

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par

MEDJEDEL Khaoula

MERCIER Mohamed Amine

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

Caractérisation et modélisation géochimique de la roche mère silurienne et les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien de la région de Rhourde Nous, bassin de Berkine, la plateforme saharienne

Devant le jury :

SADAOUI. M

Professeur UMBB

Président de jury

CHAUCHI.R

Professeur UMBB

Examineur

ZELLOUF. K

MC-B UMBB

Examineur

KECIR. A

MA-A UMBB

Promotrice

Année Universitaire : 2018/2019

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département : Gisements Miniers et Pétroliers

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

Caractérisation et modélisation géochimique de la roche mère silurienne et les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien de la région de Rhourde Nous, bassin de Berkine, la plateforme saharienne

Présenté par :

Medjedel Khaoula

MERCIER Mohamed Amine

Avis favorable de l'encadreur :

Avis favorable du Président du jury

Nom Prénom

Signature

Cachet et signature



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail
À ma mère et ma grand-mère
pour leur amour, soutien et en-
couragement.

À l'âme de mon grand-père.
À toute ma famille « que Dieu
vous garde ».

À Tassadit, Mounira et tous mes
amis.

KHAOULA

Dédicaces

A l'âme de ma sœur.

A mes parents.

A toute ma famille.

A mes amis.

M.M.A

Remerciements

Tout d'abord nous remercions notre **Dieu** de nous avoir donné le courage pour réaliser ce modeste travail.

Tous nos remerciements à Madame **KECIR.A**, notre promotrice et à Monsieur **MOKRI Yacine**, notre encadreur pour leurs efforts qu'ils ont fourni durant notre stage.

Nos sincères reconnaissances à tous nos enseignants du département gisements pétroliers et miniers.

Nous tenons à remercier tout le personnel du département géochimie Division-Laboratoires, en particulier Madame **AAIDA.F**, **AMROUCHE.S**, Monsieur **ALILICHE.M**, **MOUZAIA.E**, **BELOUAD.R** qui nous ont beaucoup aidé à réaliser ce travail dans les meilleures conditions.

Nous n'oublions pas madame **GHARBLA** et Monsieur **FEDLAOULE** du Division Exploration pour leurs conseils et orientations.

Toute personne qui nous a aidé, soutenu, encouragé et contribué de près ou le loin à la finalisation de ce mémoire.

Table des matières.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	2
------------------------------------	----------

Chapitre I

I GENERALITES SUR LE BASSIN DE BERKINE	4
-----------------------------------------------------	----------

I.1 CADRE GEOGRAPHIQUE	4
I.2 CADRE GEOLOGIQUE	4
I.2.1 Aspect stratigraphique	5
I.2.1.1 Le Paléozoïque.....	5
I.2.1.2 Le Mésozoïque.....	6
I.2.1.3 Le Cénozoïque	8
I.2.2 Aspect structural.....	10

II PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE : RHOURE NOUSS	13
----------------------------------------------------------------	-----------

II.1 HISTORIQUE DES DECOUVERTES ET TRAVAUX EFFECTUES DANS LA REGION DE RHOURE NOUSS :	13
II.2 CADRE GEOGRAPHIQUE	14
II.3 CADRE GEOLOGIQUE	15
II.3.1 Aspect stratigraphique.....	16
II.3.1.1 Le socle	16
II.3.1.2 Le Paléozoïque.....	16
II.3.1.3 Le Mésozoïque.....	18
II.3.1.4 Le Cénozoïque	20
II.3.2 Système pétrolier	22
II.3.2.1 Les roches mères.....	22
II.3.2.2 Les roches réservoirs	22
II.3.2.3 Les roches couvertures.....	22
II.3.2.4 Les pièges.....	23
II.3.3 La structure de Rhourde Nous	24
II.3.4 Evolution structurale de la région de Rhourde Nous	25

Chapitre II

I GENERALITES SUR LA GEOCHIMIE ORGANIQUE ET METHODES D'ANALYSE.....	29
I.1 INTRODUCTION SUR LA GEOCHIMIE ORGANIQUE.....	29
I.1.1 Buts et objectifs de la géochimie	29
I.1.2 La matière organique	29
I.1.3 La diagenèse	31
I.1.4 La catagenèse.....	31
I.1.5 Métagenèse et métamorphisme.....	32
I.1.6 Le kérogène.....	33
I.2 METHODES D'ANALYSE	37
Prélèvement et préparation des échantillons	37
I.2.1 Dosage de carbone organique total.....	37
I.2.2 Pyrolyse Rock-Eval	39
I.2.2.1 But de la pyrolyse	39
I.2.2.2 Principe de la pyrolyse Rock-Eval.....	39
I.2.2.3 Signification géochimique des paramètres obtenus.....	39
I.2.3 La Microscopie	44
I.2.3.1 Observation microscopique du kérogène.....	44
I.2.3.2 L'étude en lumière transmise.....	44
I.2.3.3 L'étude en lumière réfléchie	45
I.2.3.4 La fluorescence	46
I.2.4 Analyses chimiques des huiles et des extraits de matière organique....	47
I.2.4.1 Extraction de la matière organique soluble des roches-mères	47
I.2.5 La Chromatographie	47
I.2.5.1 La Chromatographie (en phase liquide) sur colonne (CPL)	48
I.2.5.2 La Chromatographie sur couche mince TLC.....	48
I.2.5.3 Chromatographie en phase gazeuse sur colonne capillaire CPGC	49
I.2.5.4 La Chromatographie en phase gazeuse couplée à la spectrométrie de masse (GC/MS)	50

Chapitre III

I INTRODUCTION.....	52
II LA ROCHE MERE SILURIENNE.....	53
II.1 LA RICHESSE EN MATIERE ORGANIQUE	54
II.2 RESULTATS DE LA PYROLYSE ROCK-EVAL VI.....	55
II.2.1 <i>Le potentiel pétrolier résiduel</i>	55
II.2.2 <i>Type de la matière organique</i>	56

II.2.3 <i>Le degré de maturité de la matière organique</i>	58
II.3 LA MICROSCOPIE	60
II.3.1 <i>Type de la matière organique</i>	62
II.3.2 <i>Le degré de maturation de la matière organique</i>	62
IIILA ROCHE MERE ORDOVICIENNE	64
III.1 LA RICHESSE EN MATIERE ORGANIQUE	65
III.2 LE POTENTIEL PETROLIER RESIDUEL	66
III.3 TYPE DE LA MATIERE ORGANIQUE	67
III.4 MATURETE DE LA MATIERE ORGANIQUE	68
IVEVOLUTION STRUCTURALE DES ROCHES MERES MODELISEES	71
IV.1 APRES LE DEPOT DU SILURIEN ARGILEUX	71
IV.2 A LA FIN DU PALEOZOÏQUE	72
IV.3 A LA FIN DU TRIAS	73
IV.4 L'ACTUEL	74

Chapitre IV

I INTRODUCTION	77
I.1 LES PRINCIPES ESSENTIELS DE LA MODELISATION GEOCHIMIQUE	77
II MODELISATION GEOCHIMIQUE	77
II.1 LES DONNEES UTILISEES	78
II.1.1 <i>Les données lithostratigraphiques</i>	78
II.1.2 <i>Les données géothermiques</i>	78
II.1.3 <i>Les mesures géochimiques</i>	78
II.2 METHODOLOGIE DE TRAVAIL	78
II.2.1 <i>Les données lithologiques</i>	78
II.2.2 <i>L'eustatisme</i>	80
II.2.3 <i>Les Paléotempératures</i>	80
II.2.4 <i>Le flux de chaleur</i>	81
II.3 LES PUIITS MODELISES	83
II.3.1 <i>Puits RN-9</i>	83
II.3.2 <i>Puits RN-10</i>	85
II.3.3 <i>Puits RN-05</i>	87
CONCLUSION GENERALE	91

Liste des figures

Figure 1- Situation géologique et géographique du bassin de Berkine (WEC 2007).....	4
Figure 2 - Colonne stratigraphique type du bassin de Berkine (WEC 2007)	9
Figure 3 - Coupe géologique NO - SE montrant la structure de la synclise Ghadamès - Illizi et la province Triasique (WEC 2007)	11
Figure 4 - Situation géographique des gisements de Rhourde Nouss (WEC 2007).....	14
Figure 5 - Image satellite (LANDSAT 7 ETM+) de l'Algérie montrant la situation géographique de Rhourde Nouss	14
Figure 6- Carte de situation géologique de la région de Rhourde Nouss (SONATRACH 1991).....	15
Figure 7 - Colonne stratigraphique type de la région Rhourde Nouss (WEC 2007).....	21
Figure 8 - Carte structurale de Rhourde Nouss (WEC 2007).....	25
Figure 9 - coupe sismique NO-SE de la structure de Rhourde Nouss (Beicip 1990).....	26
Figure 10 - Représentation des différentes fractions organiques dans les roches sédimentaires: matière organique totale, kérogène, bitumes et hydrocarbures au sens strict. D'après Tissot et Welte, 1978.	30
Figure 11 - Evolution générale des formes de la matière organique en fonction de la profondeur sans expulsion des hydrocarbures. Modifié d'après Tissot et Welte, 1984.	32
Figure 12 - Représentation de l'évolution géochimique des kérogènes et principales zones de formation des hydrocarbures dans le diagramme de Van Krevlen. D'après Durand, 1980.	34
Figure 13 - Représentation schématique de la structure chimique d'un kérogène du Toarcien (Formation des schistes cartons) du bassin de Paris (Type II) à la fin de la diagenèse. D'après Baher et Vandenboucke, 1986, in Vandenbrouck et Largeau, 2007 (Les rapports atomiques de ce kérogène sont H/C=1,34 et O/C=0,20.	35
Figure 14 - Localisation des principaux types de kérogènes dans un diagramme de Van Krevlen étendu incluant les rapports H/C, O/C et Sorg/C. D'après Huc 2013. Il s'agit ici de kérogènes immatures.	36
Figure 15 - Doseur de carbone organique total (LECO CS 230)	38
Figure 16 - Méthode Rock-Eval: Les différents pics et les températures correspondantes.	39
Figure 17 - Diagramme IH vs IO (dit pseudo Van Krevlen) permet ainsi de définir rapidement les trois types principaux de kérogènes.	43
Figure 18 - Le microscope ZEISS AXIO IMAGER.M2 utilisé.	44
Figure 20 - Extraction par Soxhlet	47
Figure 21 - Chromatographie sur colonne	48
Figure 22 - Chromatographie sur couche	49
Figure 23 - Chromatographie en phase gazeuse sur colonne capillaire CPGC	50
Figure 24 - Chromatographie en phase gazeuse avec spectrométrie de masse GCMS	50
Figure 25 - Carte de positionnement des puits utilisés pour la caractérisation géochimique (WEC 2007- corrigée).....	52
Figure 26 - Carte en Isobathes au toit du Silurien argileux.	53
Figure 27 - Carte en Isoques du Silurien argileux.	53

Figure 28 - Représentation de la distribution des valeurs de COT de la roche mère Silurienne en fonction de la profondeur.	54
Figure 29 - Carte en Iso-COT de la roche mère Silurienne.....	55
Figure 30 - Représentation de la distribution des valeurs de S2 de la roche mère Silurienne en fonction de la profondeur.	55
Figure 31 - Carte en Iso-S2 de la roche mère Silurienne.	56
Figure 32 - Diagramme IH/Tmax.....	57
Figure 32 - Diagramme IH/IO.....	57
Figure 34 - Diagramme S2/COT.....	57
Figure 35 - Diagramme de Tmax en fonction de la profondeur.....	58
Figure 36 - Carte en Iso-Tmax de la roche mère Silurienne.	58
Figure 37 - Diagramme IP/Tmax.....	59
Figure 38 - Organofaciès bien conservé de type II (puits RN-8).....	62
Figure 39 - Organofacies mal conservé de type II (Puits RN-3).....	62
Figure 40 - Carte en ISO-IAT du Silurien argileux de Rhourde Nous.	62
Figure 41 - Carte en Isopaques des argiles microconglomératiques de l'Ordovicien.....	64
Figure 42 - Carte en Isobathes au toit des argiles microconglomératiques de l'Ordovicien.	64
Figure 43- Représentation des valeurs de COT de la roche mère Ordovicienne en fonction de la profondeur.	65
Figure 44 - Carte en Iso-COT de la roche mère Ordovicienne.	66
Figure 45 - Représentation de la distribution des valeurs de S2 de la roche mère Ordovicienne en fonction de la profondeur.....	66
Figure 46 - Carte en Iso-S2 de la roche mère Ordovicienne.	67
Figure 48 - Diagramme IH-Tmax.....	67
Figure 47 - Diagramme IH-IO.....	67
Figure 49 - Diagramme S2-COT.....	68
Figure 50 - Carte en Isomaturités de la roche mère Ordovicienne.....	68
Figure 51 - Diagramme de l'évolution de Tmax en fonction de la profondeur.	69
Figure 52 - Diagramme IP-Tmax.....	69
Figure 53 - Carte de positionnement des puits montrant la ligne de profil.	71
Figure 54 - Profil paléostrucural des roches mères silurienne et ordovicienne à la fin du dépôt du Silurien argileux.	72
Figure 55 - Profil paléostrucural des roches mères silurienne et ordovicienne à la fin du Paléozoïque.....	72
Figure 57 - Carte paléostrucurale de la roche mère ordovicienne à la fin du Paléozoïque.....	73
Figure 58 - Carte paléostrucurale de la roche mère silurienne à la fin du Paléozoïque.	73
Figure 59 - Profil paléostrucural des roches mères ordovicienne et silurienne à la fin du Trias.....	73
Figure 61 - Carte paléostrucurale de la roche mère ordovicienne à la fin du Trias.	74
Figure 60 - Carte paléostrucurale de la roche mère silurienne à la fin du Trias.....	74
Figure 62 - Profil topographique des roches mères silurienne et ordovicienne.	75
Figure 63 - Fluctuations globales du niveau de la mer (Exxon).....	80

Figure 64 - Les paléotempératures de surface en fonction de la latitude à travers les temps géologiques par Wygrala (1989).....	81
Figure 65 - Résumé des flux de chaleur typiques associés avec les différents types des bassins (Allen & Allen 1990).	81
Figure 66 - Carte en iso-flux de chaleur du Sud algérien (D. Takherist, 1986).	82
Figure 67 - Carte d'enfouissement et de maturité en R0 de la matière organique des roches mères du puits RN-9	83
Figure 69 - Quantités des hydrocarbures générés par les roches mères du puits RN-9	84
Figure 68 - Expulsion des hydrocarbures des roches mères du puits RN-9.....	84
Figure 70 - Taux de transformation de la matière organique des roches mères du puits	85
Figure 71 - Enfouissement et maturité en R0 de la matière organique des roches mères du puits RN-10.	85
Figure 72 - Expulsion des hydrocarbures de la roche mère silurienne du puits RN-10.....	86
Figure 73 - Quantités des hydrocarbures générés par la roche mère silurienne du puits	86
Figure 74 -Taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne du puits RN-10.	87
Figure 75 - Carte d'enfouissement et de maturité en R0 de la matière organique des roches mères du puits RN-5.	87
Figure 77 - Quantités des hydrocarbures générées par les roches mères du puits RN-5.....	88
Figure 76 - Expulsion des hydrocarbures des roches mères du puits RN-5.....	88
Figure 77 - Taux de transformation de la matière organique des roches mères du puits RN-5.	89

Liste des tableaux

Tableau 1- Tableau récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d' Illizi et province Triasique (In Boudjema, 1987 et Beicip 1991)	12
Tableau 2 - Historique des découvertes et travaux dans la région (Documents Sonatrach).....	13
Tableau 3 - Composition chimique (en % de poids) de différents groupes d'organismes vivants. D'après Hunt, 1979 et autres sources.	31
Tableau 4 - Classification des roches mères en fonction du carbone organique total (Kenneth E. Peters et al, Applied source rock geochemistry, January 1994).....	38
Tableau 5 - Classification du potentiel en hydrocarbures résiduels selon les valeurs S ₂ . ..	40
Tableau 6 - Tableau montrant les différentes valeurs du T _{max} selon le type du kérogène	40
Tableau 7 - Classification des roches-mères en fonction de leur potentiel pétrolier.....	41
Tableau 8 - Maturité de la matière organique en fonction de l'indice de production.....	41
Tableau 9 - Type d'hydrocarbures produit en fonction de l'indice d'hydrogène.....	41
Tableau 10 - Type de la matière organique en fonction de l'indice d'hydrogène.	42
Tableau 11 - Classification de l'indice d'hydrogène.	42
Tableau 12 - Classification de l'indice d'oxygène.	42
Tableau 13a - Echelles de l'IAT (de Staplin (utilisé dans cette étude) 1969 et Chevron 1978).....	45
Tableau 13b - Différents stades d'évolution de la matière organique en fonction de l'IAT et le PRV (Tissot et Welte, 1978).....	46
Tableau 14 - Valeurs moyennes des paramètres géochimiques du Silurien argileux.	54
Tableau 15 - Les différents palynomorphes trouvés et leurs valeurs IAT estimées.....	60
Tableau 16 - Valeurs moyennes des paramètres géochimiques des argiles microconglomératiques de l'Ordovicien.	65
Tableau 17 - Tableau des données géologique utilisés dans la modélisation et les profils paléostratigraphiques	74
Tableau 18 - Tableau récapitulatif des résultats de la modélisation.....	84

Liste des annexes

- Annexe 1 - Log géochimique du puits RN-1
- Annexe 2 - Log géochimique du puits RN-2
- Annexe 3 - Log géochimique du puits RN-3
- Annexe 4 - Log géochimique du puits RN-4
- Annexe 5 - Log géochimique du puits RN-5
- Annexe 6 - Log géochimique du puits RN-6
- Annexe 7 - Log géochimique du puits RN-7
- Annexe 8 - Log géochimique du puits RN-8
- Annexe 9 - Log géochimique du puits RN-9
- Annexe 10 - Log géochimique du puits RN-10
- Annexe 11 - Log géochimique du puits RN-11
- Annexe 12 - Log géochimique du puits RN-12

Introduction générale.

Introduction générale

La matière organique sédimentaire est l'objet des recherches pétrolières depuis de nombreuses années. Elle est à l'origine de nos plus importantes ressources énergétiques : les hydrocarbures, qui jouent un rôle industriel et économique très essentiel.

A cet effet, la géochimie organique propose des outils efficaces pour reconnaître et évaluer : la richesse, le potentiel, le type, ainsi que l'état de maturation de la matière organique.

L'objectif de ce présent travail est d'identifier et de caractériser les niveaux roches mères susceptibles de générer des quantités économiquement rentables, et pour reconstituer l'histoire thermique de la région en estimant aussi les périodes de génération et d'expulsion des hydrocarbures par la modélisation géochimique.

Le département de géochimie organique de SONATRACH-DLab (division laboratoires (Ex : CRD) nous a proposé d'effectuer une **Caractérisation et modélisation géochimique de la roche mère silurienne et les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien de la région de Rhourde Nouss, bassin de Berkine, la plateforme saharienne** qui correspond au deuxième champ producteur de gaz en Algérie après le champ de Hassi R'Mel.

Les principales méthodes utilisées pour cette étude sont :

- Le dosage du carbone organique total pour estimer la richesse de nos roches mères.
- La Pyrolyse Rock-Eval pour étudier le potentiel pétrolier, le type et l'état de maturité de la matière organique.
- La microscopie pour identifier les palynofaciès et confirmer le type et le degré de maturation.
- Le logiciel PetroMod pour la modélisation géochimique des roches mères.

Afin d'atteindre cet objectif, nous avons opté pour la méthodologie suivante :

- La première partie concerne les généralités sur le bassin de Berkine et le champ de Rhourde Nouss. Elle décrit la situation géographique et géologique de la région, les aspects stratigraphiques et structuraux, et ainsi que le système pétrolier.
- La deuxième partie est basée sur les généralités géochimiques et les procédés réalisés au cours d'une analyse géochimique.
- La troisième partie concerne la caractérisation géochimique des niveaux roches mères : Silurien et Ordovicien.
- La quatrième partie est consacrée à la modélisation géochimique.
- La dernière partie se rapporte aux conclusions générales et les recommandations.

Chapitre I

Généralités sur la région d'étude.

I Généralités sur le bassin de Berkine

I.1 Cadre géographique

Le bassin de Berkine, d'une superficie globale de 102 395 km², est situé dans la partie Nord-Est du Sahara Algérien, entre la latitude 29°30' et 32°00' Nord, et la longitude 7°30' et 9°30' Est. Il se prolonge vers le Sud-Ouest tunisien au Nord, vers la Lybie à l'Est, Hassi Messaoud à l'Ouest et le bassin d'Illizi au Sud (figure 1).

I.2 Cadre géologique

Le bassin de Berkine constitue la partie occidentale d'un grand bassin intracratonique (celui de Ghadamès), la partie algérienne de ce bassin étant connue sous le nom du grand Erg Oriental correspond à la partie sud de la province triasique.

Le bassin est limité au Nord par la bordure Sud du môle de Dahar, à l'Est par le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Lybie avec une série de failles de direction NO-SE, à l'Ouest le môle d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud et au Sud par le vieux môle d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.

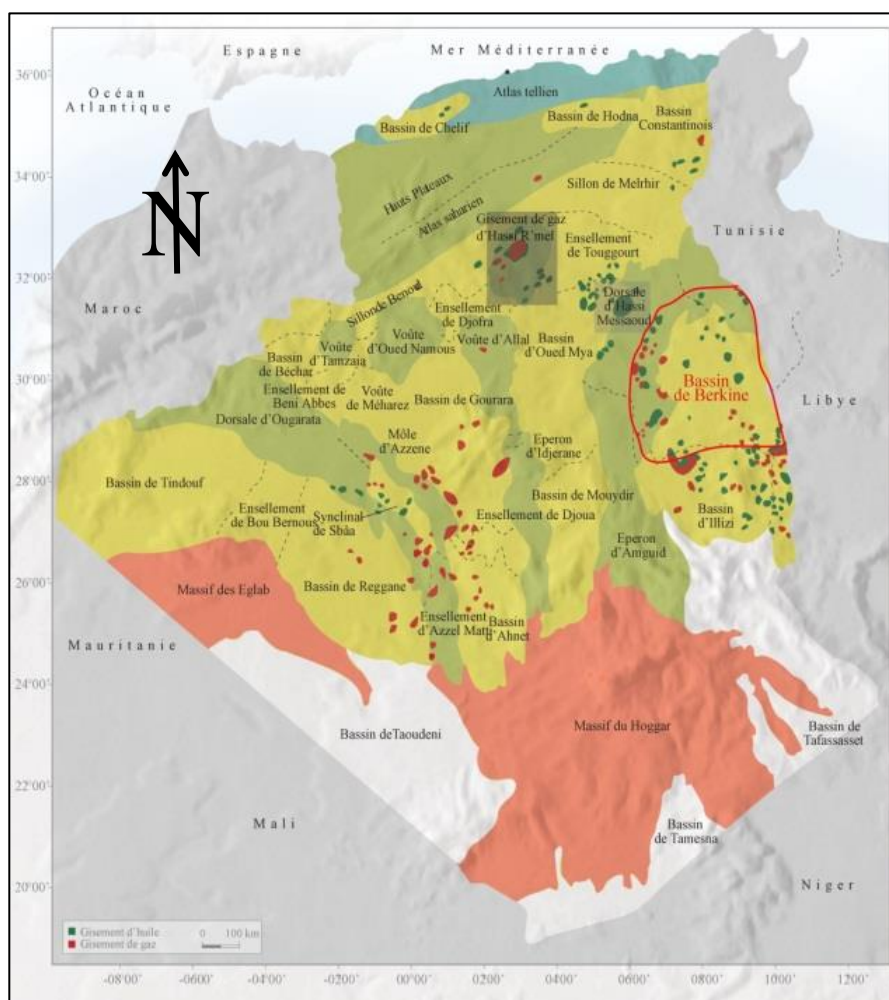


Figure 1- Situation géologique et géographique du bassin de Berkine (WEC 2007)

I.2.1 Aspect stratigraphique

En raison de l'importante subsidence qui a affecté le bassin de Berkine au cours de son évolution, il montre la série sédimentaire la plus complète (plus de 6000 m) dans sa partie centrale où le socle se trouve à environ 6500m de profondeur, avec trois cycles sédimentaires : Paléozoïque, Mésozoïque et Cénozoïque.

La stratigraphie du bassin de Berkine est résumée dans la figure 2. La description de la série stratigraphique de ce dernier a été décrite par Boudjemaa (1987) et Yahi. N & al (2001) comme suit :

I.2.1.1 Le Paléozoïque

a Le Cambrien

Il est constitué d'une série de formations essentiellement gréseuses :

- **Le terme R2**

Formé de grès moyens à grossiers, très argileux avec des passées d'argiles.

- **Le terme Ra**

Constitué de grès fins à grossiers quartzitiques avec des passées d'argiles.

- **Le terme Ri**

Il est décrit comme le passage Cambro-Ordovicien. Il est constitué par des quartzites et des grès fins à moyens avec des passées d'argiles et des silts contenant des grains de glauconites et des tigillites. L'ensemble se termine par une alternance d'argiles et de grès.

b L'Ordovicien

D'une épaisseur de 250m, l'Ordovicien est essentiellement détritique. Il a été divisé en huit étages :

- **Les argiles d'El Gassi**

Ce sont des argiles carbonatées bitumineuses noires, parfois versicolores avec une faune planctonique indiquant un milieu de dépôt marin.

- **Les quartzites de Hamra**

Ce sont des quartzites compactes à rares intercalations d'argiles.

- **Les grès d'Ouargla**

Ce sont des grès fins à moyens quartzitiques et argileux.

- **Les argiles d'Azzel**

Ce sont des argiles noires, silteuses et micacées riches en fossiles.

- **Les grès d'Oued Saret**

Ce sont des grès fins à moyens argileux et quartzitiques à intercalations d'argiles et des zones conglomératiques.

- **Les argiles microconglomératiques**

Ce sont des argiles silteuses noires admettant parfois des grès argileux à leur base. Ces argiles seraient issues de dépôts glaciaires.

- **Les grès de Ramade**

Ce sont des grès quartzitiques incluant de fines passées argileuses, auxquels font suite de grès quartzitiques de la dalle M'Kratta. Tout comme les argiles microconglomératiques, les grès de Ramade sont des dépôts d'origine glaciaire.

c Le Silurien

Il est constitué d'argiles noires riches en graptolites qui forment un repère connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne. Ce niveau à argiles noires, appelé Silurien argileux, est l'une des roches mères importantes de la région. Au-dessus des argiles noires, on trouve des faciès argilo-gréseux qui constituent un réservoir subdivisé en six unités qui sont de bas en haut : M1, M2, A1, A2, B1 et B2.

d Le Dévonien

Il est subdivisé en trois parties :

- **Dévonien inférieur**

Il est constitué de bancs de grès fins argileux, d'argiles grises à noires et de calcaires et d'argiles à oolites gréseuses.

- **Dévonien moyen**

Il est formé d'argiles grises fossilifères, de calcaires argileux et de dolomies avec quelques passées gréseuses.

- **Dévonien supérieur**

Il est constitué d'argiles grises noires à brunes foncées à la base desquelles se trouvent quelques bancs carbonatés fortement radioactifs. La partie supérieure du Dévonien supérieur est beaucoup plus argileuse.

e Le Carbonifère

Il est largement érodé mis à part vers l'intérieur du bassin. Il est formé essentiellement de calcaires avec des alternances de grès.

f Le Permien

Le Permien est largement érodé dans le bassin de Berkine et dans la Plateforme Saharienne.

I.2.1.2 Le Mésozoïque

a Le Trias

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

Il est constitué d'alternances de grès gris-clair à gris-vert, parfois blanc, fin à moyen, rarement grossier, et d'argiles grises, brune-rouges, silteuses, micacées, avec des passées de siltstone.

▪ **Le Trias carbonaté**

Il est constitué d'argiles brune-rouges, silteuses, parfois feuilletées, avec des bancs de grès brun-rouge et gris-blanc, fins à moyens et d'argile grise-foncée à noire, feuilletée, dolomitique, à passées de calcaire blanc à gris-blanc, de dolomie argileuse grise-beige.

▪ **Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS)**

Il est formé de grès blanc, brun-rouge à gris-vert, fin à grossier, parfois très fin, moyennement consolidé, avec des passées d'argile brune-rouge, tendre, silteuse, avec la présence d'anhydrite blanche.

▪ **Le Trias argileux**

Il est constitué d'argile rouge à grise-verte, tendre, salifère et anhydritique à la base avec des passées de siltstone gris-vert moyennement dur.

▪ **Le Trias Salifère « S4 »**

Il est constitué par des alternances de sel blanc, translucide, rosâtre et d'argile brune-rouge et grise-verte.

b Le Jurassique

▪ **Le Lias (Jurassique Inférieur)**

➤ Le Lias argileux

Il est constitué d'argile brune-rouge, salifère, plastique, avec des passées de sel translucide à la base.

➤ Le « S3 »

Il est représenté par des sels massifs, translucides, rosâtres, avec des intercalations d'argile brune-rouge, salifère, plastique, à rares bancs d'anhydrite, blanche au sommet.

➤ Le « S₁ » + « S₂ »

Il est constitué de sel translucide, avec des intercalations d'anhydrite blanche à beige pulvérulente et d'argile brune-rouge salifère tendre.

➤ L'Horizon « B »

Il est constitué de calcaire blanc, parfois argileux, avec des passées d'argiles grises dolomitiques et des marnes.

➤ Le Lias salifère

Il est représenté par un sel translucide avec des intercalations d'argile brune-rouge, salifère, tendre.

➤ Le Lias anhydritique

Il est constitué d'alternance d'anhydrite blanche translucide, massive, de sel translucide, et d'argile brune-rouge salifère, tendre.

▪ **Le Dogger (Jurassique moyen)**

Il est formé d'argile brune à brune-rouge silteuse, tendre avec des intercalations de siltstone brun-rouge argileux et de grès très fins argileux.

- **Le Malm**

Il est constitué d'alternances d'argiles versicolores, dolomitiques, de calcaire gris à gris-blanc, argileux et de grès gris-blanc, fin à moyen, argileux, friable, et trace de lignite et de pyrite.

- c **Le Crétacé**

- **Le Crétacé inférieur**

Il est formé à sa base de grès fins carbonatés avec des intercalations d'argiles carbonatées et des passées de calcaires gris argileux. Au-dessous de ce faciès, on trouve des grès fins à grossiers à intercalations d'argiles brunes. Au sommet, on trouve des calcaires argileux sur lesquels se déposent des grès gris argileux.

- **Le Crétacé supérieur**

Il est formé d'une alternance d'argiles grises, de sels et de calcaires blancs.

I.2.1.3 Le Cénozoïque

- a **Le Mio-Pliocène**

Il est constitué de sables à grains moyens à grossiers, arrondis et bien classés avec des passées de grès blancs fins à ciment carbonaté ainsi que des argiles rouges.

- b **Le Quaternaire**

Il est formé de sables dunaires du grand Erg Oriental.

