–0.43]**	**0.17**	**Faible**
S2	**[0.03–0.68]**	**0.20**	**Faible**
IH	**[7-161]**	**42.56**	**Faible à Moyen**
IO	**[10-173]**	**57.1**	**-**
IP	**-**	**-**	**-**
TMAX	**[408-501]**	**441.33**	**Zone à Huile**

- **Sondage RNNE-1 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 08 échantillons (6 cuttings + 2 carottes), au niveau du sondage RNNE-1, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.21-1.09]**	**0.74**	**Faible à Bon**
S1	**[0.24–0.47]**	**0.32**	**Faible**
S2	**[1.76–4.27]**	**3.08**	**Faible à Moyen**
IH	**[216-405]**	**329.5**	**Moyen à Bon**
IO	**[117-160]**	**143.16**	**-**
IP	**-**	**-**	**-**
TMAX	**[425-438]**	**432**	**Zone Immature**

- **Sondage RAS-1 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 34 échantillons (18 cuttings + 16 carottes), au niveau du sondage RAS-1, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.17-5.02]**	**0.66**	**Faible à Excellent**
S1	**[0.1–2.54]**	**0.50**	**Faible à Trés Bon**
S2	**[0.15-6.72]**	**1.01**	**Faible à Bon**
IH	**[23-173]**	**92.17**	**Faible à Moyen**
IO	**[44-242]**	**144.66**	**-**
IP	**[0.21–0.29]**	**0.25**	**-**
TMAX	**[416-446]**	**431.5**	**Zone Immature**

- **Sondage RA-4 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 34 échantillons (25 cuttings + 9 carottes), au niveau du sondage RA-4, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.27-4.95]**	**1.10**	**Faible Excellent**
S1	**[0.04-1.27]**	**0.36**	**Faible à Bon**
S2	**[0.19-4.57]**	**2.52**	**Faible à Moyen**
IH	**[51-602]**	**230.5**	**Faible à Excellent**
IO	**[18-172]**	**65.96**	**-**
IP	**[0.11-0.53]**	**0.30**	**-**
TMAX	**[412-450]**	**436.82**	**Zone à Huile**

- **Sondage MAT-1 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 68 échantillons (59 cuttings + 9 carottes), au niveau du sondage MAT-1, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.15-9.8]**	**1.17**	**Faible à Excellent**
S1	**[0.05–0.69]**	**0.38**	**Faible à Moyen**
S2	**[0.05–7.34]**	**3.63**	**Faible à Bon**
IH	**[16-741]**	**351.49**	**Faible à Excellent**
IO	**[7-535]**	**101.81**	**-**
IP	**[0.19–0.37]**	**0.30**	**-**
TMAX	**[407-526]**	**431.93**	**Zone Immature**

- **Sondage DRA-1 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 43 échantillons (24 cuttings + 19 carottes), au niveau du sondage DRA-1, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.12-3.67]**	**0.71**	**Faible à Très Bon**
S1	**[0.06-0.55]**	**0.26**	**Faible à Moyen**
S2	**[0.11–5.75]**	**1.51**	**Faible à Bon**
IH	**[5-606]**	**211.92**	**Faible à Excellent**
IO	**[3-123]**	**49.04**	**-**
IP	**[0.21–0.39]**	**0.32**	**-**
TMAX	**[406-534]**	**432.82**	**Zone Immature**

- **Sondage AZS-1 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 33 échantillons (33 cuttings), au niveau du sondage AZS-1, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.26-0.88]**	**0.45**	**Faible à Moyen**
S1	**[0.09–0.24]**	**0.25**	**Faible**
S2	**[0.21–0.46]**	**0.30**	**Faible**
IH	**[33-92]**	**46.22**	**Faible**
IO	**[19-70]**	**47.22**	**-**
IP	**-**	**-**	**-**
TMAX	**[429-495]**	**477.12**	**Zone à Gaz**

- **Sondage RNSW-3 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 71 échantillons (71cuttings), au niveau du sondage RNSW-3, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.44-3.45]**	**1.32**	**Faible à Très Bon**
S1	**[0.1–1.2]**	**0.46**	**Faible à Bon**
S2	**[0.33–8.77]**	**3.44**	**Faible à Bon**
IH	**[21-943]**	**295.5**	**Faible à Excellent**
IO	**[6-206]**	**91.28**	**-**
IP	**-**	**-**	**-**
TMAX	**[412-480]**	**433.81**	**Zone Immature**

- **Sondage RNSW-1 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 57 échantillons (57 cuttings), au niveau du sondage RNSW-1, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.12-3.19]**	**1.22**	**Faible à Très Bon**
S1	**[0.09–1.36]**	**0.46**	**Faible à Bon**
S2	**[0.39–4.92]**	**1.76**	**Faible à Moyen**
IH	**[26-415]**	**148.33**	**Faible à Bon**
IO	**[22-158]**	**74.5**	**-**
IP	**-**	**-**	**-**
TMAX	**[413-468]**	**430.13**	**Zone Immature**

- **Sondage MKSW-1 :**

Les résultats d'analyse géochimique de 25 échantillons (13 cuttings + 12 carottes), au niveau du sondage MKSW-1, sont traités comme suit :

	Min / Max	Moyenne	Classification
COT	**[0.3-0.96]**	**0.59**	**Faible à Moyen**
S1	**[0.09–0.66]**	**0.24**	**Faible à Moyen**
S2	**[0.19–2.99]**	**1.01**	**Faible à Moyen**
IH	**[40-421]**	**159.28**	**Faible à Bon**
IO	**[10-221]**	**88.88**	**-**
IP	**[0.19–0.49]**	**0.35**	**-**
TMAX	**[409-460]**	**440.69**	**Zone à Huile**

II. La roche mère silurienne :

La roche mère silurienne épaisse de 20 à 1020 m, est constituée essentiellement d'argile avec parfois des passées de grés, très riche en Brachiopodes, Gastéropodes et Graptolites, qui représentent des indices d'un milieu marin dans toute la plateforme Saharienne.

Le Silurien qui représente la principale source d'hydrocarbure en Algérie, est en réalité très différencié sur le plan lithologique. L'intervalle de l'intérêt majeur de notre recherche pétrolière est représenté par le Silurien argileux. Ces argiles sont noires, parfois grises siliceuses et finement micacées.

II.1 Evaluation des caractéristiques de la roche mère silurienne :

L'évaluation régionale des différentes caractéristiques de la roche mère silurienne se fait a partir des données géochimiques (Tableau 13) issues des résultats d'analyse de la matière organique au niveau des sondages précédents. Cette évaluation nécessite l'établissement des différentes cartes (isopaques, iso-COT, iso-Tmax et iso-S2) et les diagrammes (COT, S1 et S2/ Prof, IH/ IO et IH/ Tmax).

Puits	Cordonnées		Intervalle de Prof	EPAIS	COT	S2	PP	IH	Tmax
	X	Y							
ELA-1	273990	3252720	2882-3466	584	2,19	1,42	1,63	59,6	438,24
MKS-1	268609	3261728	2553-3112	559	0,64	0,83	1,29	100,8	435.5
EK-1	239697	3239170	1964-3115	1151	0,42	0,2	0,37	42,56	441.33
RNNE-1	287255	3292663	2860-2887	27	0,74	3,08	3,4	329,5	432
RAS-1	281659	3260797	3168-3496	328	0,66	1,01	1,11	99,88	431.5
RA-4	286516	3266606	3104,3-3540	435,7	1,1	2,52	2,88	230,5	436,82
MAT-1	260918	3250072	2415-3065	650	1,16	3,63	4,01	351,49	431,93
DRA-1	261891	3264586	2489,3-3505,7	1016,4	0,71	1,51	1,77	211,92	432.82
AZS-1	234771	3276907	2078-2705	627	0,45	0,3	0,55	46,22	477.12
RNSW-3	272663	3273221	2887-3728	841	1,32	3,44	3,9	295,5	433.81
RNSW-1	276827	3279704	2907-3645	738	1,22	1,76	2,22	148,41	430.13
MKSW-1	264066	3257264	2580,2-3103	522,8	0,58	1,01	1,25	159,28	440,69

Tableau 13 : Valeurs moyennes des paramètres géochimiques de la pyrolyse Rock-Eval 6 de la roche silurienne de la région de Rhourde Nouss

II.1.1 L'épaisseur du silurien de Rhourde Nouss :

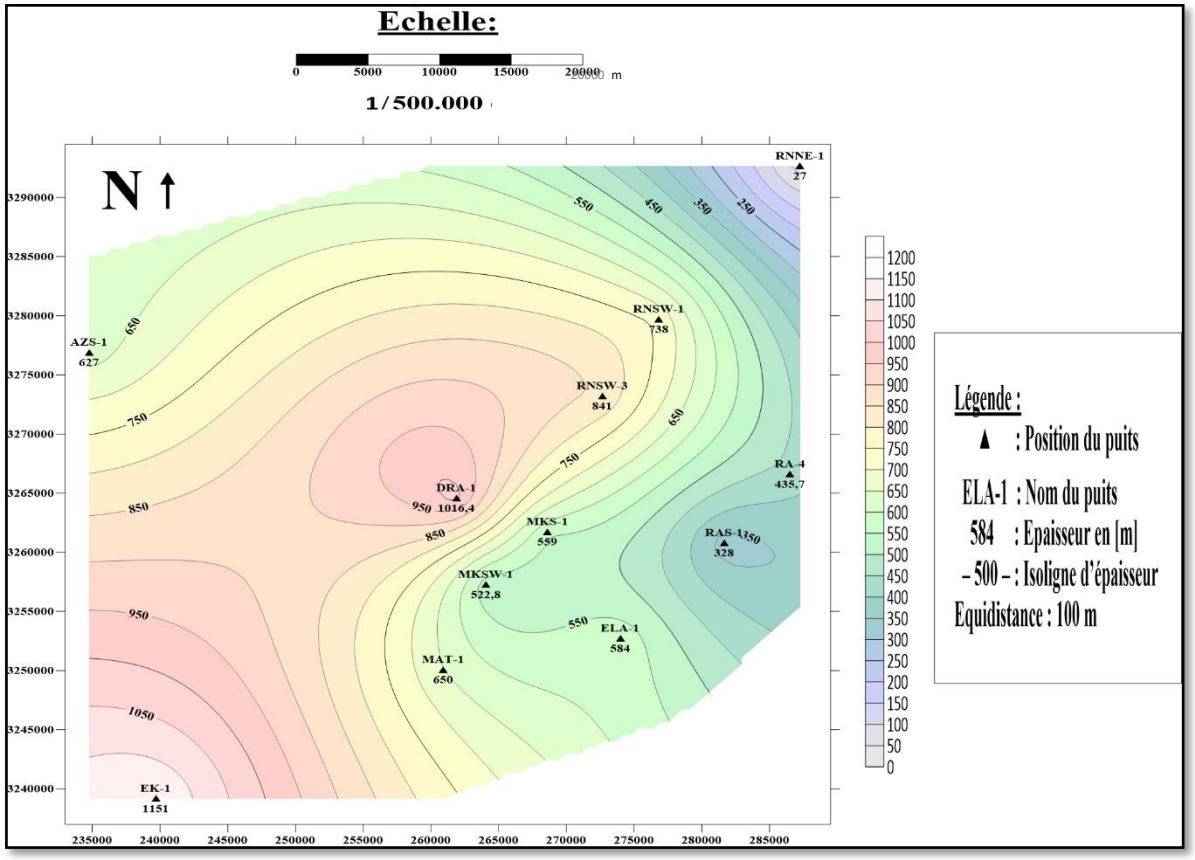


Figure 20 : Carte en Isopaques de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

L'analyse de cette carte en isopaques (Figure 20) montre que l'épaisseur du Silurien dans la région étudiée est variable d'une zone à une autre, mais on remarque une augmentation régulière du Nord-Est où se trouve l'épaisseur minimale 27 m au niveau de puits RNNE-1, vers le Sud-Ouest où se présente l'épaisseur maximale 1151 m au niveau de puits EK-1. Au-delà, à l'Est et à l'Ouest on remarque des épaisseurs moyennes.

L'augmentation d'épaisseur du Nord-Est au Sud-Ouest, est due à la présence d'une subsidence différentielle qui a affecté la région au cours du Paléozoïque.

II.1.2 Richesse en matière organique :

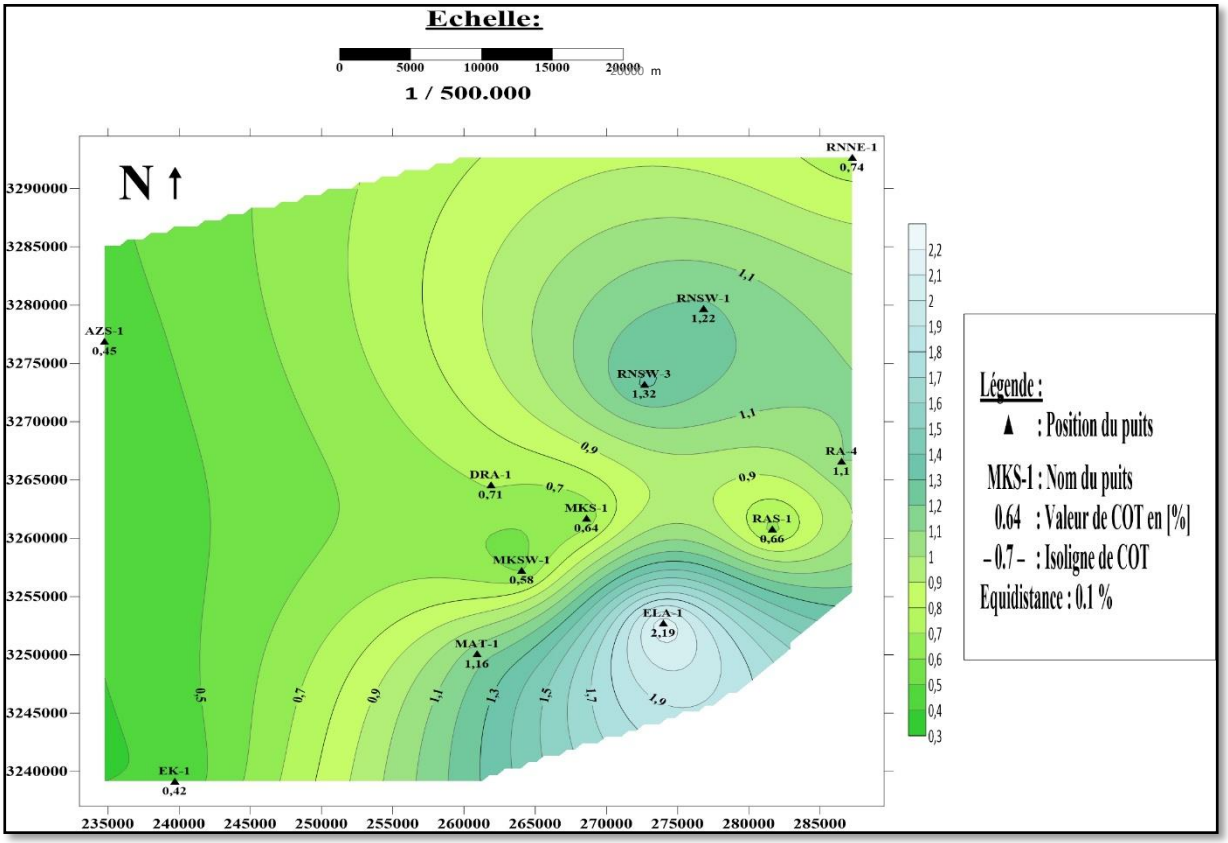


Figure 21 : Carte en Iso-COT de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

L'analyse de répartition des COT moyens du Silurien (Figure 21), montre une richesse faible à l'Ouest, avec la présence de la valeur minimale de 0.42 % au Sud-Ouest, au niveau du puits EK-1. En allant vers l'Est, on remarque une augmentation jusqu'à la valeur maximale de 2.19 % (richesse très bonne) au niveau de puits ELA-1 au Sud-Est. Cette augmentation est marquée par un passage d'une richesse moyenne à bonne.

Les faibles teneurs sont en rapport avec les conditions de sédimentation (milieu oxydant et sédimentation grossière) et géodynamiques (instabilité verticale de la dorsale et magmatisme) (Chaouche, A. 1992).

II.1.3 Potentiel pétrolier :

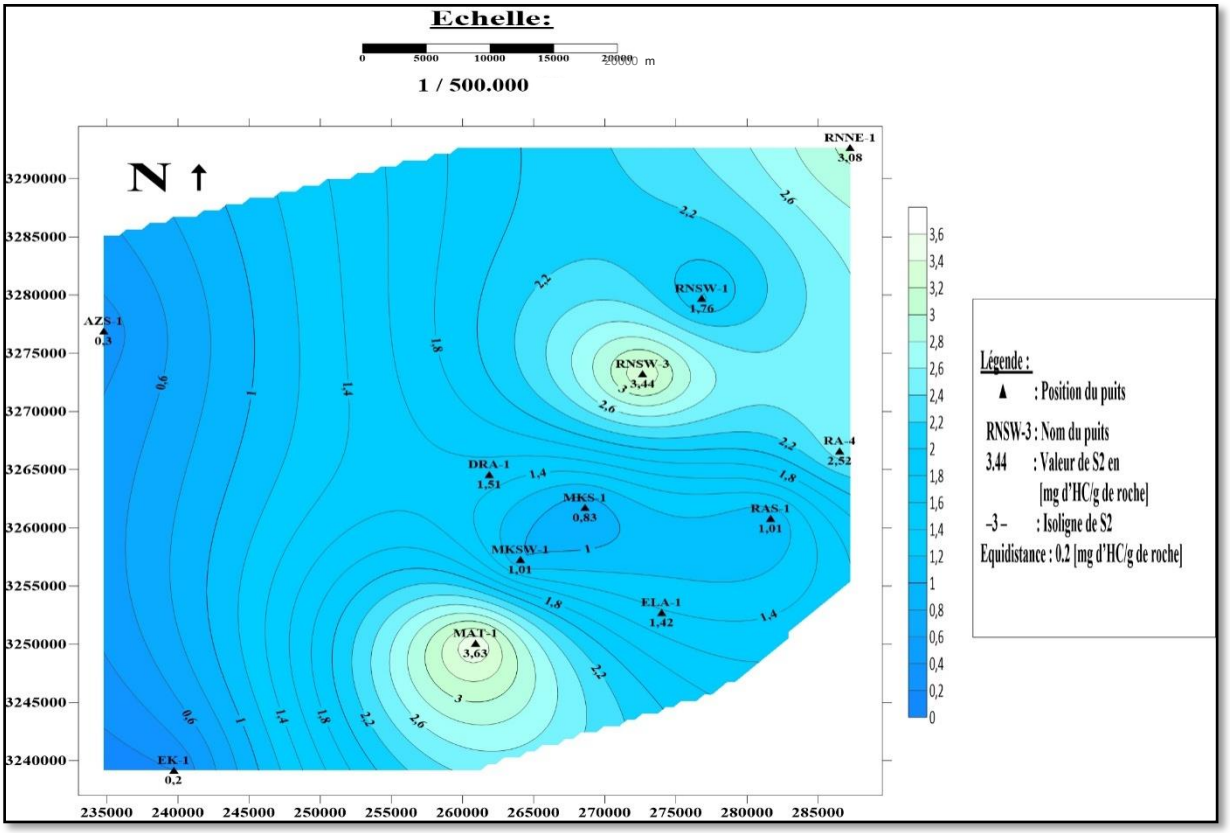


Figure 22 : Carte en Iso-S2 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

La carte en Iso-S2 (Figure 22) montre des valeurs faibles à moyennes le long de la zone d'étude, avec la présence d'une valeur minimale de 0.2 mg d'HC/ g de roche au niveau du sondage EK-1 au Sud-Ouest. En allant vers l'Est, on remarque une augmentation du potentiel pétrolier jusqu'à 3.63 mg d'HC/ g de roche au niveau du sondage MAT-1 dans la partie Sud. Le reste de la zone représente des valeurs faibles, sauf trois valeurs : une de 2.52 mg à l'Est (RA-4) et deux au Nord-Est de 3.44 mg (RNSW-3) et de 3.08 mg (RNNE-1).Le potentiel pétrolier présente une relation proportionnelle avec la richesse en COT.

II.1.4 Type de la matière organique :

La détermination du type de la matière organique permet de visualiser l'origine et les conditions de dépôts de la roche mère, ainsi que le potentiel pétrolier de cette dernière. Cette étude nécessite l'interprétation des diagrammes IH/ IO (Figure 23) et IH/ Tmax (Figure 24).

- **Diagramme IH/ IO :**

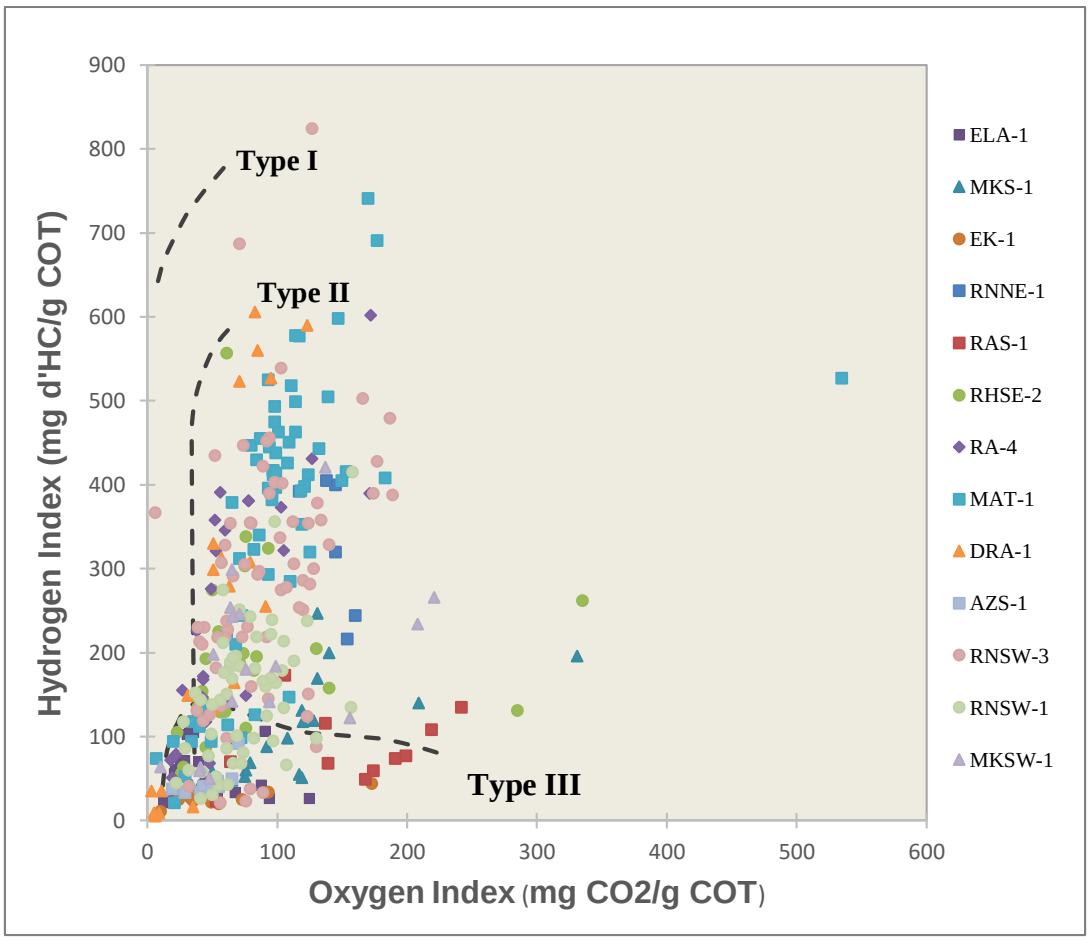


Figure 23 : Diagramme IH/ IO de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

Le diagramme IH/ IO met en évidence le type de la matière organique de notre roche mère silurienne. Tout d'abord, on remarque deux zones de concentration des points, la première zone est délimitée par des valeurs d'index d'hydrogène comprises entre 0 et 150 mg d'HC/ g COT, cette zone correspondant à une matière organique de type III (ELA-1, RNSW-1, MKS-1, EK-1 et RAS-1). La deuxième zone est délimitée par des valeurs d'index d'hydrogène élevées comprises entre 150 et 600 mg d'HC/ g COT, cette zone correspond à une matière organique de type II (RNNE-1, MKSW-1, RNSW-3, DRA-1, RHSE-2 et MAT-1).

Le nuage des points dans la zone définie par une matière organique de type III est anormal vu que le Silurien est déposé dans un milieu marin, caractérisé par l'absence de matériel continental. Cette anomalie peut être expliquée par une forte oxydation des sédiments due à des valeurs relativement élevées en index d'oxygène (100-200mg CO2/ g

COT) pendant leur transport vers le milieu de dépôts au cours de la diagénèse (M, Sadaoui,. S, Benayad., S, Yesbaa. And D, Messari., 2017).

- **Diagramme IH/ Tmax :**

Le diagramme IH/ Tmax représente la relation entre l'indice d'hydrogène (IH) et la Tmax afin de déterminer les stades d'évolution de la matière organique, il permet aussi de faire une corrélation avec le diagramme IH/ IO pour confirmer les types de la matière organique.

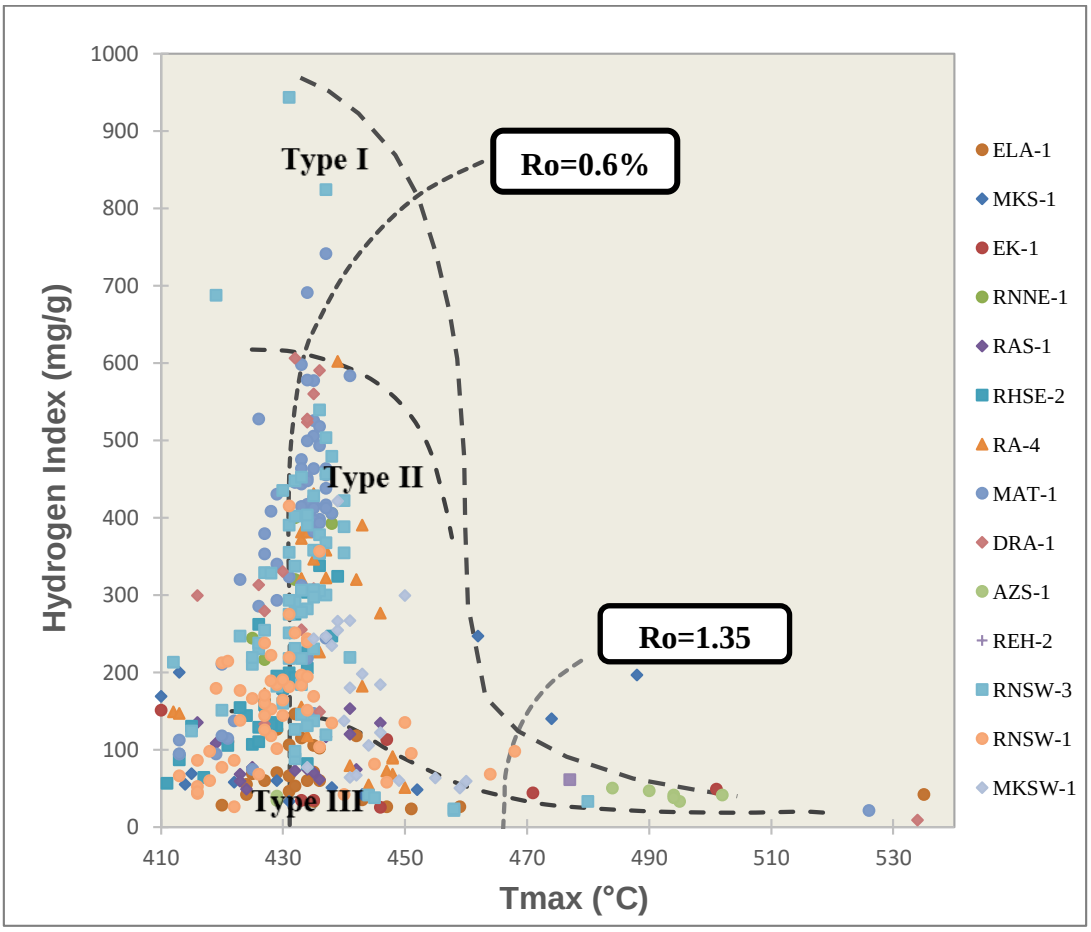


Figure 24 : Diagramme IH/ Tmax de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

L'analyse de ce diagramme montre une concentration de la majorité des points autour, de l'axe représentant la fin de la phase immature et le début de la phase à huile. Les échantillons correspondant au sondage RNNE-1 représentent une phase immature, tandis que la majorité des échantillons des sondages RA-4 et MKSW-1 indiquent une phase à huile. Le reste des sondages représentent une maturité en début de phase à huile, sauf un seul sondage AZS-1 qui représente une maturité en phase à gaz.

D'après l'index d'hydrogène (IH) on remarque la même distribution et les mêmes zones de concentration (type II et type III).

L'analyse de ce diagramme est en parfait concordance avec celle du diagramme précédent, le fait d'avoir la matière organique de type III, qui peut être expliqué par une mauvaise qualité des échantillons, car la majorité sont des cuttings qui peuvent être contaminés au cours du forage.

II.2 Evolution des caractéristiques de la roche mère silurienne en fonction de la profondeur :

Pour une étude plus précise de la matière organique de notre roche mère silurienne, et après l'étude d'évaluation des caractéristiques de la roche à travers les cartes précédentes, on est obligé d'examiner l'évolution des caractéristiques de la roche mère silurienne en fonction de la profondeur, d'après les diagrammes COT, S1 et S2/ PROF (Figure 25, 26, 27, 28 et 29) de chaqu'un de nos sondages :

II.2.1 Sondage ELA-1 :

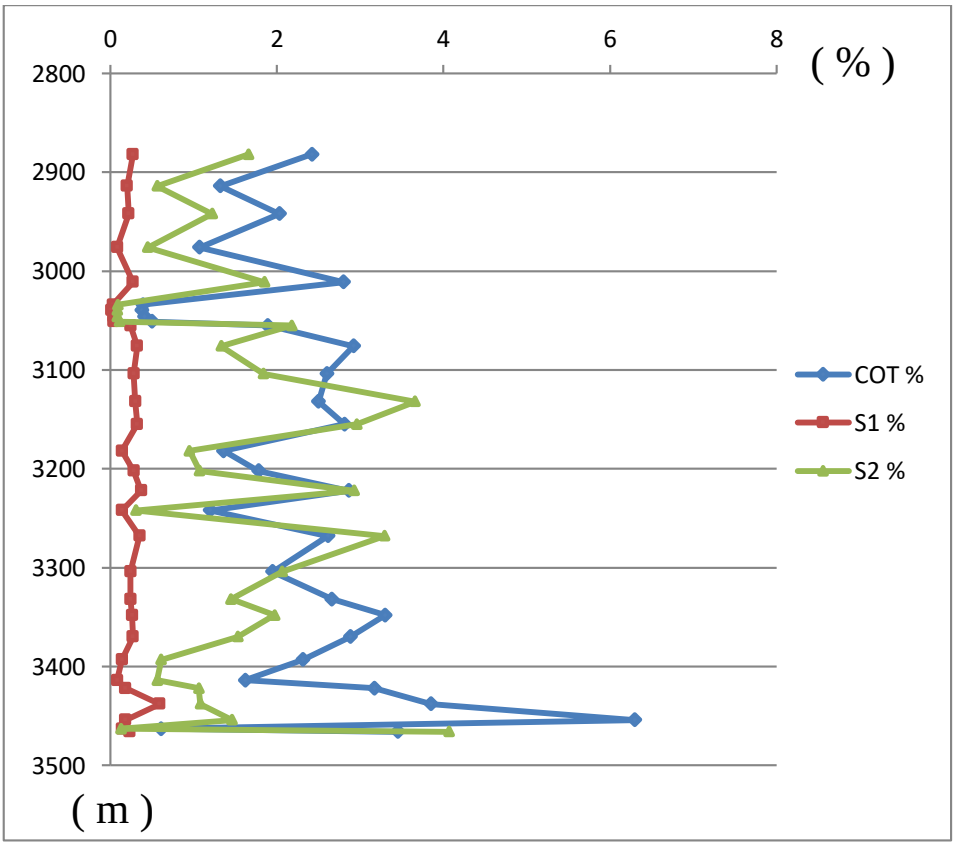


Figure 25 : Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage ELA-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

Le graphe d'évolution de COT, S1 et S2 en fonction de la profondeur, montre que les valeurs de COT varient de faibles (0.38 %) à excellentes (6.3 %) avec une augmentation dans l'intervalle argileux (3242m-3466m) jusqu'à la valeur maximale 6.3%, ainsi que les valeurs de S2 qui varient de faibles (0.08 mg HC/g de roche) à moyennes (4.07 mg HC/g de roche). On constate une augmentation proportionnelle de COT et S2.

II.2.2 Sondage MKS-1 :

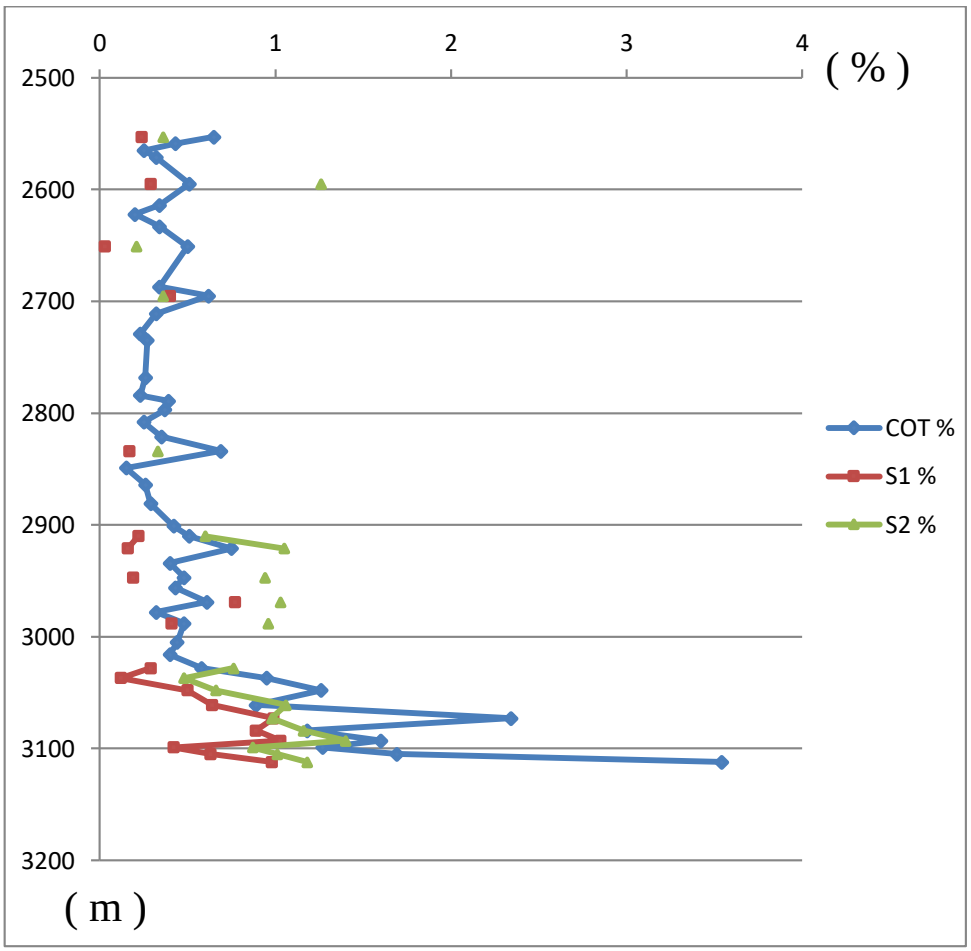


Figure 26 : Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage MKS-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

Le graphe d'évolution de COT, S1 et S2 en fonction de la profondeur, montre que les valeurs de COT varient de faibles (0.15 %) à très bonnes (3.54 %) avec une augmentation dans la formation argileuse (2849m-3112m) jusqu'à la valeur maximale 3.54 %, ainsi que des valeurs de S2 faibles (0.21-1.4 mg HC/g de roche) le long de la formation Silurienne.

II.2.3 Sondage EK-1 :

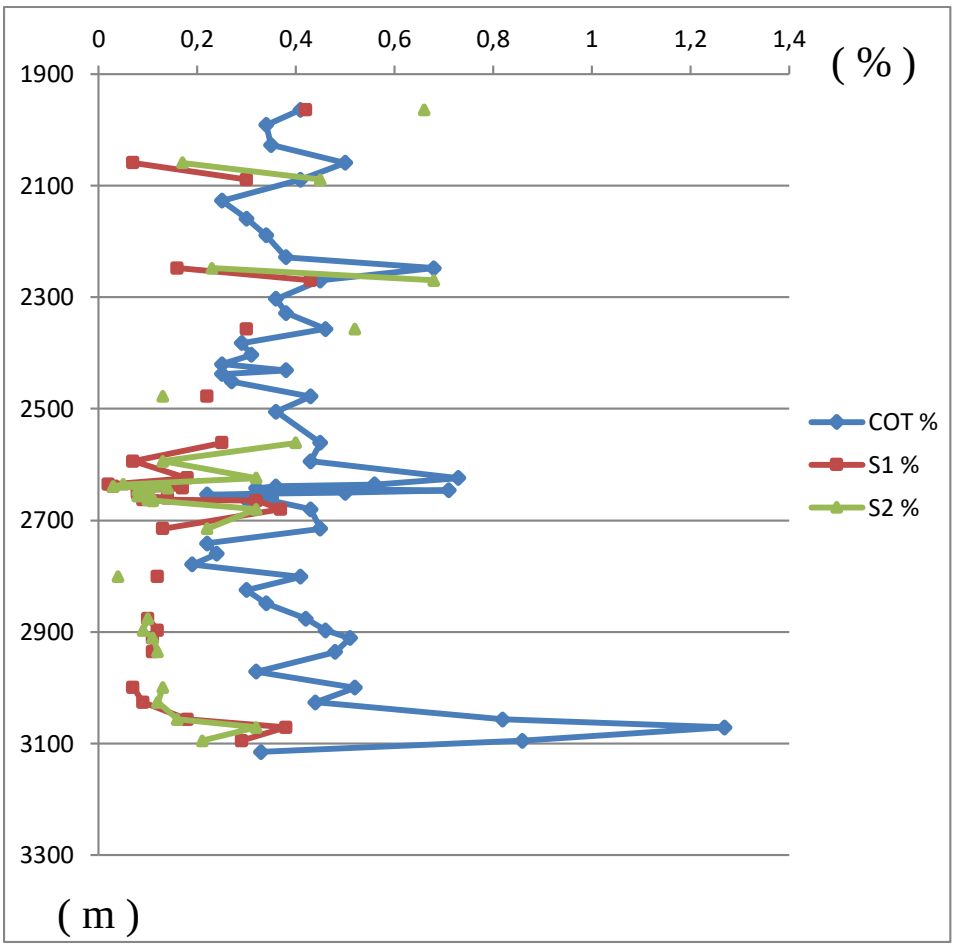


Figure 27 : Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage EK-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

Le graphe d'évolution de COT, S1 et S2 en fonction de la profondeur, montre une augmentation progressive des valeurs de COT, de faibles (0.19 %) à bonnes (1.27%) en descendant vers des profondeurs plus grandes. Les valeurs de potentiel pétrolier S2 sont faibles (0.03-0.68 mg HC/g de roche) le long de la formation échantillonnée.

II.2.4 Sondage MAT-1 :

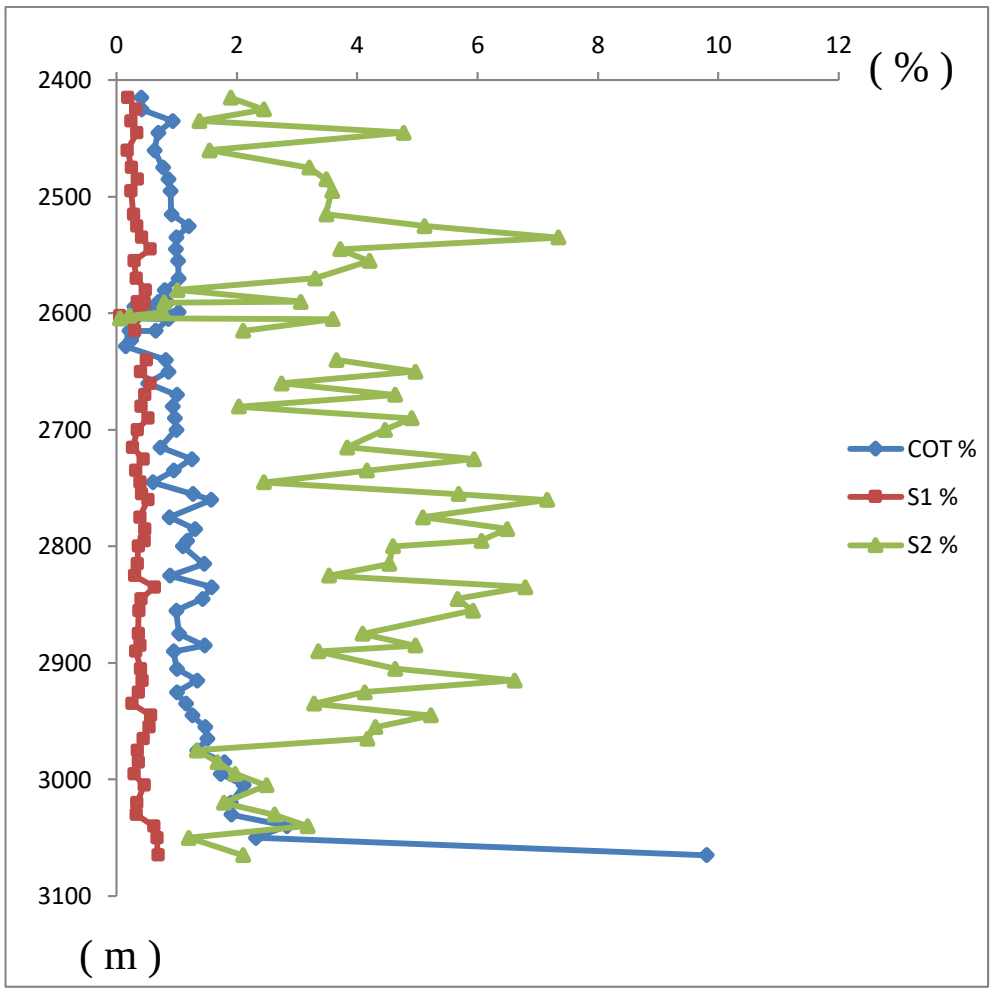


Figure 28 : Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage MAT-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

Le graphe d'évolution de COT, S1 et S2 en fonction de la profondeur, montre que les valeurs de COT varient de faibles (0.15 %) à excellentes (9.8 %) avec une augmentation dans l'intervalle argileux (2890m-3065m) jusqu'à la valeur maximale 9.8 %, ainsi que les valeurs de S2 qui varient de faibles (0.05 mg HC/g de roche) à bonnes (7.34 mg HC/g de roche).