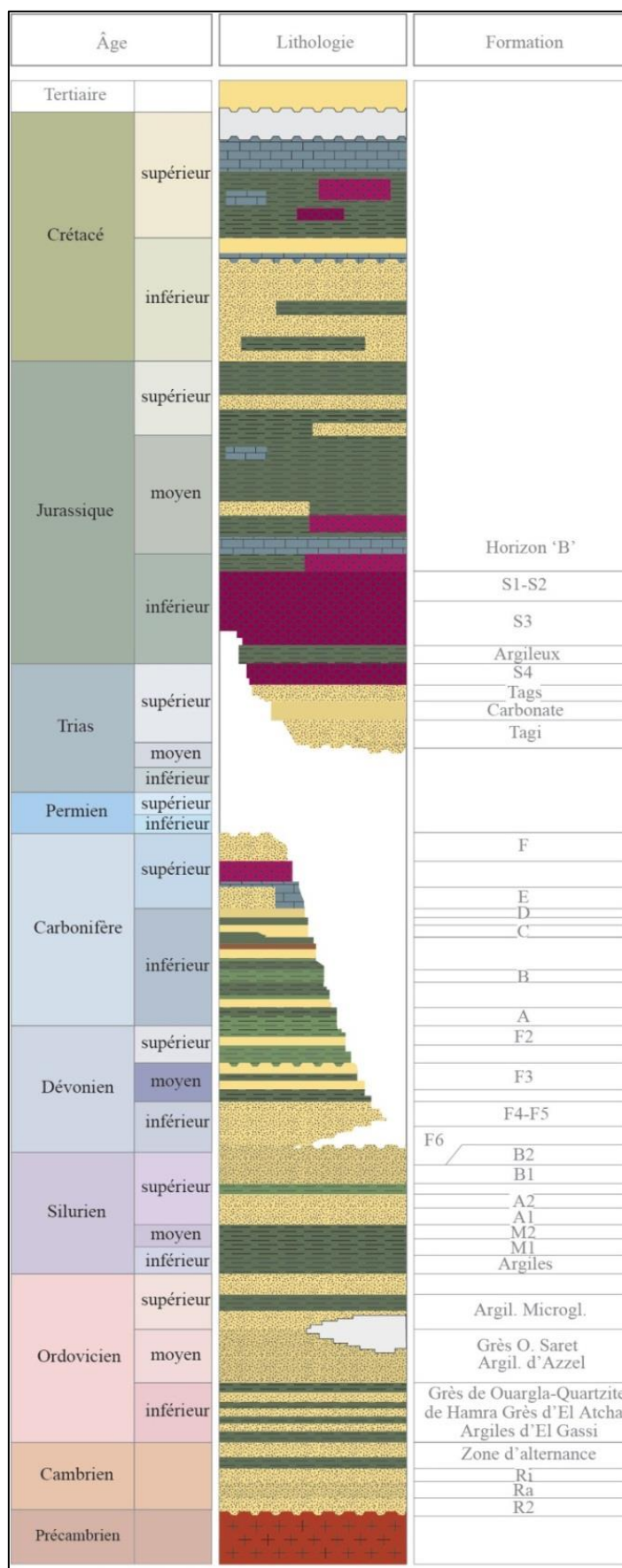


Figure 2 - Colonne stratigraphique type du bassin de Berkine (WEC 2007)

I.2.2 Aspect structural

Le bassin de Berkine est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

- **Domaine Ouest**

C'est un domaine très structuré où les accidents présentent des rejets importants et les structures ont de grandes amplitudes.

- **Domaine centre**

C'est un domaine où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le Nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques.

Les failles qui résultent de la tectonique cassante, ayant affecté les deux domaines sont multidirectionnelles. Les études structurales ont montré que les accidents NE-SW seraient dues principalement aux mouvements distensifs à la fin Trias / début Jurassique.

Les failles régionales ont défini des trends structuraux majeurs sur lesquels viennent se greffer les pièges et gisements d'huile et de gaz dans le bassin (Figure 3). Les principales orientations observées sont :

- Une direction subméridienne : les failles subméridiennes se caractérisent par de forts rejets, pouvant atteindre 2000m comme dans le cas de la faille de Ramade et 500m et plus dans la région de Rhourde Nouss, avec des structures de grandes amplitudes (la structure de Rhourde Nouss atteint 900m de fermeture structurale).
- Une direction NE-SO : les failles NE-SO sont caractérisées par une composante de décrochement importante avec ramification dans la partie supérieure, les structures associées sont des blocs basculés ou des structures 'en fleurs', cette direction interfère avec la direction subméridienne.

Sur la majorité des rejets tectoniques à caractère inverse s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le TAGI et le TAGS.

En plus, il y a d'autres orientations secondaires de failles qui existent localement :

- Direction N70 : elle se ressent dans la région de Rhourde Nouss, au niveau de la structure de Taouil et dans la région de Menzel Lejmet.
- Direction sub-équatoriale : au Sud Est d'Ahara et à l'ouest sur le trend Tartrat.
- Direction N150 : au Nord Est du bassin au niveau des trends de Keskesa, Bir Rebaa Zemlet el-Arbi et Bir Berkine Nord-Rhourde en Naga.

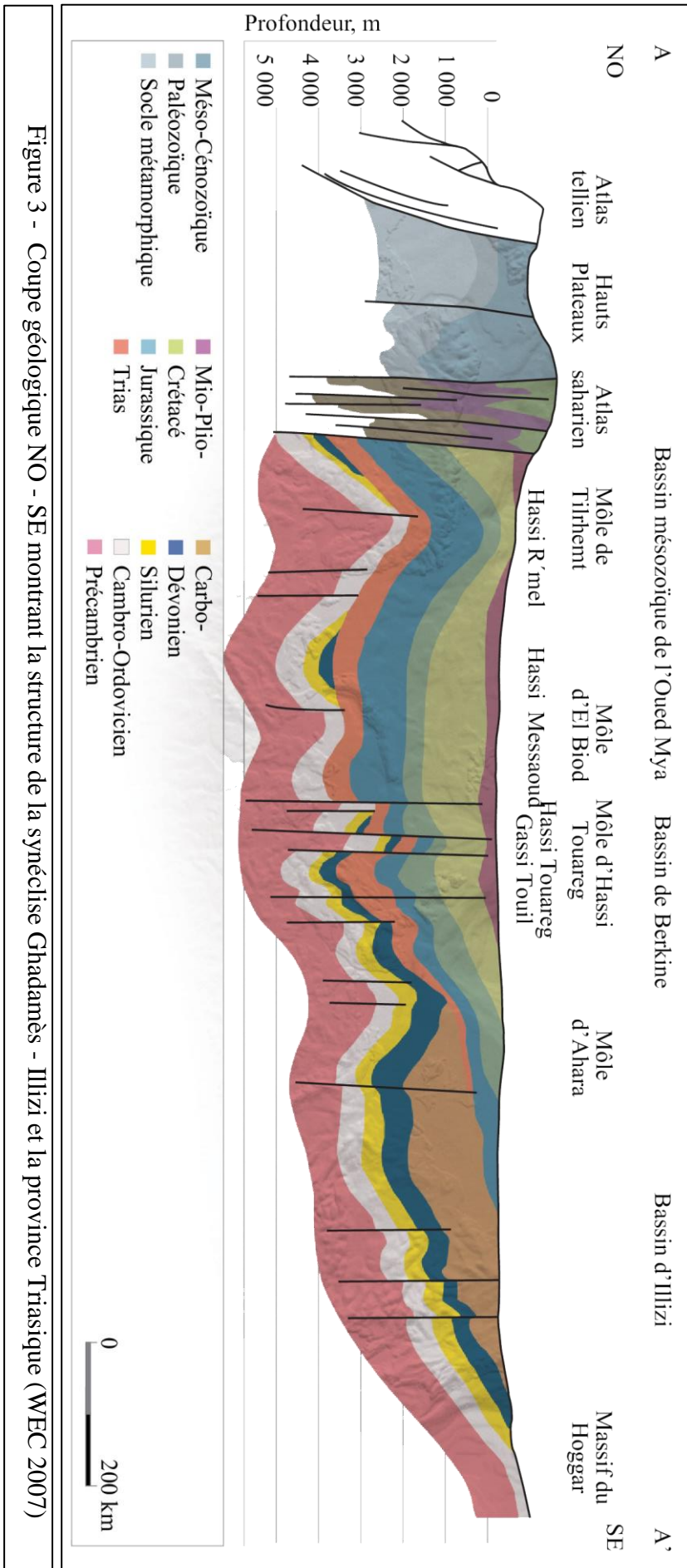
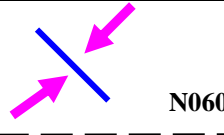
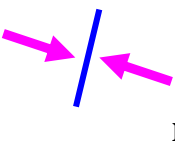
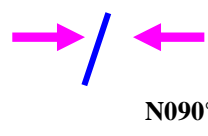
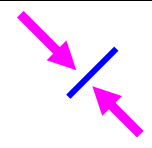
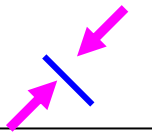




Figure 3 - Coupe géologique NO - SE montrant la structure de la synclise Ghadamès - Illizi et la province Triasique (WEC 2007)

Tableau 1- Tableau récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d'Ilizi et province Triasique (In Boudjemaa, 1987 et Beicip 1991)

ERE	EPOQUE		PHASES	DIRECTION DES PHASES	EFFETS SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPINE TARDIVE TERTIAIRE TARDIVE N.O 60	 N060°	Jeu en compression
		PALEOGENE	EOCENE N. 160	 N160°	Jeu en compression sur les accidents N-S et création de nouvelles structures
MESOZOIQUE	CRETACE		PHASE AUTRICHIENNE (ALPINE PRECOCE)	 N090°	Jeu en inverse sur les accidents N-S
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN		PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N120°	Jeu inverse sur les failles NE-SO Jeu inverse sur les failles NO-SE
	CARBONIFERE	VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE		 N040°
			DEVONIEN	Supérieur	
	Moyen				
	Inferieur				
	SILURIEN		PHASE CALEDONIENNE	 E-O??	
ORDOVICIEN CAMBRIEN					
750 – 550 Ma		PHASE PANAFRICAINE	 E-O	Tectonique cassante, réseau NE-SO et NO-SE	

II Présentation de la zone d'étude : Rhourde Nouss

II.1 Historique des découvertes et travaux effectués dans la région de Rhourde Nouss :

Tableau 2 - Historique des découvertes et travaux dans la région (Documents Sonatrach).

Année	Découvertes et travaux effectués
1946	Les compagnies pétrolières SN REPAL et CPA ont réalisé les premiers travaux sismiques.
1948	Début de la recherche gravimétrique dans la partie septentrionale du Sahara.
1954	Résultats positifs des travaux de reconnaissance et commencement des travaux ultérieurs de la sismique surtout les zones hautes de Hassi Messaoud, Hassi R'Mel, Rhourde EL Baguel et Rhourde Nouss.
1956	La compagnie EL PASO France Afrique a débuté la recherche dans la région de Rhourde Nouss en forant le puits RN-1 au niveau de la structure de Hamra qui a permis d'effectuer le premier test au niveau des réservoirs d'âge Barrèmo-Nèocomien (Crétacé).
1958	Le forage du puits RN-2 au niveau de la structure de Hamra a relevé la présence de gaz dans les réservoirs ordoviciens et les réservoirs triasiques.
1959	Début des travaux d'exploration dans la partie Ouest, où la structure de Ramade a fourni des résultats négatifs
1961	Le forage RN-3 qui a mis en évidence l'accumulation de gaz à condensat dans les grès triasiques de Rhourde Nouss à la profondeur de 2500m.
1962	La mise en évidence de la structure de Rhourde Nouss.
1963	La mise en évidence de la structure de Rhourde Adra.
1966	Mise en service du Centre de traitement d'huile avec une capacité de traitement de 2000 m ³ /j de pétrole brut.
1972	Mise en évidence de la structure de Rhourde Nouss Sud-Est.
1973	Mise en évidence de la structure de Rhourde Nouss Sud-Ouest.
1975	Mise en évidence de la structure de Meksen.
1980	Mise en évidence de la structure d'El Mouileh.
1982	Mise en évidence de la structure de Rhourde Adra.
1983	Plus de 80 puits ont été forés sur l'ensemble de la région (RN-11, RN-42, RN-101...)
1987	Le champ de Hamra est mis en production et la région est classée comme étant le deuxième champ gazifière dans le pays après le champ de Hassi R'Mel
1988	Démarrage de l'usine phase A
1989	Mise en service de Rhourde Adra
1990	La mise en production de condensat du Trias Argilo-Gréseux Supérieur.
1992	Mise en service de Rhourde Hamra et de Rhourde Chouf.
2000	Démarrage usine GPL.
2011	Démarrage d'une nouvelle unité de traitement d'huile.
2015	Démarrage d'une nouvelle unité de traitement d'huile.

II.2 Cadre géographique

Le champ de Rhourde Nouss se situe dans de la wilaya d'Ilizi à environ de 850 km au Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud Sud-Est de Hassi Messaoud et un peu plus de 350 km au Nord-Ouest d'In Amenas (Figure 5). Il est limité :

- Au Nord par la région de Gassi-Touil et Rhourde Hamra.
- Au Sud par Rhourde Adra, Hamra et Meksem.
- À l'Est par Rhourde Chouf.
- À l'Ouest par Dra Allal.

Il s'étend sur une superficie de 10 000 Km² d'Erg sableux témoignant d'un climat désertique, sec et chaud. La végétation se localise principalement dans les zones de ruissellement sous forme de touffes isolées. Il est compris entre la longitude 06°24' et 07° Est et la latitude 29°16' et 30° Nord. Il est situé dans le bloc 246 du bassin de Berkine (figure 4).

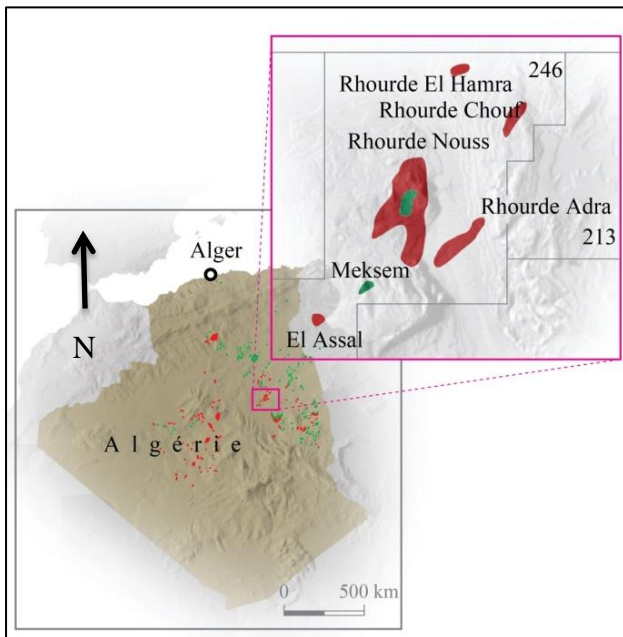


Figure 4 - Situation géographique des gisements de Rhourde Nouss (WEC 2007)

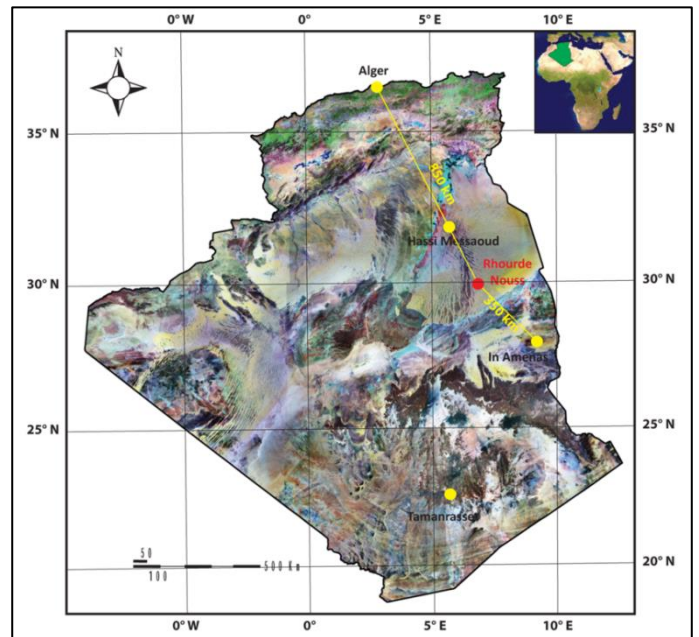


Figure 5 - Image satellite (LANDSAT 7 ETM+) de l'Algérie montrant la situation géographique de Rhourde Nouss

II.3 Cadre géologique

La Région de Rhourde Nouss se situe dans l'extrême sud de la province triasique (figure 6) et culmine sur le horst Rhourde Nouss-Essaoui Mellane qui est une extension du môle d'Amguid vers l'Est. Elle est bordée de ce dernier par la fameuse faille de Ramade d'une direction subméridienne et d'un rejet de 2000m (WEC, 2007). Elle est limitée :

- Au Nord-Ouest par le sillon de Marfag.
- Au Sud-Ouest par le môle Amguid-El Biod représentant une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600 km, allant d'Amguid.
- Au Sud par Rhourde El Baguel.
- Au Nord-Est, on retrouve le bassin de Berkine vers lequel s'enfoncent les axes NE-SW des structures de Rhourde Hamra et Rhourde Chouff.

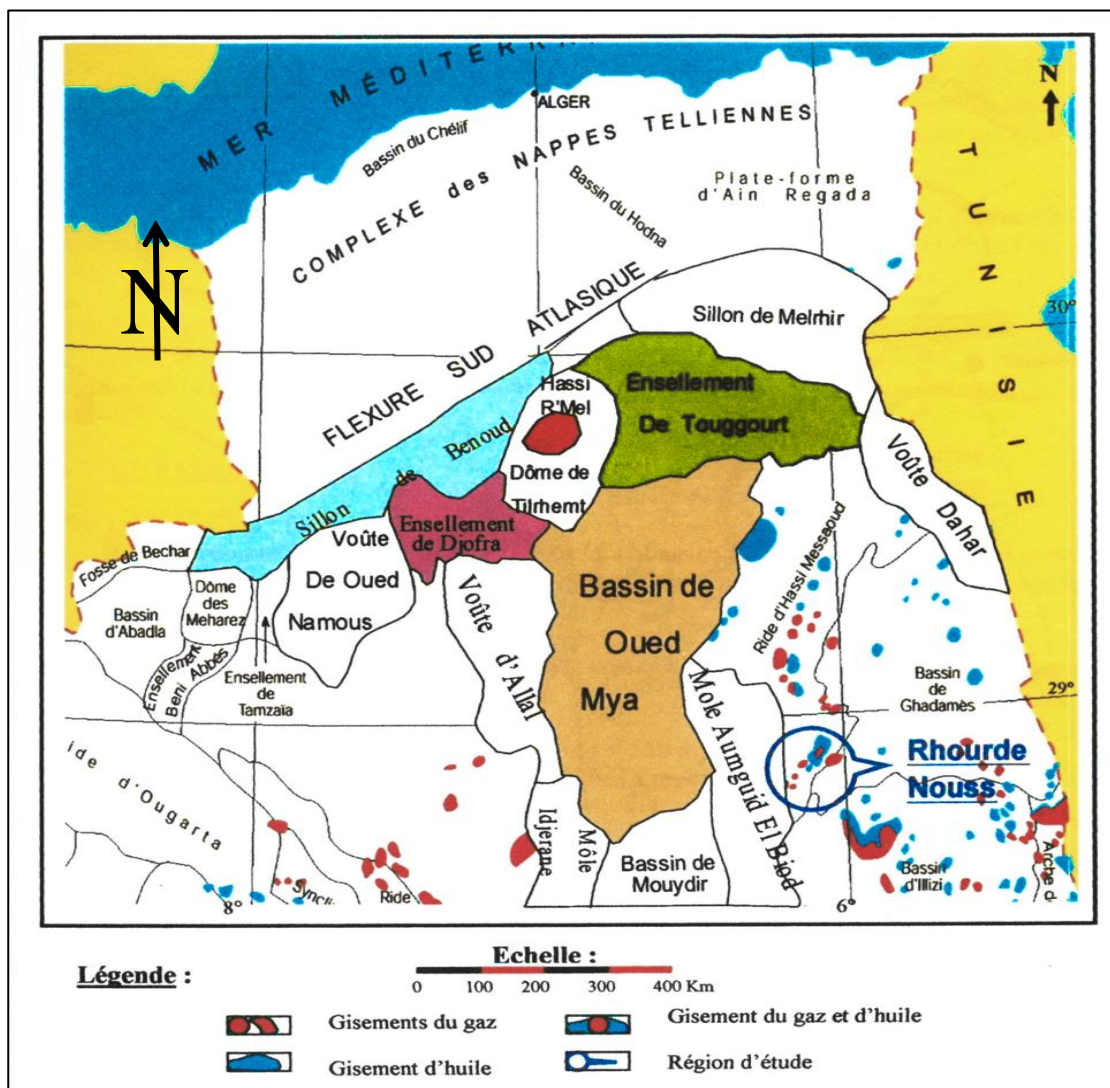


Figure 6- Carte de situation géologique de la région de Rhourde Nouss (SONATRACH 1991)

II.3.1 Aspect stratigraphique

La colonne stratigraphique type (figure 7) montre la présence d'une couverture sédimentaire d'une épaisseur qui dépasse les 5230 m, représentée par les trois unités géologiques paléozoïque, mésozoïque, et cénozoïque. Dont la succession verticale est interrompue par diverses discordances :

- Le Paléozoïque repose en discordance (panafricaine) sur le socle granitique.
- Le Mésozoïque repose en discordance (hercynienne) sur le Paléozoïque.
- Le sommet du crétacé inférieur (Barrémien) est affecté par la discordance autrichienne.
- Le Cénozoïque repose en discordance d'âge Eocène sur le Mésozoïque.

II.3.1.1 Le socle

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

II.3.1.2 Le Paléozoïque

Le premier horizon Paléozoïque, sous la discordance Hercynienne est le Silurien Argilo-Gréseux, le Dévonien et le Carbonifère étant érodés. En revanche, on note la présence de tous les termes de l'Ordovicien et du Silurien, où l'épaisseur est maximale (4000 m) notamment dans le sillon de Marfag qui se situe à l'Ouest de la région.

a Le Cambrien :

Son épaisseur moyenne est de 104 m, il est représenté par les grès de Hassi Leila (> 65 m), La partie sommitale est composée essentiellement par des grès quartzitiques très fins à grossiers, intercalés par des passées d'argiles noires micacées et sableuses, le reste sont des quartzites fins.

b L'Ordovicien :

Il est constitué par des alternances de grès quartzitiques et d'argiles. Son épaisseur varie de 750 à 1250 m, il se compose de plusieurs unités qui se succèdent de bas en haut :

▪ Les grès de Miribel

D'âge Trémadoc inférieur, son épaisseur est de 180 m, cette unité est constituée par des grès quartzitiques fins à très fins avec de Grés Argilo-Silteux et des passées d'Argiles gris-noires.

▪ Les argiles d'El-Gassi

D'âge Trémadoc moyen, avec une épaisseur de 268 m, matérialisée par une alternance d'argiles silteuses grises foncées plus ou moins pâteuses et des grès quartzitiques.

▪ **Les grès d'El- Atchane**

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

▪ **Les Quartzites de Hamra**

D'âge Arenig moyen, avec une épaisseur moyenne de 80 à 232 m. Ils sont formés par des grès fins à moyens, gris-bruns, quartzitiques avec des intercalations d'argiles noires.

▪ **Les grès d'Ouargla**

D'âge Arenig supérieur, leur épaisseur varie de 91 à 100 m, ce terme est représenté essentiellement par des grès fins à moyens, gris-bruns, quartzitiques avec des intercalations d'argiles noires.

▪ **Les argiles d'Azzel**

D'âge Lanvrin, son épaisseur est estimée entre 64 et 117 m, constitué d'argiles grise-noires, silteuses plus ou moins indurées.

▪ **Les grès d'Oued Saret**

D'âge Landeilo, avec une épaisseur moyenne varie de 103 à 137 m, ils sont composés de grès fins parfois quartzitiques.

▪ **Les Argiles microconglomératiques**

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

▪ **La dalle de M'kratta**

D'âge Asghil, elle présente une épaisseur qui varie de 6 à 10 m, elle est matérialisée par des grès quartzitiques qui varient du très fin à moyen jusqu'à grossier.

c Le Silurien :

▪ **Le Silurien Argileux**

D'âge Landoverly-Taranon-Wenlok, d'une épaisseur qui varie de 232 à 341 m. Il est constitué par une série d'argiles noires micacées très riche en faune (Brachiopodes, Gastéropodes et Graptolites), ce sont les argiles à Graptolites.

▪ **Le Silurien Argilo-Gréseux**

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

➤ L'unité M1 :

Cette unité est constituée par des argiles silteuses, indurées à quelques passées carbonatées à la base, elle présente une épaisseur qui varie entre 32 et 37 m.

➤ L'unité M2 :

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

➤ L'unité A1

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

➤ L'unité A2

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

➤ L'unité B1

Elle présente une épaisseur qui varie entre 0 et 149 m, cette unité est tronquée par l'érosion hercynienne surtout sur le flanc Sud-Est de la structure de Rhourde Nous, constituée par une succession de grès quartzitiques compacts et d'argiles gris-noires, indurées micacées.

➤ L'unité B2

Son épaisseur varie de 0 à 111 m, elle est affectée par l'érosion hercynienne (Partie S-E et la partie S-O), présente une alternance de grès quartzitiques et des argiles micacées.

▪ **Remarque**

Le Dévonien, le Carbonifère et le Permien sont tous érodés.

II.3.1.3 Le Mésozoïque

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

a Le Trias

Il repose en discordance sur le Silurien Argilo-Gréseux (discordance hercynienne), on distingue 5 unités représentées de bas en haut :

▪ **Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)**

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

▪ **Le Trias Carbonaté**

Il est subdivisé en trois termes :

➤ Le Trias Intermédiaire I

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

➤ Le Trias Argilo-Moyen

Son épaisseur varie de 33 à 53 m, il est constitué d'argiles brun-rouges, silteuses et dolomitiques, parfois indurées.

➤ Le Trias Intermédiaire II

Il présente une épaisseur qui varie de 53 à 77 m, constitué d'une alternance de grès fins et d'argiles rouges à vertes silteuses.

▪ **Le Trias Argilo- Gréseux Supérieur (TAGS)**

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

b Le Jurassique

▪ **Le Lias :**

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

➤ Le Lias Argileux S1

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

➤ Le Lias Salifère

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

➤ L'horizon B :

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

➤ L'horizon H

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

➤ Le Lias Argilo-dolomitique

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

▪ **Le Dogger**

Subdivisé de bas en haut par :

➤ Le Dogger Lagunaire :

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

➤ Le Dogger Argileux

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

▪ **Le Malm**

Son épaisseur varie de 0 à 232 m, il est composé d'argiles silteuses, tendres, parfois dolomitiques.

c Le Crétacé

Il est subdivisé de bas en haut :

▪ **Le Néocomien**

Son épaisseur varie de 46 à 345 m ; il s'agit d'argiles silteuses dolomitiques avec une alternance de sables fins à grossiers et de grès fins à très fins.

▪ **Le Barrémien**

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

▪ **L'Aptien**

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

▪ **L'Albien**

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

▪ **Le Cénomanién**

L'épaisseur varie de 62 à 110 m et il est constitué par des argiles carbonatées à passées d'anhydrite.

▪ **Le Turonien**

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

▪ **Le Sénonien**

Il est subdivisé de bas en haut par :

➤ **Le Sénonien Salifère**

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

➤ **Le Sénonien Anhydritique**

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

➤ **Le Sénonien Carbonaté**

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

II.3.1.4 Le Cénozoïque

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

a MioPliocène

Son épaisseur est de 154 à 677 m ; Il repose en discordance sur le Sénonien Carbonaté, il est constitué de sable renfermant quelque passées d'argiles et de calcaires.

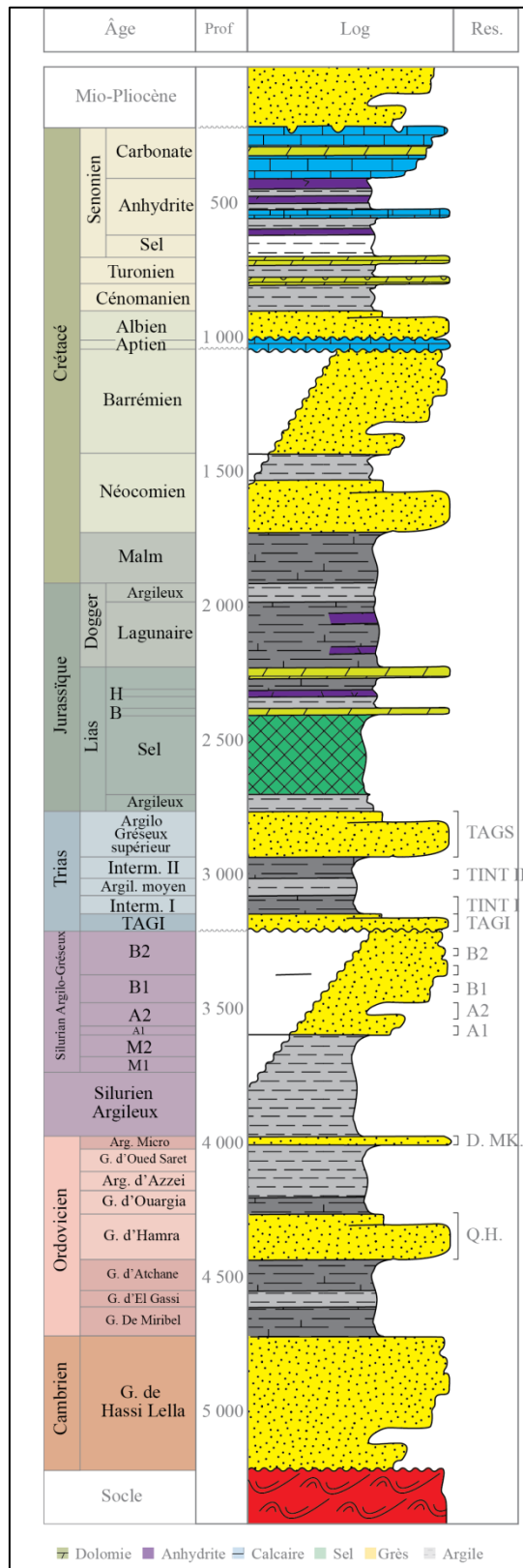


Figure 7 - Colonne stratigraphique type de la région Rhourde Nours (WEC 2007)

II.3.2 Système pétrolier

II.3.2.1 Les roches mères

Le degré de potentialité permet de les classer comme suit :

a Le Silurien

La roche mère silurienne est la plus potentielle pour tous les systèmes pétroliers de la province triasique, et, par conséquent, pour notre région d'étude.

b L'Ordovicien

Il est considéré comme une roche mère secondaire par certains de ses niveaux argileux.

II.3.2.2 Les roches réservoirs

Dans la région de Rhourde Nous, il existe une succession des formations réservoirs qui sont organisées dans l'ordre suivant, de bas en haut

a L'Ordovicien

Représenté par les quartzites de Hamra qui sont constituées de quartzites et de grès quartzitiques moyens à grossiers intercalés de quelques petits niveaux d'argiles finement gréseuses vers la base dont l'épaisseur est de 250m. Sa porosité moyenne varie de 2,7 à 4,1%, sa perméabilité est en général inférieure à 0,1md et son taux de productivité est fonction de la fracturation de la présente.

b Le Silurien

Il renferme les unités réservoirs suivantes : M1, M2, A1, A2, B1, B2 qui sont interprétées comme des dépôts de barres sableuses de la plateforme marine, elles présentent des caractéristiques moins homogènes et de bonnes qualités, la porosité varie de 8 à 13% et la perméabilité est généralement supérieure à 100md.

c Le Trias

Il est subdivisé en trois unités réservoirs d'extension régionale, formé de bas en haut comme suit :

▪ Le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI)

C'est un réservoir à gaz riche en condensât formé essentiellement de grès fins à très fins à ciment argileux et d'argiles silteuses, son épaisseur varie de 10 à 35 m, sa porosité moyenne varie entre 8,4 et 13,7% et sa perméabilité dépasse les 10md.

▪ Le Trias intermédiaire

Il est subdivisé en deux niveaux réservoirs :

- Intermédiaire I.
- Intermédiaire II.

▪ **Le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS)**

C'est le réservoir le plus important, son épaisseur varie entre 100 et 200m, il est constitué d'une série épaisse de grès fins à grossiers avec des intercalations d'argile brun-rouge à verte tendre à induré ; il présente les meilleures qualités réservoirs étant donné : son épaisseur, sa continuité, son extension (Beicip.1991). Sa porosité est comprise entre 15 et 20% et sa perméabilité atteint fréquemment 1 Darcy.

II.3.2.3 Les roches couvertures

a Les roches couvertures régionales

▪ **Le Lias argileux et le Lias salière**

Ils constituent une excellente couche couverture (Beicip.1991) parfois son épaisseur est insuffisante à cause de rejeux des failles majeures qui les exposent à une érosion intense (phase Autrichienne) ou bien à une dissolution le long de ces failles. Ils sont considérés comme la roche couverture la plus étanche pour tous les réservoirs triasiques.

▪ **Le Silurien argileux**

Malgré qu'il soit classé comme une roche mère, il joue aussi le rôle d'une bonne roche couverture pour les réservoirs ordoviciens.

b Les roches couvertures locales

Ce sont des couvertures intermédiaires entre les réservoirs, elles sont localement efficaces (l'Ordovicien est un gisement multicouche) mais la bonne étanchéité est assurée par la roche silurienne (Beicip.1991).

II.3.2.4 Les pièges

L'âge de formation des pièges est attribué à la période Trais-Lias (Beicip.1991) au cours de la phase Autrichienne, alors les hydrocarbures (huile et gaz à condensat) générés sont emprisonnés dans les pièges mentionnés ci-dessous :

a Les pièges structuraux

Liés aux rejeux des trends structuraux régionaux, suite auxquels les structures atteignent leurs fermetures maximales.

b Les pièges stratigraphiques

Liés à des biseaux stratigraphiques (le biseautage de TAGS au niveau du Maouar) et des lentilles sableuses (les réservoirs de L'INFRA-TAGS).

II.3.3 La structure de Rhourde Nouss

L'historique des travaux effectués dans la région indique que cette dernière est très riche en hydrocarbures grâce aux réservoirs et aux pièges qu'elle a hérités à travers les temps géologiques.

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 structure serait de dimension 40 x 30 km², elle est composée de quatre structures différentes, à savoir (figure 8) :

- Rhourde Nouss centrale (RN).
 - Rhourde Nouss Sud-Est (RNSE).
 - Rhourde Nouss Sud-Ouest (RNSW).
 - Rhourde El Adra (RA).
-
- **Rhourde Nouss Centrale (RN)**

Cette structure est alignée N-S et s'étend sur environ de 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 dans lequel on a foré 64 puits.
 - **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, le nombre de puits forés dans le réservoir est de 17 puits.
 - **Rhourde-Nouss Sud-Est (RNSE)**

Cette structure 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 Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS), qui est producteur de gaz, avec un anneau d'huile d'une dizaine de mètres, et 7 forés dans le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), qui est producteur d'huile.
 - **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 égal 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.

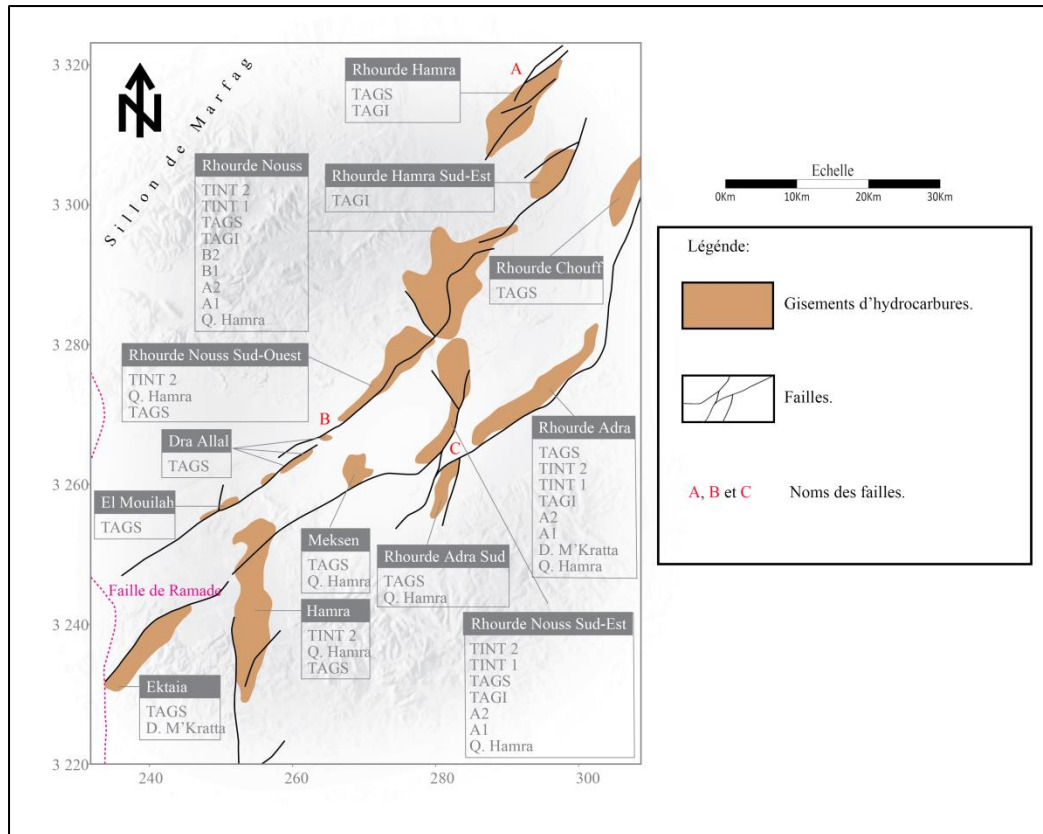


Figure 8 - Carte structurale de Rhourde Nous (WEC 2007)

II.3.4 Evolution structurale de la région de Rhourde Nous

a 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 Paléozoïque. Au Cambro-Ordovicien, a la présence de certains jeux de failles conduisant à la structuration de l'Ordovicien.

A la fin de la phase Hercynienne, un vaste monoclin en pente vers l'Ouest a été installé en direction du sillon d'El Marfag et vers le N-E en direction du bassin de Ghadamès, 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.

b Au cours du Mésozoïque

▪ Au cours du 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 à 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.

Le rejet des failles normales des accidents « B » et « C » et le basculement régional du Sud vers le Nord ont conduit l'apparition de la structure de Rhourde Nous Sud-Ouest et à la disparition des séries sous-jacentes sur le bloc de Rhourde Nous Sud-Est.

▪ **Au cours du 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 Nous et Rhourde Adra et Meksen.

▪ **Au cours du Crétacé**

Le régime distensif est 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 jouant en failles inverses, les accidents NE-SO jouent en décrochement dextre et conduisent à la formation d'un pli. Certains côtés effondrés sont devenus hauts comme Rhourde Nous, suite au phénomène d'inversion structurale où les failles normales Triasiques ont rejoué le sens inverse (figure 9).

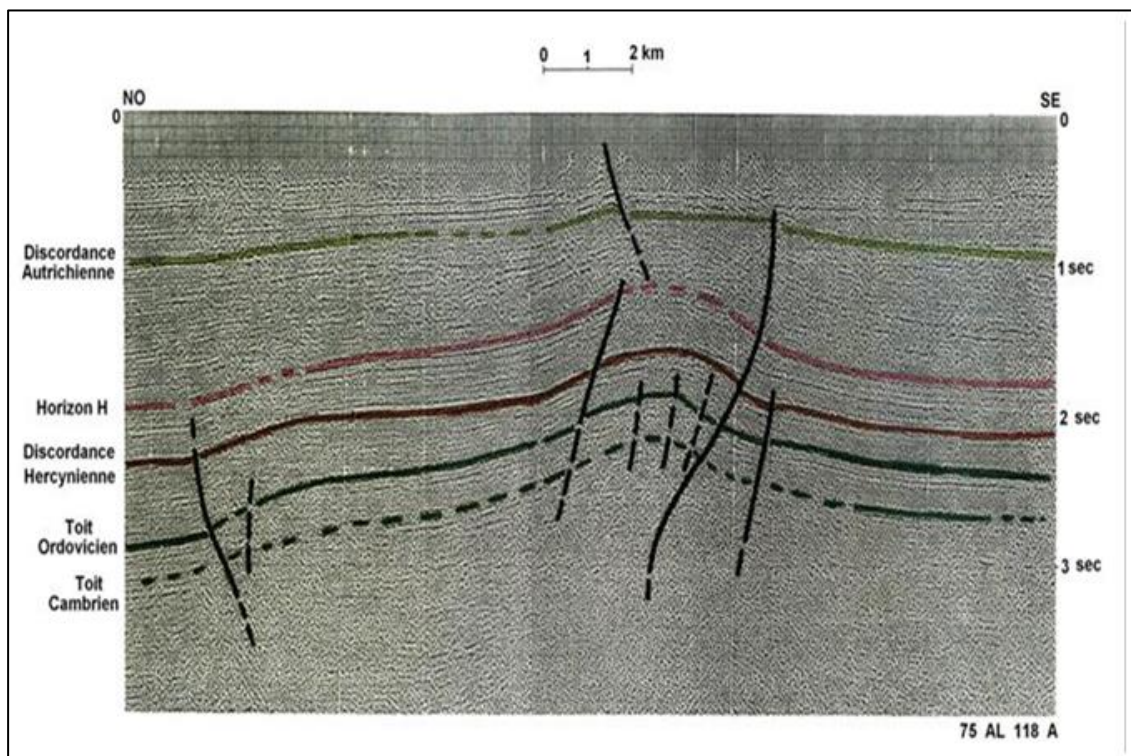


Figure 9 - coupe sismique NO-SE de la structure de Rhourde Nous (Beicip 1990)

La structure principale de Rhourde Nouss demeurée émergée durant l'Aptien qui ne la recouvre pas, une reprise d'un régime intensif qui est traduit par des grès Albien et un nouveau basculement de la région vers l'Est visible en sismique au S-E et Rhourde Adra.

c Au cours du Cénozoïque à l'actuel

Au Sénonien, un rejet dextre de l'accident « C » a conduit une nouvelle structuration de Rhourde Nouss Sud-Est, surtout la culmination Sud. Ces mouvements jouant un rôle dans la distribution des hydrocarbures déjà piégés dans la structure préexistante.

Un basculement originel suite au rejet de la faille Ramade en normale. Suite à la collision entre l'Europe et l'Afrique qui est l'origine de la tectonique Alpine, la série tertiaire fragmentée est demeurée, après cet évènement, relativement stable.

Chapitre II

Généralités sur la géochimie organique.

I Généralités sur la géochimie organique et méthodes d'analyse

I.1 Introduction sur la géochimie organique

La géochimie organique est la science qui applique les lois chimiques à l'étude des problèmes de genèse, de transformation, de migration et d'accumulation des hydrocarbures dans la nature. Elle est appliquée aussi pour les substances organiques à partir desquelles les hydrocarbures prennent naissance. Elle tente de comprendre leurs compositions, leurs origines, leurs mécanismes de formation, les modes de dépôt et la distribution, ainsi que leurs relations entre elles et avec le monde minéral. C'est une jeune science, dont la plus grande avancée a été acquise en moins de 40 ans, les débuts étant étroitement liés à la recherche sur l'origine du pétrole. Son développement est lié pour l'instant à celui de l'exploration pétrolière.

I.1.1 Buts et objectifs de la géochimie

- Préciser les conditions nécessaires à la formation de dépôts riches en matière organique (charbon, schiste bitumineux et black shale) ou à la préservation d'objets organiques (les algues, les plantes fossiles).
- Déterminer la composition des différents types de matière organique présents dans la roche mère pour définir leurs origines et leurs histoires.
- Reconstituer les environnements du passé (Paléoenvironnement).
- Retrouver leurs voies de migration et leurs zones d'accumulation.
- Comprendre le fonctionnement des différents systèmes pétroliers.
- Déterminer les lieux d'exploration les plus favorables.
- Déterminer le potentiel réservoir de la roche mère (pour exploitation non conventionnelle).

I.1.2 La matière organique

La matière organique (MO) est un constituant important des roches sédimentaires. Elle est fournie par le zooplancton, le phytoplancton, les bactéries ainsi que les végétaux supérieurs (Tableau 3) Les particules organiques subissent d'intenses altérations dans la tranche d'eau les transportant, surtout du fait des bactéries aérobies. La préservation de cette matière organique est favorisée par des milieux de sédimentation calmes et réducteurs (marges continentales, bassin de sédimentation ...) ainsi que par un enfouissement rapide (Figure 10).

Elle est devenue un des outils essentiels à la compréhension d'une gamme variée de processus géologiques. Son étude revêt en cela un double intérêt.

- Le premier est fondamental dans la mesure où la MO peut servir d'indicateur de paléothermicité des bassins, mais aussi, de manière moins classique, d'indicateur de conditions paléoclimatiques et de paléoenvironnement.

- Le second intérêt est beaucoup plus pratique, car la matière organique est la source principale des hydrocarbures, d'où son étude qui contribue à la caractérisation quantitative et qualitative des roches mères pétrolières.

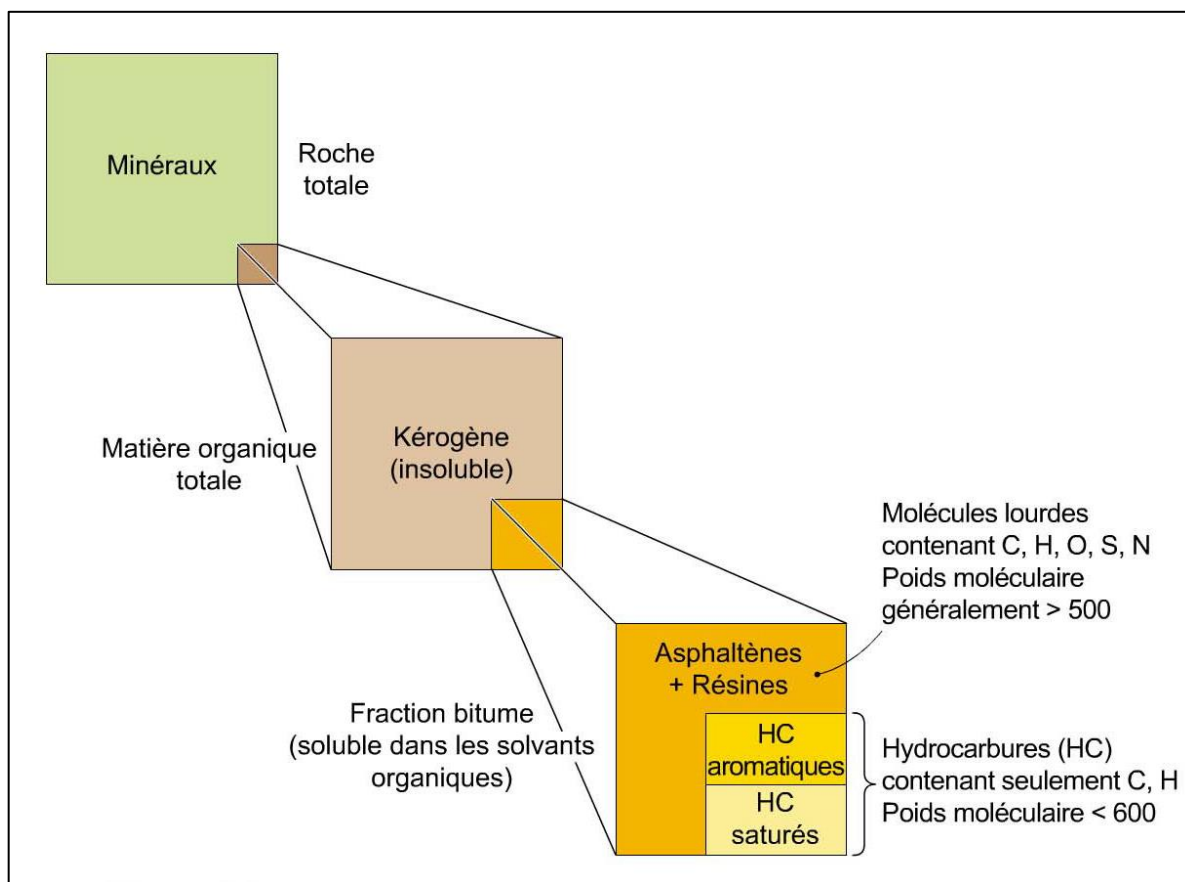


Figure 10 - Représentation des différentes fractions organiques dans les roches sédimentaires: matière organique totale, kérogène, bitumes et hydrocarbures au sens strict. D'après Tissot et Welte, 1978.

On peut diviser la matière organique en plusieurs types :

- **Les glucides**
Ce sont les sucres et qui servent soit de composants pour l'organisme ou de source d'énergie.
- **Les protéines**
Ce sont des substances complexes composées d'acides gras et d'acides aminés.
- **Les lipides**
Ce sont les huiles végétales et les graisses animales.
- **La lignine**
Elle intervient dans la composition des végétaux supérieurs.

Tableau 3 - Composition chimique (en % de poids) de différents groupes d'organismes vivants. D'après Hunt, 1979 et autres sources.

Organismes		Protéines	Glucides	Lipides	Lignine
Bactéries	Moyenne	60	30	10	
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 (spore)	8	42	50	0
Animaux	Zooplancton	60	22	18	0
	Copépodes	65	25	10	0
	Invertébrés supérieurs	70	20	10	0

Toute la matière organique ne peut pas être transformée en hydrocarbures, Une partie est recyclée et une autre partie est oxydée par l'action des bactéries aérobies dans les premiers centimètres de l'enfouissement.

Si les conditions sont favorables (milieu de sédimentation calme, réducteur, enfouissement rapide, ...etc.), une petite partie de cette matière organique pourra être conservée dans le sédiment au fur et à mesure de son enfouissement, elle subira alors une série de processus physicochimiques qui vont modifier sa composition et ses caractéristiques. C'est la maturation de la matière organique qui passe par plusieurs stades :

I.1.3 La diagenèse

Pendant la diagenèse, les microorganismes anaérobies absorbent le Soufre et l'Azote qui se trouvent dans la matière organique en produisant un gaz appelé biogénique CH_4 , ainsi que le NH_3 , SO_4 , H_2S et H_2O .

L'action biochimique est dominante dans cette phase et intervient à de faibles profondeurs et à des températures qui ne dépassent pas les $50^\circ C$.

À la fin de la diagenèse, la matière organique est représentée principalement par le Kérogène.

Les grandes accumulations des plantes supérieures se transforment en tourbes et ensuite en charbon brun.

I.1.4 La catagenèse

Lors de la subsidence et, à de plus grandes profondeurs, l'action biochimique s'arrête et les sédiments qui contiennent le kérogène atteignent des zones de forte température et pression ($T= 50^\circ C-200^\circ C$ et $P= 300atm -1500atm$). Ces conditions de température et de pression influent sur le système, ce qui provoque une nouvelle transformation de la matière organique.

Cette transformation est le craquage thermique du kérogène qui se transformera en huile, ensuite en gaz humide et du condensat.

La catagenèse s'achève par la disparition complète des structures aliphatiques dans les kérogènes et par la mise en ordre des composés principaux du kérogène.

I.1.5 Métagenèse et métamorphisme

La métagenèse est le dernier stade de l'évolution de la matière organique, elle peut avoir lieu dans les dépressions profondes et dans les zones géosynclinales. Du point de vue géochimie organique, c'est le stade qui précède le métamorphisme. Ce stade est nommé par Tissot et Welte la métagenèse. Dans cette phase, la matière organique composée seulement du Méthane (CH_4) et du carbone restant (résiduel), le charbon se transforme définitivement en Anthracite.

A partir d'une certaine profondeur, la production des hydrocarbures n'est plus possible à cause des conditions de pression et de température trop élevées. Les limites de ces processus sont imprécises et varient en fonction de la nature des sédiments, de la vitesse d'enfouissement, du gradient géothermique et du type de la matière organique. La figure 11 résume les quatre étapes citées :

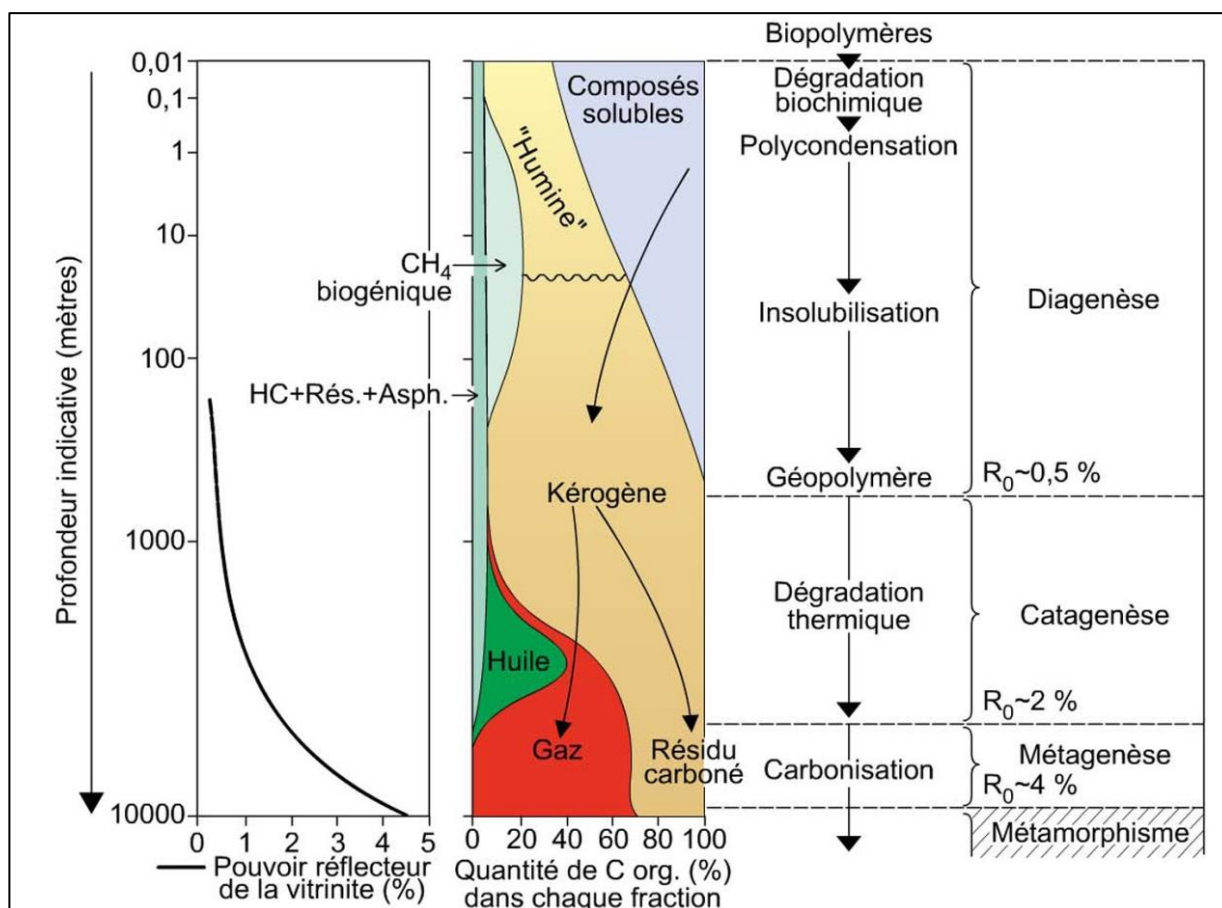


Figure 11 - Evolution générale des formes de la matière organique en fonction de la profondeur sans expulsion des hydrocarbures. Modifié d'après Tissot et Welte, 1984.

I.1.6 Le kérogène

C'est une matière organique solide et insoluble dans les solvants organiques conventionnels. Il est principalement constitué de C ($\approx 77\%$ en masse de la matière organique), H ($\approx 8\%$) et O ($\approx 11\%$).

Les particules organiques constituant le kérogène des roches-mères sont nommées des macéraux. Il existe quatre principaux types de macéraux :

- **Liptinite**

D'origine algale, présente dans les milieux aquatiques d'eau douce (*Botryococcus*) ou marins (*Tasmanites*), la liptinite montre une fluorescence intense sous UV. Cette matière organique a le meilleur potentiel pour produire des hydrocarbures liquides.

- **Exinite**

Éléments de plantes herbacées (Spores, grains de pollen, cuticules, résines, cires), donnant une fluorescence plus modérée. Cette matière organique a un potentiel à huile variable.

- **Vitrinite**

Fragments fibreux de plantes (bois, feuilles...). Cette matière organique est non fluorescente et a un potentiel principalement à gaz. Elle est utilisée comme indicateur de maturité.

- **Inertinite**

Résidu organique opaque, résultant d'une oxydation intense ou provoqué par un feu de forêt (on parle alors de fusinite). L'inertinite est non fluorescente mais réfléchit fortement la lumière. Cette matière organique n'a pratiquement pas de potentiel pétrologène.

Aussi, les quatre principaux types de kérogènes, que l'on pourrait appeler organotypes, sont définis à partir des teneurs en chacun de ces trois éléments, visualisés dans un graphique montrant les rapports atomiques H/C vs O/C, appelé diagramme de Van Krevlen (Figure 12), auquel on ajoute parfois le rapport S_{org}/C :

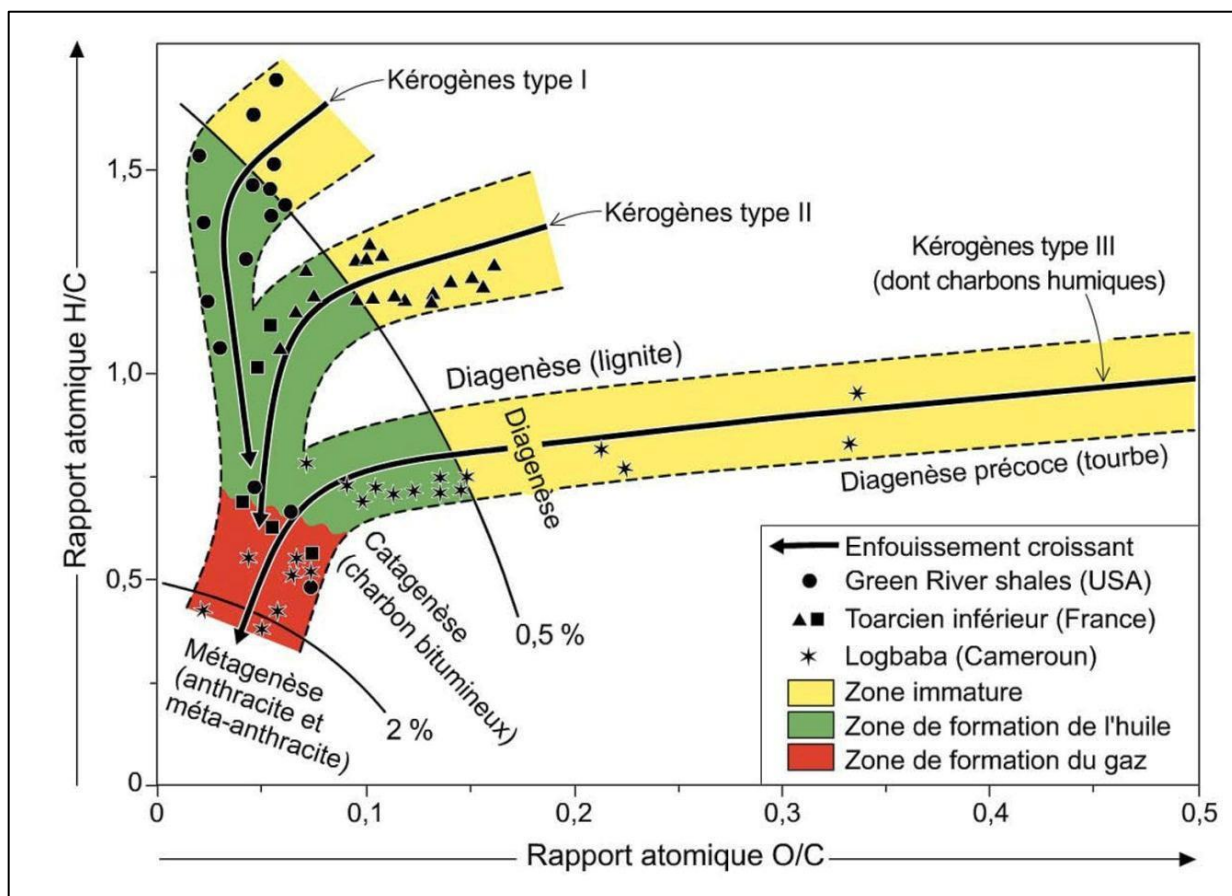


Figure 12 - Représentation de l'évolution géochimique des kérogènes et principales zones de formation des hydrocarbures dans le diagramme de Van Krevlen. D'après Durand, 1980.

a Le type I

Défini à partir de la formation des Green River Shales (Éocène, États-Unis) est riche en hydrogène ($H/C > 1,5$) et pauvre en oxygène ($O/C < 0,1$) lorsqu'il est immature. Fréquemment associé aux environnements lacustres – mais pas uniquement –, le type I correspond à une accumulation de parois aliphatiques résistantes synthétisées par certaines algues (notamment les botrococcus) ou bactéries. Le type I a les meilleures qualités pétroligènes, mais il est rare et représente moins de 3% des roches-mères.

b Le type II

Défini à partir de la formation géologique des schistes cartons (Toarcien, bassin de Paris), il est moyennement riche en hydrogène et en oxygène ($1 < H/C < 1,5$; $0,1 < O/C < 0,2$) (Figure 13).

Il est souvent rencontré dans un environnement marin épicontinental réducteur. C'est un mélange constitué des organismes planctoniques (phytoplancton et zooplancton), des phytoclastes, débris animaux et des spores et pollens (Type I et Type III). Son potentiel est moyen à bon, dépendant de sa composition.

Il est l'origine de la majorité des pétroles (des huiles naphténo-aromatiques) et du gaz. Il est considéré comme ayant généré le plus d'hydrocarbures dans le monde. Le modèle très représentatif à ce jour dans la littérature est celui du Silurien du Sahara Algérien.

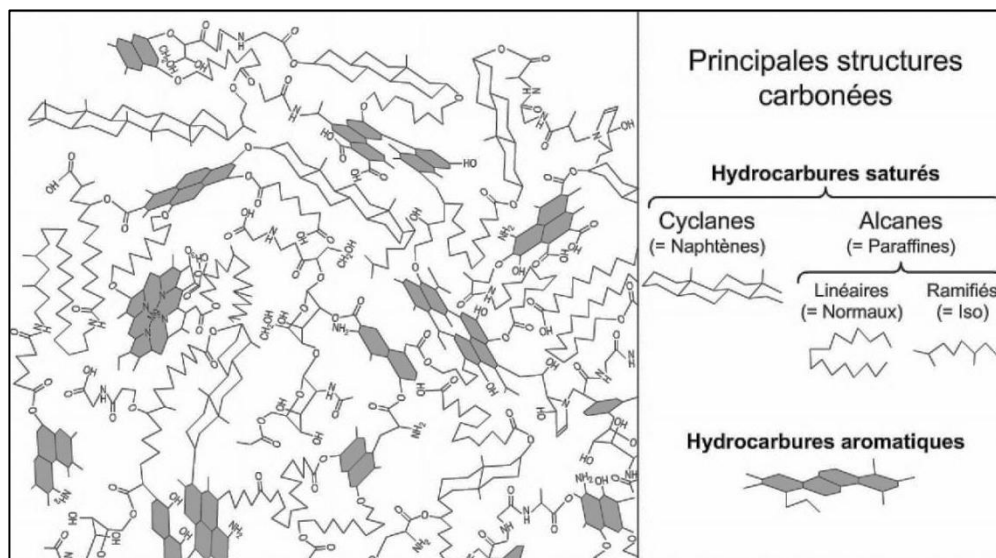


Figure 13 - Représentation schématique de la structure chimique d'un kérogène du Toarcien (Formation des schistes cartons) du bassin de Paris (Type II) à la fin de la diagenèse. D'après Baher et Vandemboucke, 1986, in Vandembrouck et Largeau, 2007 (Les rapports atomiques de ce kérogène sont $H/C=1,34$ et $O/C=0,20$).

c Le type III

Défini à partir des sédiments de la zone de Logbaba (petit village du bassin de Douala, au Cameroun, siège d'une source de pétrole, maintenant complétement englobé dans la mégapole de Douala), ainsi que du delta de la Mahakam (Tertiaire à l'Actuel, Indonésie), il est pauvre en hydrogène et riche en oxygène ($H/C < 0,1$; $O/C > 0,2$), Il correspond à de la matière organique issue de végétaux supérieurs. C'est aussi le type de la matière organique présente dans les charbons humiques. Selon le milieu de dépôt, la matière organique de type III peut être essentiellement composée de débris ligneux (auquel cas elle ne pourra générer que du gaz), ou contenir proportion de cuticules (auquel cas elle pourra générer des pétroles paraffiniques).

d Le type IV

Correspond à une matière organique très appauvrie en hydrogène et enrichie en oxygène. Il correspond à un résidu de dégradation de n'importe quelle matière organique et n'a aucun potentiel pétrologène. On le qualifiera de carbone inerte ou inertinite.