II.2.5 Sondage RNSW-3 :

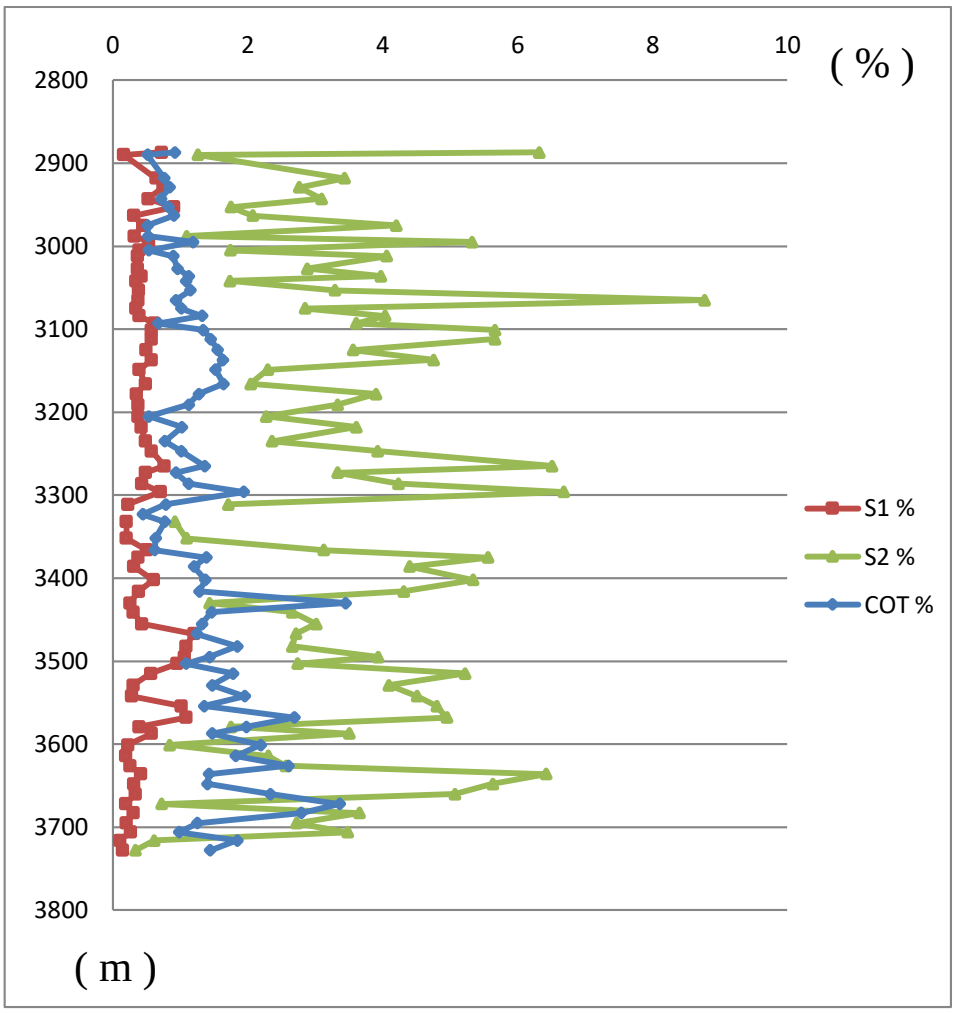


Figure 29 : Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage RNSW-3 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

Le graphe d'évolution de COT, S1 et S2 en fonction de la profondeur, montre que les valeurs de COT varient de faibles (0.44 %) à très bonnes (3.45 %) avec une augmentation progressive en rentrant dans la formation argileuse (3441m-3728m), d'autre part on remarque des teneurs en S2 qui varient de faibles (0.33 mg HC/g de roche) à bonnes (8.77 mg HC/g de roche).

- **Remarque :**

La majorité de nos échantillons sont des cuttings qui ne sont pas lavés de la boue avant l'opération de la pyrolyse, donc les valeurs de S1 ne sont pas significatives et on ne peut pas les priser en considération.

Les teneurs relativement élevées en COT dans l'intervalle argileux, impliquent des conditions particulières de préservation de la matière organique au moment de dépôt (beaucoup de matière organique produite dans les océans et la diminution de l'oxygène nécessaire pour la dégradation de la matière organique).

Les teneurs faibles en S2 sont dues à la maturité en phase à huile qui a déjà consommé une partie du potentiel de la roche mère en matière organique, par contre les teneurs élevées sont dues à une phase immature avec une richesse bonne en COT. Le potentiel pétrolier représente les résidus de craquage de la matière organique, donc la variation de ce dernier est en relation avec la richesse en COT et la maturité.

II.3 Degré de maturité de la matière organique :

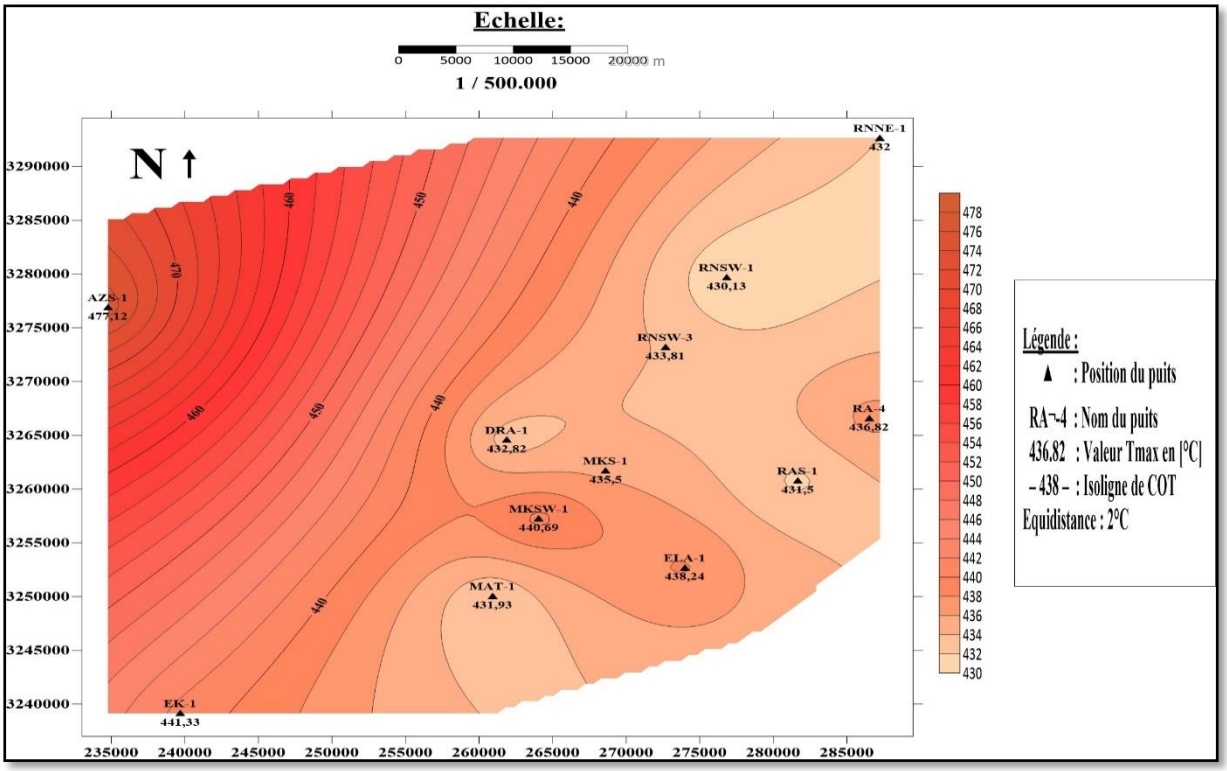


Figure 30 : Carte en Iso-Tmax de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

La répartition des Tmax moyennes dans le Silurien (Figure 30) montre une variation de maturité de l'Est vers l'Ouest. A l'Est on remarque la présence de deux phases, la première, une phase immature (Tmax < 435°C) avec une valeur minimale de 430.13°C au niveau du puits RNSW-1 dans le Nord-Est, l'autre représente une phase à huile (435°C < Tmax< 460°C) au Sud-Est, représentée par les puits RA-4, ELA-1, MKS-1 et MKSW-1. Dans

la zone Ouest on remarque une autre extension de la phase à huile au niveau du puits EK-1 (Tmax moyen = 441.33°C) au S-W, par contre au N-W on a une phase de gaz à condensât représentée par un seul puits AZS-1 avec une Tmax moyenne de 477.12°C.

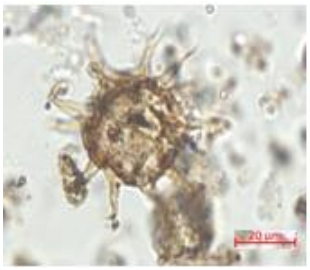
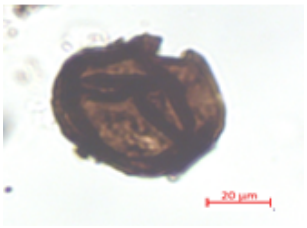
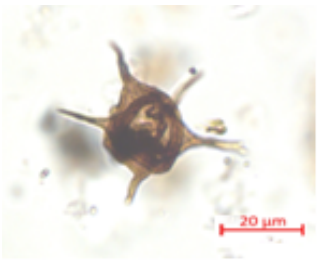
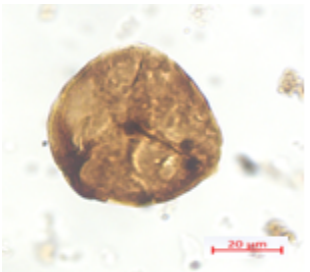
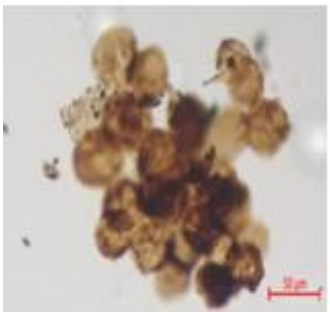
II.4 La microscopie :

La microscopie a pour objet d'estimer la maturité à l'aide de l'index d'altération thermique (IAT) et de déterminer le type de la matière organique à travers des observations microscopiques en lumière transmise. Ces observations montrent que le kérogène se subdivise en deux fractions :

- **Une matière organique amorphe :** Sans structure reconnaissable, elle constitue la source principale d'hydrocarbure riche en hydrogène.
- **Une matière organique figurée :** Composée de particules organiques identifiables en palynologie (Acritarches, Graptolite, Spores, Algues et Chitinozoaires).

    - **Acritarches :** Ils font partie du monde des algues et appartiennent au milieu aquatique notamment marin.
    - **Graptolites :** Ce sont des organismes marins et considérés suivant le groupe, comme marins benthiques ou comme marins planctoniques.
    - **Spores :** ce sont des éléments de la reproduction des protozoaires, de certaines plantes marines et terrestres et des champignons.
    - **Algues :** Ce sont des plantes exclusivement aquatiques mais plus répandues dans les environnements marins.
    - **Chitinozoaires :** Ce sont des microorganismes habituellement associés aux milieux marins.

Le tableau 14 montre les valeurs d'IAT estimées des différents échantillons au niveau de 08 sondages :

Puits	Échantillon	IAT %	Type de palynomorphes	Images
ELA-1	3300 m - cuttings	2.8	Acritarche	
	3434 m - cuttings	3	Sporomorphe	
RAS-1	3259 m - Carotte	2,5-2,6	Spore	
RA-4	3406 m - Carotte	2,6 - 2,8	Acritarche	
	3421 m - Carotte	2,6 - 2,8	Spore	
RNSW-1	3408 m - Cuttings	2.8 - 3	Algue coloniale	

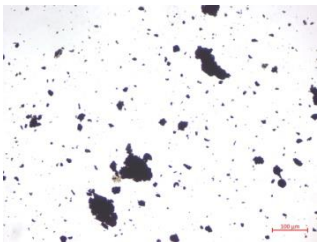
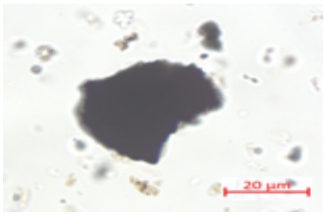
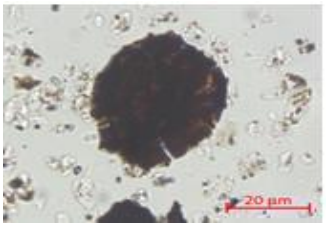
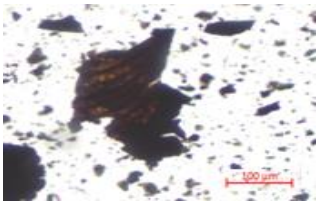
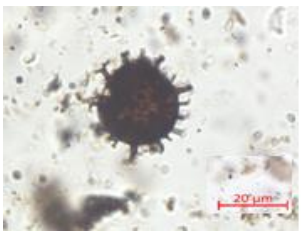
MAT-1	**2905 m - Cuttings**	**4,5 - 5**	**Un organofacies Over-mature**	
	3065 m - Cuttings	**4,5 - 5**	**Un organofacies Over-mature**	
DRA-1	**3350 m - Cuttings**	**3.1**	**Sporomorphe**	
	3480 m - Cuttings	**3.1**	**Graptolite**	
AZS-1	**2704 m - Cuttings**	**3 - 3,5**	**Acritarche**	
	2750 m - Cuttings	**3 - 3,5**	**Graptolite**	
MKSW-1	**3085 m - Cuttings**	**2,6 - 2,8**	**Spore altérée**	

Tableau 14 : Les différentes palynomorphes trouvées et leurs valeurs IAT estimées

II.4.1 Type de la matière organique :

L'observation microscopique des lames minces a révélé une quantité importante de la matière organique figurée et amorphe (Figure 31 et 32). Ces résultats confirment le type marin de la matière organique de notre région d'étude.

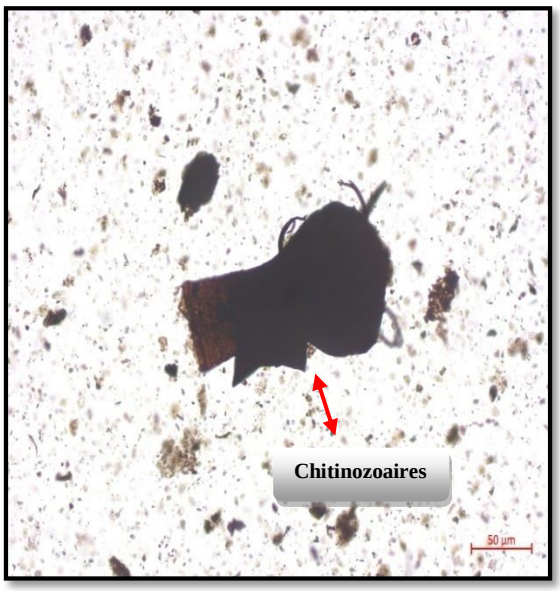


Figure 31 : Organofaciès bien conservés de type II (Puits AZS-1)

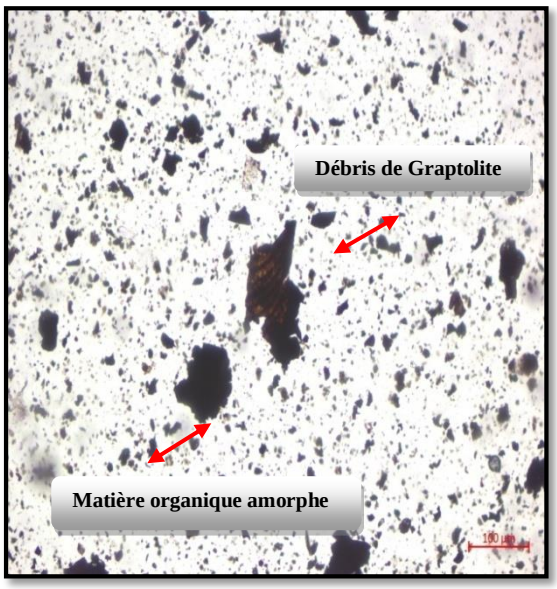


Figure 32 : Organofaciès mal conservés de type II (Puits DRA-1)

II.4.2 Carte en iso-maturité de la roche mère silurienne :

La carte en iso-IAT (Figure 33) montre une évolution régulière de la maturité de l'Est où se trouve une génération d'hydrocarbures en phase à huile présentée principalement par les puits RNSW-1, RA-4 et RAS-1, vers l'Ouest où on remarque une maturité en phase à condensât présentée par les puits DRA-1 et AZS-1. Au Sud on trouve un seul puits MAT-1 avec une valeur d'IAT maximale indiquant une phase over mature.

La maturité très avancée dans le puits MAT-1 n'a pas pu être démontrée par l'observation de palynomorphes et n'a été déduite que par l'état de la fraction amorphe. De ce fait, il reste un doute quant à ce résultat (aspect over mature) qui peut être causé également par une altération (oxydation) de la matière organique durant ou avant le dépôt. Ceci ne peut malheureusement pas être vérifié par manque de plus d'échantillons du puits MAT-1.

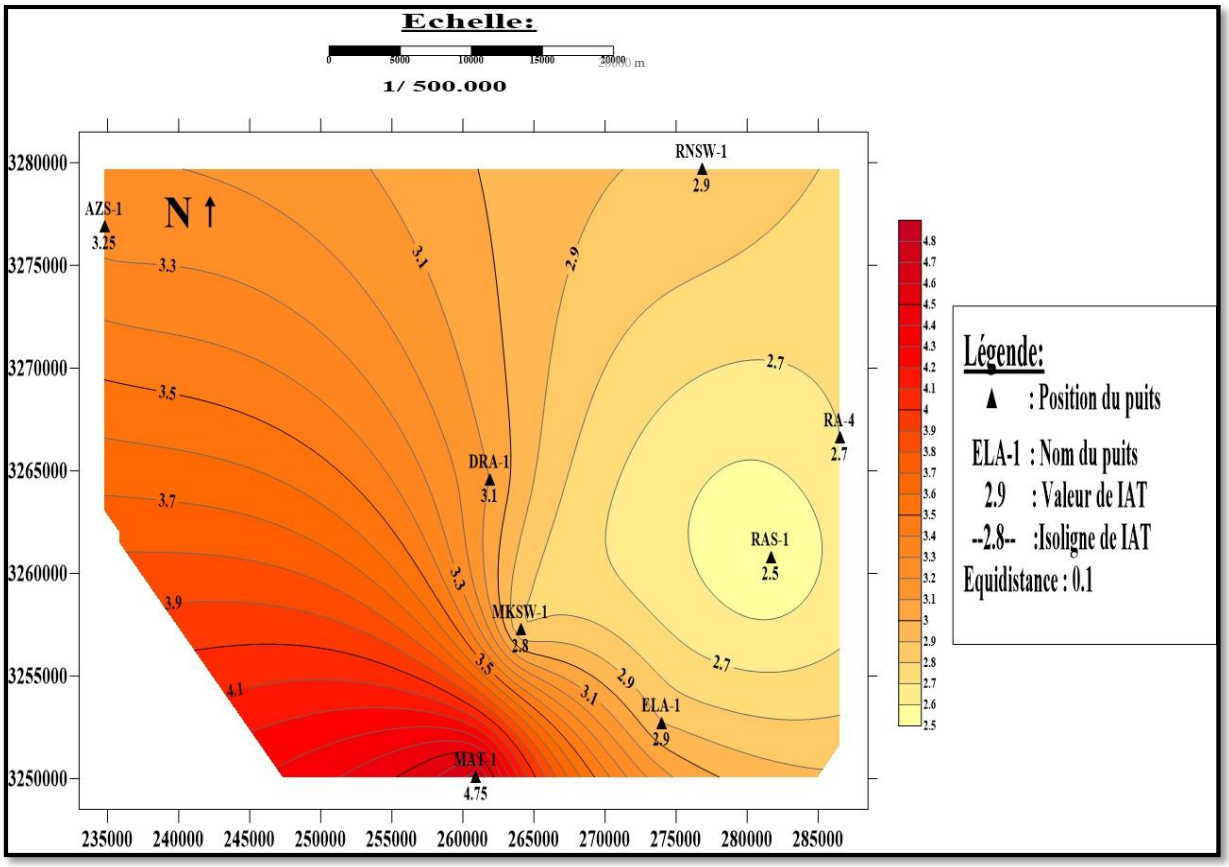


Figure 33 : Carte en iso-IAT de la roche mère Silurienne de la région de Rhourde Nouss

En comparant les deux cartes de maturité de Tmax (Figure 30) et de l'IAT (Figure 33), on remarque une évolution de la maturité identique dans les deux cartes qui varie de l'Est (phase à huile) vers l'Ouest (phase à condensât), mais on voit bien une différence entre elles si on prend les puits RNSW-1 et DRA-1 comme exemples, ses moyennes des valeurs de Tmax indiquent une phase immature, mais lorsque on applique une analyse microscopique pour ces échantillons on trouve des valeurs d'IAT indiquant une phase à huile et une phase à condensât. Le puits MAT-1 avec une moyenne des valeurs de Tmax qui indiquent une phase immature et des valeurs d'IAT qui montre une phase over mature aussi un bon exemple, mais comme on a expliqué précédemment il y a un doute pour sa maturité, donc on peut affirmer que la maturité de ce puits n'est pas over mature et que la couleur de la matière organique observée est due à une altération.

Les résultats de la maturité obtenus par l'IAT sont les plus fiables excepté du puits MAT-1 (matière organique amorphe altérée), car les résultats de la pyrolyse donne des valeurs de Tmax pour tous les échantillons de la matière organique incluant les cuttings contaminés, ce qui affecte les résultats et parfois les fausser. Par contre, l'analyse

microscopique représente une analyse sélective (on l'applique que sur la matière organique figurée).

Tant que la majorité de nos échantillons sont prélevés à partir des cuttings, donc c 'est important de confirmer les résultats de la pyrolyse à l'aide de l'analyse microscopique.

II.5 Les logs géochimiques :

Le log géochimique englobe l'ensemble des résultats de dosage du carbone et de la Pyrolyse Rock-Eval. Les logs géochimiques constituent un pas crucial vers la caractérisation des roches mères, car ils nous permettent une interprétation statistique des résultats (J. Espitalie et al, 1984), ainsi qu'une meilleure sélection des niveaux roche mère potentielle.

A partir des résultats des sondages ELA-1, RA-4, MAT-1, RNSW-1 et MKSW-1, on a résumé les différents paramètres géochimiques de notre roche mère silurienne à l'aide des logs géochimiques.

- **Log géochimique du puits ELA-1 (Figure 34) :**

L'analyse de ce log géochimique permet de distinguer deux intervalles :

Le premier de 2882 m à 3222 m (Silurien argilo-gréseux) caractérisé par des teneurs faibles à très bonnes de COT et des teneurs faibles à moyennes pour les paramètres de la pyrolyse. Les valeurs de Tmax ne sont pas significatives.

Le deuxième intervalle de 3242 m à 3466 m (Silurien argileux) caractérisé par des valeurs moyennes à excellentes de COT et des teneurs faibles à moyennes pour les paramètres de la pyrolyse. Les valeurs de Tmax indiquent une phase à huile.

- **Remarque :**

L'analyse des logs géochimique au niveau des sondages RA-4, MAT-1, RNSW-1 et MKSW-1 est la même que celle du puits ELA-1.

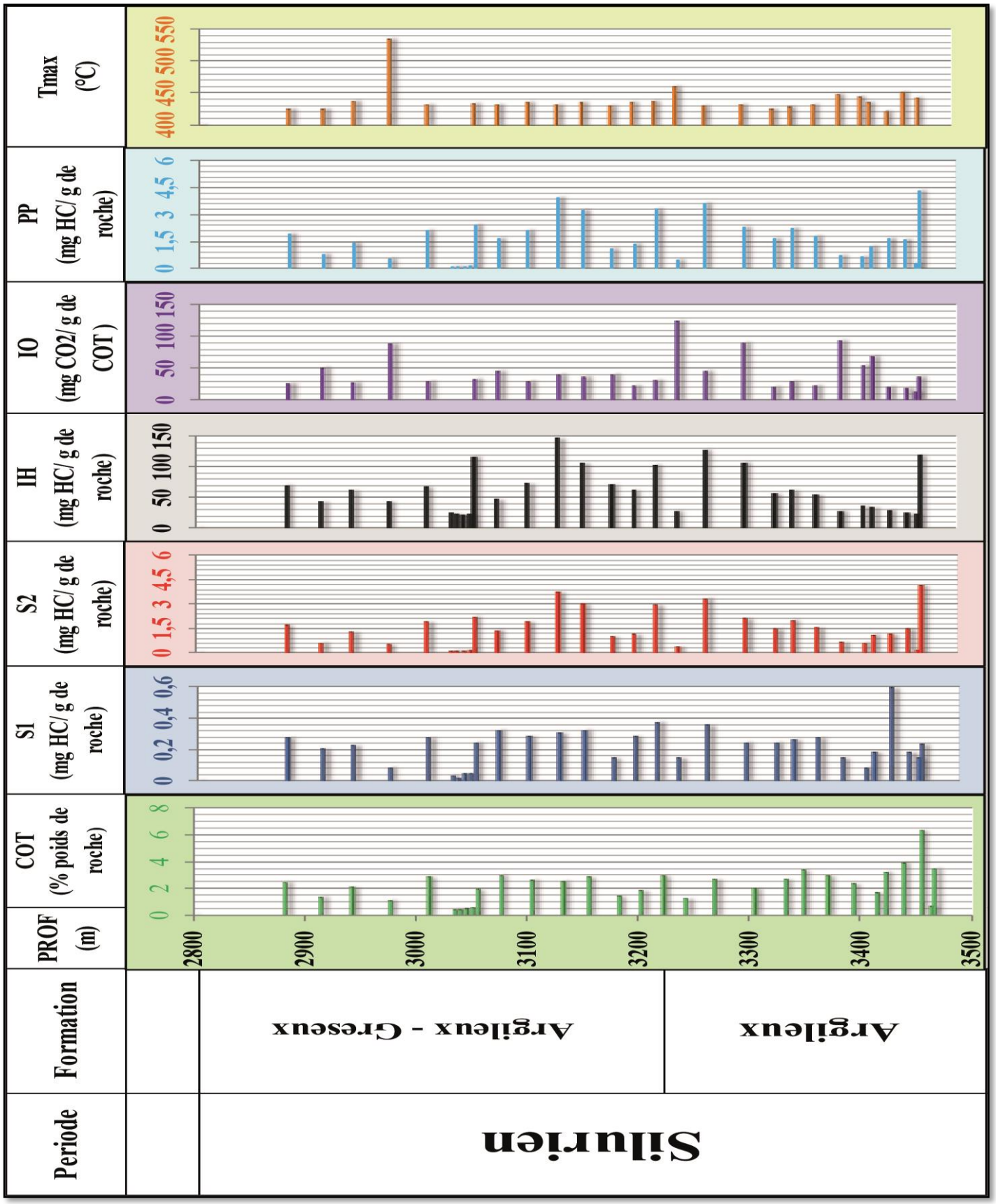


Figure 34 : Log géochimique du puits ELA-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

➢ **Log géochimique du puits RA-4 (Figure 35) :**

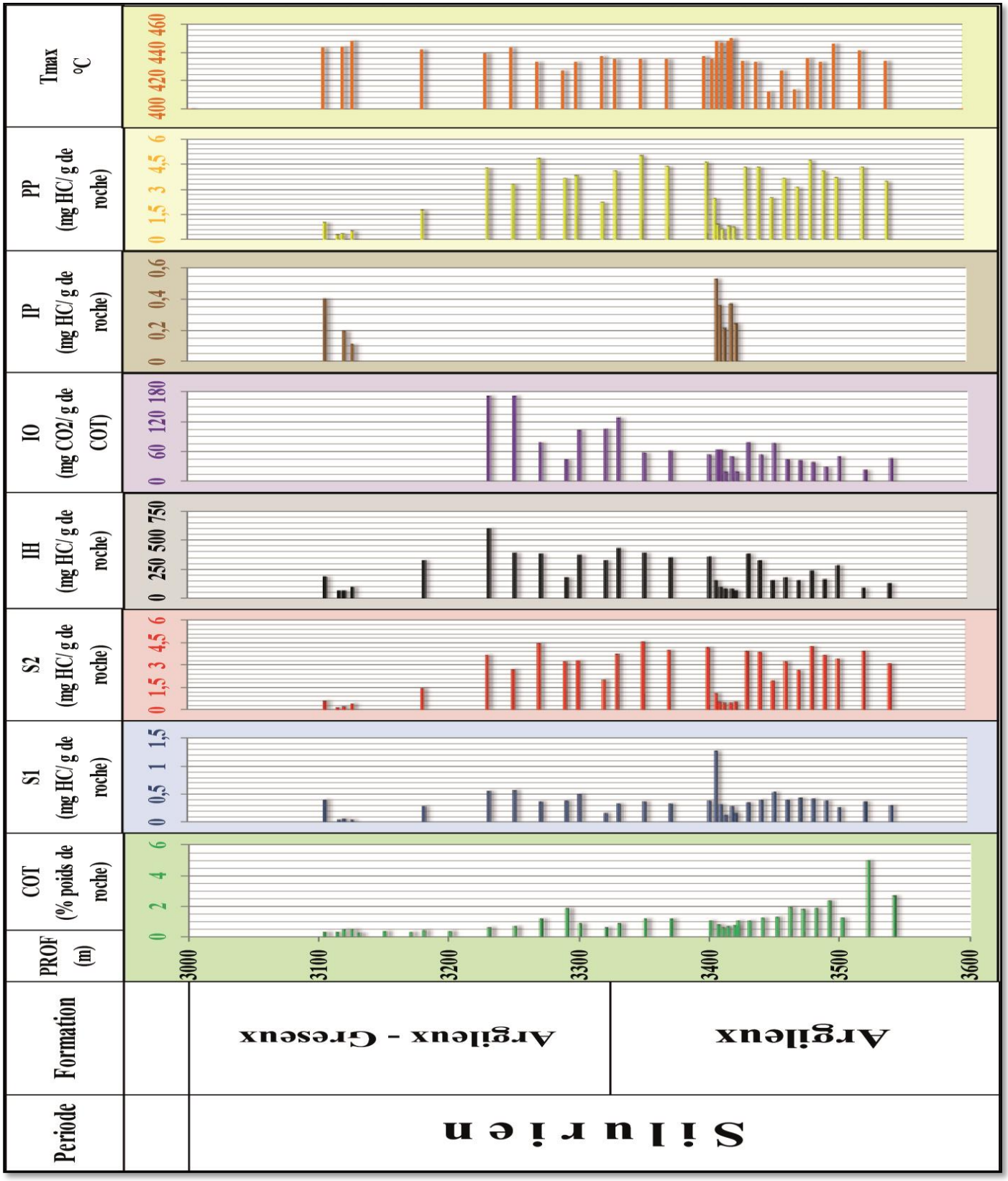


Figure 35 : Log géochimique du puits RA-4 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

➢ **Log géochimique du puits MAT-1 (Figure 36) :**

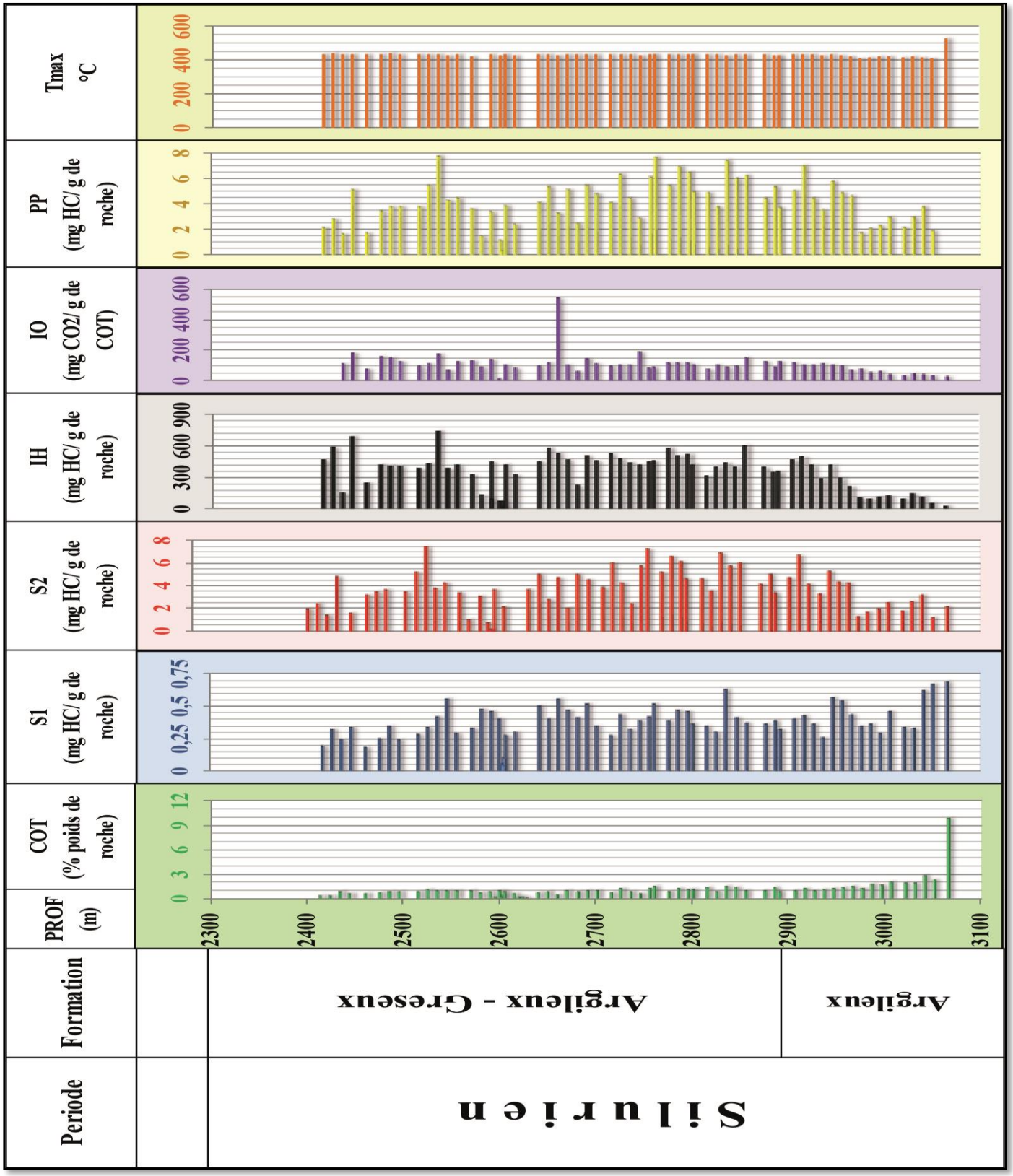


Figure 36 : Log géochimique du puits MAT-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

➢ **Log géochimique du puits RNSW-1 (Figure 37) :**

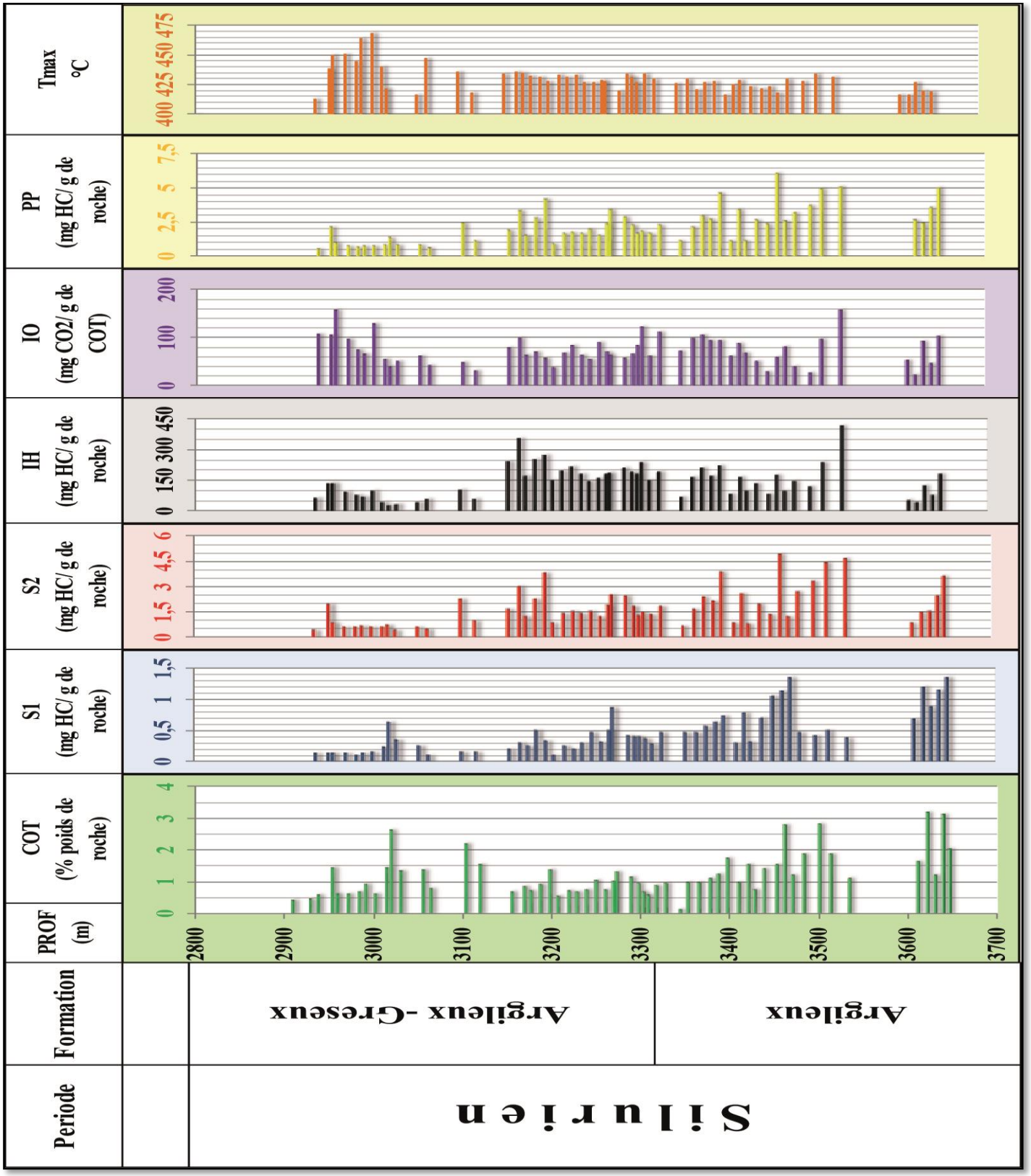


Figure 37 : Log géochimique du puits RNSW-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

➢ **Log géochimique du puits MKSW-1 (Figure 38) :**

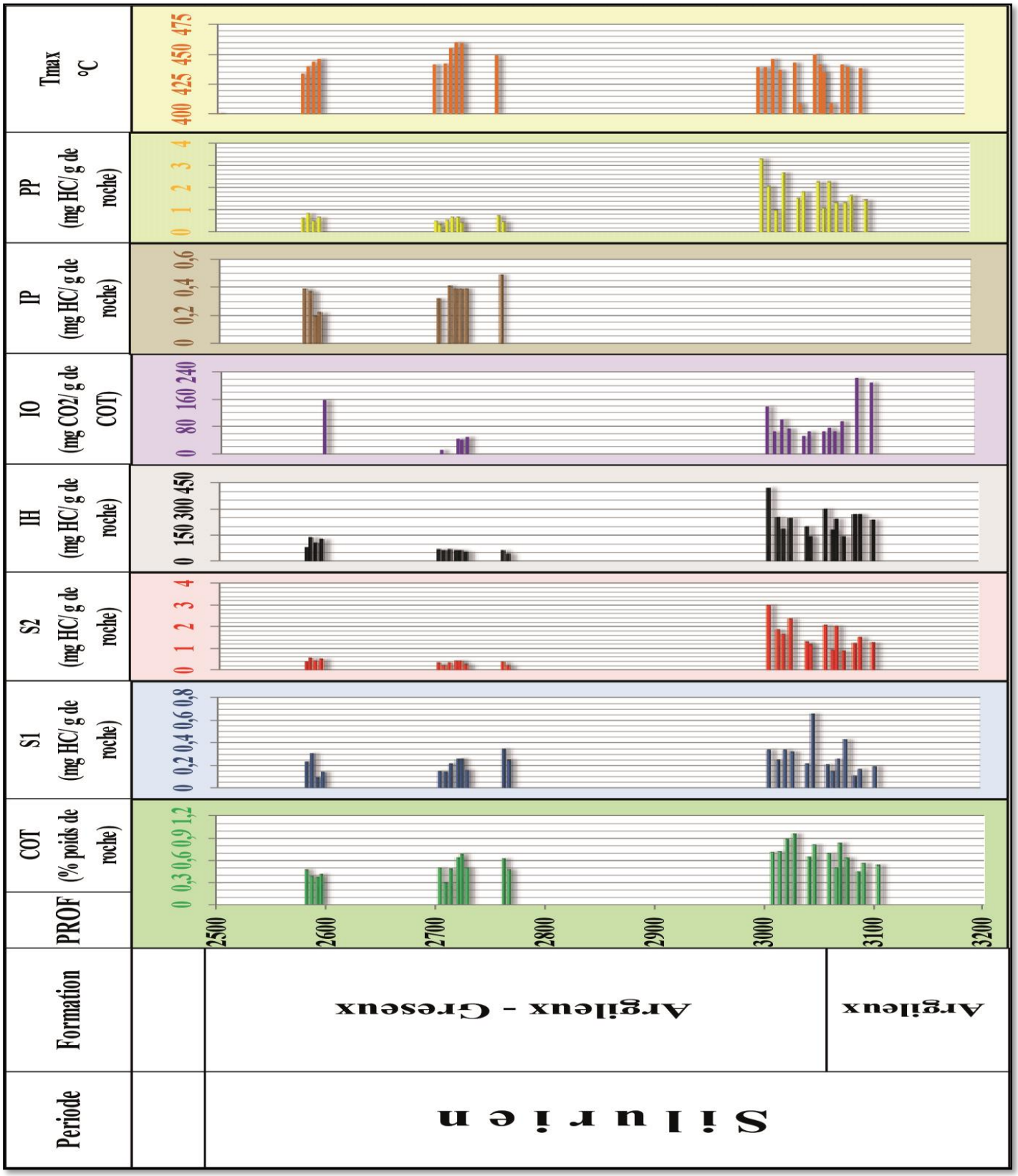


Figure 38 : Log géochimique du puits MKSW-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss

Chapitre IV

Modélisation géothermique et géochimique de la roche mère Silurienne

Introduction :

La modélisation est un ensemble de processus réalisés pour connaitre l'aspect dynamique de la roche mère et reconstituer l'histoire d'évolution géologique et géothermique de la matière organique. Elle permet aussi d'avoir une idée sur la genèse d'hydrocarbures et leur migration pendant les différentes phases d'enfouissement en se basant sur les données suivantes :

- La lithologie de la différente formation sédimentaire.
- L'histoire d'enfouissement du bassin (évolution de la profondeur en fonction du temps).
- L'histoire thermique du bassin (évolution de la température en fonction du temps.
- La nature des effluents hydrocarbures générés lors de la dégradation thermique de la matière organique afin d'établir des modèles cinétiques compositionnels (D. Al Saab, 2007).

La roche mère silurienne est considérée comme la roche mère principale de la région de Rhourde Nouss, donc l'objectif de cette modélisation consiste à déterminer les périodes de génération et d'expulsion des hydrocarbures.

Pour ce but, 02 puits ont été sélectionnées.

- RNSW-1
- MAT-1

I. Les principes essentiels de la modélisation :

La modélisation est faite par logiciel PETROMOD 1D (Petroleum system modelling of Schlumberger) qui est un programme de simulation de fonctionnement des différents systèmes pétroliers dans un bassin sédimentaire à travers les temps géologiques. Ce travail a pour but d'améliorer la prédiction de lieu et la quantité des hydrocarbures dans le système pétrolier.

Les modèles du bassin prennent en compte (Figure 39) :

- La compaction.
- L'érosion.

- Le transfert de chaleur dans le bassin sédimentaire.
- Les lois cinétiques de dégradation thermique de la matière organique.
- Les lois de migration des fluides (D.H. Darcy, Welte et M.N. Yalcin, 1988, R. Littke et al, 1994).