En plus de ces quatre types, on reconnaît les types IS et IIS, qui, s'ils sont de même origine que les précédents, s'en distinguent par une forte teneur en soufre organique ($Sorg/C > 0,04$) (Figure 14). Cette richesse en soufre s'acquiert au cours de la diagenèse précoce par sulfuration naturelle et traduit souvent un dépôt de la matière organique en milieu marin très réducteur et pauvre en fer réactif. Les kérogènes riches en soufre génèrent plus précocement des hydrocarbures, mais les pétroles obtenus sont visqueux et soufrés, ce qui crée de nombreux problèmes au cours de leur extraction et leur traitement ultérieur en raffinerie.

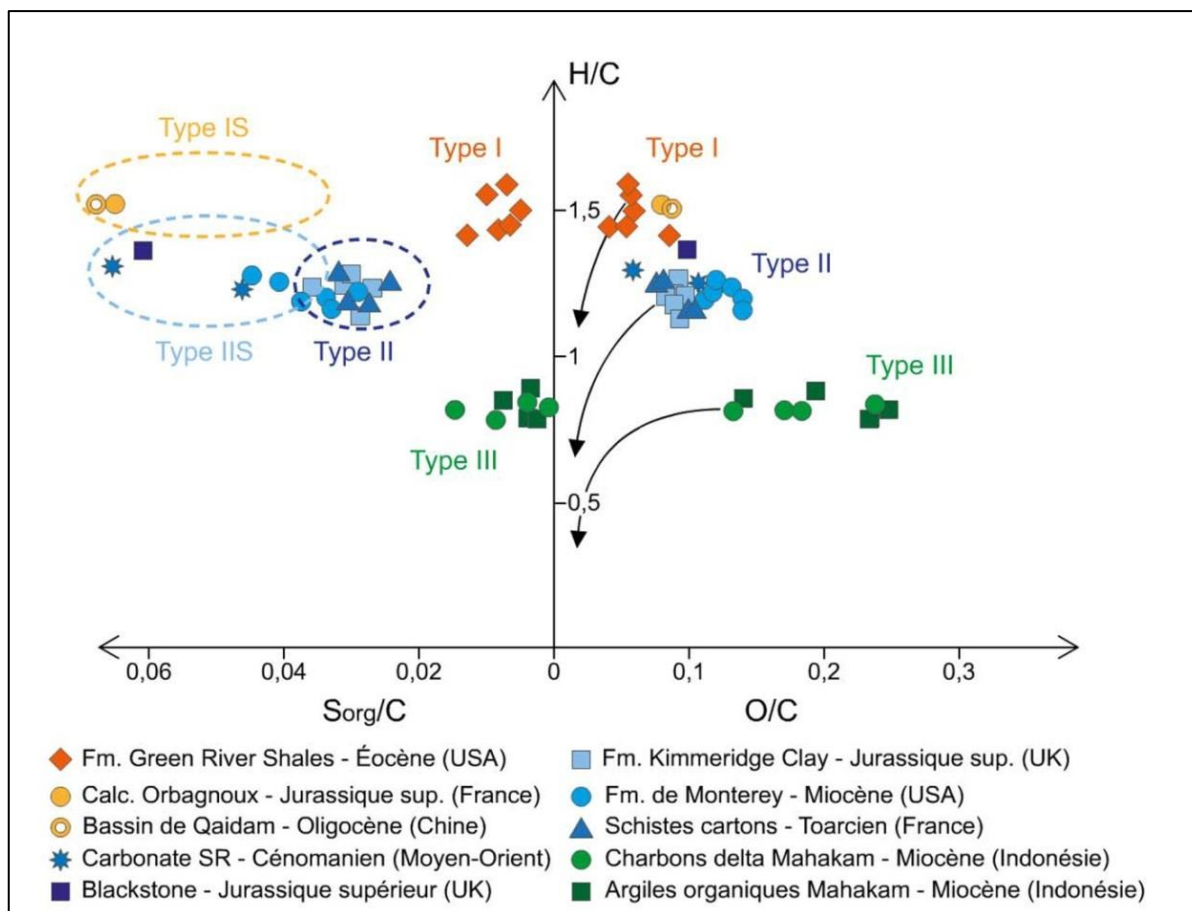


Figure 14 - Localisation des principaux types de kérogènes dans un diagramme de Van Krevelen étendu incluant les rapports H/C, O/C et Sorg/C. D'après Huc 2013. Il s'agit ici de kérogènes immatures.

I.2 Méthodes d'analyse

Afin d'aboutir à une bonne étude de la matière organique et à sa caractérisation détaillée du point de vue de son origine, son type et 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 :

- le dosage du carbone organique total,
- la pyrolyse Rock Eval,
- l'étude microscopique, (organofacies, IAT, PRV...), et
- l'analyse chimique et la chromatographie.

▪ Prélèvement et préparation des échantillons

L'étude commence par la préparation des échantillons. On effectue un broyage fin pour les échantillons de surface et les échantillons de carotte, quant aux échantillons de déblais, ils doivent de préférence être lavés, tamisés, nettoyés à leur remontée du site de forage et enfin broyés (au laboratoire).

On distingue trois types d'échantillons :

- les déblais (ou cuttings),
- les carottes échantillonnées au cours des forages pétroliers, et
- les échantillons de surface prélevés au niveau des affleurements.

I.2.1 Dosage de carbone organique total

Une prise de 400 mg de roche (carotte ou déblais) broyée est soumise à :

- Une attaque à froid avec l'acide chlorhydrique (HCl 2N) pendant six heures pour éliminer la fraction de carbone minéral.
- Une attaque à chaud pour éliminer la dolomite ; on chauffe la solution à 70°C pendant quelques minutes.
- On neutralise la solution par (NaOH, 1.33 N).

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 (LECO CS 230 (Figure 15)) Après étalonnage, il subit, alors, une combustion à haute température ($T=1200^{\circ}\text{C}$), sous flux d'oxygène. Et en présence de catalyseurs. Les atomes d'oxygène et de carbone combinés sous formes de gaz carbonique (CO_2+CO) seront acheminés vers un tamis moléculaire et y seront retenus.

Le pourcentage en carbone organique total est calculé sur les volumes de CO_2 et CO dégagés par l'échantillon.



Figure 15 - Doseur de carbone organique total (LECO CS 230)

Le dosage du carbone organique est un critère important d'évaluation de la richesse d'une roche en matière organique, sans pour autant être suffisant. Il faut également étudier le type de matière organique ainsi que sa maturation

Conventionnellement, la classification suivante (Tableau 4) des roches mères est établie selon leur richesse en **C.O.T** (carbone organique total).

Tableau 4 - Classification des roches mères en fonction du carbone organique total (Kenneth E. Peters et al, Applied source rock geochemistry, January 1994).

Qualité de la roche	COT en %
Pauvre	Inférieur à 0.5
Moyenne	Entre 0.5-1.0
Riche	Entre 1.0-2.0
Très riche	Entre 2.0-4.0
Excellente	Supérieur à 4.0

I.2.2 Pyrolyse Rock-Eval

I.2.2.1 But de la pyrolyse

Cette méthode sert à quantifier le potentiel pétrologène du kérogène. Pour déterminer le potentiel d'une roche-mère, la qualité de la matière organique, son type et l'état de son évolution thermique, on réalise une pyrolyse dans des conditions expérimentales précises, et on étudie les différents produits libérés. Cette pyrolyse reproduit, sur un temps beaucoup plus court (environ 20 minutes) et à des températures beaucoup plus élevées, la décomposition thermique des kérogènes qui intervient lors de la subsidence des bassins sédimentaires. La méthode de référence est la pyrolyse Rock-Eval, développée dans les années 1970 par l'Institut Français du Pétrole (IFP) et Petrofina.

I.2.2.2 Principe de la pyrolyse Rock-Eval

Le principe de la pyrolyse Rock-Eval est celui d'une pyrolyse graduelle en cycle ouvert d'environ 65mg de roche préalablement séchée et broyée. Les produits hydrocarbonés générés lors de la montée en température sont analysés à leur sortie du four grâce à un détecteur à ionisation de flamme ou FID (Flame ionisation detector).

I.2.2.3 Signification géochimique des paramètres obtenus

Durant un cycle, le système Rock-Eval mesure donc plusieurs paramètres (Figure 16) :

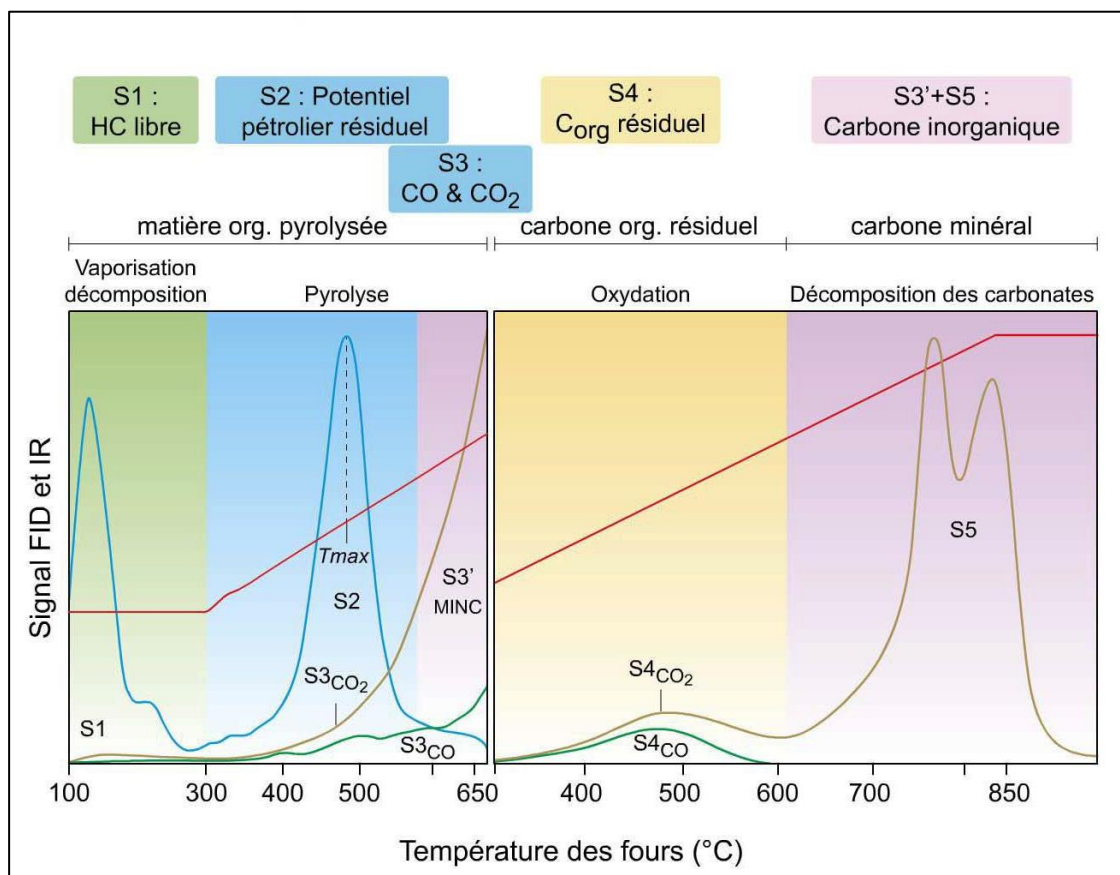


Figure 16 - Méthode Rock-Eval: Les différents pics et les températures correspondantes.

Le pic S_1 : Ce premier pic du Rock-Eval, définit la quantité des hydrocarbures déjà présente, ou hydrocarbures libres, dans la roche au début de l'analyse et volatilisés à la température de 300°C ; sa classification est la même que celle du COT (Tableau 4).

- Le pic S_2 : Il représente le potentiel pétrologène résiduel du kérogène au stade de maturité atteint par la roche mère lors de son échantillonnage. Il est obtenu par la mesure de la quantité d'hydrocarbures générée par craquage thermique du kérogène entre 300 et 650°C dans le four de pyrolyse. Le potentiel en hydrocarbures résiduels est classé comme dans le tableau ci-dessous.

Tableau 5 - Classification du potentiel en hydrocarbures résiduels selon les valeurs S_2 .

Valeurs de S_2 (mg d'HC/g de roche)	Classification
Inférieur à 2,5	Pauvre
Entre 2,5 et 5	Moyen
Entre 5 et 10	Bon
Entre 10 et 20	Très bon
Supérieur à 20	Excellent

- Le pic S_3 : Le procédé Rock-Eval mesure également, grâce à des cellules infrarouges, la quantité du CO et CO₂ produite lors de la pyrolyse : il s'agit du pic S_3 , donnant ainsi une information complémentaire sur la teneur en oxygène de la matière organique.
- La température maximale (Tmax) : C'est la température du four lorsque le pic S_2 est à son maximum. Elle est d'autant plus élevée que le kérogène a connu une transformation thermique poussée dans les conditions naturelles, ce qui en fait un paramètre de maturité des roches-mères.

Sa classification change selon le type de la matière organique (Tableau 6).

Tableau 6 - Tableau montrant les différentes valeurs du Tmax selon le type du kérogène.

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

Dans une seconde étape de l'analyse Rock-Eval, l'échantillon résiduel est brûlé sous air reconstitué entre 300 et 850°C. Le carbone résiduel (CO et CO₂), demeuré dans la matière organique de l'échantillon après pyrolyse est alors détecté (pic S_4) ainsi que l'essentiel du carbone issu du craquage thermique des carbonates (pic S_5).

- Le carbone organique total (COT) : C'est la somme du carbone pyrolysé et du carbone organique oxydé exprimé en pourcentages % de l'échantillon.

Plusieurs paramètres sont calculés à partir des mesures précédentes, souvent normés par rapport au COT pour tenir compte de l'hétérogénéité des échantillons :

- Le potentiel pétrolier ($PP = S_1 + S_2$) est exprimé en mg d'hydrocarbures par gramme de roche. Le tableau 7 montre la classification d'une roche-mère selon son potentiel pétrolier :

Tableau 7 - Classification des roches-mères en fonction de leur potentiel pétrolier.

Potentiel pétrolier (mg d'HC / g de roche)	Classification
Inférieur à 3	Roche mère très pauvre
Entre 3 et 6	Roche mère pauvre
Entre 6 et 12	Roche mère moyenne
Entre 12 et 24	Roche mère bonne
Supérieur à 24	Roche mère très bonne

- L'indice de production ($IP = S_1 / (S_1 + S_2)$) indique le niveau de transformation du kérogène en hydrocarbures puisqu'il augmente en fonction de la maturité. En pratique, il représente le taux de transformation minimal dans la roche mère (Tableau 8). Il peut être aussi indicateur d'un enrichissement anormal en hydrocarbures par comparaison avec les Tmax (réservoir imprégné ou pollution).

Tableau 8 - Maturité de la matière organique en fonction de l'indice de production.

Indice de production	Signification	
Inférieur à 0.10	Immature	
Entre 0,10 et 0,15	Mature	Précoce
Entre 0,25 et 0.40		Principale
Supérieur à 0.40		Tardive

- L'indice d'hydrogène ($IH = S_2 \times 100 / COT$) est un paramètre clé qui est absolument nécessaire à la caractérisation du type du kérogène (Tableau 10). Il nécessite cependant une bonne appréciation du niveau de maturité atteint (Tableau 9) et ne peut être un indicateur de la nature de la matière organique que lorsque celle-ci est immature (c'est-à-dire avec un $T_{max} < 440^\circ C$).

Tableau 9 - Type d'hydrocarbures produit en fonction de l'indice d'hydrogène.

Indice d'hydrogène (mg d'HC/g de COT)	Potentialité en hydrocarbures
20 à 50	Gaz
200 à 300	Huile et gaz
> 300	Huile

Tableau 10 - Type de la matière organique en fonction de l'indice d'hydrogène.

Type de la matière organique	Indice d'hydrogène (mg d'HC/g de COT)
Type I	Supérieur à 600
Type II	Entre 300 et 600
Type II / III	Entre 200 et 300
Type III	Inférieur à 200

Tableau 11 - Classification de l'indice l'hydrogène.

Indice d'hydrogène (mg d'HC/g de COT)	Classification
Inférieur à 100	Faible
Entre 100 et 300	Moyen
Entre 301 à 600	Fort
Supérieur à 600	Très fort

- L'indice d'oxygène ($IO = S_3 \times 100 / COT$) est utilisé en association avec l'indice d'hydrogène (le diagramme IH/IO (Figure 17)) pour caractériser les kérogènes en tenant compte du niveau de maturité.

Tableau 12 - Classification de l'indice d'oxygène.

Indice d'oxygène	Classification
De 0 à 50	Très faible
De 51 à 100	Faible
De 101 à 200	Moyen
De 201 à 400	Fort
Supérieur à 400	Très fort

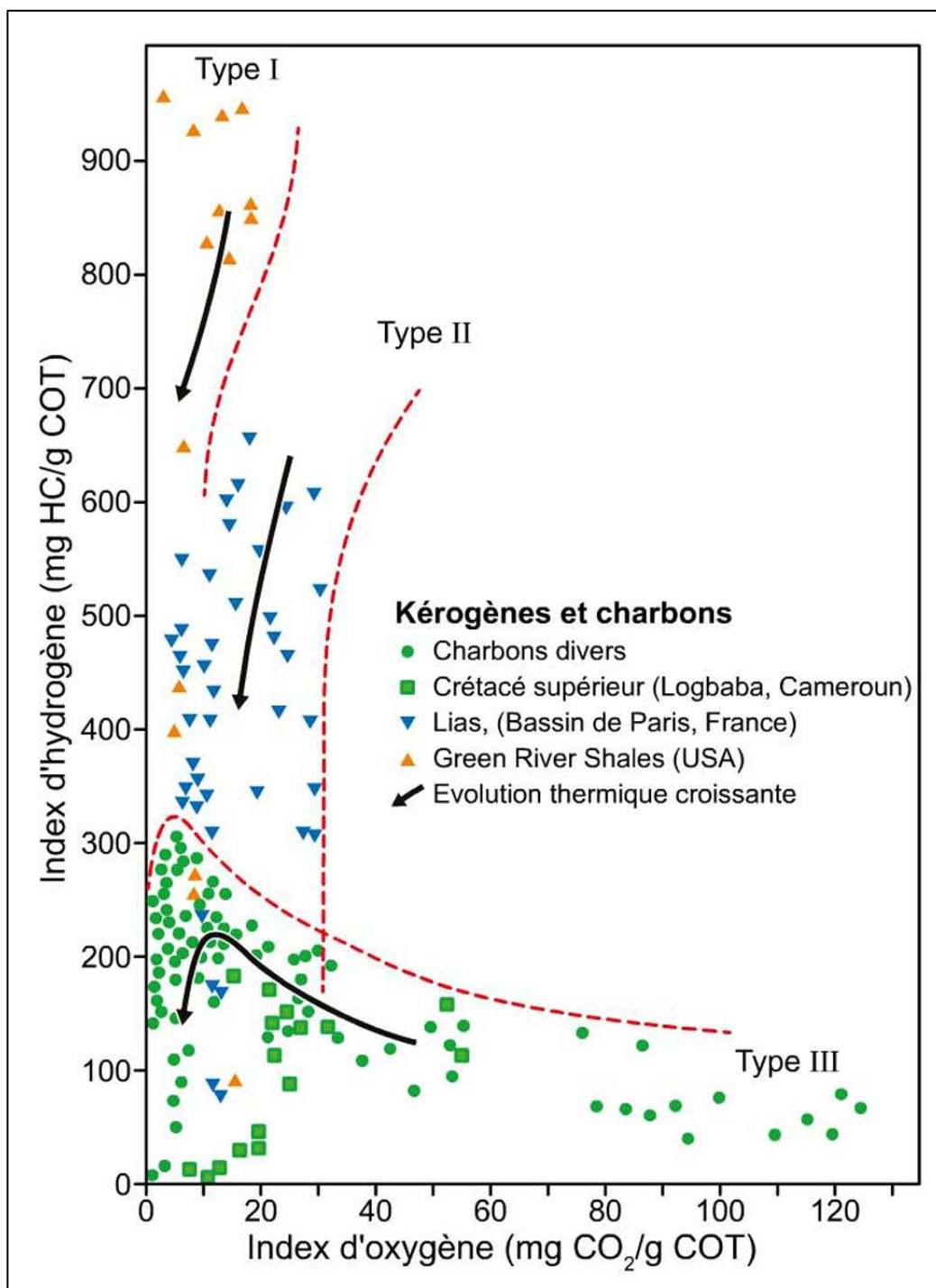


Figure 17 - Diagramme IH vs IO (dit pseudo Van Krevlen) permet ainsi de définir rapidement les trois types principaux de kérogènes.

I.2.3 La Microscopie

I.2.3.1 Observation microscopique du kérogène

Les méthodes optiques nécessitent une isolation de la matière organique. Dans un bécher en téflon, un échantillon de roche concassée et broyée subit 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 sous microscope (dans notre cas, c'est le ZEISS AXIO IMAGER.M2 (Figure 18) en lumière transmise, réfléchie et fluorescente.

Pour l'étude en lumière réfléchie, une partie de ce résidu est étalée dans le creuset d'une cartouche, recouverte d'une couche de résine puis séchée. La surface est ensuite polie ; elle est prête à l'observation. Quant à l'autre partie, elle est montée en lame mince puis observée en lumière transmise.



Figure 18 - Le microscope ZEISS AXIO IMAGER.M2 utilisé.

I.2.3.2 L'étude en lumière transmise

Cet essai est l'une des meilleures méthodes pour la détermination du type du kérogène étudié. Et cela se fait par observation rapide de la lame ou par comptage des fractions amorphe et éléments figurés (palynomorphes et phytoclastes).

La couleur des éléments figurés, tels les algues, les spores et les pollens, donne le stade de maturation de cette matière (Tableau 13b). Il existe une échelle de référence (échelle de Staplin 1969) (Tableau 13a) avec un indice allant de 1 à 5. Elle correspond à l'indice d'altération thermique (IAT). Cette dernière passe du jaune pâle, au jaune, à l'orange, au brun puis au noir. Les couleurs les plus claires correspondent aux stades

d'évolution thermique les moins avancés ; de ce fait, les indices d'altération thermique les plus élevés déterminent les matières organiques les plus matures.

Tableau 13a - Echelles de l'IAT (de Staplin (utilisé dans cette étude) 1969 et

Taux de Maturité	%Ro	Couleur	CHEVRON (1978)	STAPLIN (1969)
Immature	< 0.3	Incolore	0.5	
	0.3	Jaune	1.0	
	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		3.1	
	1.30		3.2	± 3.0
Métamorphisée	1.5	Marron	3.5	
	2.0		3.7	
	2.25	Noire	3.75	
	2.5		3.8	
	3.0		3.9	± 4.0
	3.5		4.0	
	4.0		4.0	
	>4.0		4.0	± 5.0

Cependant, des processus d'altération ou de remaniement peuvent affecter la coloration du palynomorphes. De plus, l'étude en lumière transmise diffère d'un observateur à un autre rendant parfois l'observation subjective ; dans ce cas, c'est l'état de conservation et plus particulièrement, la couleur de certains constituants (spores, pollens) qui sert à caractériser le stade d'évolution, en utilisant des échelles qui vont de 1 à 5.

Remarque

La génération d'hydrocarbures liquides (huiles) est favorisée par un kérogène sapropélique (amorphe, matière organique de type I et II).

La génération d'hydrocarbures gazeux est, de son côté, favorisée par une prédominance humique provenant de débris de végétaux supérieurs.

I.2.3.3 L'étude en lumière réfléchie

L'essai réalisé en lumière réfléchie s'appelle le pouvoir réflecteur de la Vitrinite. Il s'est adopté du domaine du charbon (minier). Cette méthode permet de déterminer la maturité thermique à l'aide de la Vitrinite (Tableau 13b). Cette dernière est un macéral de type III (Phytoclastes) qui est retrouvé en proportions plus ou moins faibles dans les kérogènes de type I et II. Cette étude se fait sur la matière organique de type humique continentale où on peut trouver la Vitrinite en abondance. Le pouvoir réflecteur (PRV ou Ro%) est calculé selon :

$$PRV = \frac{\text{intensité lumière réfléchie}}{\text{intensité lumière incidente}} \%$$

Ces analyses nécessitent :

- de travailler sur des échantillons contenant des phytoclastes (matière organique de type III).
- d'effectuer un nombre suffisant de mesures. Le minimum étant 50 à 100 selon les auteurs

Remarque :

Le problème des mesures du pouvoir réflecteur est présent au Paléozoïque. En effet, les phytoclastes, représentant la Vitrinite, ne sont apparus qu'à la fin du Dévonien. Cependant, d'autres formes ont été adoptées pour mesurer leur pouvoir réflecteur en le comparant à celui de la Vitrinite : les graptolites et les chitinozoaires.

Le pouvoir réflecteur de la Vitrinite manque de précision pour les faibles maturités (0 à 0.6%). Dans ce cas, il est donc préférable de l'accompagner de la fluorescence.

Tableau 13b - Différents stades d'évolution de la matière organique en fonction de l'IAT et le PRV (Tissot et Welte, 1978).

Stade	PRV %	IAT
Immature	Inférieur 0.5	0 à 2.5
Huile	0.5 à 1	2.5 à 3
Condensât	1 à 2	3 à 3.5
Gaz sec	Supérieur à 2	3.5 à 4
Overmature	N/A	4 à 5

I.2.3.4 La fluorescence

Cette technique est aussi utilisée pour l'évaluation de la maturité de matière organique. Les familles macérales sont mieux étudiées en lumière fluorescente 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 excités dans le proche ultraviolet.

Ils sont fluorescents dans les couleurs allant du vert au brun en passant par le jaune et le rouge. Cette étude ne permet pas l'observation des stades les plus matures car la fluorescence s'éteint à la fin de la génération d'huile.

I.2.4 Analyses chimiques des huiles et des extraits de matière organique

I.2.4.1 Extraction de la matière organique soluble des roches-mères

Cette opération est généralement pratiquée sur les échantillons ayant une valeur élevée de S1 (COT > 0.5 et S1 > 0,2 mg HC /gr COT). Dans un premier temps, on pèse une certaine quantité de roche broyée que l'on met dans une cartouche (Durieux) portant le nom du puits et la côte de l'échantillon. On introduit la cartouche dans un « Soxhlet » que l'on place entre un réfrigérant où circule de l'eau et un ballon en verre rempli au $\frac{3}{4}$ de dichlorométhane qui sert de solvant.

À l'aide d'une chauffe ballon porté à une température de 70°C, l'extraction de la matière organique s'effectue par dissolution dans le dichlorométhane. La durée de l'extraction est en moyenne de 72 heures. L'extraction est terminée lorsque le dichlorométhane devient incolore dans le Soxhlet (Figure 20). La matière organique est récupérée par évaporation au « Rotavapor » dans une fiole jaugée à 10cc. Le poids de la matière organique est alors déterminé après élimination de toutes traces du solvant.



Figure 19 - Extraction par Soxhlet

I.2.5 La Chromatographie

La chromatographie est une méthode de séparation et d'analyse des constituants d'un échantillon ; elle est basée sur les différences d'affinités de ceux-ci pour chaque phase d'un système bi-phasique :

- la phase mobile qui peut être liquide ou gazeuse et qui se déplace au contact de la phase stationnaire ;
- la phase stationnaire qui est immobilisée dans une colonne ou fixée sur un support (tige support plan ...).

Les principales méthodes de chromatographie sont :

I.2.5.1 La Chromatographie (en phase liquide) sur colonne (CPL)

Le but de cette technique est de séparer les différentes familles d'hydrocarbures :

- les Saturés
- les aromatiques
- les résines.

Avant de procéder à la CPL (Figure 21), la fraction asphaltène est éliminée de l'huile brute ou de l'extrait de matière organique. Le filtrat obtenu ou la fraction maltène est soumis à une séparation sur colonne en verre remplie au 2/3 gel de silice et au 1/3 de gel d'alumine préalablement activés à 120°C. Les solvants organiques sont :

- la fraction saturée, éluée par le n-Hexane.
- la fraction aromatique, éluée par un mélange de 75 % de n-Hexane et 25% de DCM
- la fraction résine, éluée par un mélange de 95 % de DCM et 5 % méthanol.

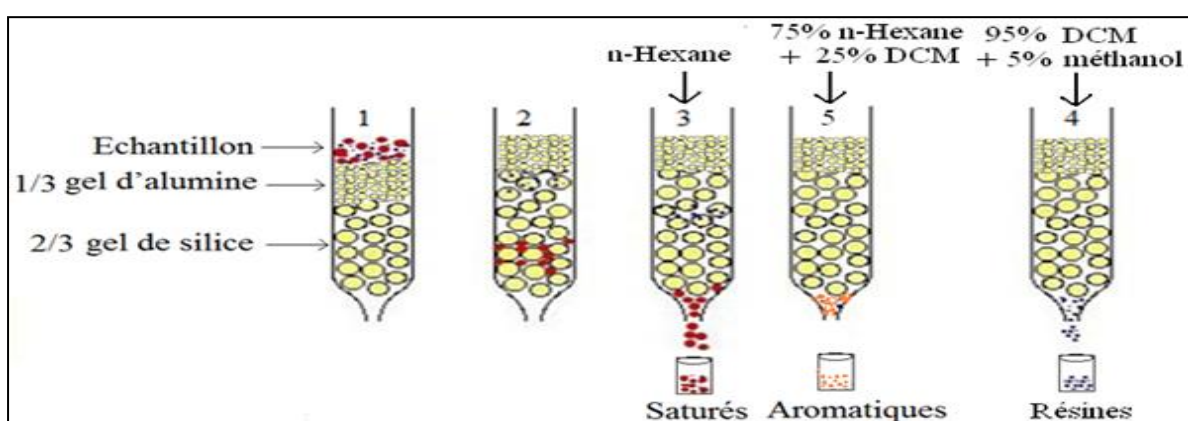


Figure 20 - Chromatographie sur colonne

I.2.5.2 La Chromatographie sur couche mince TLC

Cette technique est pratiquée sur un appareil spécifique TLC/ FID (IATROSCAN MK-6). dans ce dernier, les plaques en verre sont remplacées par des chromarodes (tiges très fines en verre) recouvertes par une couche mince de gel de silice Si_2O_2 qui a été activée à 110 °C pendant plusieurs heures (minimum 12 heures). La détection se fait grâce à un détecteur à ionisation de flamme (FID) ; l'extrait de la matière organique ou l'huile sont solubilisés dans un solvant de DCM. Pour avoir une meilleure séparation des différentes fractions (hydrocarbures saturés, aromatiques, résines et asphaltènes), on doit suivre les étapes suivantes :

- **Etape1** : Saturation des tiges dans une cuvette contenant un mélange de 35 % d'acide sulfurique (l'acide sulfurique concentré est un agent d'hydratant efficace qui fixe l'humidité des composés) et 65 % d'eau distillée pendant 11 minutes.
- **Etape 2** : Elution des hydrocarbures saturés dans une cuvette contenant 50 ml de n-Hexane ; on laisse migrer jusqu'à une hauteur de 9 cm.