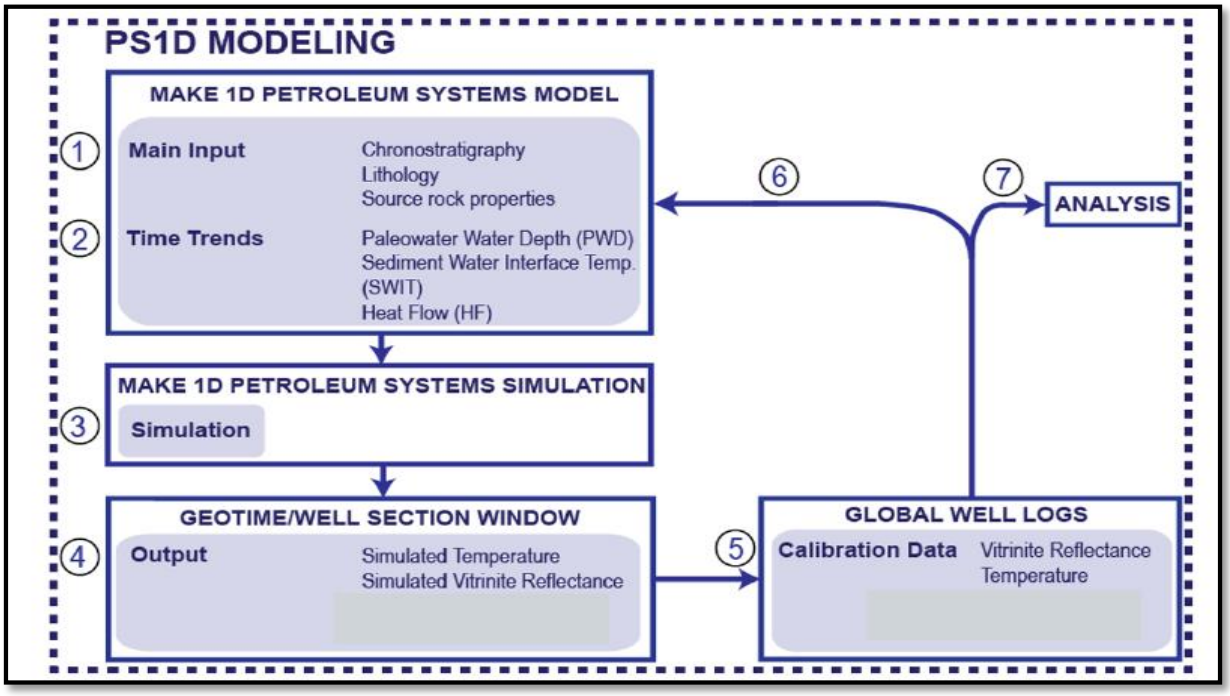


Figure 39 : Processus de modélisation et les résultats

I.1 Reconstitution géométrique et structurale (Backstripping) :

La compaction est la réduction du volume des sédiments. Pour cela on fait une reconstitution géométrique à partir de back-stripping, qui consiste à décompacter les strates à partir des courbes de porosité /profondeur (Figure 40). Pour ce travail on utilise le modèle de la loi (L.F. Athy, 1930), connue sous la formule :

$$\Phi = \Phi_{\circ}\, \mathbf{e}^{-\mathbf{CZ}}$$

Avec :

Φ= porosité recalculée.

$\Phi_{\circ}$= porosité initiale.

Z = profondeur en m.

C = facteur de compaction (m^{-1}).

A l'origine, cette méthode a été introduite pour reconstituer la géométrie de la colonne sédimentaire aux états antérieurs (R. Perrier et J. Quiblier, 1979), donc les modèles de compaction nous permettent de recalculer les paléo-épaisseurs des différentes formations géologiques (J.G. Sclater et P.A.F. Christie, 1980). L'épaisseur recalculée est donnée par la formule :

$$\Delta h = \int \Delta h\big(1 - \theta(Z)\big)\, dZ$$

Pour calculer l'évolution du champ thermique dans un bassin sédimentaire au cours du temps, il faut restaurer les épaisseurs des couches avant la compaction. Ceci est possible en utilisant la loi de décompactions pour chaque faciès à partir de la relation basée sur la variation de l'épaisseur de la formation (H.D.Hedberg, 1936 ; J.E. Van Hinte, 1978 ; J. Maxant, 1980).

$$\tau = (1 - \Phi)/(1 - \Phi_{\circ})$$

Avec :

τ = le taux de décompactions.

Φ= la porosité actuelle.

$\Phi_{\circ}$= la porosité initiale.

Indépendamment de son rôle dans la compaction, la porosité a une influence majeure sur la conductivité thermique des sédiments au cours de l'évolution du bassin sédimentaires grâce au contenu des pores (la présence de fluide et /ou gaz).

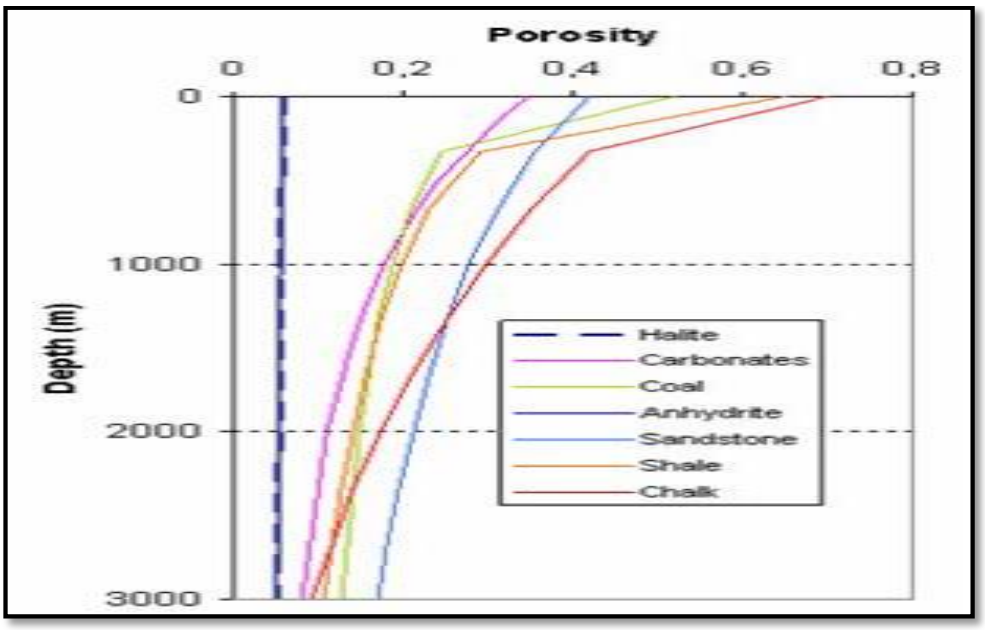


Figure 40 : Variation de la porosité en fonction de la profondeur

I.2 La génération des hydrocarbures :

Les modèles cinétiques de formation du pétrole ont été améliorés en y incorporant des données de simulation en laboratoires (B. Tissot et J. Espitalie, 1975). Ces modèles décrivent la formation d'huile et de gaz à travers une cinématique d'ordre un et à la loi d'Arrhenius :

- **Cinétique d'ordre un :**

$$\mathbf{V = -Km = dm/dt}$$

Avec : t = temps ; K= cst de vitesse.

- **Loi d'Arrhenius :**

$$\boldsymbol{K = Ae^{-E/RT}}$$

Avec :

E = Energie d'activation de la réaction (Kcal /moles).

R = Cst de gaz parfait.

T = Température absolue (kelvin).

A = Cst de vitesses (t^{-1}).

Le calcule de la maturation à partir des modèles cinétiques nécessite des paramètres cinématiques (distribution d'énergies d'activation, facteurs pré exponentiels), pour cela la quantité d'une matière Xi, se traduit pour chaque réaction i comme suit :

$$\mathbf{\frac{dxi}{dt} = KliX}$$

Avec :

Kli = Ali exp (-Eli /RT).

Ali = Cst des vitesses de la réaction i.

Eli = Energie d'activation de la réaction i.

R = Cst de gaz parfaits.

La détermination des limites de formation du pétrole (Tableau 15) sont obtenues à partir des valeurs de réflectance de la vitrinite (R_o) :

$$\%R_o = \exp(-1.6+7.3TR)$$

Avec :

TR = Taux de transformation (%).

Phase de maturation	R_o
Zone à huile	0.7
Maximum de genèse d'huile	1.0
Zone de gaz et de condensât	1.3
Zone à gaz sec	2.0

Tableau 15 : Les limites de transformation du pétrole en fonction de PRV

La géochimie organique permet de connaitre le taux de transformation de la matière organique qui dépend de cette dernière avec des valeurs comprises entre 0 et 100%, à partir de la courbe dévolution d'IH en fonction de profondeur. Il est calculé par la relation de (R. Pelet, 1985).

$$TR = 1200 (IH_o - IH) / IH_o (1200 - IH)$$

Avec :

1200 : Le maximum de transformation.

IH : Indice d'hydrogène.

IH_o : L'indice d'hydrogène initial.

Les produits de craquage de la matière organique sont présentés sous forme de fractions :

- **Modèle à cinq fractions :**

C1= Méthane, C2-C5= Gaz et condensât, C6-C14= Huile légère, C15= Huile lourde.

- **Modèle à trois fractions :** Huile, Gaz, Coke.

I.3 Expulsion des hydrocarbures :

Il est maintenant accepté que l'expulsion des fluides hors de la roche mère pétrolière est un processus polyphasique, où les hydrocarbures sont expulsés séparément de la phase aqueuse (B. Durand, 1983), on a plusieurs hypothèses sur les forces responsables de l'expulsion du pétrole de la roche mère, soit sur la diffusion thermique (Athy-1930, Ungerer et al-1991), la formation des hydrocarbures (U. Maan et al, 1997) ou la diminution de la porosité par la cimentation. Des observations de terrain ont été faites et on déduit que la saturation de la roche mère en bitume est indispensable pour qu'il y ait expulsion.

Selon le degré de maturité de la matière organique, (D. Huang, 1999) a proposé un modèle d'expulsion en trois phases :

- A la fin du stade diagenétique (réflectance de la vitrinite =0.4-0.7%), les macropores (> 30mm) représentent jusqu'à 40% de la porosité totale. À ce stade de la maturation thermique, le kérogène de type III produit des effluents liquides constitués essentiellement de bitume lourd riche en composés polaires et d'eau. Une huile lourde, une solution dans l'eau peut être expulsé sou l'effet de compaction.
- La deuxième phase correspond à une réflectance de la vitrinite entre 0.7 et 1.2%, les macropores représentent 20% de la porosité totale. Le seul facteur responsable de l'expulsion d'un pétrole riche en hydrocarbures léger est la surpression causée par les processus de dégradation du kérogène en bitume et en gaz.
- Dans cette phase et au cours de la maturation, la porosité augmente en formant des vacuoles (traces de la volatilisation des composés organiques liquides). Un pétrole très léger est expulsé sous la forme d'une solution gazeuse.

I.4 Les données utilisées :

- **Données litho stratigraphiques :**

- Age et profondeur des différents niveaux lithologiques.

- Période et épaisseurs d'érosion.

- Composition lithologique.

- **Données géologiques :**

- Le système pétrolier dont fait partie la roche mère à étudier :

- Roche couverture : Seal rock.

- Roche réservoir : Réservoir rock.

- Roche mère : Source rock.

- La variation du niveau marin en fonction des âges géologiques PWD (Paléo water deep), on le considère car il influe la subsidence, donc la quantité de sédiments déposés.

➢ **Données thermiques :**

- SWIT (Surface water interface température), c'est la variation de la température de la surface de la terre à travers les temps géologiques, le modèle d'abaque (Wygrala, 1989), est le plus utilisé (Figure 41).

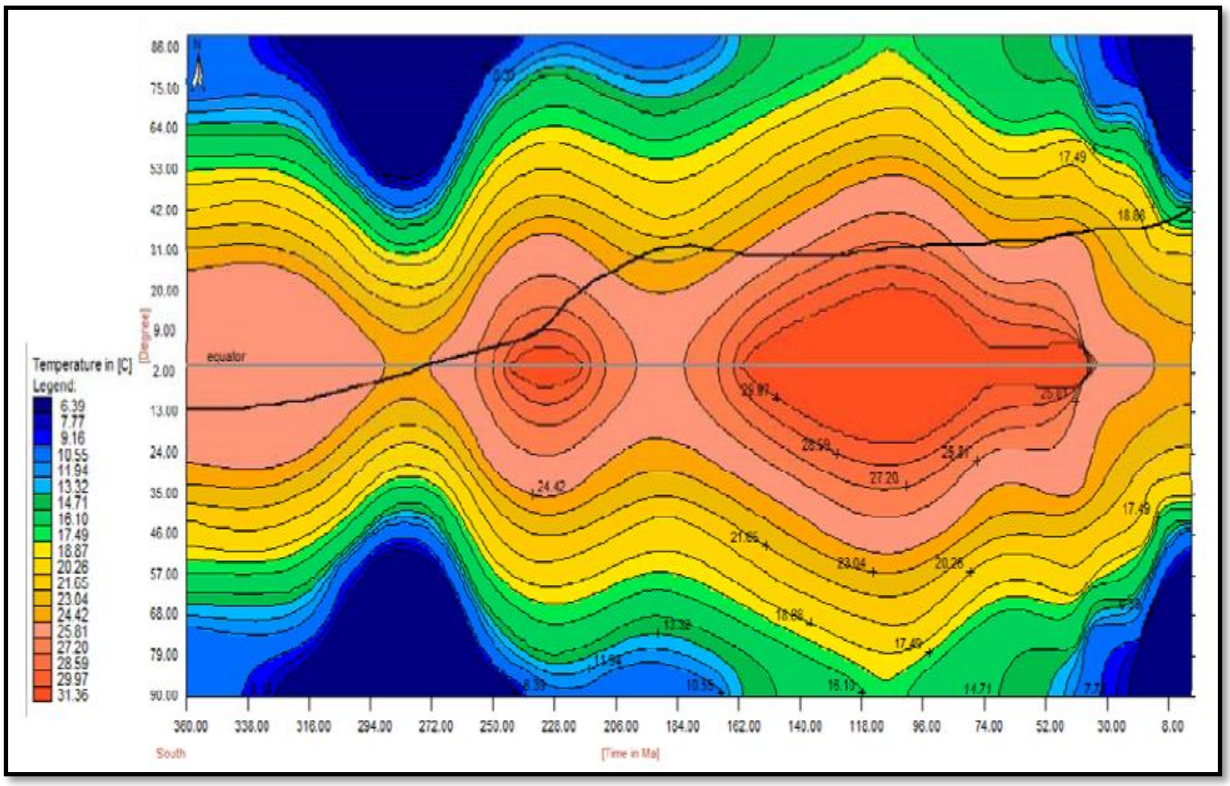


Figure 41 : Les paléotempératures de la surface en fonction de la latitude à travers les temps géologiques par Wygrala (1989)

- Variation du flux thermique de chaleur en fonction d'âge géologique, il est calculé par cette formule :

Flux = Gradient * conductivité

- **Données géochimiques :**

- résultats de la pyrolyse Rock-Eval (COT, IH et Tmax).

- PRV (pouvoir réflecteur de la vitrinite)

- Type de la matière organique, on choisit le modèle cinétique à partir de ce paramètre.

I.5 Calibration du modèle :

Pour minimiser l'erreur de notre résultat, on calibre notre modèle en se basant sur les valeurs de Tmax, mais le plus précis c'est de calibrer à partir de PRV « R_o », ce dernier est calculé par la relation suivante (JJ. Sweeney & AK. Burham, 1990) :

Req = 0.0180 * Tmax -7.16

II. Les puits modélisés :

II.1 Puits RNSW-1 :

L'histoire de l'enfouissement des couches sédimentaires au niveau du puits RNSW-1 est illustrée dans le diagramme ci-dessous (Figure 42), qui montre que la roche mère silurienne a subi trois cycles d'enfouissement. Le premier cycle a commencé dés le Silurienne jusqu'au Carbonifère, où on remarque que la subsidence est arrêtée à la fin de la phase Hercynienne, ensuite un deuxième cycle d'enfouissement au Mésozoïque, où la roche mère silurienne a subi une subsidence dès le début du Trias jusqu'au Crétacé, on remarque une ralentissement de la subsidence au Crétacé inférieur, dû à la phase Autrichienne (M. Sadaoui, H. Haouas and A. Kecir, 2015). Le dernier cycle d'enfouissement correspond à une subsidence depuis le Crétacé jusqu'au Paléogène, causée par la tectonique Alpine, postérieure à la formation des hydrocarbures, et a probablement donné naissance à des barrières de perméabilité.

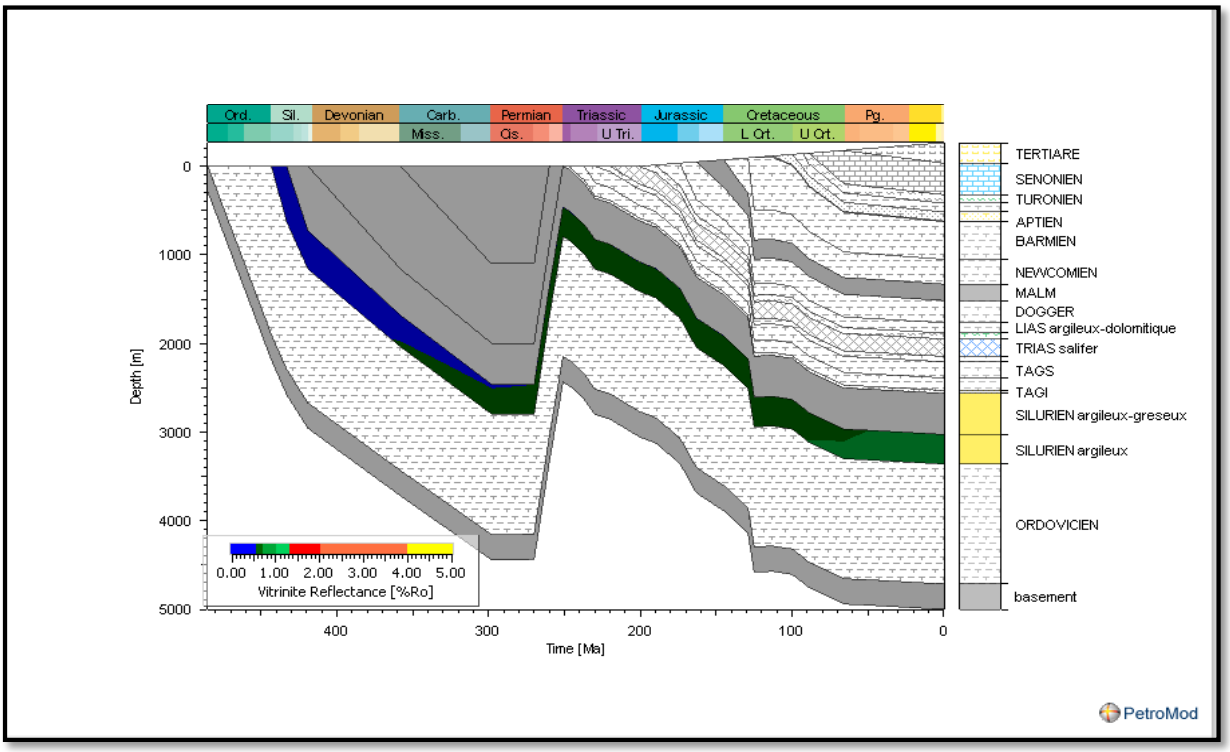


Figure 42 : Carte d'enfouissement et de maturité en Ro de la matière organique de la roche mère silurienne au niveau du puits RNSW-1

La roche mère silurienne est en plein phase à huile, elle a généré de l'huile suivant trois phases (Figure 42) :

- Dés la phase Hercynienne, vers 360 Ma à 1950 m de profondeur qui correspond au début du Carbonifère. Après quelques millions d'année et suite à la compaction des couches déposées, l'augmentation de la pression a créé des microfissures qui implique une expulsion des hydrocarbures jusqu'au soulèvement vers 270 Ma correspondant à 2500 m de profondeur.

- Dés le début du Trias, vers 250 Ma à 500 m de profondeur à partir du Kérogène restant, et après quelques millions d'année l'expulsion des hydrocarbures a reprenu jusqu'à la fin de la phase Autrichienne vers 128 Ma à 2500 m de profondeur.

- Après la phase Autrichienne vers 122 Ma à 2900 m de profondeur qui correspond au Crétacé inférieur, suivi par le dernier cycle d'expulsion des hydrocarbures jusqu'à l'actuel.

La quantité générée est de 7 Mégatonnes. On remarque une augmentation vers 100 Ma, qui correspond au dernier d'enfouissement (Figure 43).

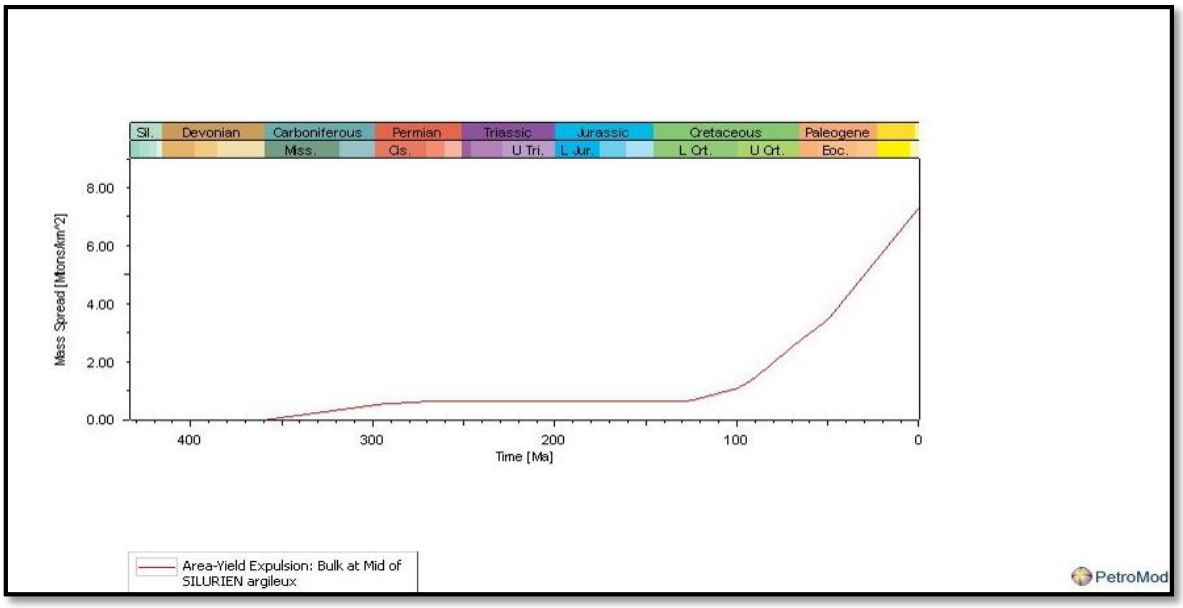


Figure 43 : Quantité des hydrocarbures générés par la roche mère silurienne au niveau du puits RNSW-1

Le taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne était égal à 2% au début de génération de l'huile à la phase Hercynienne, et de 5% à la génération des hydrocarbures qui correspond au début de Trias. Le Taux de transformation actuel est de 47% (Figure 44 et 45).

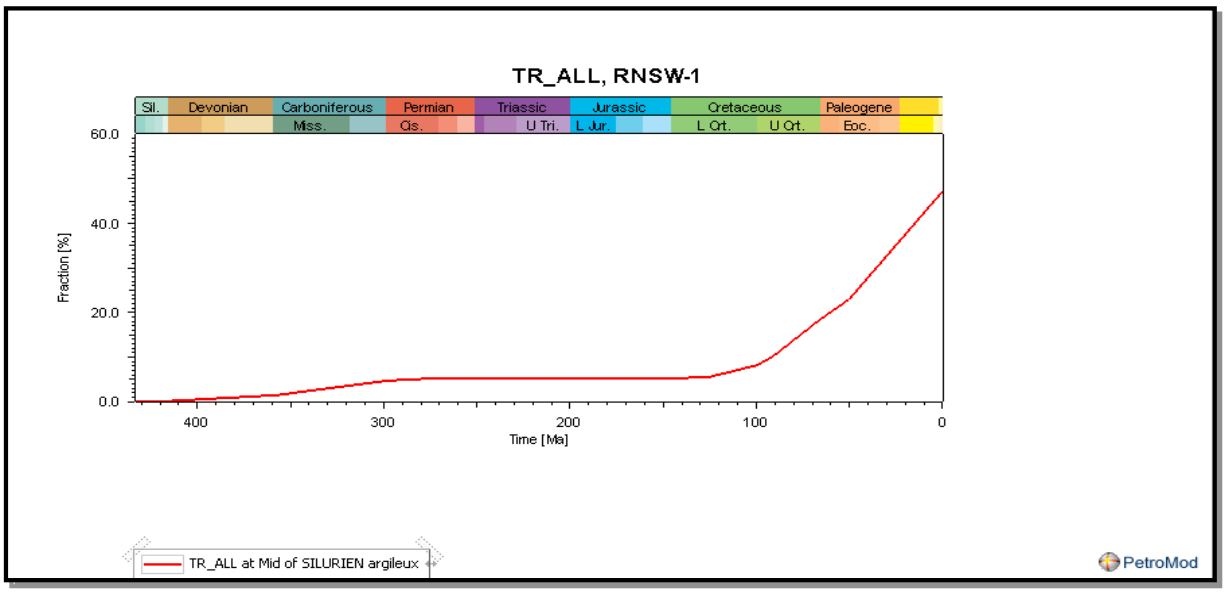


Figure 44 : Taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne du puits RNSW-1

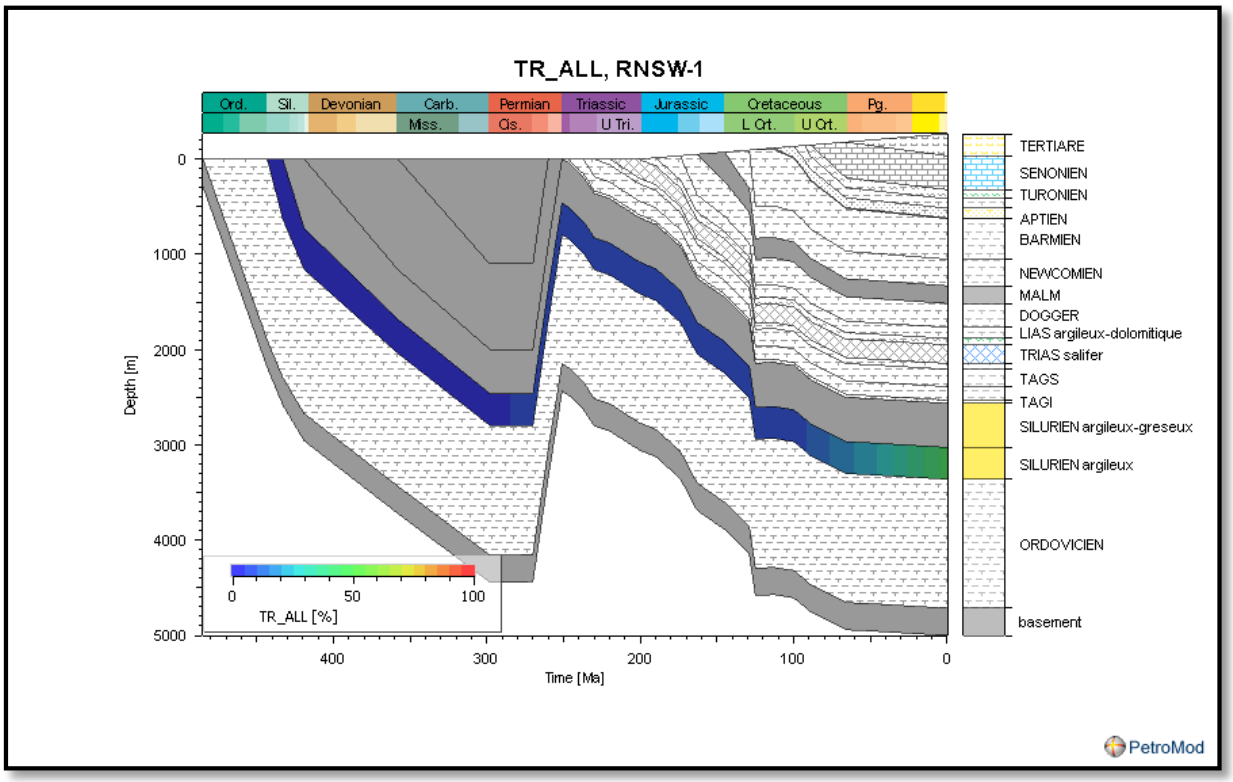


Figure 45 : Taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne du puits RNSW-1 en fonction de la profondeur

II.2 Puits MAT-1 :

L'histoire de l'enfouissement des couches sédimentaires au niveau du puits MAT-1 est illustrée dans le diagramme ci-dessous (Figure 46), qui montre que la roche mère silurienne a subi une subsidence dés le Silurien jusqu'au Permien où la subsidence a arrêté dû à la phase Hercynienne, suivi d'une subsidence dés le début de Trias jusqu'au Crétacé où on remarque un ralentissement de la subsidence au Crétacé inférieur dû à la phase Autrichienne, l'enfouissement s'est poursuivie avec une subsidence depuis le Crétacé jusqu'au Paléogène causée par la tectonique Alpine, et a probablement donné naissance à des barrières de perméabilité dues au décalage des niveaux réservoirs.

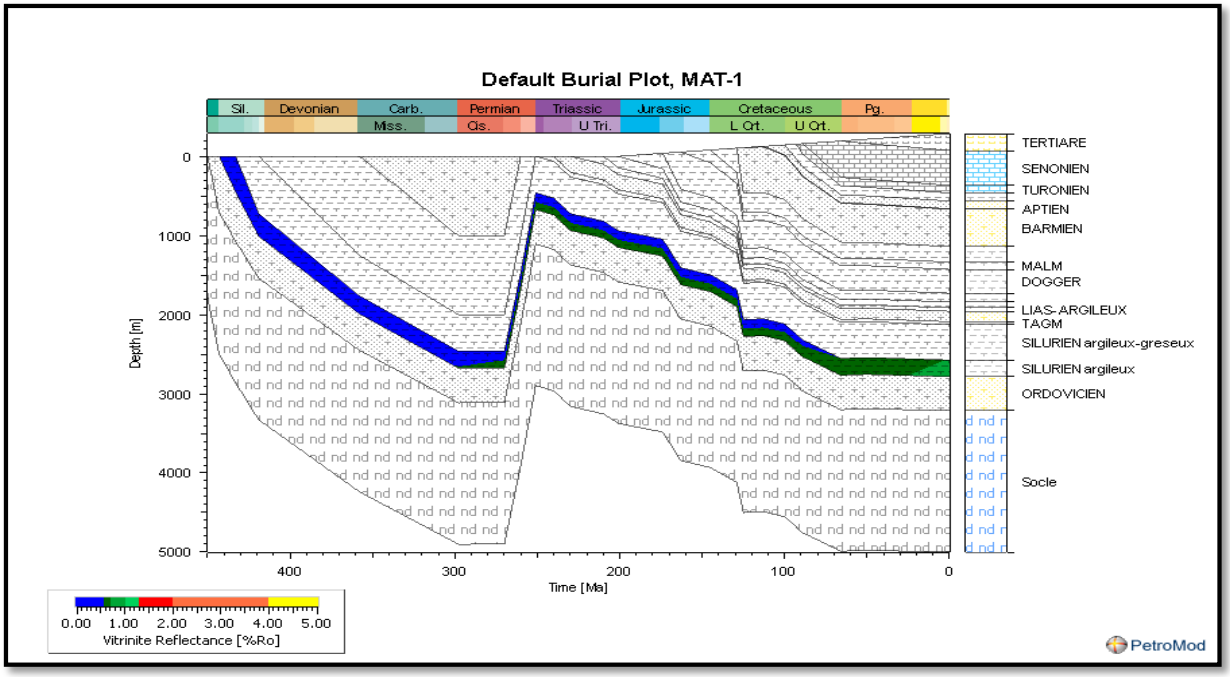


Figure 46 : Carte d'enfouissement et de maturité en Ro de la matière organique de la roche mère silurienne au niveau du puits MAT-1

La roche mère silurienne est en plein phase à huile, elle a généré l'huile suivant trois phases (Figure 46) :

- Dés la phase Hercynienne, vers 300 Ma à 2650 m de profondeur qui correspond au début du Permien. Après quelques millions d'année et suite a la compaction des couches déposées, l'augmentation de la pression a créé des microfissures qui implique une expulsion des hydrocarbures jusqu'à le soulèvement vers 270 Ma à 2650 m de profondeur qui correspond à la fin du Permien.

- Dés le début du Trias, vers 250 Ma à 700 m de profondeur. Après quelques millions d'année l'expulsion des hydrocarbures à reprenu jusqu'à la phase Autrichienne vers 130 Ma à 1800 m de profondeur.

- Après la phase Autrichienne, vers 120 Ma à 2300 m de profondeur qui correspond au Crétacé inférieur, suivi par le dernier cycle d'expulsion des hydrocarbures jusqu'à l'actuel.

La quantité générée est de 2.5 Mégatonnes. On remarque une augmentation vers 50 Ma qui correspond au dernier d'enfouissement (Figure 47).

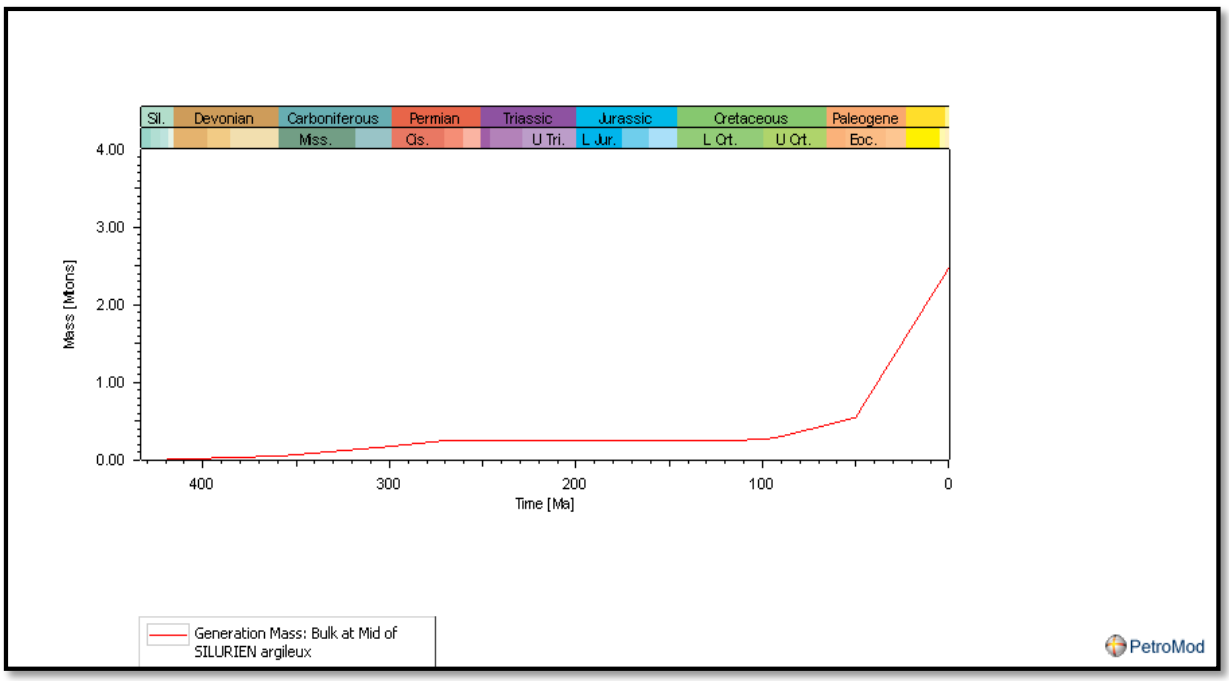


Figure 47 : Quantité des hydrocarbures générées par la roche mère silurienne au niveau du puits MAT-1

Le taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne était égal à 2% au début de génération de l'huile à la phase Hercynienne, et de 3% à la génération des hydrocarbures qui correspond au début du Trias. Le Taux de transformation actuel est de 23% (Figure 48 et 49).

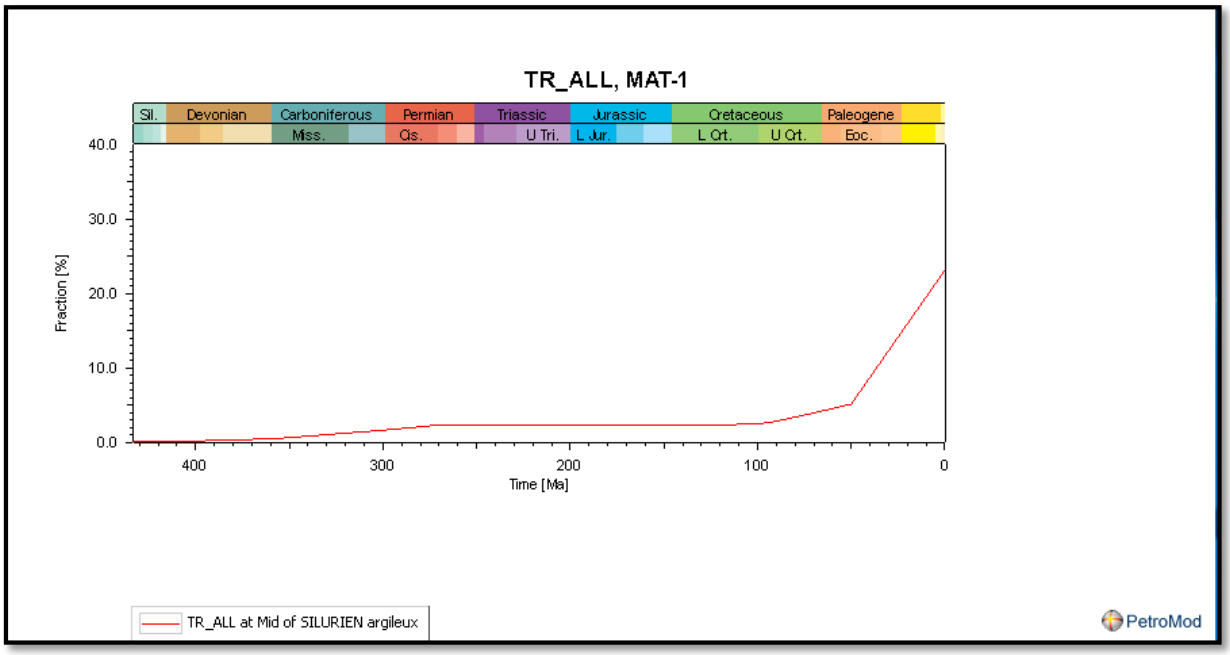


Figure 48 : Taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne du puits MAT-1

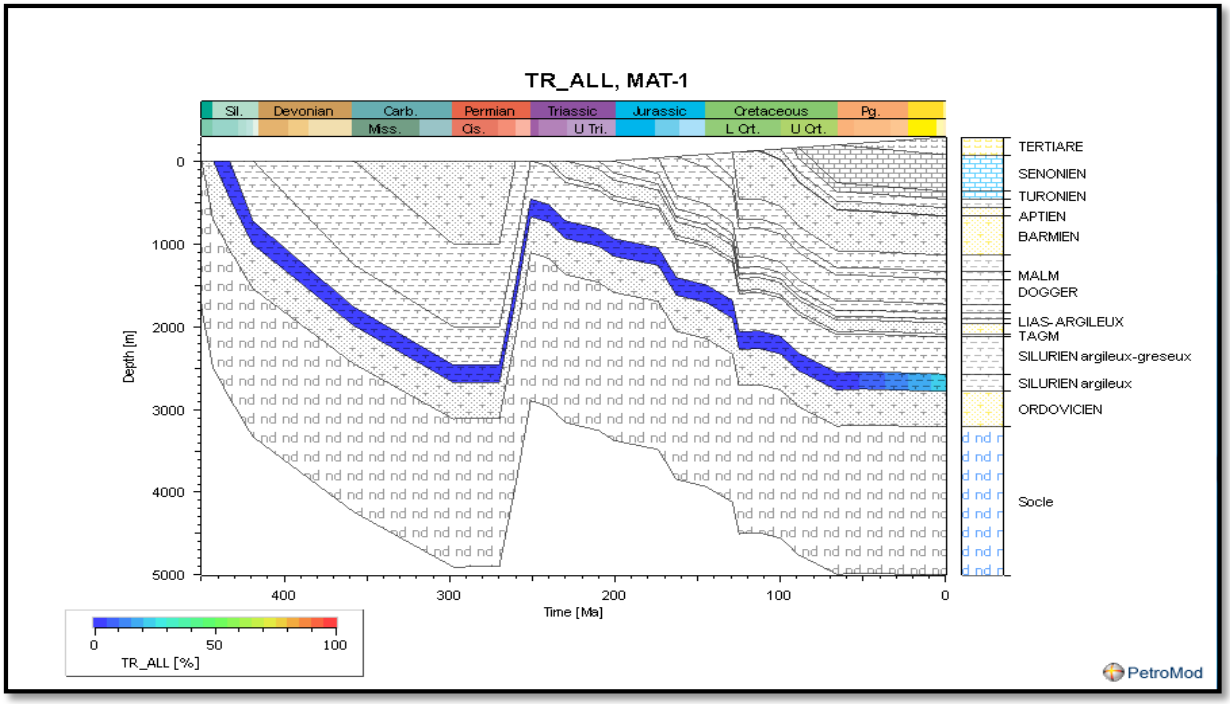


Figure 49 : Taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne du puits MAT-1 en fonction de la profondeur

Conclusion générale

Conclusion générale

L'étude géochimique de la matière organique de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss nous a révélé l'existence d'une seule roche mère potentielle qui est le Silurien argileux.

D'après cette étude nous pouvons conclure que :

– L'épaisseur de la roche mère silurienne est variable et augmente du Nord-Est vers le Sud-Ouest à cause d'une subsidence différentielle qui a affecté la région au cours du Paléozoïque.

– La richesse de la roche mère en COT évolue de faibles valeurs à l'Est vers de bonnes valeurs à très bonnes à l'Ouest. Cependant, les potentiels résiduels moyens sont tous faibles à moyens pour toute la zone d'étude.

– A la base des résultats de la pyrolyse et des observations microscopiques, notre matière organique d'étude est de type marin (Type II, parfois altérée comme il est montré au niveau du puits MAT-1)

– La maturité de la roche mère silurienne évolue d'une façon régulière de phase à huile dans la partie Est vers une phase de génération de gaz à condensât à l'Ouest. Ces résultats sont confirmés par la microscopie sauf pour deux puits (RNSW-1 et DRA-1) dont la majorité des échantillons sont des cuttings, où on a trouvé des phases de maturités plus avancées que celles données par la pyrolyse. Les valeurs de Tmax sont parfois faussées à cause d'une contamination des cuttings et des carottes par la boue de forage et leur mal conservation, cela montre l'importance de l'analyse microscopique dans la caractérisation géochimique des roches mères.

– La modélisation géochimique faite par le logiciel PetroMod-1D a permis d'estime que la génération et l'expulsion de l'hydrocarbure a effectuée de Paléozoïque au Cénozoïque.

– la roche mère silurienne au niveau du puits RNSW-1 a généré 7 Mégatonnes au début du Carbonifère vers 360 Ma.

– la roche mère silurienne au niveau du puits MAT-1 a généré 2.5 Mégatonnes vers 300 Ma correspondent au début du permien.

Références bibliographiques

AL SAAD, D. (2007) : Etude de la production de la migration des hydrocarbures dans le bassin de Donets en Ukraine. Thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré.

ATHY, L.F. (1930) : Density, porosity and compaction of sedimentary rocks. AAPG Bulletin.

BARKER, C.E. (1974) : Pyrolysis techniques for source rock evaluation, International Journal of coal geology, v, 43, p. 121-135.

BEICIP.SONATRACH. (1978) : Etude géologique du champ de Hassi R'mel.1er partie : étude sismique et structurale.2eme partie : étude géologique des réservoirs.

BEICIP.FRANAB. (1990) : Etude géologique de la région Rhourde Nouss, Vol II, rapport interne Sonatrach.

BEICIP. (1991) : Bassin de Ghadamès - Evaluation pétrolière. (Rapport interne SONATRACH).

BERTRAND, J.M.L., and CABY, R. (1978) : Geodynamic evolution of the Pan-African organic belt: a new interpretation of the Hoggar shield (Algerian Sahara). Geol. Rundsch.67.