- **Etape3** : Les hydrocarbures aromatiques sont élués ensuite dans une cuvette contenant 50 ml d'un mélange 20 % n-Hexane 80 % Toluène jusqu'à une hauteur de 5 cm.
- **Etape4** : Les résines sont éluées ensuite dans une cuvette contenant 50 ml d'un mélange 95 % de DCM et 5 % de Méthanol jusqu'à une hauteur de 2,5 cm.

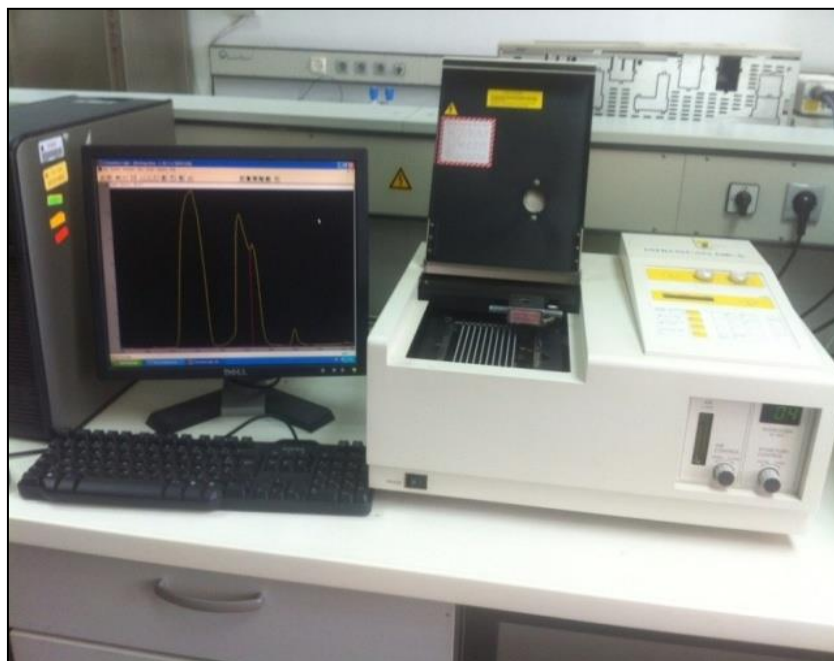


Figure 21 - Chromatographie sur couche

Après chaque élution, on évapore le solvant éluant dans le four et on sature le support des tiges dans la chambre d'humidité, puis transféré dans l'appareil (Figure 22), où les différentes fractions sont brûlées et détectées à l'aide d'un détecteur à ionisation de flamme (FID) (La détection s'effectue au sein d'une flamme dans laquelle les éluants sont vaporisés puis ionisés, la cathode piège les ions positifs et donne un signal). On obtient finalement un chromatogramme. Après traitement par le logiciel, on obtient des pourcentages des différentes familles d'hydrocarbures SARA (Saturés, Aromatiques, Résines, Asphaltènes).

I.2.5.3 Chromatographie en phase gazeuse sur colonne capillaire (CPGC)

La chromatographie en phase gazeuse est une méthode de séparation des composés gazeux ou susceptibles d'être vaporisés par chauffage sans décomposition. Elle utilise, comme son nom l'indique, une phase mobile gazeuse et une phase stationnaire solide (Figure 23). Elle se base sur l'adsorption ou le partage entre deux phases non miscibles.

- La phase mobile est un gaz inerte comme l'hélium ou l'azote.
- La phase stationnaire est un solide pour la chromatographie d'adsorption ou un liquide fixé sur un support solide pour la chromatographie de partage.

Le mélange à séparer est introduit à l'aide d'une seringue dans un injecteur où il est instantanément vaporisé. Le mélange est ensuite introduit au début de la colonne capillaire.

Après être vaporisé, il voyage alors le long de la colonne. Les constituants arrivent séparément à la fin de la colonne et sont ensuite analysés par le détecteur FID.

La CPGC peut donner des informations sur les huiles et les extraits de la matière organique et permet de connaître :

- le type de matière organique originel,
- le degré de maturation, et
- l'environnement de dépôt.

I.2.5.4 La Chromatographie en phase gazeuse couplée à la spectrométrie de masse (GC/MS)

La GCMS repose sur le même principe que la chromatographie à phase gazeuse à la différence près que la GCMS est équipée d'un spectromètre de masse universel et surtout plus précis au lieu du détecteur FID (Figure 24).

Le chromatogramme obtenu à la fin pour les deux méthodes de chromatographie à phase gazeuse peut alors être interprété en repérant des pics connus (biomarqueurs) et ainsi fournir des données qualitatives du contenu du mélange et des données quantitatives (par calcul ou par ajout d'un essai complémentaire).



Figure 24 - Chromatographie en phase gazeuse avec spectrométrie



Figure 23 - Chromatographie en phase gazeuse sur colonne capillaire CPGC

Chapitre III

Caractérisation géochimique des roches
mères silurienne et ordovicienne

I Introduction

Les roches mères (silurienne et ordovicienne) seront caractérisées par leur teneur en carbone organique total (COT), leur potentiel pétrolier (PP), leur type de matière organique et leur degré de maturation (Tmax).

Cette caractérisation exige une bonne exploitation des données avec des représentations graphiques sous forme de :

- Diagrammes IH-IO, IH-Tmax, COT-S2 et IP-Tmax.
- Cartes de répartition des valeurs moyennes des paramètres géochimiques (ISO-COT, ISO-S2, ISO-Tmax) et des cartes en Isopaques afin d'étudier l'extension des niveaux roches mères.
- Logs géochimiques.
- Graphes COT/profondeur, S2/profondeur et Tmax/profondeur.

Certains paramètres ont été éliminés selon les conditions de normalisation de la pyrolyse Rock-Eval si :

- Leur valeur de COT < 0,5% => les paramètres de la pyrolyse sont incertains
- Leur valeur de S2 < 0,2mg HC/g de roche => IP et Tmax ne sont pas significatifs.

Les analyses sont effectuées sur un total de 238 échantillons (47 de carottes et 191 de cuttings) prélevés sur 12 puits (RN-1, RN-2, RN-3, RN-4, RN-5, RN-6, RN-7, RN-8, RN-9, RN-10, RN-11, RN-12) situés dans la région de Rhourde Nous (Figure 25).

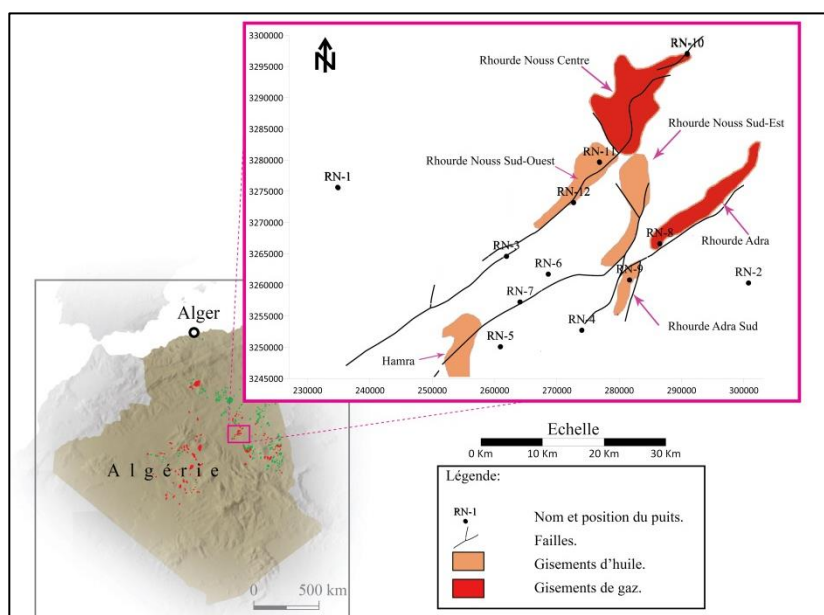


Figure 25 - Carte de positionnement des puits utilisés pour la caractérisation géochimique (WEC 2007- corrigée).

III La roche mère silurienne

La puissante formation argileuse du Silurien est formée d'argiles noires parfois grises riche en faune (Brachiopodes, Gastéropodes et Graptolites) d'aspects schisteux, silteuses et finement micacées. Cette série qui compte une source d'hydrocarbures, est très différenciée sur le plan lithologique selon les régions et localement selon les niveaux qui la constituent.

Le Silurien comme le montrant les deux cartes ci-dessous (Figure 26 et figure 27), dans la région étudiée est d'une épaisseur et profondeur variables, dont il est plus profond à l'Est -3544,8 m (puits RN-2) et en allant vers l'Ouest, il devient moins profond -2725m (puits RN-1) ; il est plus épais au centre et au Sud avec une épaisseur de 330m (puits RN-11), de 224m (puits RN-4) et de 175m (puits RN-5). En s'éloignant du centre, l'épaisseur baisse au Nord 6m (puits RN-10), à l'Est 9m (puits RN-2) et à l'Ouest 20m (puits RN-1).

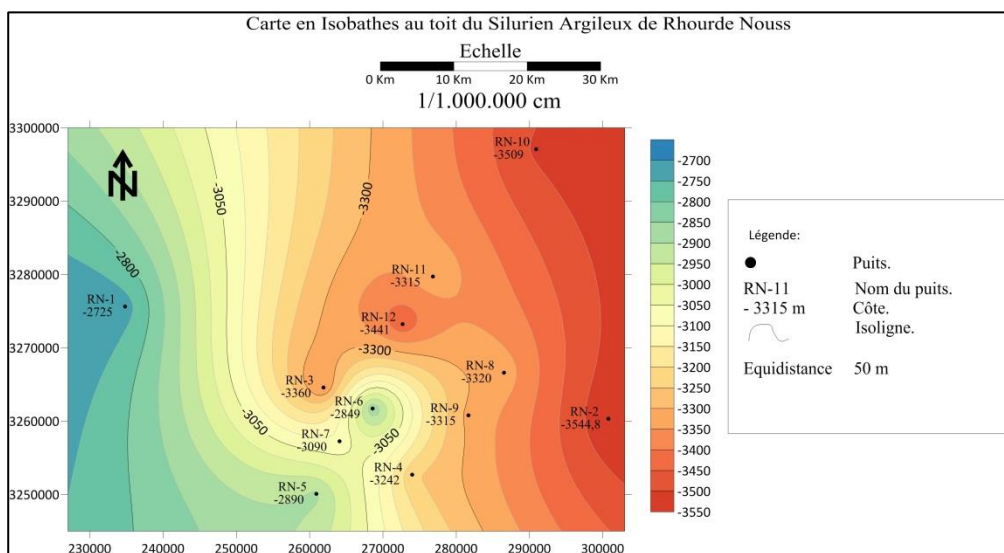


Figure 26 - Carte en Isobathes au toit du Silurien argileux.

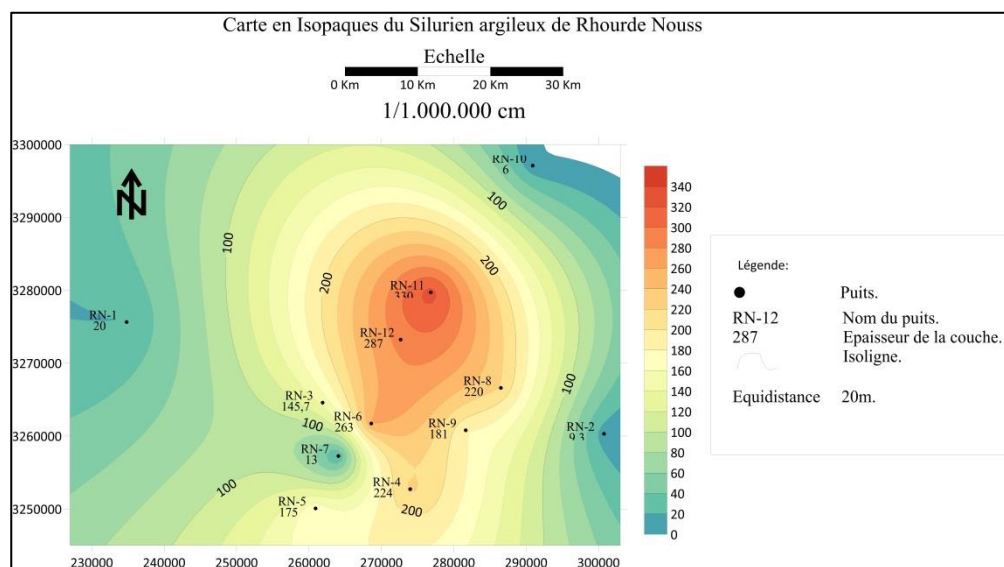


Figure 27 - Carte en Isoques du Silurien argileux.

Les valeurs COT, S_2 et T_{max} utilisées dans les cartes sont les moyennes arithmétiques des mesures effectuées pour chaque puits (Tableau 14).

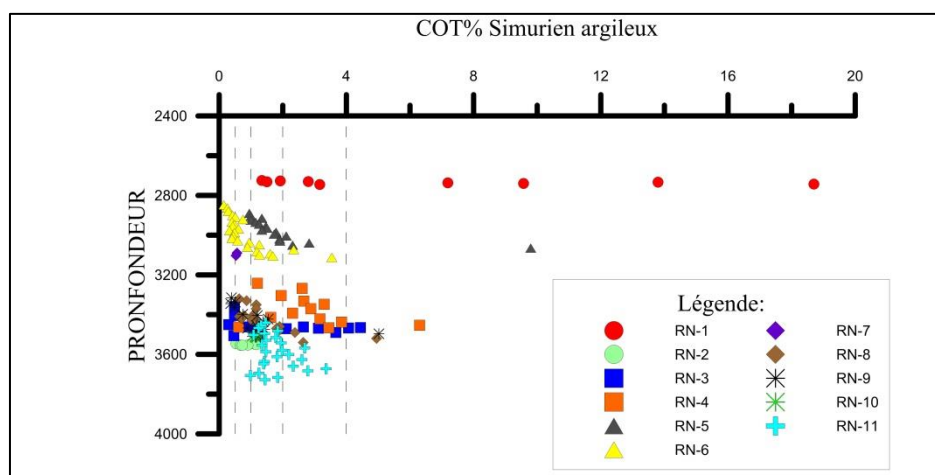
Tableau 14 - Valeurs moyennes des paramètres géochimiques du Silurien argileux.

puits	Intervalle de profondeur (m)	Epaisseur (m)	Nombre d'échantillons prélevés		Moyenne arithmétique des paramètres			
			Carottes	Cuttings	COT	S_1 (mg/g)	S_2 (mg/g)	T_{max} (°C)
RN-1	2725 - 2745	20,00	0	9	6,66	0,33	0,20	549,00
RN-2	3544,8 - 3554,1	9,30	8	0	0,91	0,91	1,94	445,13
RN-3	3360 - 3505,7	145,70	9	6	1,87	0,19	0,22	477,29
RN-4	3242 - 3466	224,00	13	1	2,61	0,23	1,41	436,67
RN-5	2890 - 3065	175,00	0	17	1,15	0,44	3,12	428,29
RN-6	2849 - 3112	263,00	0	24	0,89	0,55	0,94	434,70
RN-7	3090 - 3103	13,00	0	2	0,55	0,18	1,37	438,50
RN-8	3320 - 3540	220,00	7	21	1,45	0,38	2,78	435,80
RN-9	3315 - 3496	181,00	0	19	1,26	0,69	1,37	428,91
RN-10	3509 - 3515	6,00	0	5	1,16	0,19	0,24	464,20
RN-11	3315 - 3645	330,00	0	31	1,59	0,70	2,26	424,92
RN-12	3441 - 3728	287,00	0	25	1,98	0,48	3,23	435,96

II.1 La richesse en matière organique

Le dosage du carbone organique total COT est considéré comme le meilleur critère d'évaluation de la richesse de la matière organique.

Le graphe de l'évolution du COT en fonction de la profondeur (Figure 28) montre une bonne richesse en matière organique, avec la majorité des points entre 1 et 4%.



La carte de répartition des COT moyens du Silurien argileux (Figure 29) montre : une richesse bonne à excellente au Nord-Ouest avec un COT moyen de 6,7% (puits RN-1). En allant vers l'Est, la richesse baisse avec un COT moyen de 0,5% (puits RN-7) et de 0,9% (puits RN-2), elle augmente à nouveau dans la partie Sud avec un COT moyen de 2,6% (puits RN-4).

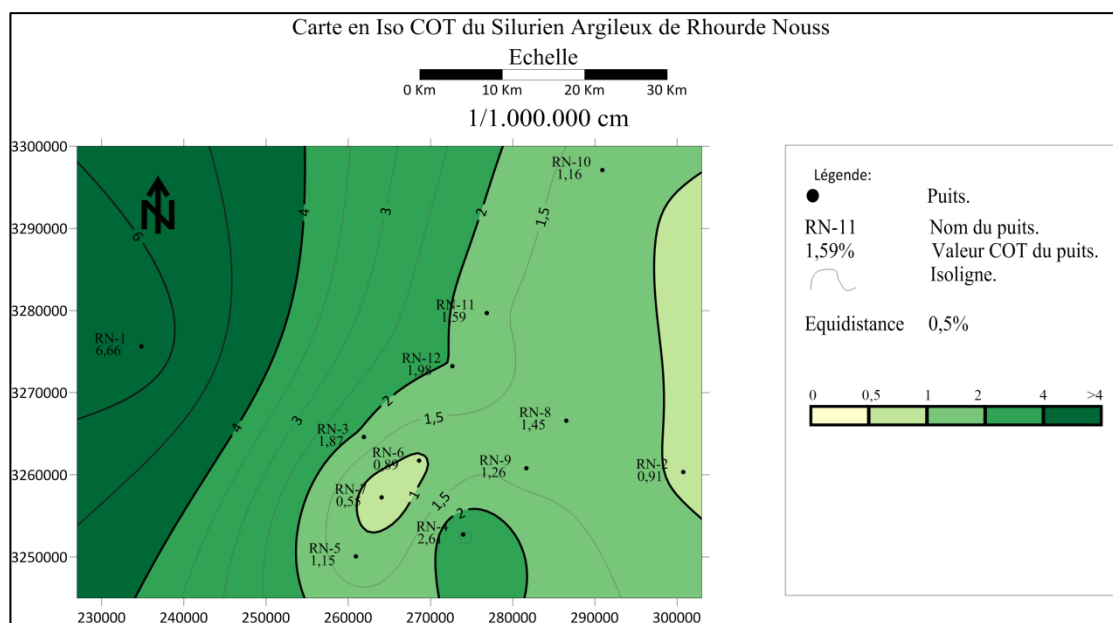


Figure 29 - Carte en Iso-COT de la roche mère Silurienne.

II.2 Résultats de la pyrolyse Rock-Eval VI

II.2.1 Le potentiel pétrolier résiduel

Le graphe de l'évolution du potentiel résiduel en fonction de la profondeur (figure 30) indique que presque toutes les valeurs sont pauvres à moyennes (entre 0 et 5 mg d'HC / g de roche).

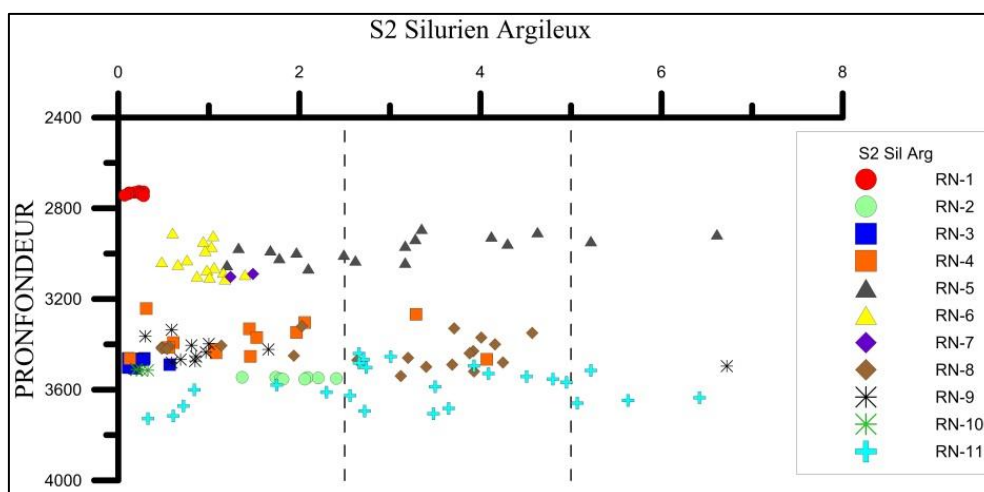


Figure 30 - Représentation de la distribution des valeurs de S2 de la roche mère Silurienne en fonction de la profondeur.

D'après la carte en ISO-S2 (Figure 31), on remarque que les valeurs moyennes de S2 sont toutes pauvres, inférieures à 2,5mg de HC/g de roche sauf trois valeurs : une de 3,12mg au Sud (puits RN-5), et deux valeurs au centre de 3,23mg (puits RN-12) et de 2,7mg (puits RN-8).

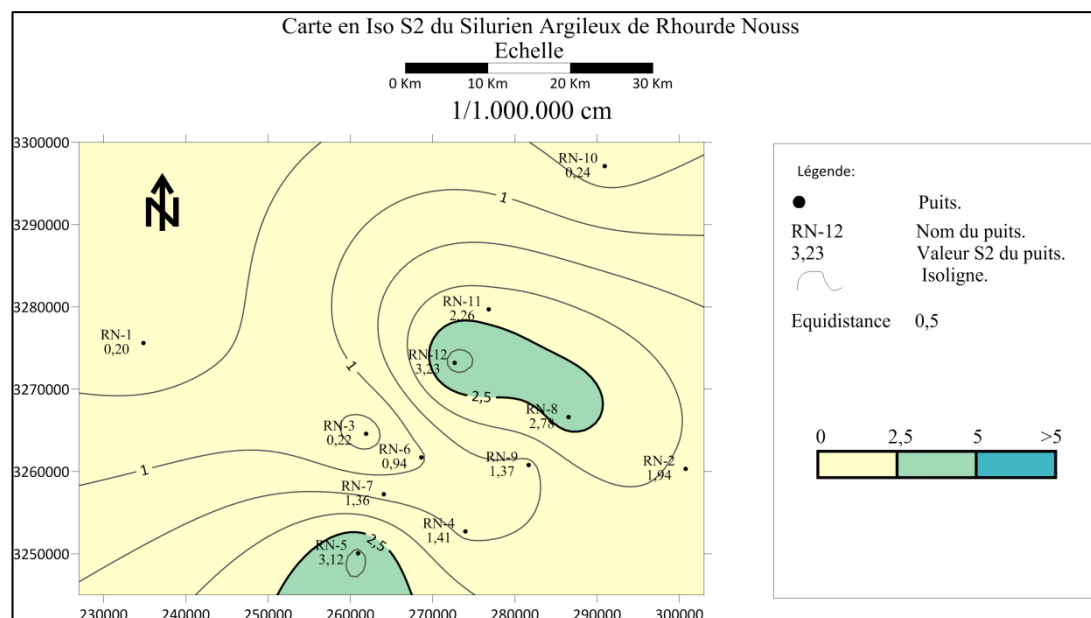


Figure 31 - Carte en Iso-S2 de la roche mère Silurienne.

▪ Remarque

Les valeurs d'hydrocarbures libres (pic S1) ne sont pas prises en considération car les échantillons ne sont pas lavés de la boue avant la pyrolyse.

II.2.2 Type de la matière organique

Les diagrammes IH-IO, IH-Tmax et COT-S2 permettent de classer et de reconnaître les différents types de matière organique étudiée et son état dévolution. Le diagramme IH-IO peut se comparer directement au diagramme de Van-Krevlen H/C, O/C.

Dans la région d'étude, le Silurien est représenté par 197 échantillons (37 de carottes et 160 de cuttings), la répartition des points IH en fonction de IO dans le diagramme (Figure 32) montre un nuage de points qui est localisé dans la zone de la matière organique de type II et un autre dans la zone de type III (puits RN-9, RN-4, RN-6...).

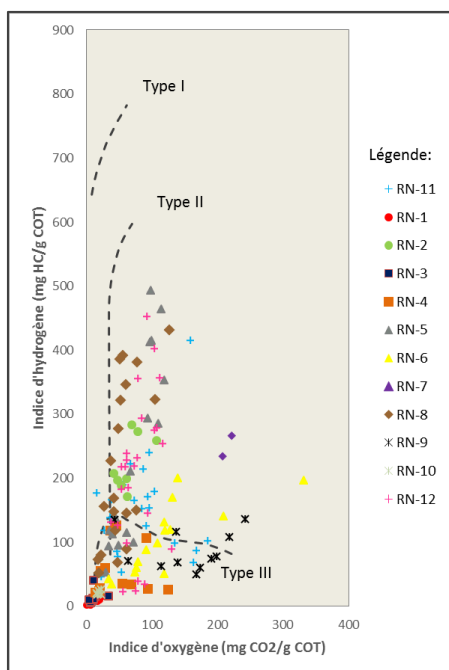


Figure 32 - Diagramme IH/IO

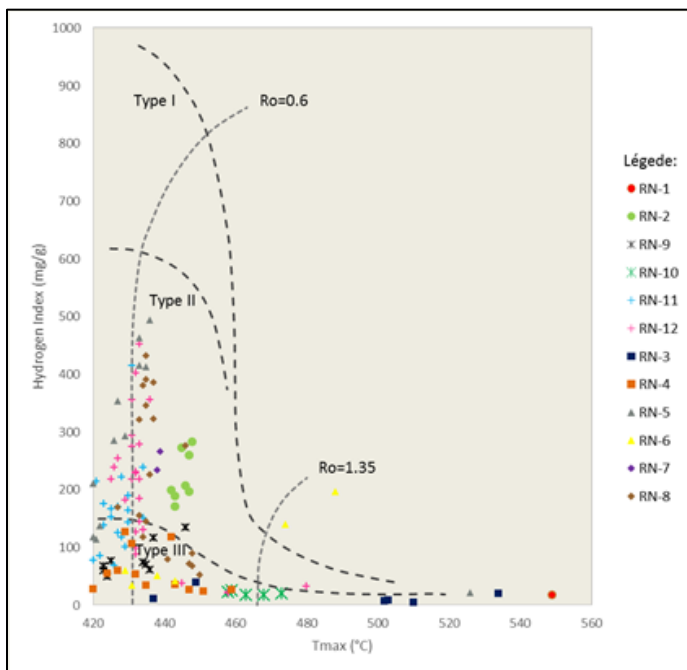


Figure 32 - Diagramme IH/Tmax

L'évidence géologique montre que les végétaux supérieurs ne sont apparus qu'à partir du Dévonien supérieur, donc la matière organique ne peut en aucun cas être du type III. Ce phénomène observé sur notre diagramme est dû à la mauvaise qualité des échantillons car ils sont tous des cuttings qui peuvent être des retombes de forage à partir des horizons du Dévonien ou à une altération de la matière organique.

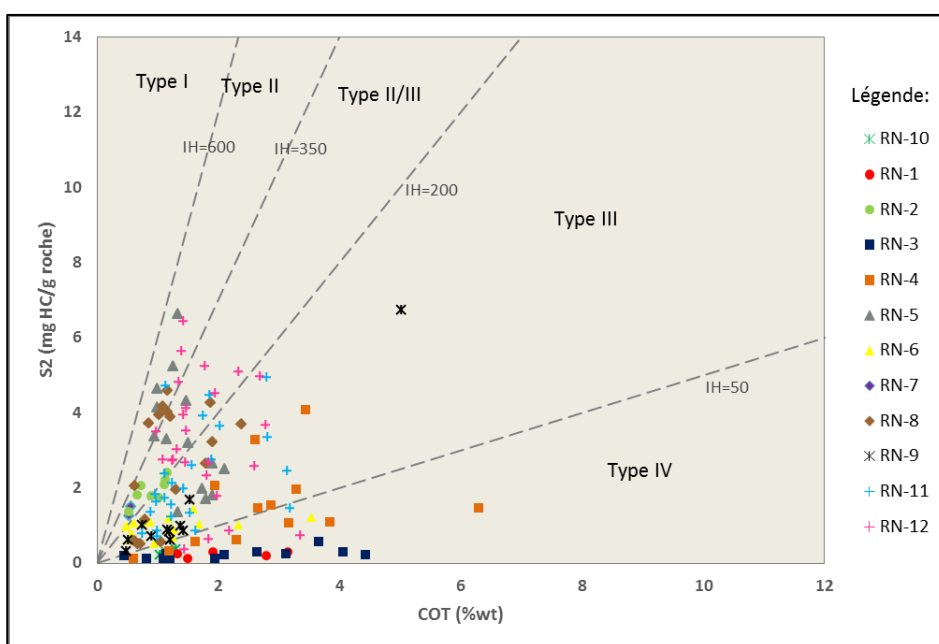


Figure 34 - Diagramme S2/COT

Les diagrammes IH-Tmax (Figure 33) et COT-S2 (Figure 34) confirment le type par l'amas de points dans les limites de la zone caractérisant la matière organique de type II.

II.2.3 Le degré de maturité de la matière organique

La Tmax est le principal paramètre fourni par la pyrolyse qui indique la maturité, bien qu'il dépend du type de la matière organique. Le graphe d'évaluation de la Tmax en fonction de la profondeur (figure 35) montre que la majorité des points sont en phase de génération d'huile.

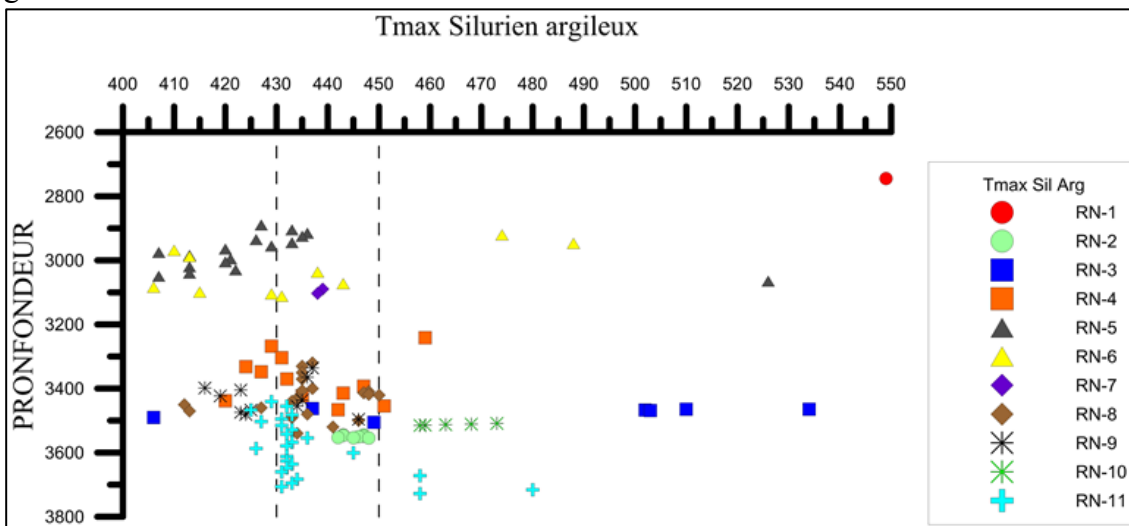


Figure 35 - Diagramme de Tmax en fonction de la profondeur

A partir de la carte en ISO-Tmax (Figure 36), on remarque une variation de la maturité : du Nord-Est vers l'Ouest la Tmax est supérieure à 450°C Tmax de 464°C (puits RN-10) de 477°C (puits RN-3) et de 549°C (puits RN-1). Au centre, les valeurs sont inférieures à 430°C avec une Tmax de 429°C (puits RN-9), 428°C (puits RN-5) et de 425°C (puits RN-11). Les autres puits sont tous entre 430°C et 450°C.