BEUF, S., BIJU-DUVAL, B. MAUVIER, A. & LEGRAND, Ph. (1968) : Nouvelles observations sur le Cambro-Ordovicien du Bled El Mass (Sahara central). Publ. Serv. Carte géol, Algérie, Bull. n°38, pp. 39-50.

BEUF, S et al. (1971) : Les grés de Paléozoïque inférieur au Sahara (sédimentation et discontinuité évolution structurale d'un Craton), Publ. : C.F.P Coll. « sciences et technique du pétrole » N° : 18 P.1-464, 357 fig., 30 Pl., 1 carte h.

BOUDJEMAA, A. (1987) : Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse de l'université de Paris Sud, Centre d'Orsay.

BOUSSAFIR, M., GELIN, F., LALLIER-VERGES, E., DERENNE, S., BERTRAND, P., and LARGEAU,C. (1995) : Electron microscopy and pyrolysis of kerogens from the Kimmeridge Clay Formation (U.K.). Source organisms, preservation process and origin of microcycles, Geochim. Cosmochim. Acta, 59: in press.

BUSSON, G. (1971a) : Le Mésozoïque Saharien, deuxième partie : essai de synthèse des données de sondages Algero-Tunisienne. Centre de recherche sur les zones arides. Série géologie no. 11, Editions de Centre National de la recherche scientifique, 340 pp.

BUSSON, G. (1971b) : Principes, méthodes et résultats d'une étude stratigraphique du Mésozoïque Saharien. These, Pierre et Marie Curie, Paris, France. 441p.

CHAOUCHE, A. (1992) : Genèse et mise en place des hydrocarbures dans les bassins de l'erg oriental (Sahara Algérien). Thèse de doctorat de l'université de Bordeaux 3, France.

CLAYTON, C. (1992) : Microbial and organique process.

COQUEL, R. et MASSA, D. (1993) : A propos d'événements palynologiques du Carbonifère inférieur (=Mississippien) d'Afrique du Nord. Annales de la Société Géologique du Nord, 2-2 (1993) 145 – 152.

CRAIG, J., RIZZI, C., SAID, F., THUSU, B., LÜNING, S., ASBALI, A., KEELEY, M.L., BELL, J.F., DURHAM, M.J., EALES, M.H., BESWETHERICK, S., and HAMBLETT, C. (2006) : Structural styles and prospectivity in the Precambrian and Paleozoic Hydrocarbon systems of North Africa: Conference proceedings, Geology of East Libya Symposium 2004, Binghazi.

DURAND, B. (1980) : Kerogen, Organic insoluble matter from sedimentary rocks. (Ed). Paris: Technip, p. 519.

DURAND, B. (1983) : Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat and coals, and comparison whit results of the Rock-Eval pyrolysis. International Journal of Coal Geology.

DERENNE, S., LARGEAU, C., CASADEVALL, E., et al. (1991) : Chemical evidence of Kerogen formation in source rocks and oil shales via selective preservation of thin resistant outer walls of microalgae : origin of ultralaminae. Geochimica et Cosmochimica Acta 55: 1041-1050.

ECHIKH, K. (1999) : Geology and hydrocarbon occurrences in the Ghadames Basin, Algeria, Tunisia, Libya. In Petroleum Geology of North Africa (eds. D. S. MACGREGOR, R.T.J. MOODY and D.E. CLARK-LOWES), Geol. Soc. London Spec. Publ. 132, pp. 109-129.

ESPITALIE, J., LAPORTE, J.L., MADEC, M., MARQUIS, F., LEPLAT, P., PAULET, J., BOUTEFEU, A. (1977) : Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. Rev, I-F-P. 32, p 23-42

ESPITALIE, J et al. (1985) : La pyrolyse ROCK-EVAL et ses application. Revue de l'institut français du pétrole, v. 42, p. 271-302.

GALYER ET, MAC, NAUGHTON. (1997) : Carte structurale de Rhourde Nouss.

HEDBERG, H.D. (1936) : Gravitational compaction of clays and shales. American Journal Science. v. 31, p. 241-287.

HUANG, D. (1999) : Advances in hydrocarbon generation theory II. Oils from coal and their primary migration model. Journal of Petroleum Science and Engineering.

HUNT J, M., FREEMAN W., H. (1979) : Petroleum Geochemistry and Geology. San Francisco, Oxford Edition.

KAZI-TANI, N., (2002) : Introduction à l'étude des bassins, concepts et méthodes (stratigraphie, paléogéographie et géodynamique), France.

LAFARAGUE, E., et al. (1998) : Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production and oil contaminations studies. Revue de l'institut français du pétrole, v. 53, p. 421-437.

LITTKE, R., et al. (1994) : A new evaluation of paleo-heat flows and eroded thicknesses for the Carboniferous Ruhr basin, western Germany. International Journal of Coal Geology, v. 26, 155-183.

MAAN, U., et al. (1997) : Petroleum migration mechanisms, pathways, efficiencies and numerical simulations, in D.H. Welte, Petroleum and Basin Evolution. pp. 468-490.

MAXANT, J. (1980) : Variation of density whit rock type, depth, and formation in the Western Canada basin from density logs. Geophysics, v. 45, p.1061-1076.

NEGRONI, P. (1988) : Application des études géochimiques à la recherche pétrolière. Editions du service Géologique du Maroc Rabat, 2010.

OUTTARA AMIDOU, M. (2016) : Géochimie cours et exercices, Licence 2 & 3. 1er édition. Generalites, p. 5-6.

PELET, R. (1985) : Evolution quantitative des produits formés lors de l'évolution de la matière organique. Revue de l'Institut Français du Pétrole.

PERRIER, R., QUIBLIER, J. (1974) : « Thickness changes in sedimentary layers during compaction history ; Methods for quantitative evaluation ». AAPG. Bull. V 58, n° 3, p. 507-520.

RAPPORT SONATRACH. (2000) : Carte structurale de bassin de Berkine.

SADAOUI, M (1989) : Evaluation des perspectives pétrogazéifères des niveaux Paléozoïques de la dépression d'Ahnet. Sahara Algérien. Doctorat PhD en Géologie. Juin 1989. Académie du Pétrole et du Gaz. M. I. Goubkine. Moscou. Russia.

SADAOUI, M., BENSEKHRIA, A., CHAOUCHI, R., (2012) : Identification et caractérisation des niveaux roches mères du basin de Tindouf. Sahara Algérien. 65 rd Geological Congress of Turkey. Ankara, Avril, 2012.

SADAOUI, M., HAOUAS, H. and KECIR, A., (2014) : Geochemical Characterization and Modeling of the Vraconian Source Rock (Cretaceous) of the South East Basin of Constantine-Algeria. Al- Azhar Engineering Twelfth International, December, 2014, Egypt. www.eng-fac-azu.com.

SADAOUI, M., BENAYAD, S., YESBAA, S. and MESSARI, D. (2017) : Geochemical characterization and geothermal evolution of radioactive Silurian and Frasnian source rock of the northern part of the Berkine basin, Saharan Platform, Algeria. Wulfenia journal. December 2017, www.multidisciplinarywulfenia.org/ Wulfenia (ISSN: 1561-882X) JSSN: 1561. 882x.

SCALTER, J.G., & CHRISTIE, P.A.F. (1980) : Continental stretching : an explanation of the post Mid Cretaceous subsidence of the central North Sea basin. Journal of geophysical Research, v. 85, p. 3711-3739.

STAPLIN, F. (1969) : Sedimentary organic matter, organic metamorphism, and oil and gas occurrence. Canadian Petroleum Geologists.

SWEENEY, JJ & BURNHAM, AK. (1990) : Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on Chemical Kinetics.

TISSOT, B., et al. (1975) : L'évolution de la matière organique des sédiments. Revue de l'institut Français du Pétrole, v. 24, p. 470-501.

TISSOT, B., ESPITALIE, J. (1975) : L'évolution de la matière organique des sédiments : application d'une simulation mathématique. Revue de l'institut Français du Pétrole.

TISSOT, B., et WELTE. (1984) : Petroleum formation and occurrence. Springer Verlag, Berlin, 699p.

VAN HINTE, J.E. (1978) : Geohistory analysis – applications of micropaleontology in exploration geology. AAPG Bulletin, v. 62, p. 201-222.

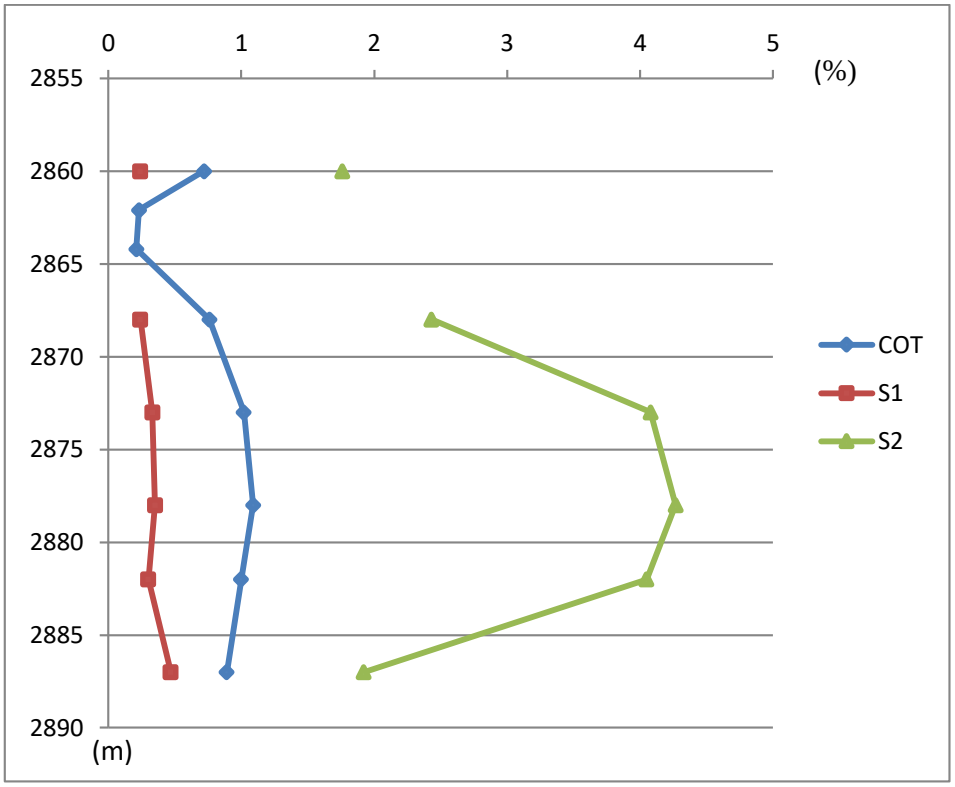
WEC (2007) : (Well Evaluation Conference) édité par Schlumberger produit par AJ TORRE & Associates, Inc., Houston, TX, Etats-Unis.

WELTE, D.H., & YALCIN, M.N. (1988) : Basin modelling- A new comprehensive method in petroleum geology. Organic Geochemistry, v. 65, p. 1387-1396.

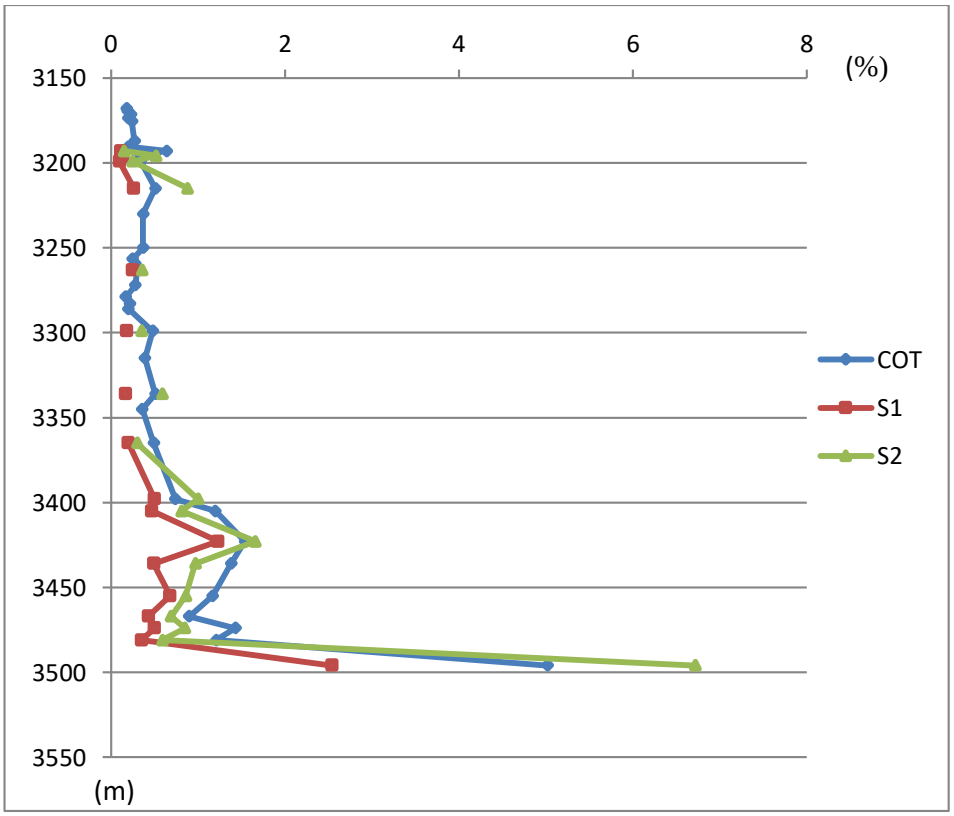
WESTERN ATLAS. (1996) : Interprétation en 2-D des champs de Rhourde Nouss Sud-Ouest Rhourde Nouss Sud-Est, Dra Allal et du champ de Meksem (Tomel).

WYGRALA, B.P. (1989) : Integrated computer-aided basin modelling applied to analysis of hydrocarbon generation history I.

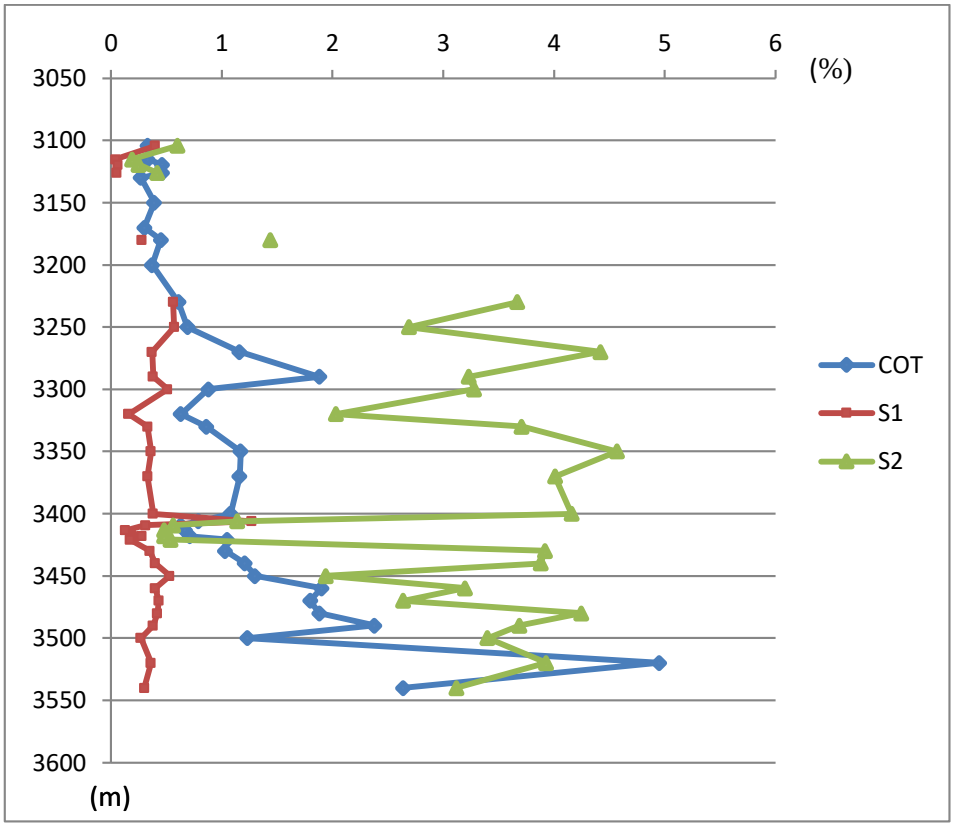
Annexes



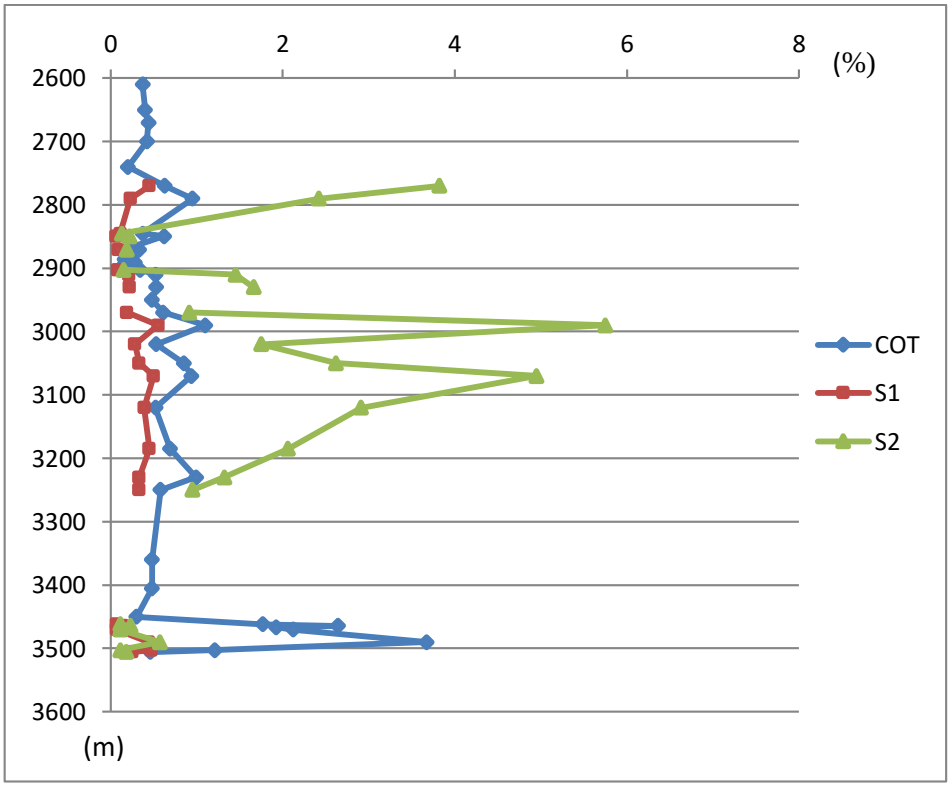
Annexe 01: Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage RNNE-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss



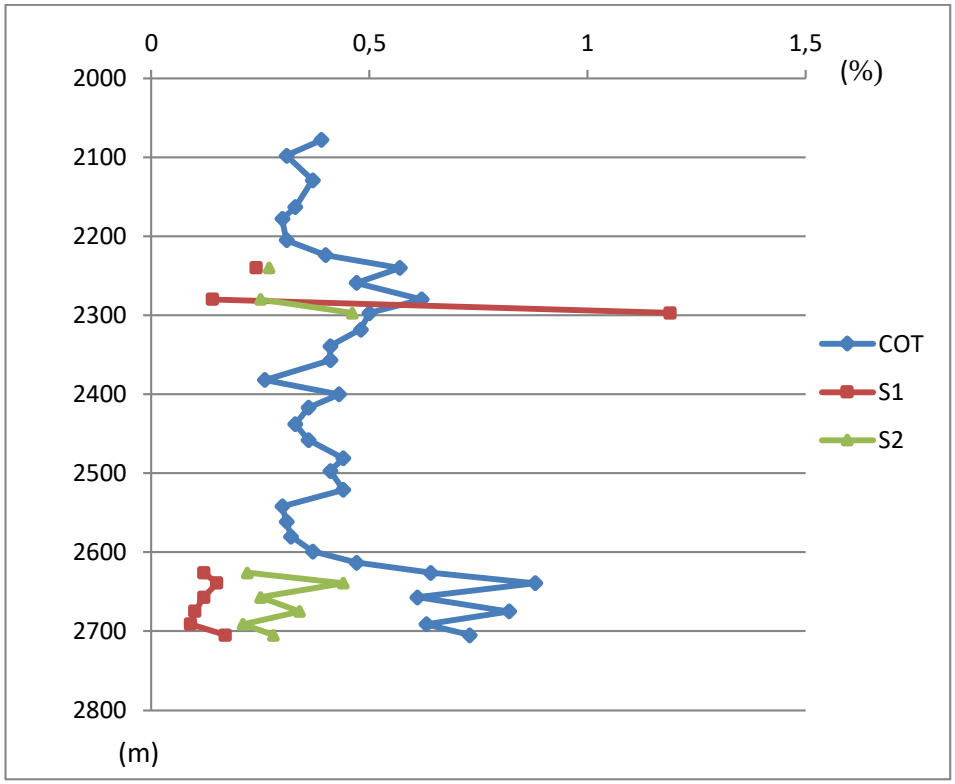
Annexe 02: Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage RAS-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss