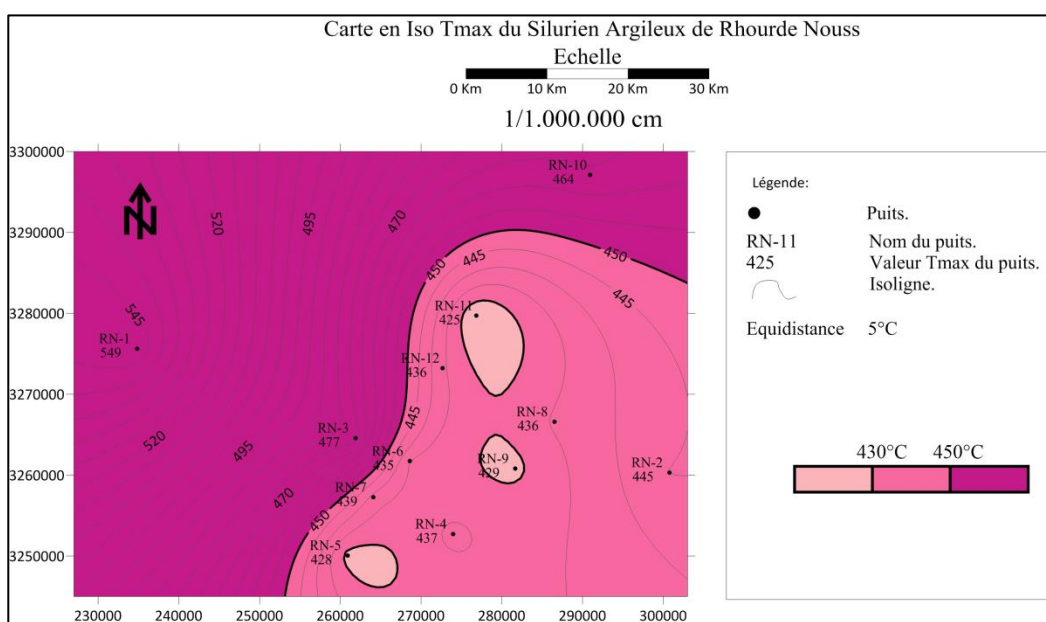


Figure 36 - Carte en Iso-Tmax de la roche mère Silurienne.

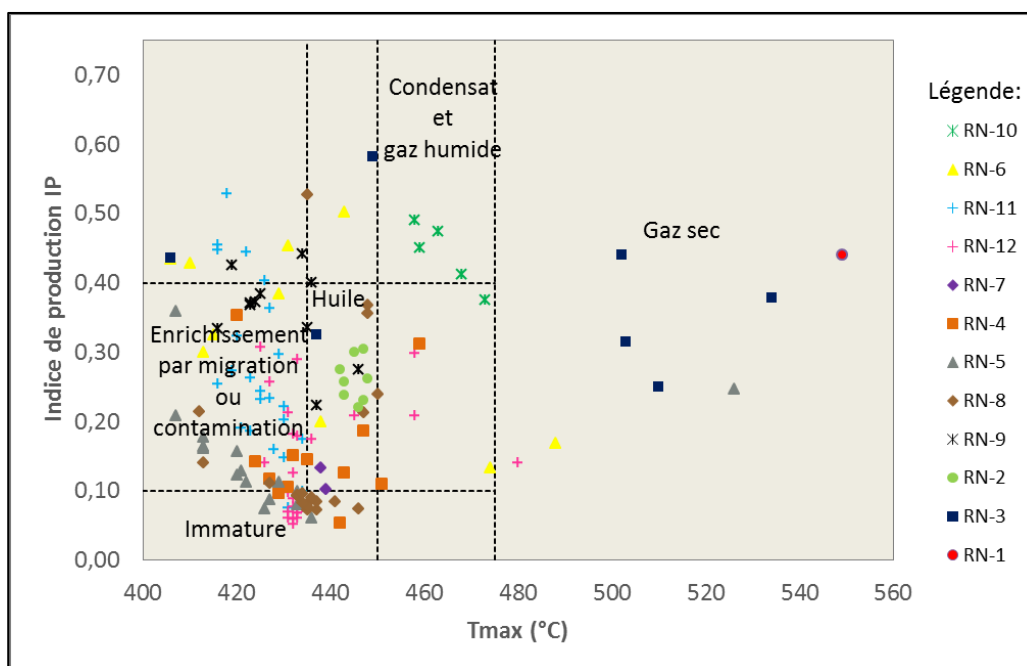


Figure 37 - Diagramme IP/Tmax

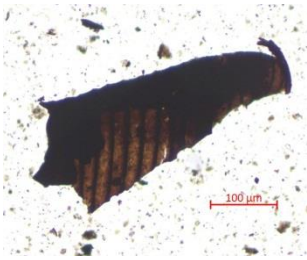
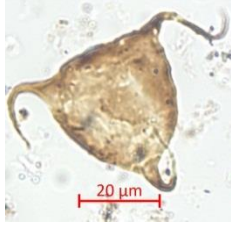



Les résultats obtenus du diagramme IP-Tmax (Figure 37) montrent que : les puits RN-1, RN-3 sont en phase de génération de gaz sec, les puits RN-2, RN-7, RN-8 sont en phase de génération d'huile, le puits RN-10 est en phase de génération de condensat et les puits RN-5 et RN-9 sont immatures. Pour les autres puits, la distribution de leurs points montre que les échantillons analysés sont contaminés.

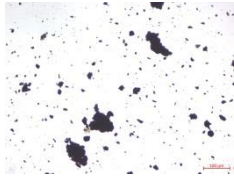






II.3 La microscopie

L'observation microscopique du kérogène en lumière transmise permet d'estimer la maturité à l'aide de l'IAT et de déterminer le type de la matière organique.

Le tableau (Tableau 15) ci-dessous montre les valeurs d'IAT estimées des différents échantillons prélevés des 9 puits :

Tableau 15 - Les différents palynomorphes trouvés et leurs valeurs IAT estimées.

Puits	Echantillon	IAT	Type du palynomorphes	Image
RN-1	-2704m Cuttings	3,5-4	Graptolite	
RN-2	-3544,8m Carotte	2,6	Acritarche	
RN-3	-3350m Cuttings	4	Sporomorphe	
RN-4	-3300m Cuttings	3- 3,5	Acritarche	
	-3434m Cuttings	3- 3,5	Spore	

RN-5	-2905m Cuttings	4,5 – 5	Un organofacies Over-mature	
RN-7	-3085m Cuttings	2,8 – 3	Spore altérée	
RN-8	-3406,1m Carotte	2,8	Spore	
	-3421m Cuttings	2,8	Spore	
RN-9	-3259,5 Carotte	2,6	Spore altérée	
RN-10	-3509m Cuttings	3 – 3,5	Spore	
	-3514m Cuttings	3 – 3,5	Acritarche	

II.3.1 Type de la matière organique

L'analyse microscopique confirme le type marin de la matière organique (figures 38 et 39) grâce au mélange trouvé : les acritarches, les chitinozoaires, les spores, les algues, la matière organique amorphe et les graptolites.

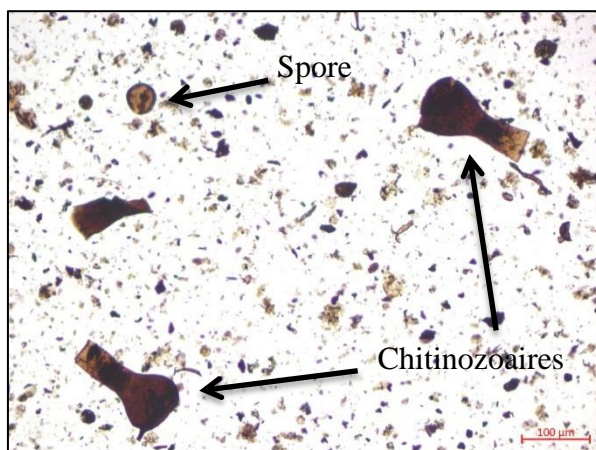


Figure 38 - Organofaciès bien conservé de type II (puits RN-8)

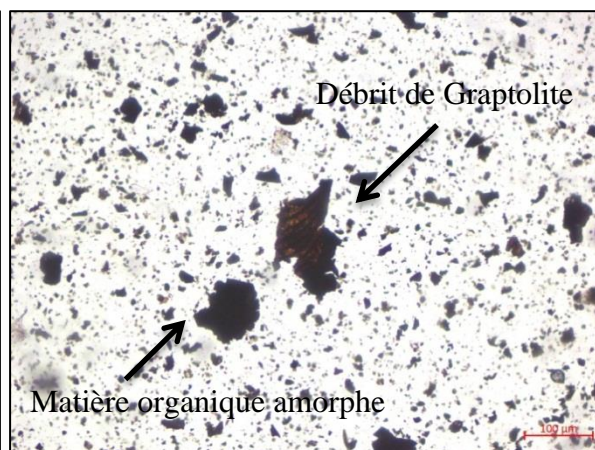


Figure 39 - Organofaciès mal conservé de type II (Puits RN-3)

II.3.2 Le degré de maturation de la matière organique

La carte en ISO-IAT (Figure 40) montre que la maturité évolue de l'Est à l'Ouest. La partie Est est en phase de génération d'huile (puits RN-2, RN-8 et RN-9), la partie centrale est en phase de génération de condensat (puits RN-10 et RN-4), tandis que la partie Ouest est en phase de génération de gaz sec au Nord-Ouest (puits RN-1) et over mature au Sud Sud-Ouest (puits RN-5).

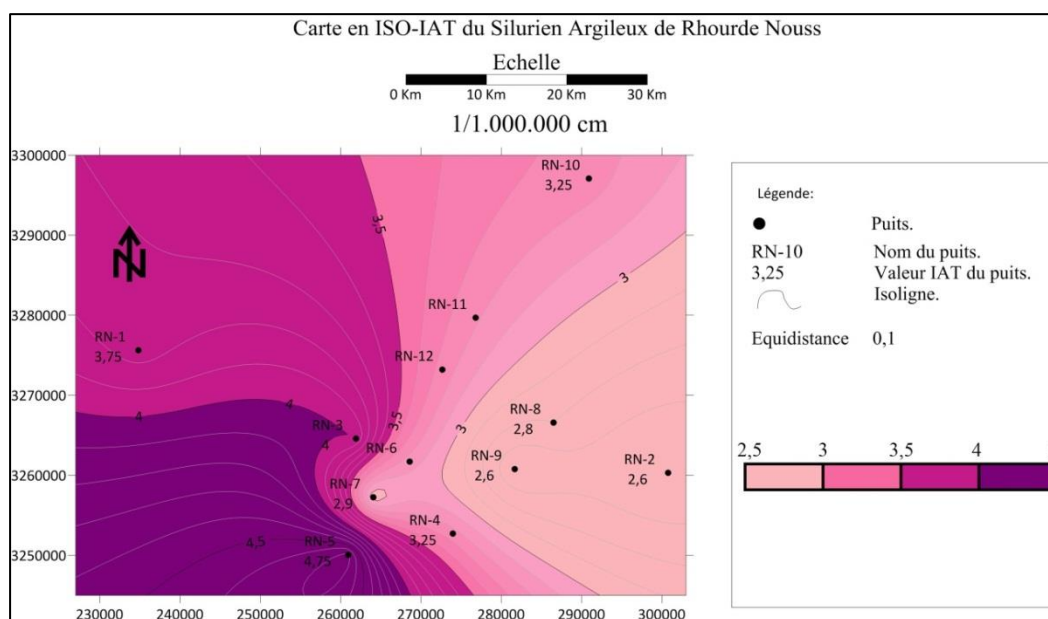


Figure 40 - Carte en ISO-IAT du Silurien argileux de Rhourde Nous.

▪ **Remarque**

En comparant les deux cartes de maturité de Tmax (Figure 36) et de l'IAT (Figure 40), on voit bien qu'il y a une différence entre elles.

Celle obtenue par l'IAT est la plus fiable car la pyrolyse donne une valeur de maturité (Tmax) de toute la matière organique de l'échantillon (incluant les retombées et les contaminés), ce qui a faussé les résultats. Par contre, sous microscope, l'analyse est sélective (elle ne se fait que sur la matière organique authentique).

Tant que 80% de nos échantillons sont des cuttings, c'était prévu d'avoir ce problème, cela montre l'importance de l'analyse microscopique dans la caractérisation géochimique des roches mères.

On prend l'exemple du puits RN-5, sa moyenne des valeurs de Tmax est égale à 429°C (Immature). Mais en analysant ses échantillons au microscope, on a trouvé que son degré de maturité est très élevé (IAT = 4,5 - 5) ce qui indique qu'il est over mature.

III La roche mère Ordovicienne

Elle est représentée essentiellement par les argiles microconglomératiques du sommet de l'Ordovicien dans la région d'étude. Au total, on a 41 échantillons (10 de carottes et 31 de cuttings) provenant de six puits RN-1, RN-4, RN-5, RN-8, RN-9 et RN-11.

Les cartes en isopaques (Figure 41) et en isobathes (Figure 42) montrent que les argiles microconglomératiques sont plus profondes à l'Est avec une cote de -3668m puits (RN-11). En allant vers l'Ouest, elles deviennent moins profondes avec une cote de -2761m (puits RN-1). On remarque que l'épaisseur aussi suit le même sens de la profondeur, elle s'amincit à l'Ouest 35m (RN-1) et s'épaissit à l'Est 71m et 64m (RN-11 et RN-9).

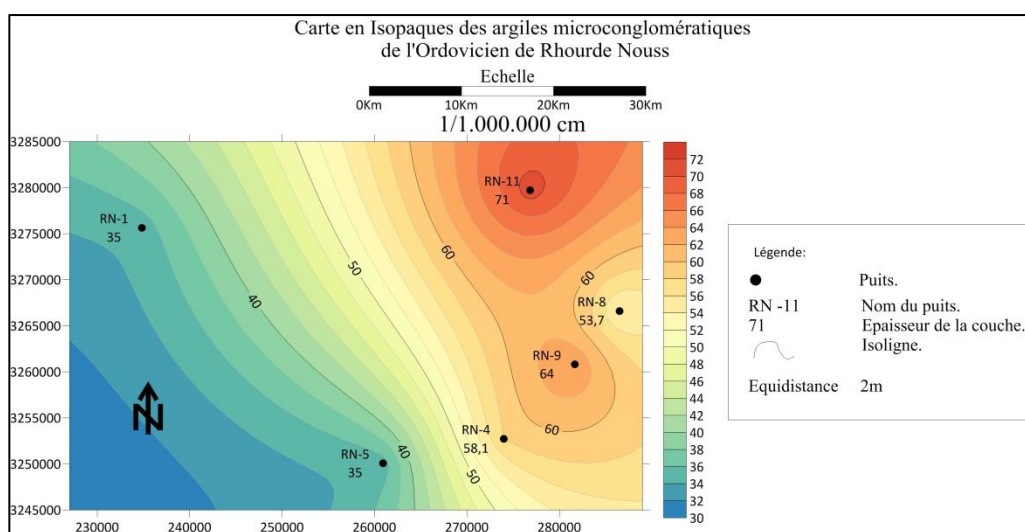


Figure 41 - Carte en Isopaques des argiles microconglomératiques de

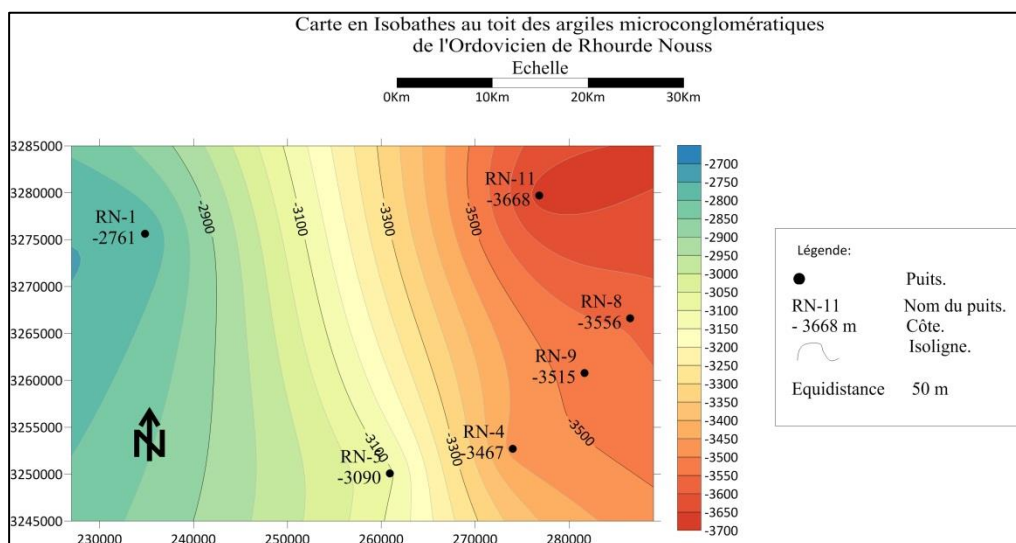


Figure 42 - Carte en Isobathes au toit des argiles microconglomératiques de l'Ordovicien.

Les moyennes arithmétiques des différents paramètres géochimiques tirés de la base de données pour une caractérisation géochimique de l'Ordovicien dans cette région sont représentées dans le tableau ci-dessous (Tableau 16) :

Tableau 16 - Valeurs moyennes des paramètres géochimiques des argiles microconglomératiques de l'Ordovicien.

puits	Intervalle de profondeur (m)	Epaisseur (m)	Nombre d'échantillons prélevés		Moyenne arithmétique des paramètres			
			Carottes	Cuttings	COT %	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	Tmax (°C)
RN-1	2761 - 2796	35	0	5	0,85	0,39	0,28	489,0
RN-4	2466,9 - 3525	58,1	8	4	1,28	0,18	1,57	445,6
RN-5	3090 - 3125	35	0	3	1,74	0,30	1,76	428,7
RN-8	3556,3 - 3610	53,7	2	6	1,03	0,59	3,43	437,3
RN-9	3515 - 3579	71	0	6	0,98	0,65	1,47	439,2
RN-11	3668 - 3739	71	0	7	2,32	0,57	4,30	435,4

III.1 La richesse en matière organique

Les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien sont moins riches que les argiles siluriennes. D'après le graphe de l'évolution du COT en fonction de la profondeur (figure 43), on voit que les valeurs de COT sont comprises entre 0,5 et 4%, ce qui est confirmé par la carte en ISO-COT (figure 44). Cette dernière montre une richesse en carbone organique total moyenne à bonne avec un COT moyen de 0,9% (puits RN-9) à 1,74% (puits RN-5), la valeur maximale est de 2,32% (puits RN-11) au Nord-Est.

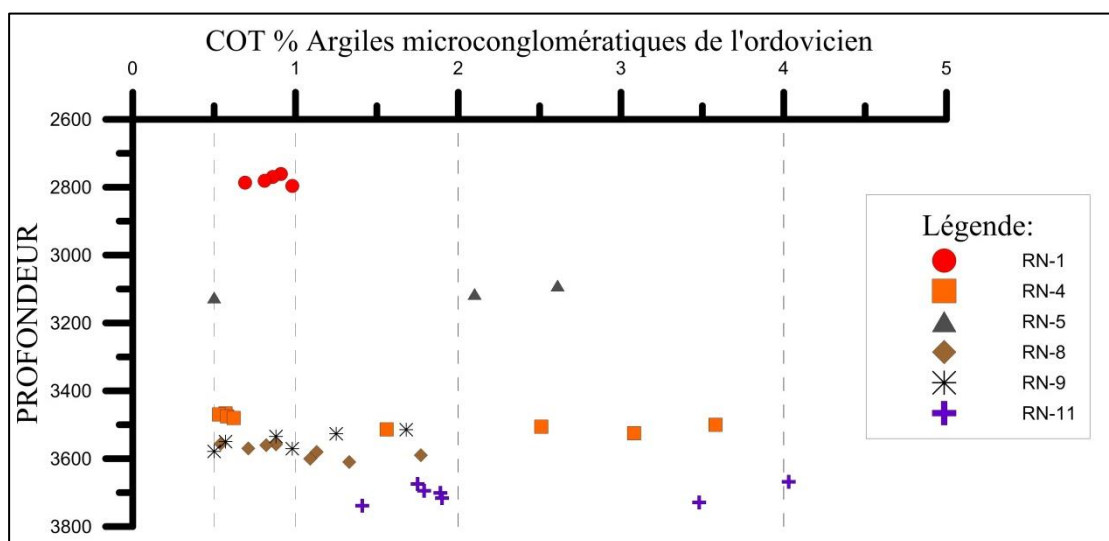


Figure 43- Représentation des valeurs de COT de la roche mère Ordovicienne en fonction de la profondeur.

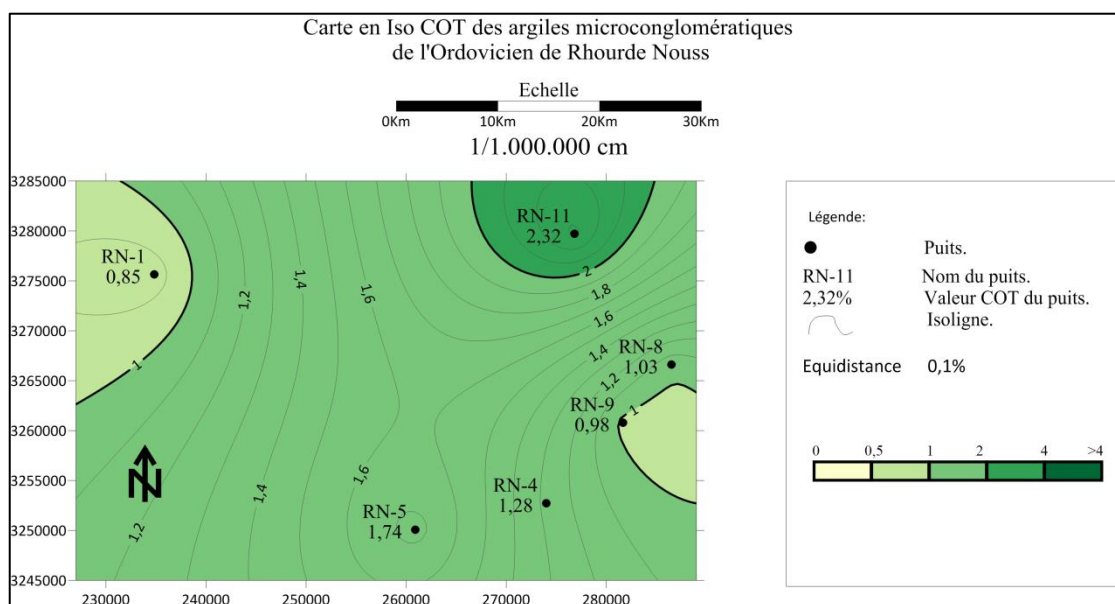


Figure 44 - Carte en Iso-COT de la roche mère Ordovicienne.

III.2 Le potentiel pétrolier résiduel

Le graphe représentant les valeurs du S_2 en fonction de la profondeur (Figure 45) indique que ces valeurs sont comprises entre 0 et 5 mg d'HC / g de roche, ce qui confirme l'analyse de la carte.

Après la réalisation de la carte en Iso- S_2 (Figure 46) Sur l'ensemble de la région d'étude les argiles microconglomératiques présentent un faible potentiel résiduel (S_2 inférieur à 2,5mg d'HC/g de roche) sauf une partie au Nord-Est qui a des valeurs moyennes de 3,43mg (puits RN-8) et de 4,30mg (puits RN-11).

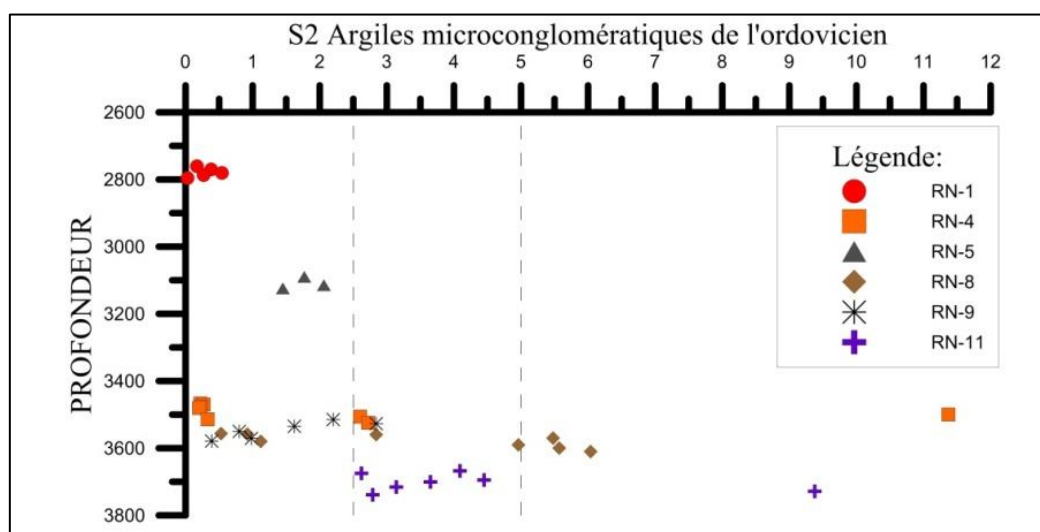


Figure 45 - Représentation de la distribution des valeurs de S_2 de la roche mère Ordovicienne en fonction de la profondeur.

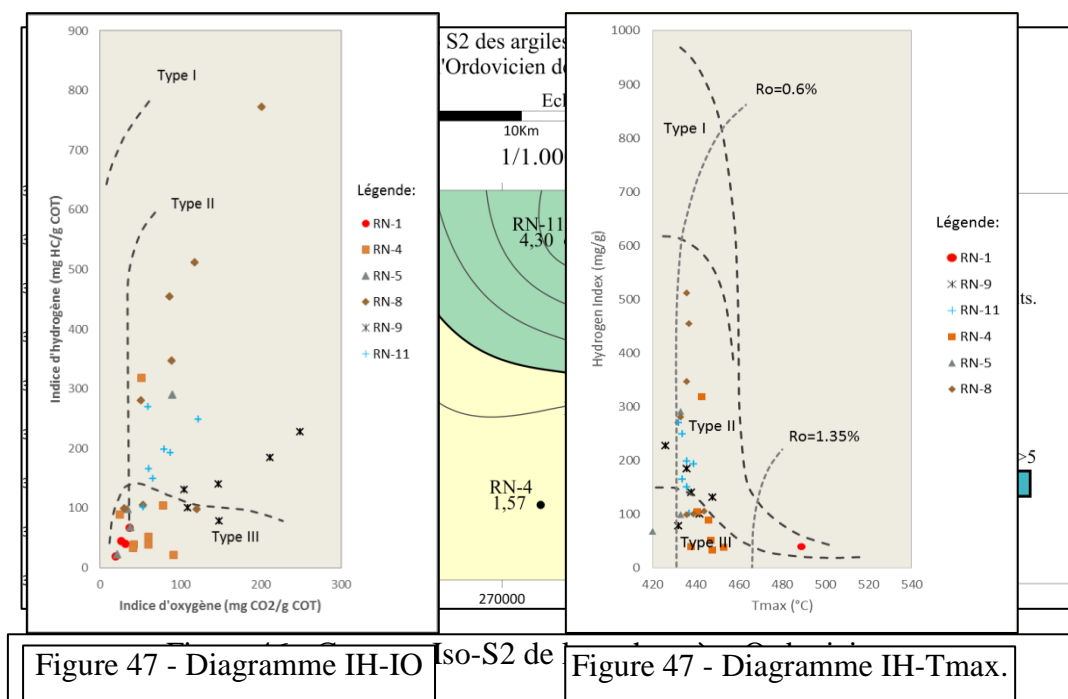


Figure 47 - Diagramme IH-IO Iso-S2 de

Figure 47 - Diagramme IH-Tmax.

▪ **Remarque**

Les valeurs d'hydrocarbures libres (pique S1) ne sont pas prises en considération car les échantillons ne sont pas lavés de la boue avant la pyrolyse.

III.3 Type de la matière organique

La distribution des points IH-IO (figure 47) montre un nuage de points localisé dans la zone de la matière organique de type II (puits RN-8, RN-11) et un autre dans la zone de la matière organique de type III (puits RN-4, RN-9). En ce qui concerne ce dernier, il n'exprime pas réellement son type. En effet, les argiles microconglomératiques d'âge Ordovicien ne peuvent pas contenir de la matière organique continentale car les végétaux supérieurs ne sont apparus qu'à partir du Dévonien supérieur. Donc cette distribution est due à :

- Une mauvaise préservation de la matière organique au moment de son dépôt.
- La mauvaise qualité des échantillons de cuttings qui peuvent être des retombées.
- Une altération de la matière organique.
- Une forte maturation (puits RN-1, RN-5).

Les diagrammes IH-Tmax (figure 48) et COT-S2 (figure 49) confirment le type par l'amas des points dans les limites de la zone caractérisant la matière organique de type II.

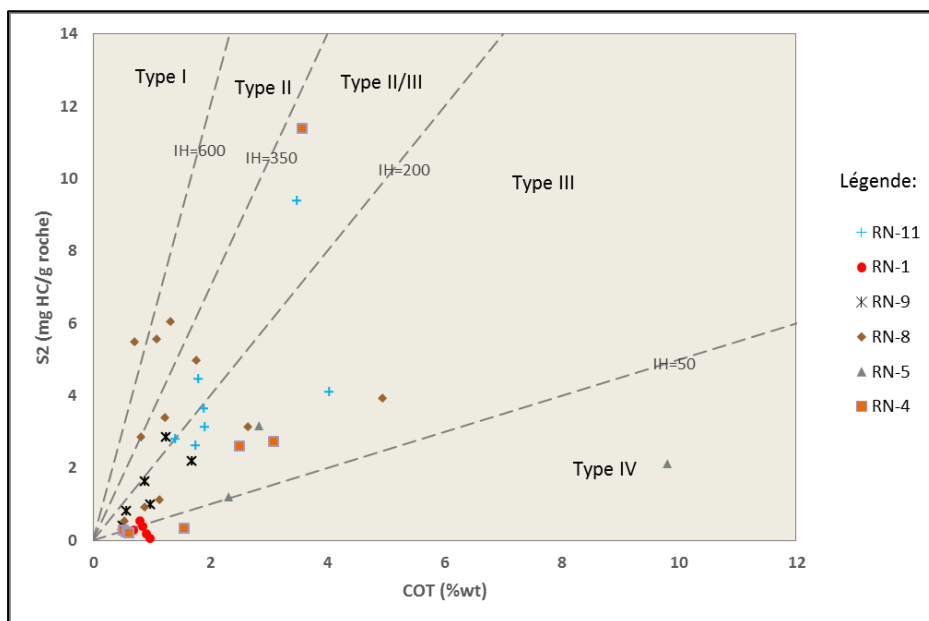


Figure 49 - Diagramme S2-COT

III.4 Maturité de la matière organique

La carte en ISO-Tmax (figure 50) montre des valeurs de Tmax entre 430°C et 450°C à l'Est et une valeur de 429°C au Sud (puits RN-5) et une autre valeur maximale de 489°C au Nord-Ouest (puits RN-1).

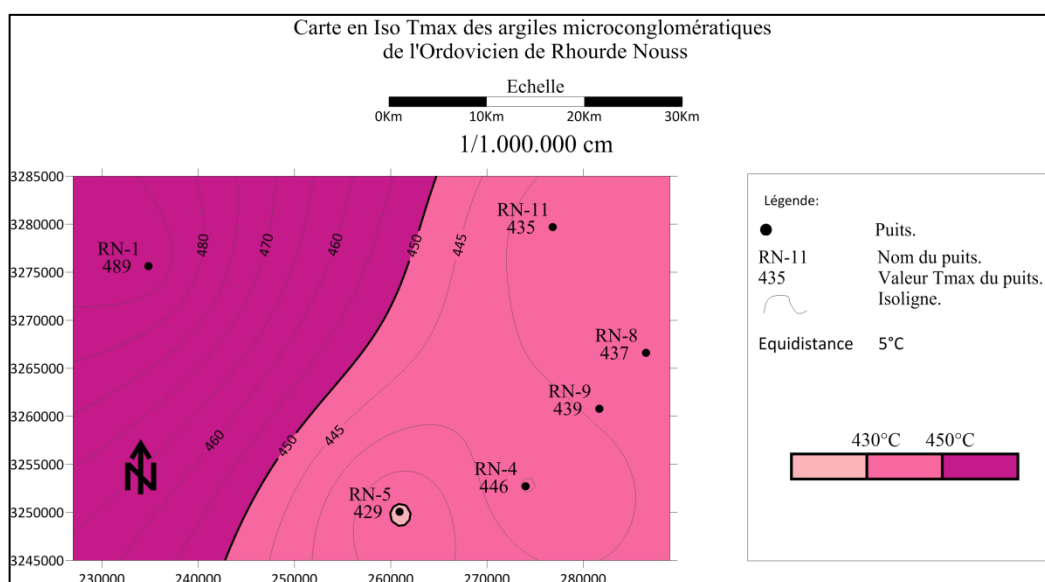


Figure 50 - Carte en Isomaturités de la roche mère Ordovicienne.

Le diagramme de la distribution des températures Tmax en fonction de la profondeur d'enfouissement (Figure 51) désigne que la roche mère Ordovicienne est en phase de génération d'huile.

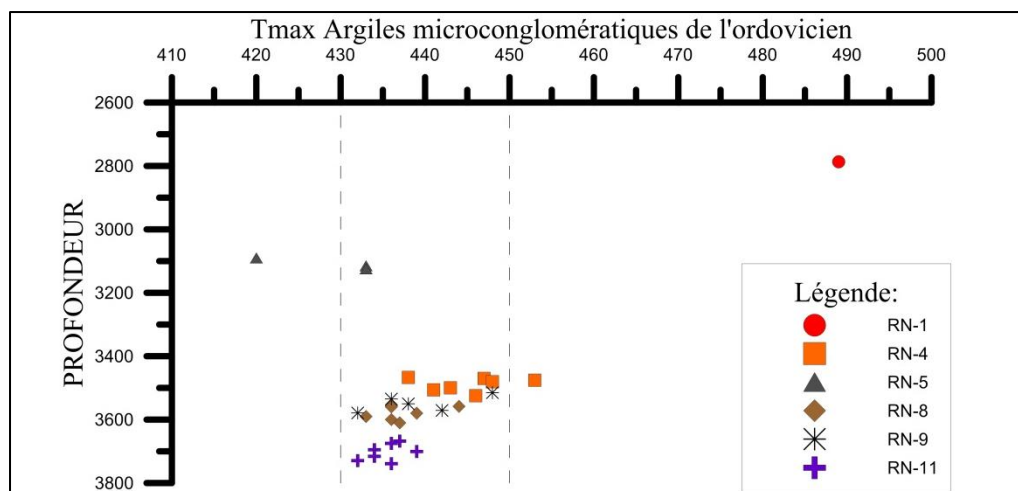


Figure 51 - Diagramme de l'évolution de Tmax en fonction de la profondeur.

D'après le diagramme IP-Tmax (Figure 52), on remarque que les puits RN-8, RN-9, RN-11 et RN-5 sont en phase à huile, le puits RN-1 en phase à gaz, avec quelques points montrant un enrichissement par migration ou contamination.

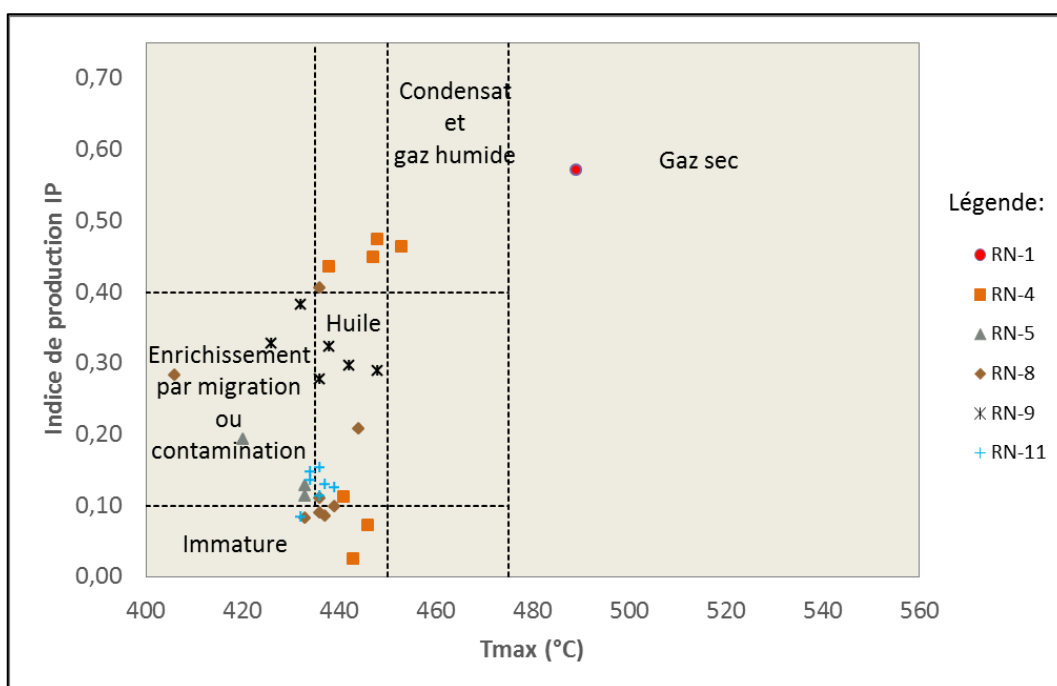


Figure 52 - Diagramme IP-Tmax

▪ **Remarque**

Grace à l'analyse microscopique des échantillons du Silurien on a pu corriger les valeurs de Tmax erronées.

Malheureusement, ce n'était pas le cas pour les échantillons de l'Ordovicien car nous n'avons pas trouvé de lames et donc on n'a pas pu corriger la maturité.

Mais ce qui est logique et certain c'est que la roche mère ordovicienne doit être sûrement égale ou plus mature que la silurienne car elle est plus profonde.

IV Evolution structurale des roches mères modélisées

Nous avons réalisé des profils paléostratigraphiques de nos roches mères :

- Après le dépôt du Silurien argileux.
- A la fin de l'évènement hercynien (entre le Permien et le Trias).
- A la fin du Trias.
- A l'actuel.

Les puits sont choisis selon la disponibilité des données (les données ont été extraites des logs habillés disponibles dans les archives de la division laboratoires) sont RN-5, RN-4, RN-9, RN-8 et RN-10. Les quatre premiers forment un profil SO-NE dans le secteur Sud de la région, et le puits RN-8 forme avec RN-10 un profil N-S dans le secteur Est de la région (Figure 53).

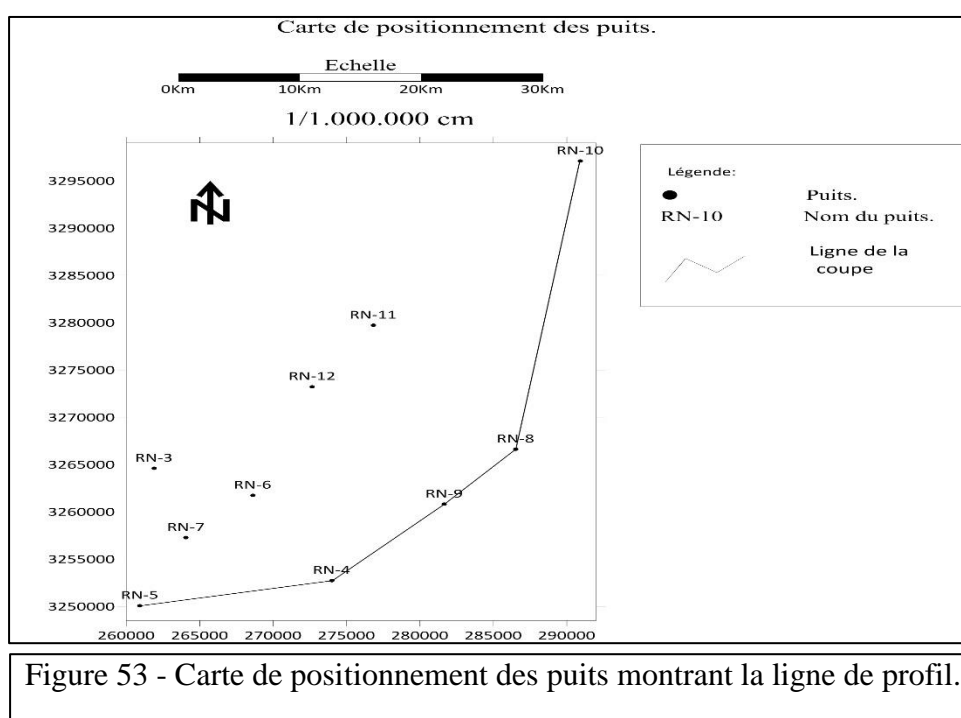


Figure 53 - Carte de positionnement des puits montrant la ligne de profil.

IV.1 Après le dépôt du Silurien argileux

La figure 54 montre la structure de nos roches mères après le dépôt de la formation du Silurien argileux. La base du Silurien désigne la paléotopographie de l'époque, elle est marquée par des vallées typiques du dépôt glaciaire (à cause de la position proche du pôle Sud de l'Afrique du Nord durant l'Ordovicien).

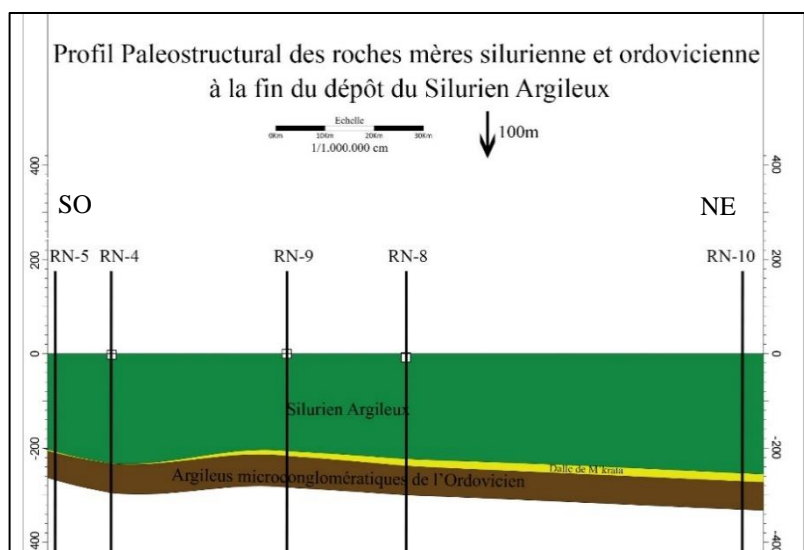


Figure 54 - Profil paléostratigraphique des roches mères siluriennes et ordoviciennes à la fin du dépôt du Silurien argileux.

IV.2 A la fin du Paléozoïque

La fin du Paléozoïque est caractérisée par une activité tectonique très intense à une échelle globale (l'orogénèse hercynienne), ce qui a affecté le bassin de Berkine et notamment la région de Rhourde Nous, ce qui a résulté l'érosion de tous le paquet Dévonien et Carbonifère et même la partie supérieure du Silurien dans plusieurs régions.

La Figure 55 montre le plissement qui a affecté les formations du Silurien et l'Ordovicien, qui a causé le soulèvement de la partie centrale (RN-9), et l'abaissement des formations situés au Sud-Ouest (RN-5 et RN-4), et la formation un piège structural (RN-9) et des pièges stratigraphiques (en biseaux).

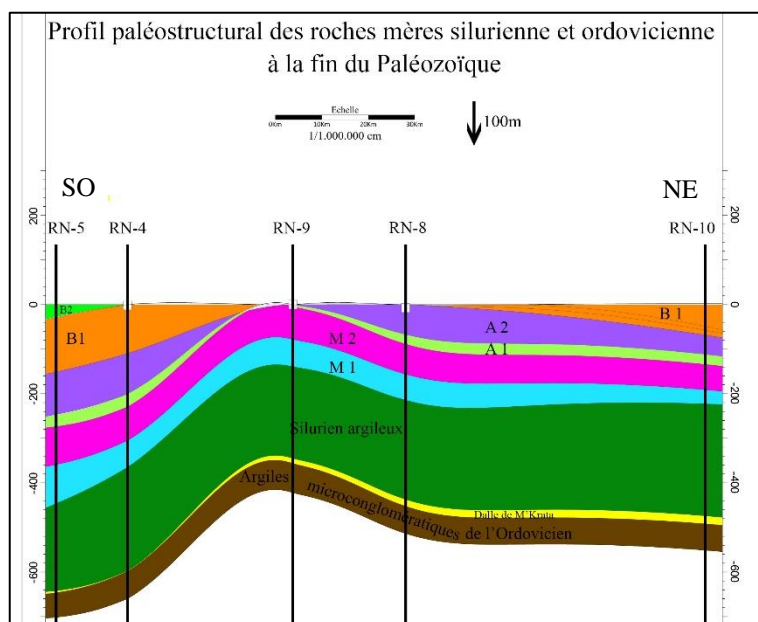


Figure 55 - Profil paléostratigraphique des roches mères siluriennes et ordoviciennes à la fin du Paléozoïque.

Le basculement est causé par le jeu normal d'une faille située entre (RN-4) et (RN-9).

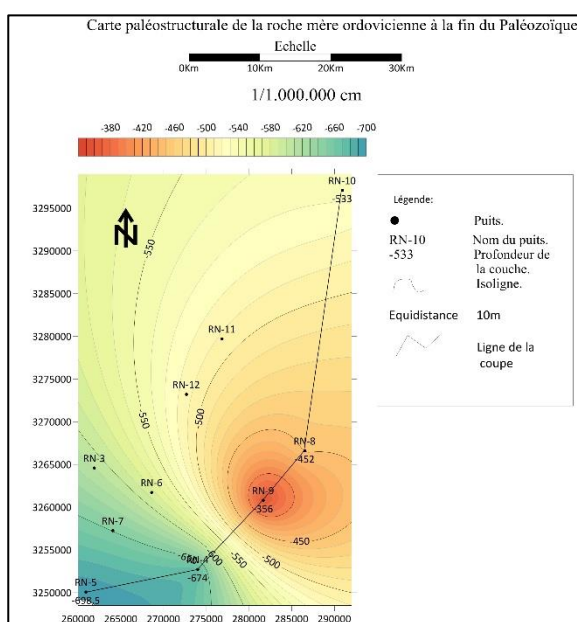


Figure 58 - Carte paléostratigraphique de la roche mère ordovicienne à la fin du Paléozoïque.

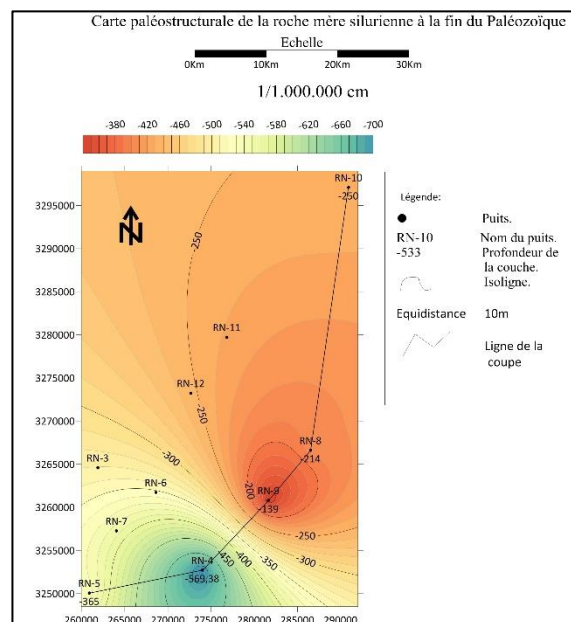


Figure 58 - Carte paléostratigraphique de la roche mère silurienne à la fin du Paléozoïque.

IV.3 A la fin du Trias

Le Trias inférieur est discontinu contrairement au supérieur qui est largement étendu et plus épais (TAGS jusqu'à 180m), ce qui a poussé nos roches mères à des profondeurs allant de 350m à 850m (Figure 59).

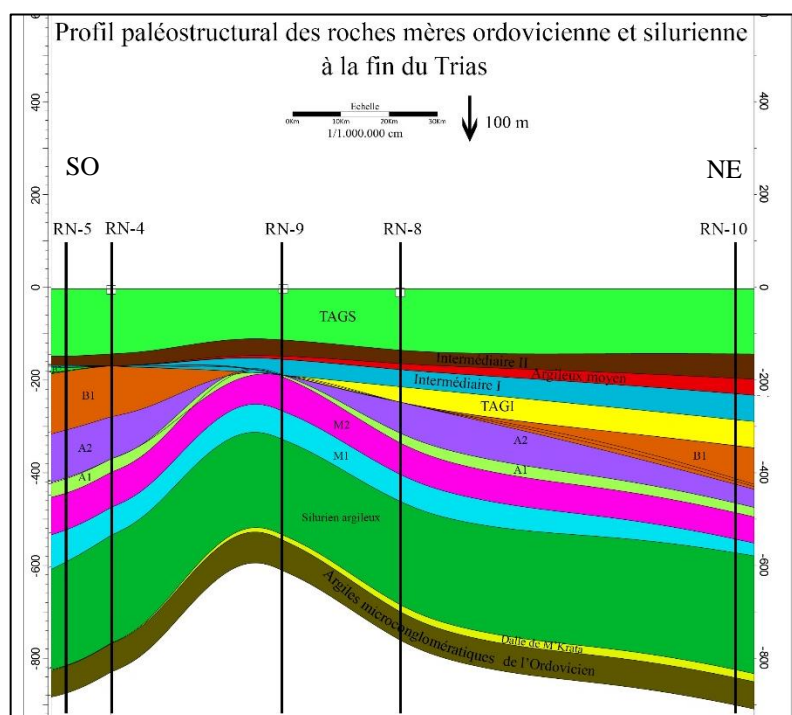


Figure 59 - Profil paléostratigraphique des roches mères ordovicienne et silurienne à la fin du Trias.

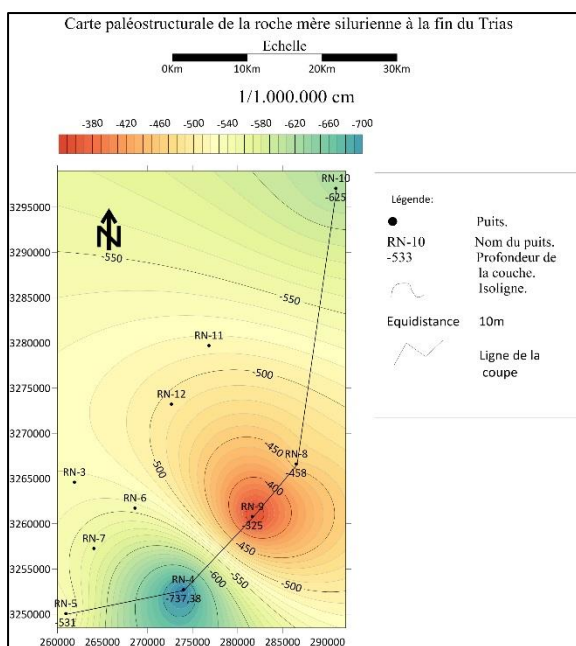


Figure 60 - Carte paléostratigraphique de la roche mère silurienne à la fin du Trias.

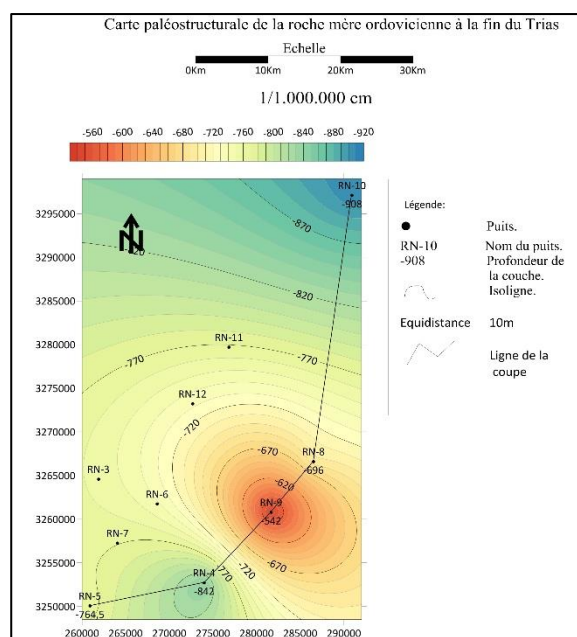


Figure 60 - Carte paléostratigraphique de la roche mère ordovicienne à la fin du Trias.

IV.4 L'actuel

Le Mésozoïque (moyen et supérieur) a connu une transgression globale (Cycle eustatique du 1^{er} ordre) ce qui a engendré une très forte subsidence déposant environ 2500m de sédiments entre le Jurassique, Crétacé inférieur et supérieur (Figure 62).

Cette forte subsidence a provoqué la génération des hydrocarbures durant le Jurassique et le Crétacé inférieur, et même l'expulsion de ces hydrocarbures durant le Jurassique supérieur et le Crétacé.

Ces hydrocarbures ont été emprisonnés dans les pièges formés durant l'orogénèse hercynienne.

Le soulèvement de la partie Sud-Ouest (Puits RN-5 et RN-4) est causé par le rejeu inverse des failles préexistantes dû à l'orogénèse Autrichienne.

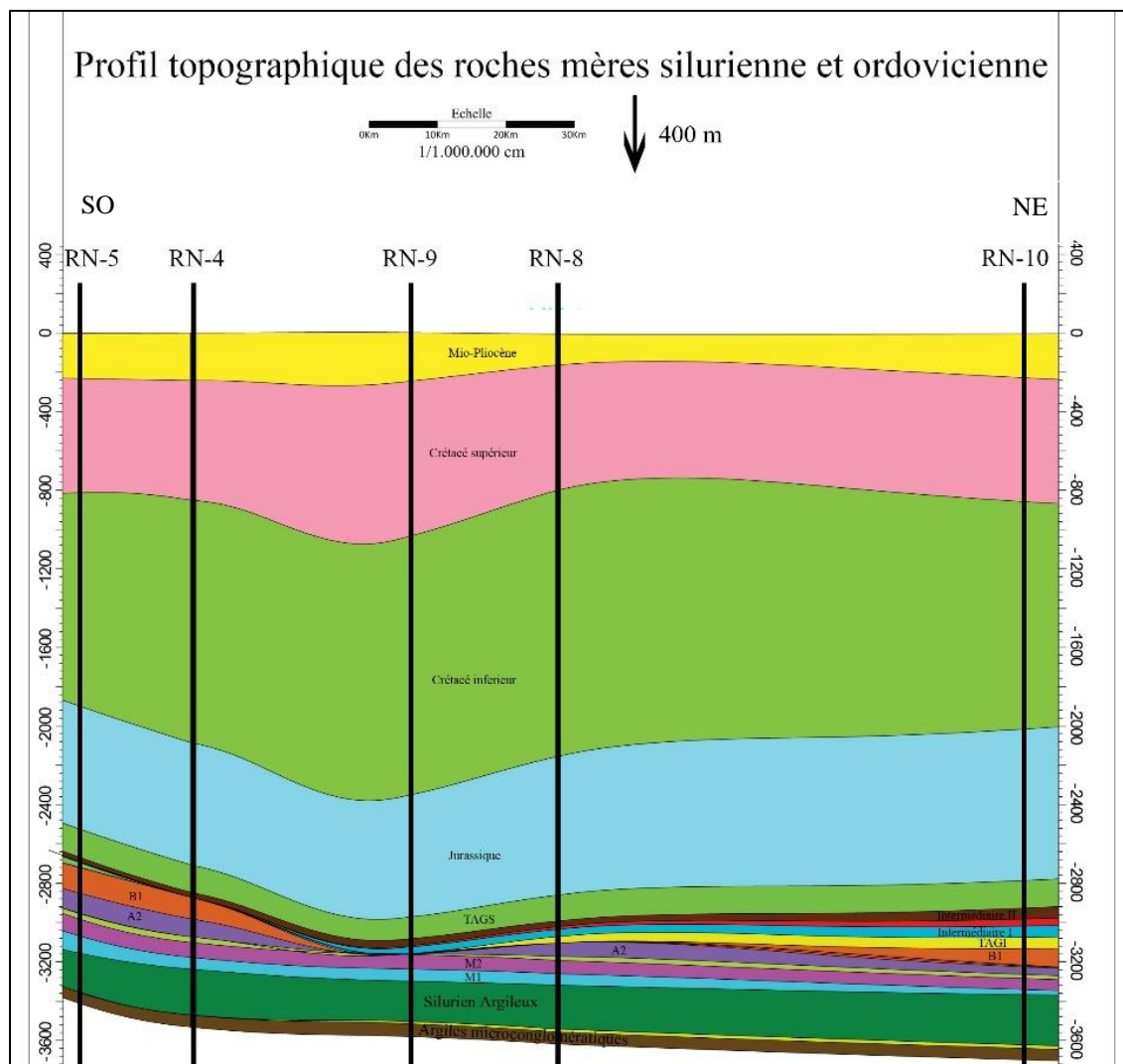


Figure 62 - Profil topographique des roches mères silurienne et ordovicienne.

▪ **Remarque**

L'affaissement du bloc Sud-Ouest a causé la forte maturité dans cette région (RN-5 Overmature et RN-4 en phase de gaz sec).

Le rejeu inverse des failles a soulevé ce bloc, ce qui explique la contradiction qu'on a obtenu entre la carte en iso-maturité et en isobathes (Figures 40 et 26) (les parties les plus élevées sont les plus matures) donc on a eu une déformation (Autrichienne) post-maturité.

Chapitre IV

Modélisation géochimique des roches
mères silurienne et ordovicienne

I Introduction

La modélisation permet d'aborder l'aspect dynamique des roches, en simulant l'évolution dans le temps de la maturité d'une roche mère.

La simulation numérique nécessite au préalable un certain nombre de données sur l'histoire et la nature du bassin sédimentaire. Il s'agit de connaître :

- La lithologie des différentes couches sédimentaires.
- L'histoire de l'enfouissement du bassin, c'est-à-dire l'évolution de la profondeur des différentes formations avec le temps.
- L'histoire thermique du bassin, plus précisément l'évolution de la température suivant l'enfouissement au cours du temps.
- La nature des effluents générés lors de la dégradation thermique de la matière organique afin d'établir des modèles cinétiques compositionnels (Al Saab. D.2007).

I.1 Les principes essentiels de la modélisation géochimique

L'objectif de la modélisation d'un bassin sédimentaire est de reconstruire l'histoire géologique et thermique, et de prédire la composition et la quantité des hydrocarbures accumulés dans le système pétrolier.

Les modèles de bassin prennent en compte :

- La compaction.
- L'érosion.
- Les transferts de chaleur dans le bassin.
- Les lois cinétiques de dégradation thermique de la matière organique.
- Les lois de migration des fluides (Darcy, Welte et Yalcin-1988, Littke et al-1994).

Les données de base pour l'évaluation du potentiel de génération des hydrocarbures d'un système pétrolier sont :

- La géologie régionale (histoire régionale de la formation du bassin).
- L'identification de la matière organique dans la roche mère (type, IH_0 , COT_0).
- L'évaluation du type, de la quantité et du degré de maturité de la matière organique.
- Le flux de la chaleur et sa variation avec le temps géologique
- La génération, la migration et l'accumulation des hydrocarbures (modèle cinétique).
- La thermodynamique et l'hydrodynamique du bassin étudié.

II Modélisation géochimique

L'objectif principal de cette modélisation consiste à la détermination des périodes de génération et d'expulsion des hydrocarbures à partir de la roche mère. Le paramètre utilisé pour la calibration (ajustement des valeurs calculées aux valeurs mesurées) des modèles est la T_{max} de la pyrolyse Rock-Eval convertie en valeurs de $Req\%$.

$$Req = 0,0180 * T_{max} - 7,16 \text{ (Sweeney \& Bernhan, 1990)}$$

II.1 Les données utilisées

II.1.1 Les données lithostratigraphiques

- L'âge et la profondeur des différents niveaux lithologiques.
- L'amplitude et l'âge des érosions et des lacunes sédimentaires.
- Le type et la proportion de chaque lithologie.

II.1.2 Les données géothermiques

- La température à la surface de la terre est considérée 20°C.
- Le gradient géothermique (°C/Km).
- Le flux de chaleur (mW/m²).
- Les températures mesurées aux différents niveaux des puits à partir de diagraphies Bore Hole Température (BHT).

II.1.3 Les mesures géochimiques

Les mesures géochimiques consistent à caractériser la roche mère considérée qui sont représentées par les paramètres de la pyrolyse (COT, IH, Tmax), le type de la matière organique et le pouvoir réflecteur de la Vitrinite (PRV).

II.2 Méthodologie de travail

Ce travail a été fait grâce au logiciel PetroMod 1D (logiciel de modélisation des systèmes pétroliers de SCHLUMBERGER) qui est un programme de simulation numérique.

Il nécessite des données des épaisseurs des épaisseurs, profondeurs, lithologies des formations, les systèmes pétroliers et les valeurs de COT et d'indice d'hydrogène initiales estimées. En plus, on doit introduire des données géologiques et géothermiques comme l'eustatisme, flux de chaleur et de paléotempératures de la région pour fonctionner.

II.2.1 Les données lithologiques

Elles sont représentées dans le tableau 17.

Tableau 17 - Tableau des données utilisés dans la modélisation et les profils paléostratigraphiques

Age	RN-4		RN-5		RN-8		RN-9		RN-10	
	profondeur	Epaisseur	profondeur	Epaisseur	Profondeur	Epaisseur	Profondeur	Epaisseur	Profondeur	Epaisseur
MioPliocène	2	242	5	210	7,65	157,35	0	248	5	254,72
Crétacé Supérieur	244	607,5	215	638	165	636	248	788	259,72	631
Crétacé Inférieur	851,5	1232,5	853	771	801	1354	1036	1316	890,72	1075
Jurassique	2084	621	1624	620	2155	705	2352	620	1965,72	785
TAGS	2705	140	2244	132	2860	132	2972	110	2750,72	143
Intermédiaire II	2845	26	2376	19	2992	29	3082	35	2893,72	65
Moyen	2871	0	2395	0	3021	13	3117	7	2958,72	42
Intermédiaire I	2871	0	2395	17	3034	37	3124	34	3000,72	62
TAGI	2871	0	2412	0	3071	33	3158	0	3062,72	63
B2	2871	0	2412	97	3071	0	3158	0	3125,72	0
B1	2871	109,5	2509	117	3071	0	3158	0	3125,72	125,28
A2	2980,5	91	2626	76	3104	67	3158	0	3251	35,72
A1	3071,5	28,5	2702	9	3171	21	3158	4	3286,72	20
M2	3100	76	2711	111	3192	68	3162	74	3306,72	53
M1	3176	60	2822	159,38	3260	58	3236	61	3359,72	16
Silurien Argileux	3236	232,5	2981,38	89,12	3318	223	3297	206	3375,72	266
dalle de Mikratta	3468,5	1	3070,5	15,5	3541	15	3503	11	3641,72	17
argiles microconglomératiques	3469,5	61,5	3086	42	3556	72	3514	66	3658,72	58
Ordovicien	3531	937,5	3128	942,5	4469	913	3580	923	3716,72	925
Cambrien	4468,5	100	4070,5	100	4569	100	4503	100	4641,72	100
Base	4568,5		4170,5		4569		4603		4741,72	

II.2.2 L'eustatisme

C'est la fluctuation du niveau de la mer à travers les temps géologiques (Figure 63) suivant des cycles (allant de 1 à 5 selon différents intervalles de temps). On le considère dans la modélisation car il influe fortement la subsidence et par conséquent la quantité des sédiments déposés.

Beaucoup d'études ont été faites sur l'eustatisme, et ils ont eu des résultats plus ou moins similaires. Nous avons choisi de travailler avec celle d'Exxon.