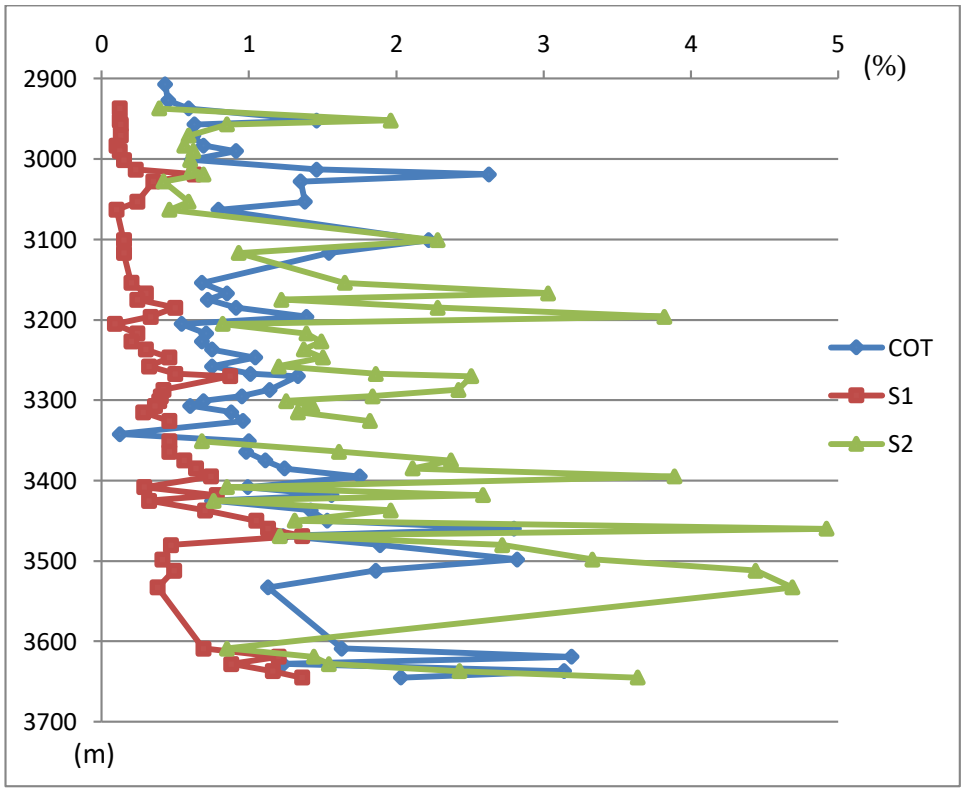
Annexe 03: Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage RA-4 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss



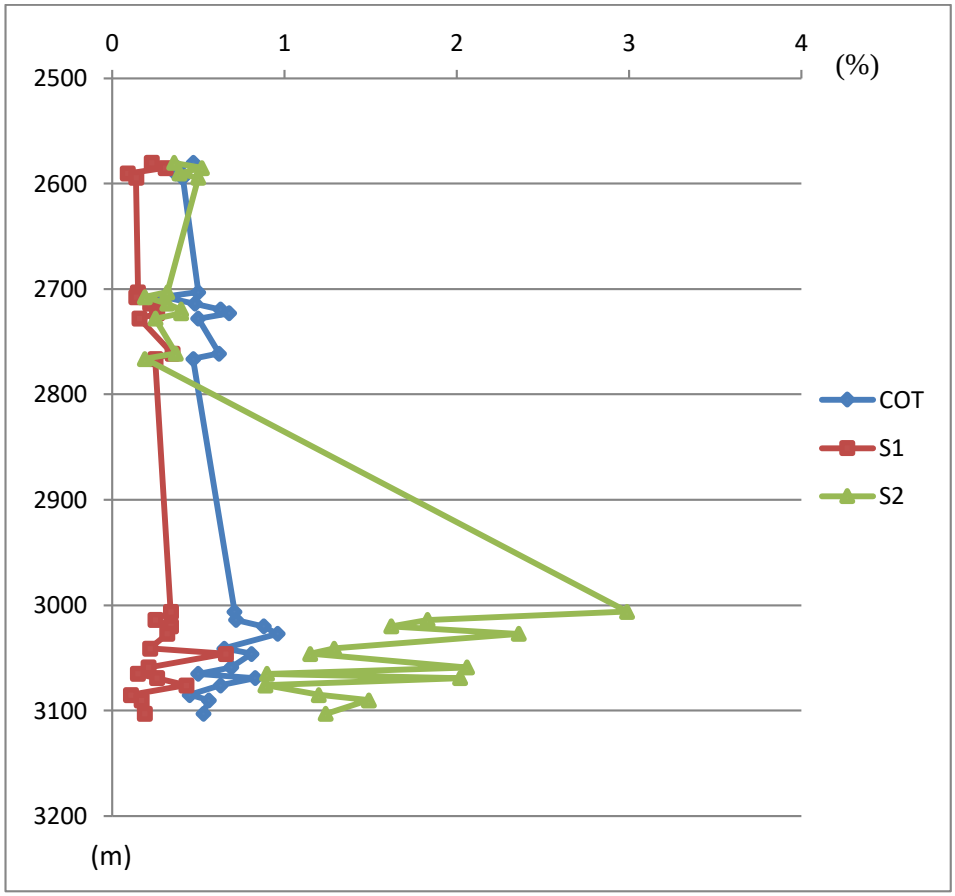
Annexe 04: Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage DRA-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss



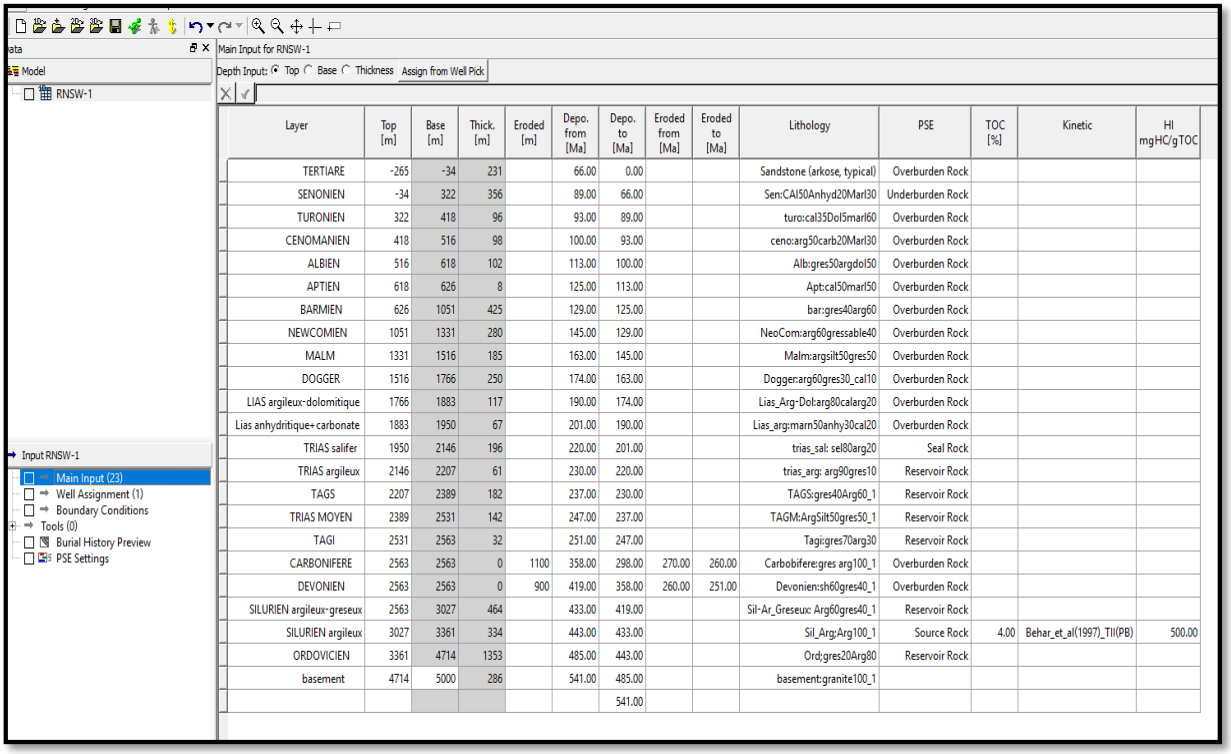
Annexe 05: Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage AZS-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss



Annexe 06: Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage RNSW-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss



Annexe 07: Diagramme COT, S1 et S2/ Prof de sondage MKSW-1 de la roche mère silurienne de la région de Rhourde Nouss



Main Input for RNSW-1

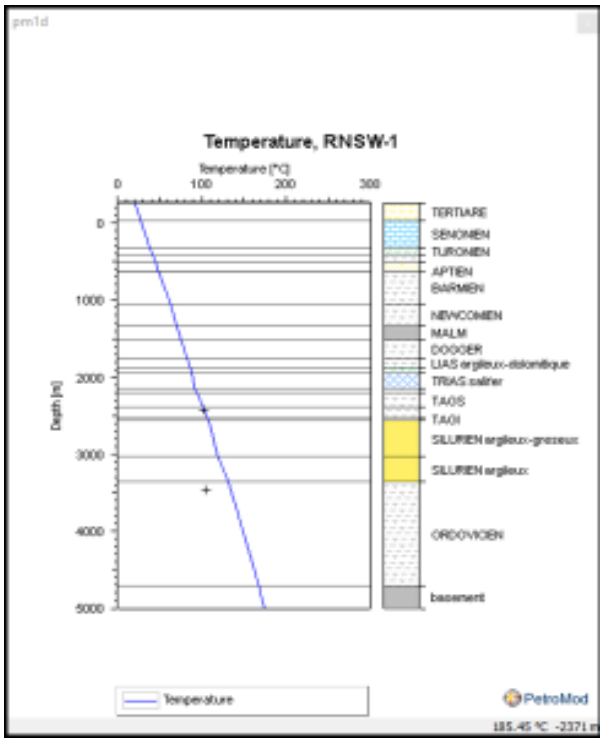
Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
TERTIARE	-265	-34	231		66.00	0.00			Sandstone (arkose, typical)	Overburden Rock			
SENONIEN	-34	322	356		89.00	66.00			Sen:CAl50Anhyd20Marl30	Underburden Rock			
TURONIEN	322	418	96		93.00	89.00			turo:cal35Dol5marl60	Overburden Rock			
CENOMANIEN	418	516	98		100.00	93.00			ceno:arg50carb20Marl30	Overburden Rock			
ALBIEN	516	618	102		113.00	100.00			Alb:gres50argdol50	Overburden Rock			
APTIEN	618	626	8		125.00	113.00			Apt:cal50marl50	Overburden Rock			
BARMIEN	626	1051	425		129.00	125.00			bar:gres40arg60	Overburden Rock			
NEWCOMIEN	1051	1331	280		145.00	129.00			NeoCom:arg60gressable40	Overburden Rock			
MALM	1331	1516	185		163.00	145.00			Malm:argsilt50gres50	Overburden Rock			
DOGGER	1516	1766	250		174.00	163.00			Dogger:arg60gres30_cal10	Overburden Rock			
LIAS argileux-dolomitique	1766	1883	117		190.00	174.00			Lias_Arg-Dol:arg80calarg20	Overburden Rock			
Lias anhydritique+ carbonate	1883	1950	67		201.00	190.00			Lias_arg:marn50anhy30cal20	Overburden Rock			
TRIAS salifer	1950	2146	196		220.00	201.00			trias_sal: sel80arg20	Seal Rock			
TRIAS argileux	2146	2207	61		230.00	220.00			trias_arg: arg90gres10	Reservoir Rock			
TAGS	2207	2389	182		237.00	230.00			TAGS:gres40Arg60_1	Reservoir Rock			
TRIAS MOYEN	2389	2531	142		247.00	237.00			TAGM:ArgSilt50gres50_1	Reservoir Rock			
TAGI	2531	2563	32		251.00	247.00			Tagi:gres70arg30	Reservoir Rock			
CARBONIFERE	2563	2563	0	1100	358.00	298.00	270.00	260.00	Carbobifere:gres arg100_1	Overburden Rock			
DEVONIEN	2563	2563	0	900	419.00	358.00	260.00	251.00	Devonien:sh60gres40_1	Overburden Rock			
SILURIEN argileux-greseux	2563	3027	464		433.00	419.00			Sil-Ar_Greseux: Arg60gres40_1	Reservoir Rock			
SILURIEN argileux	3027	3361	334		443.00	433.00			Sil_Arg:Arg100_1	Source Rock	4.00	Behar_et_al(1997)_TII(PB)	500.00
ORDOVICIEN	3361	4714	1353		485.00	443.00			Ord:gres20Arg80	Reservoir Rock			
basement	4714	5000	286		541.00	485.00			basement:granite100_1				
						541.00							

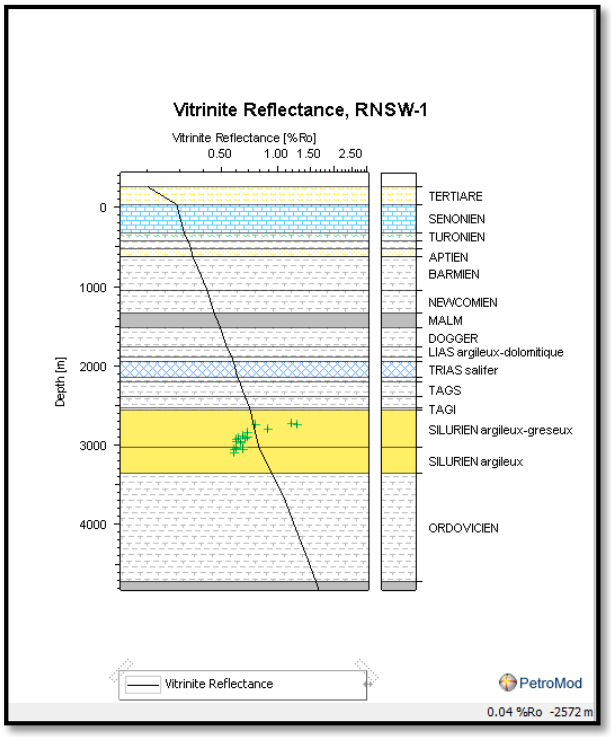
Input RNSW-1

- Main Input (23)
- Well Assignment (1)
- Boundary Conditions
- Tools (0)
- Burial History Preview
- PSE Settings

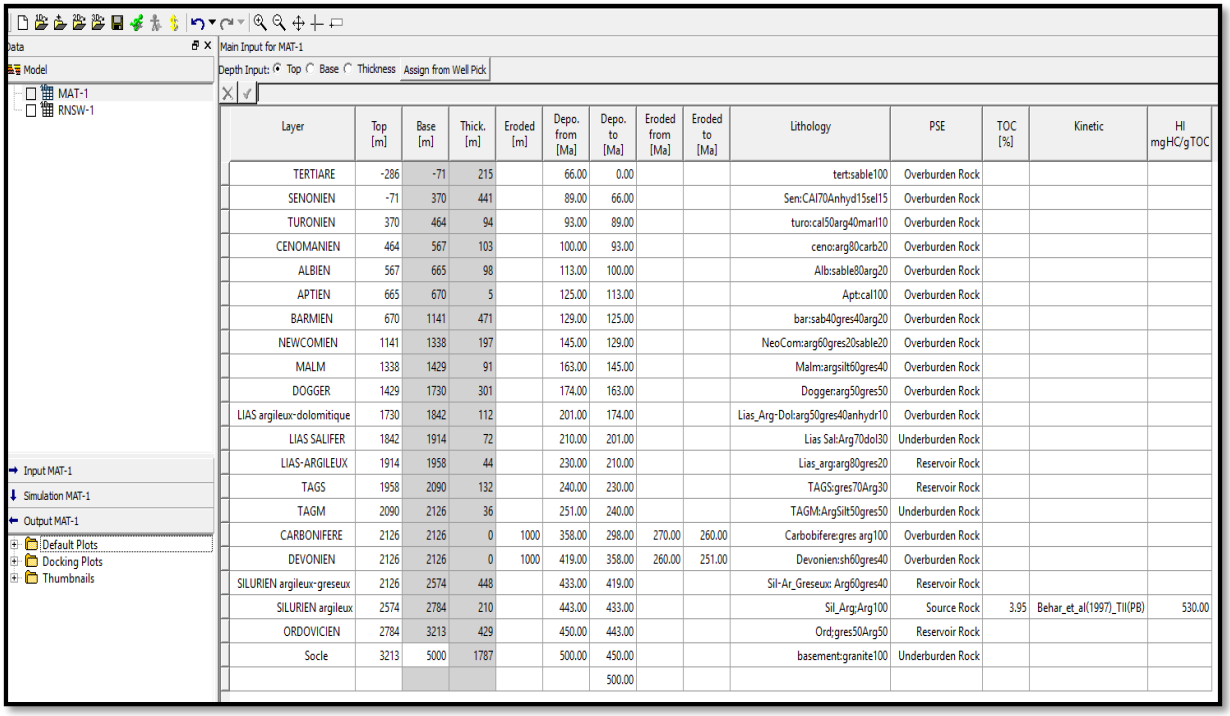
Annexe 08 : Input de logiciel PetroMod-1D du puits RNSW-1



Annexe 09 : Calibration de modèles du puits RNSW-1 à l'aide de la T°



Annexe 09 : Calibration de modèles du puits RNSW-1 à l'aide la Vitrinite



Data

Model

MAT-1

RNSW-1

Input MAT-1

Simulation MAT-1

Output MAT-1

Default Plots

Docking Plots

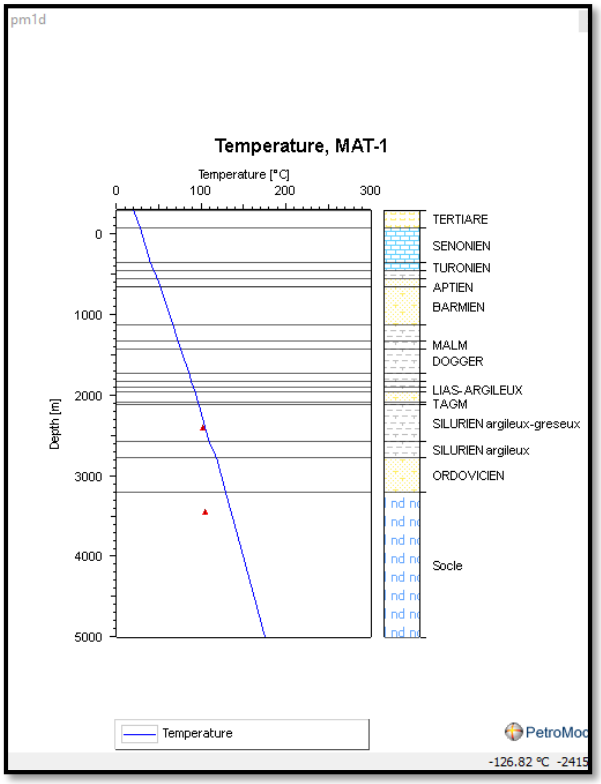
Thumbnails

Main Input for MAT-1

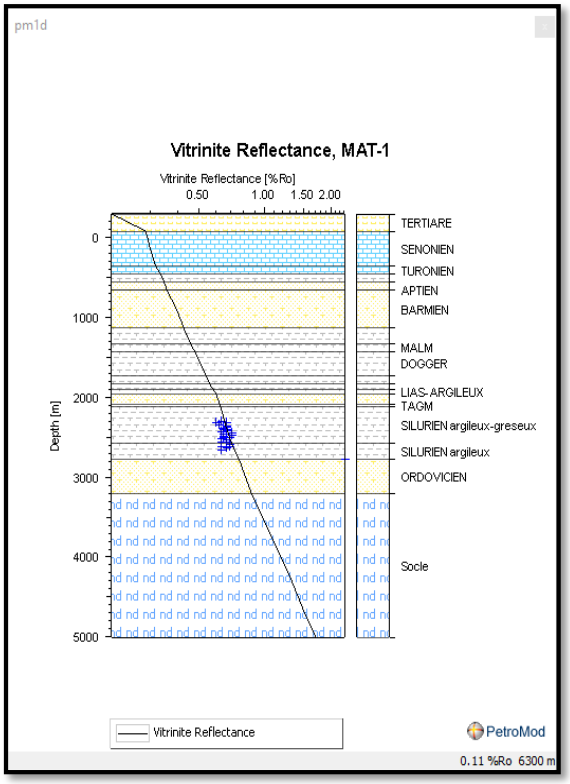
Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
TERTIARE	-286	-71	215		66.00	0.00			tert:sable100	Overburden Rock			
SENONIEN	-71	370	441		89.00	66.00			Sen:CAl70Anhyd15sel15	Overburden Rock			
TURONIEN	370	464	94		93.00	89.00			turo:cal50arg40marl10	Overburden Rock			
CENOMANIEN	464	567	103		100.00	93.00			ceno:arg80carb20	Overburden Rock			
ALBIEN	567	665	98		113.00	100.00			Alb:sable80arg20	Overburden Rock			
APTIEN	665	670	5		125.00	113.00			Apt:cal100	Overburden Rock			
BARMIEN	670	1141	471		129.00	125.00			bar:sab40gres40arg20	Overburden Rock			
NEWCOMIEN	1141	1338	197		145.00	129.00			NeoCom:arg60gres20sable20	Overburden Rock			
MALM	1338	1429	91		163.00	145.00			Malm:argsilt60gres40	Overburden Rock			
DOGGER	1429	1730	301		174.00	163.00			Dogger:arg50gres50	Overburden Rock			
LIAS argileux-dolomitique	1730	1842	112		201.00	174.00			Lias_Arg-Dol:arg50gres40anhydr10	Overburden Rock			
LIAS SALIFER	1842	1914	72		210.00	201.00			Lias Sal:Arg70dol30	Underburden Rock			
LIAS-ARGILEUX	1914	1958	44		230.00	210.00			Lias_arg:arg80gres20	Reservoir Rock			
TAGS	1958	2090	132		240.00	230.00			TAGS:gres70Arg30	Reservoir Rock			
TAGM	2090	2126	36		251.00	240.00			TAGM:ArgSilt50gres50	Underburden Rock			
CARBONIFERE	2126	2126	0	1000	358.00	298.00	270.00	260.00	Carbobifere:gres arg100	Overburden Rock			
DEVONIEN	2126	2126	0	1000	419.00	358.00	260.00	251.00	Devonien:sh60gres40	Overburden Rock			
SILURIEN argileux-greseux	2126	2574	448		433.00	419.00			Sil-Ar_Greseux: Arg60gres40	Reservoir Rock			
SILURIEN argileux	2574	2784	210		443.00	433.00			Sil_Arg:Arg100	Source Rock	3.95	Behar_et_al(1997)_TII(PB)	530.00
ORDOVICIEN	2784	3213	429		450.00	443.00			Ord:gres50Arg50	Reservoir Rock			
Socle	3213	5000	1787		500.00	450.00			basement:granite100	Underburden Rock			
						500.00							

Annexe 08 : Input de logiciel PetroMod-1D du puits MAT-1



Annexe 09 : Calibration de modèles du puits MAT-1 à l'aide de la T°



Annexe 09 : Calibration de modèles du puits MAT-1 à l'aide la Vitrinite