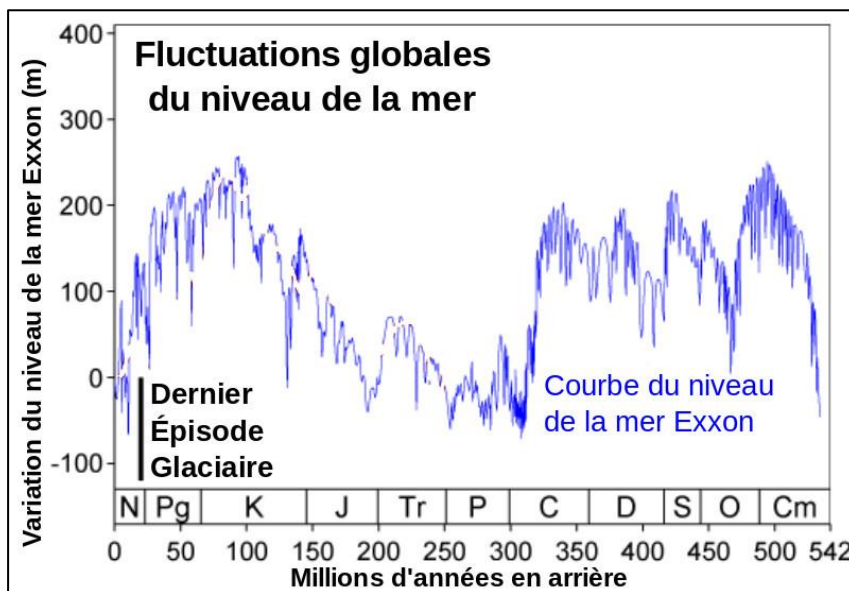


Figure 63 - Fluctuations globales du niveau de la mer (Exxon).

II.2.3 Les Paléotempératures

C'est l'évolution des températures de la surface de la terre à travers les temps géologiques. Elles changent en fonction de la latitude de la région (sa position envers l'équateur et les pôles). On les utilise dans la modélisation avec le flux de chaleur pour bien retracer l'histoire thermique de nos sédiments et estimer avec précision l'ouverture des phases de génération des hydrocarbures.

Le Petromod utilise l'abaque de Wygrala (1989) (Figure 64) pour estimer les paléotempératures de la région étudiée.

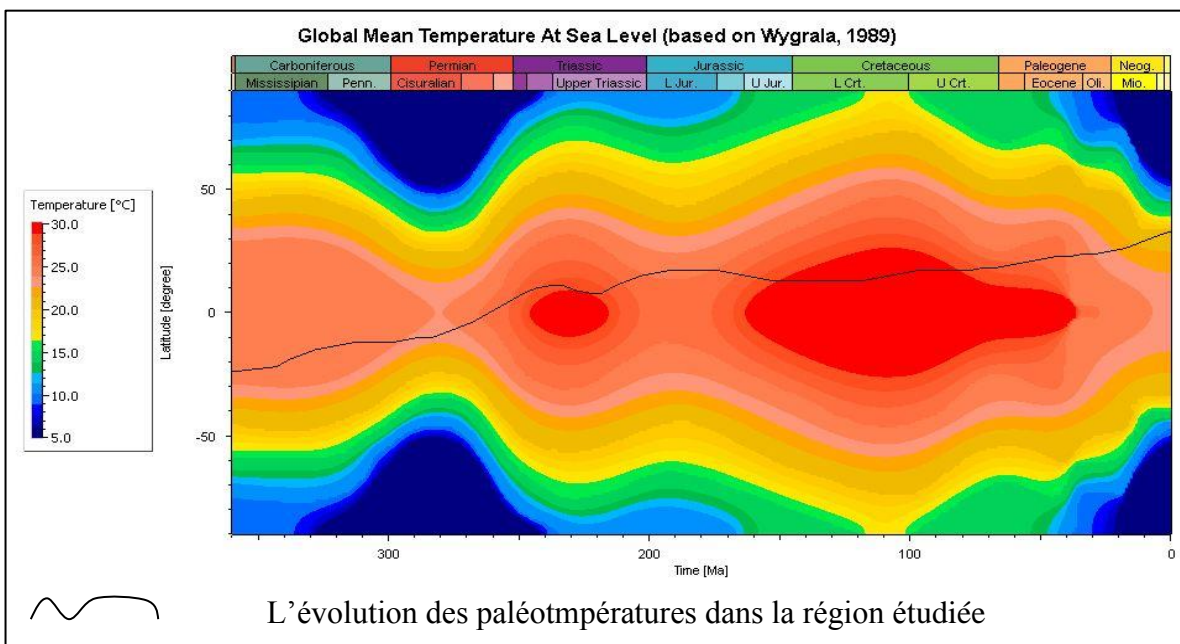


Figure 64 - Les paléotempératures de surface en fonction de la latitude à travers les temps géologiques par Wygrala (1989).

II.2.4 Le flux de chaleur

Le flux mesure la quantité de chaleur qui s'échappe de la surface de la Terre. Les transferts thermiques s'opèrent par conduction, par convection et/ou par rayonnement. Il change en fonction des évènements tectoniques et géodynamiques qui affectent la région à travers les temps géologiques (Figure 65).

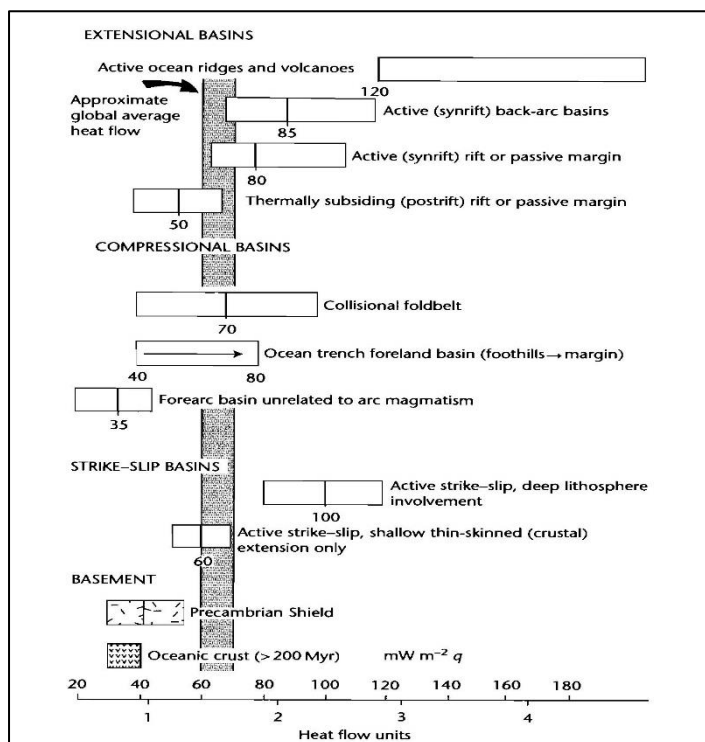


Figure 65 - Résumé des flux de chaleur typiques associés avec les différents types des bassins (Allen & Allen 1990).

La carte réalisée par D. Takherist, (1986) (Figure 66) montre le flux thermique moyen des bassins algériens.

Le flux de chaleur moyen du bassin de berkine est 60 MW/m².

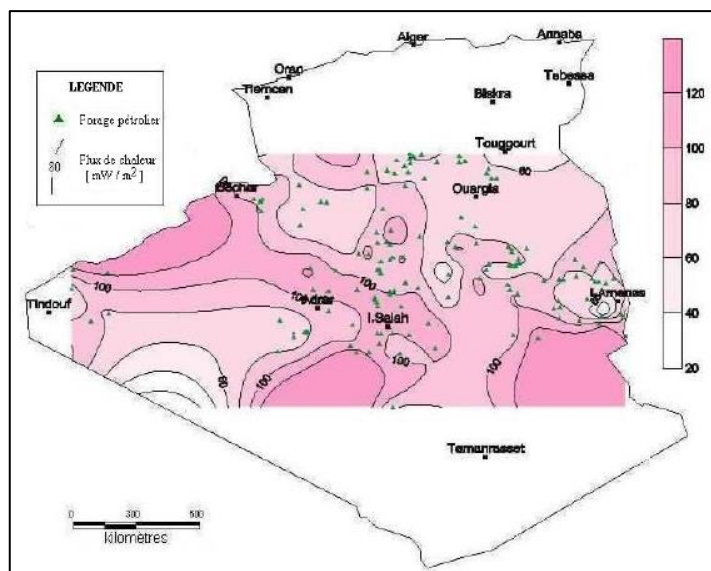


Figure 66 - Carte en iso-flux de chaleur du Sud algérien (D. Takherist, 1986).

II.3 Les puits modélisés

II.3.1 Puits RN-9

L'histoire de l'enfouissement des couches sédimentaires est illustrée dans le diagramme ci-dessous (Figure 67), ce dernier montre un changement de subsidence, dont on remarque un arrêt au cours du Permien (hiatus du Permien : la phase hercynienne), ensuite une subsidence très rapide dès le début du Trias beaucoup plus au Crétacé grâce à la transgression globale.

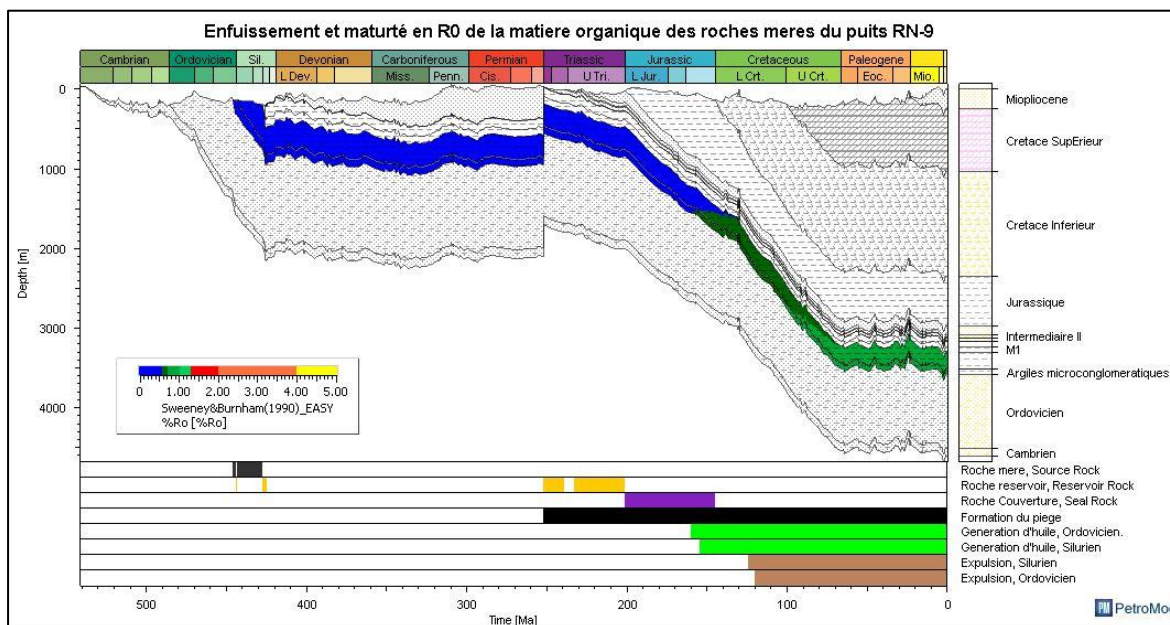


Figure 67 - Carte d'enfouissement et de maturité en R0 de la matière organique des roches mères du puits RN-9

La roche mère silurienne est en plein phase à huile, elle a commencé de générer l'huile vers 154,65Ma à 1521m de profondeur, correspondant au Jurassique supérieur (Dogger) (Figure 67), alors que l'expulsion a commencé vers 124,5Ma à 1552m de profondeur (Figure 68), correspondant au Crétacé inférieur (Aptien). La quantité générée est de 8,2 mégatonnes (Figure 69).

Les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien ont commencé de générer l'huile vers 160,27Ma à 1552m de profondeur correspondant au Jurassique supérieur (Dogger) (Figure 67), alors que l'expulsion a commencé vers 120Ma à 2215m de profondeur (Figure 68), correspondant au Crétacé inférieur (l'Aptien). La quantité générée est de 2,04 mégatonnes (Figure 69).

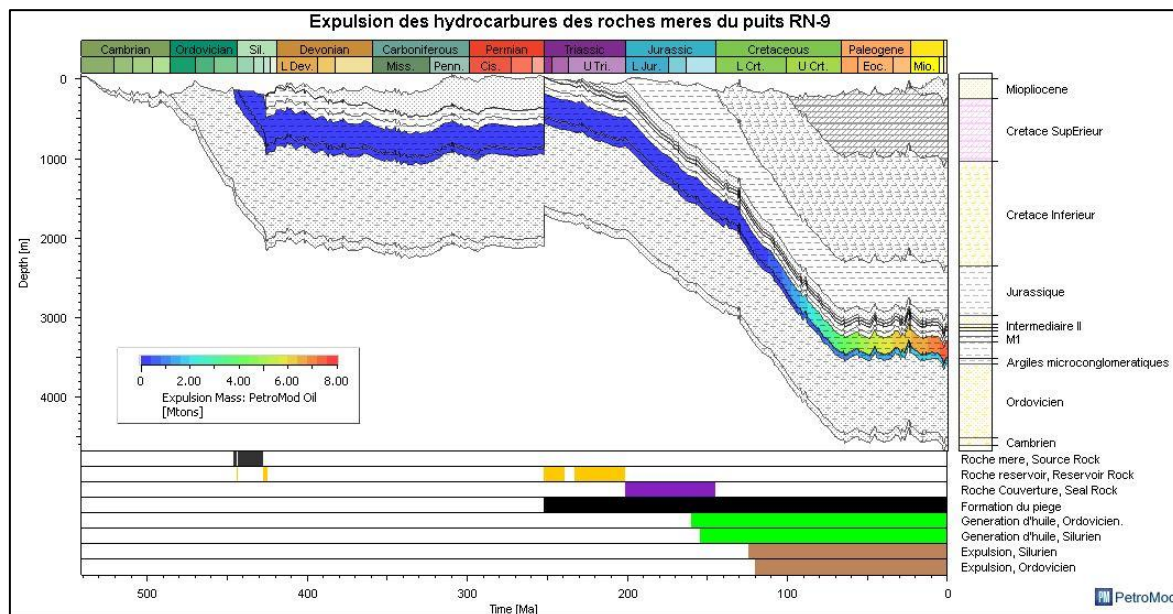


Figure 68 - Expulsion des hydrocarbures des roches mères du puits RN-9

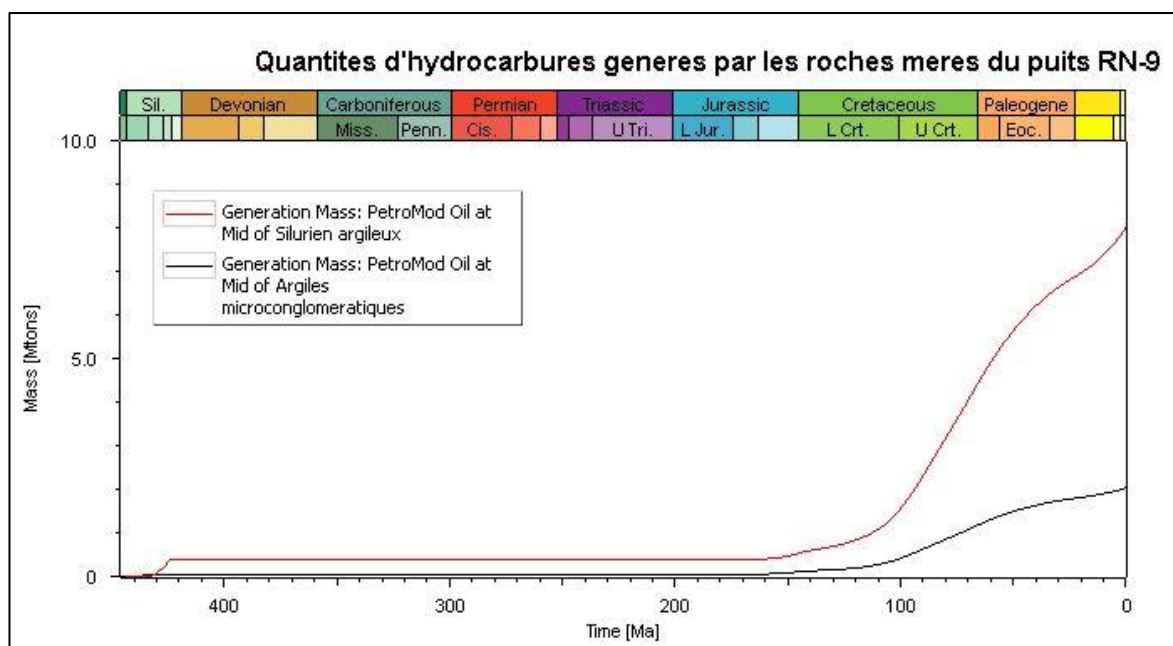


Figure 69 - Quantités des hydrocarbures générés par les roches mères du puits RN-9

Le taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne était égal à 1,90% au début de génération de l'huile et 2,02% quand l'expulsion a commencé. Le taux actuel est de 43,76%.

Pour les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien, le taux était égal à 1,91% au début de la génération des hydrocarbures, et 6,02% au commencement de l'expulsion. Sa valeur actuelle est égale à 55,22% (Figure 70).

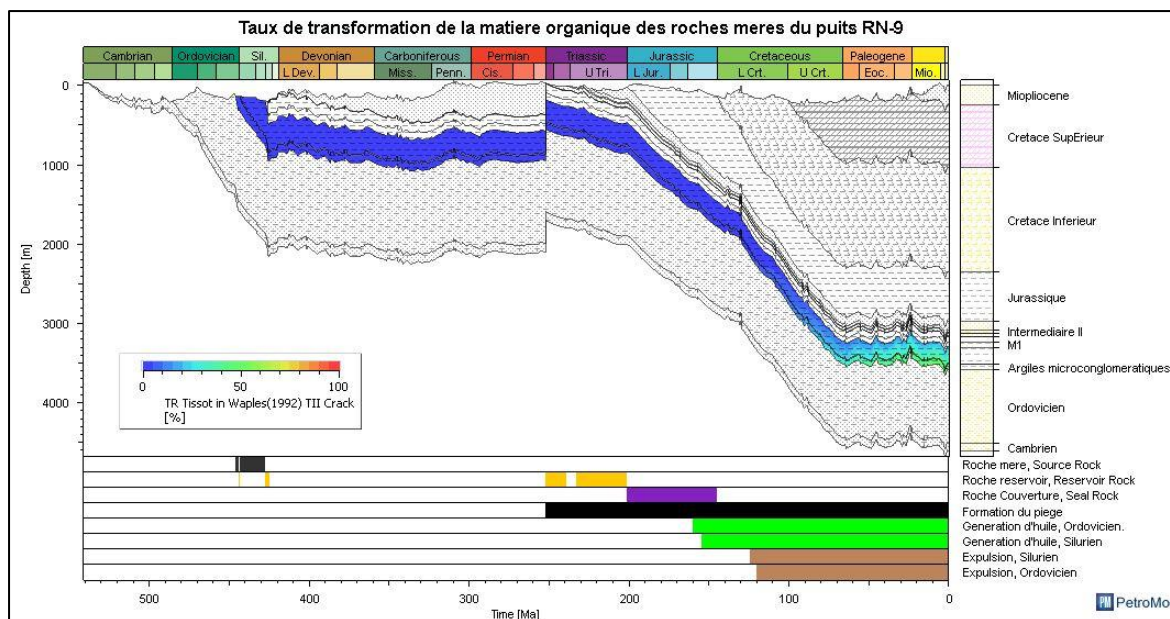


Figure 70 - Taux de transformation de la matière organique des roches mères du puits RN-9

II.3.2 Puits RN-10

Ce puits contient la série sédimentaire la plus complète dans la région, la subsidence était maximale durant le mésozoïque ce qui a aidé nos roches mères à atteindre des profondeurs et des températures favorables pour la génération des hydrocarbures. Pour la roche mère silurienne, la génération a commencé à 125,31Ma (Crétacé inférieur (Barrémien)) à 2361m de profondeur (Figure 71).

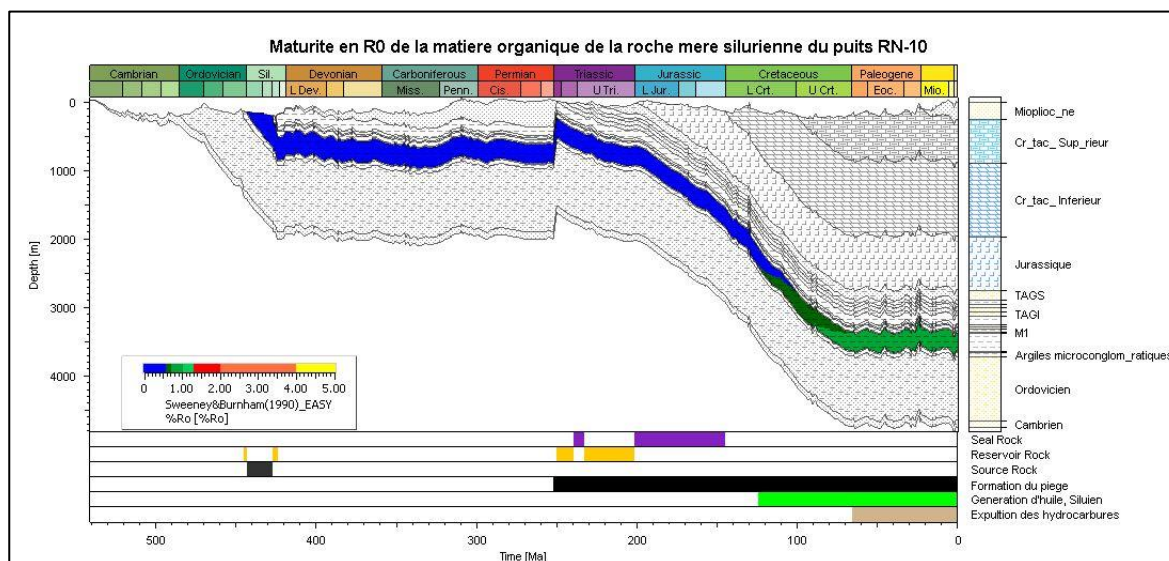


Figure 71 - Enfouissement et maturité en R0 de la matière organique des roches mères du puits RN-10.

L'expulsion des hydrocarbures a commencé vers 66Ma (Crétacé supérieur (Cénomaniens)) à 3633m de profondeur (Figure 72). Sa quantité générée est de 12,18 mégatonnes (Figure 73).

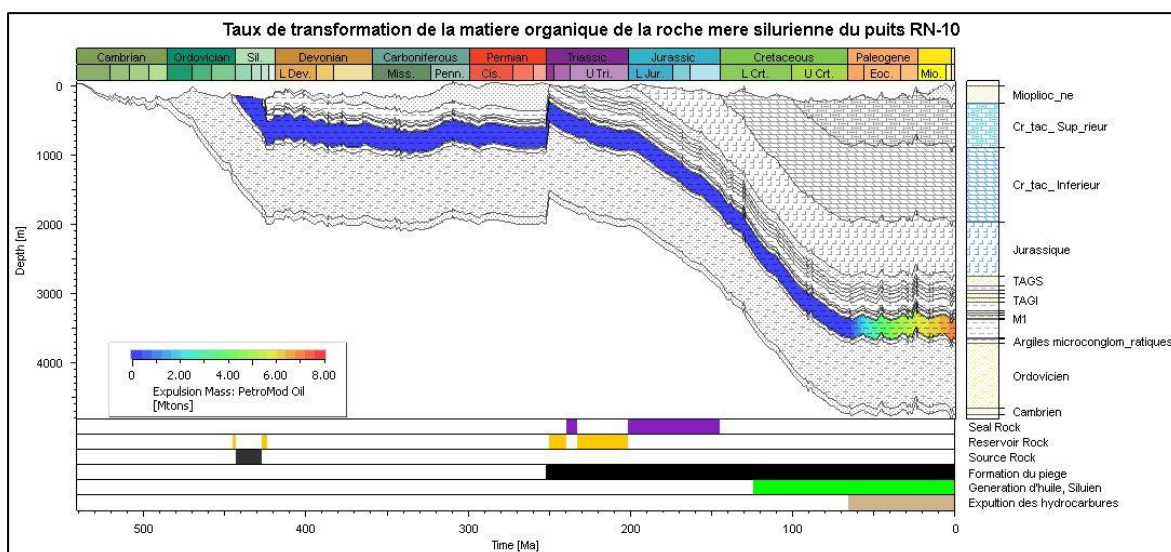


Figure 72 - Expulsion des hydrocarbures de la roche mère silurienne du puits RN-10

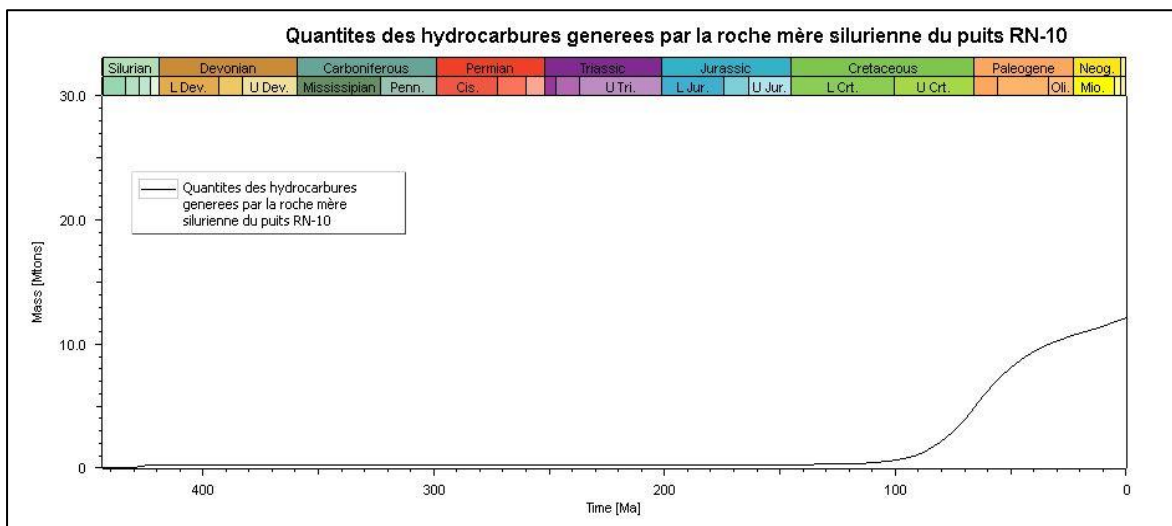


Figure 73 - Quantités des hydrocarbures générés par la roche mère silurienne du puits RN-10

Le taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne était égal à 1,91% au début de génération de l'huile et 6.87% quand l'expulsion a commencé. Maintenant, le taux a une valeur de 56.58% (Figure 74).

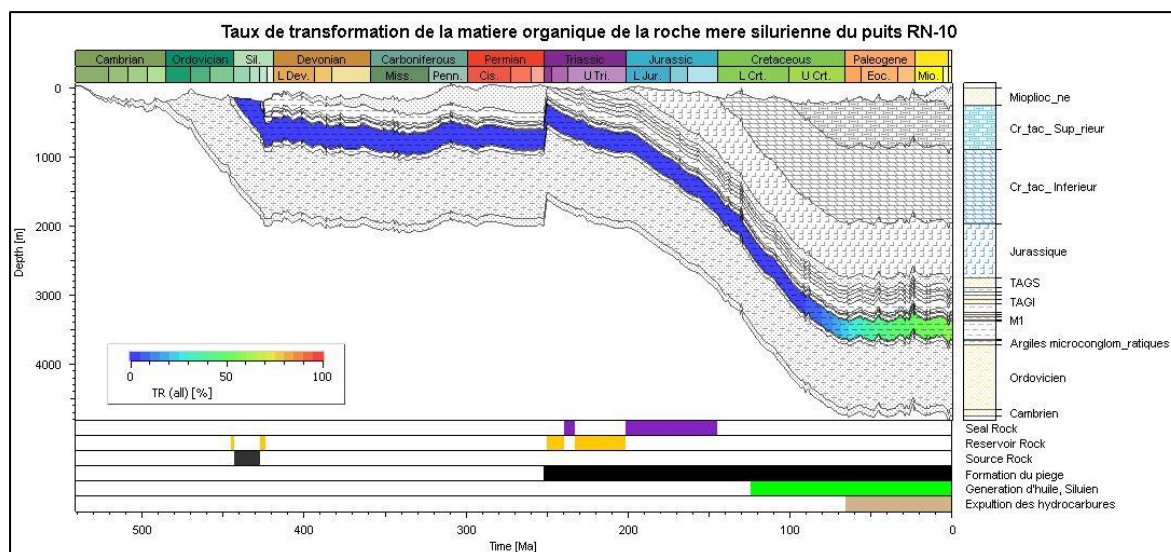


Figure 74 -Taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne du puits RN-10.

II.3.3 Puits RN-05

La roche mère silurienne a commencé de générer l'huile vers 171Ma à 1647m de profondeur, correspondant au Jurassique moyen (Malm), et le condensat vers 32,74Ma à 3110m de profondeur correspondant à l'Oligocène. (Figure 75).

Les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien ont commencé de générer l'huile vers 174,74Ma à 1638m de profondeur correspondant au Jurassique inférieur (Toarcien) et le condensat vers 47,45Ma à 3227m de profondeur correspondant à l'Eocène. (Figure 75).

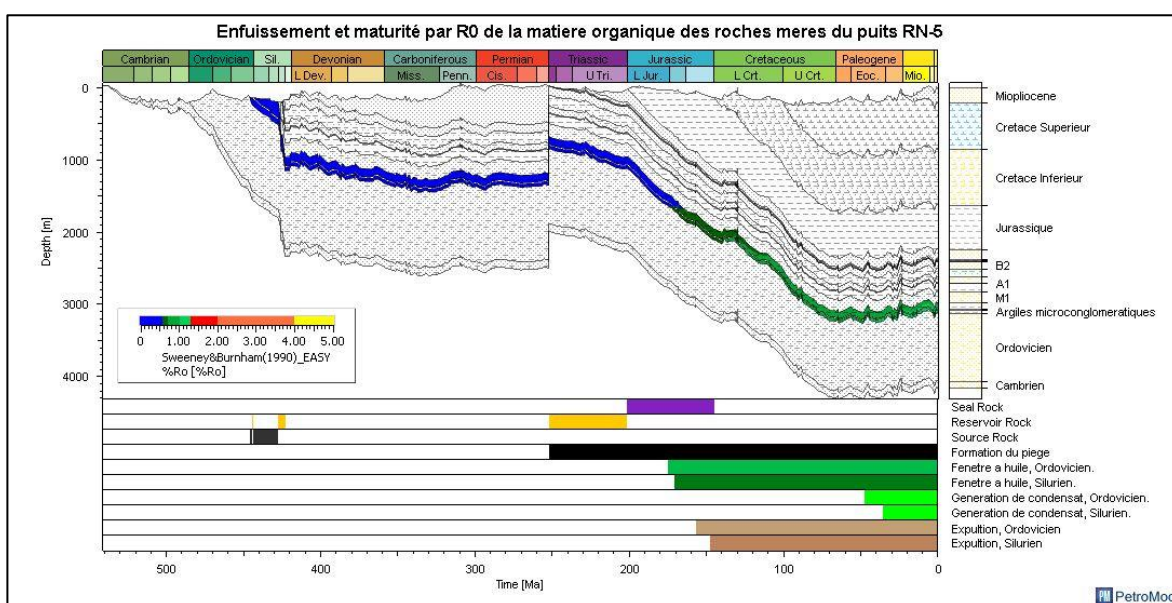


Figure 75 - Carte d'enfouissement et de maturité en R0 de la matière organique des roches mères du puits RN-5.

L'expulsion des hydrocarbures de la roche mère silurienne a commencé vers 147,34Ma à 1923m de profondeur (Figure 76), correspondant au Jurassique supérieur (Dogger). La quantité générée est de 5,65 mégatonnes (Figure 77).

Pour Les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien, L'expulsion a commencé vers 156,9Ma à 2215m de profondeur (Figure 76), correspondant au Jurassique supérieur (Dogger). La quantité générée est de 3,35 mégatonnes (Figure 77).

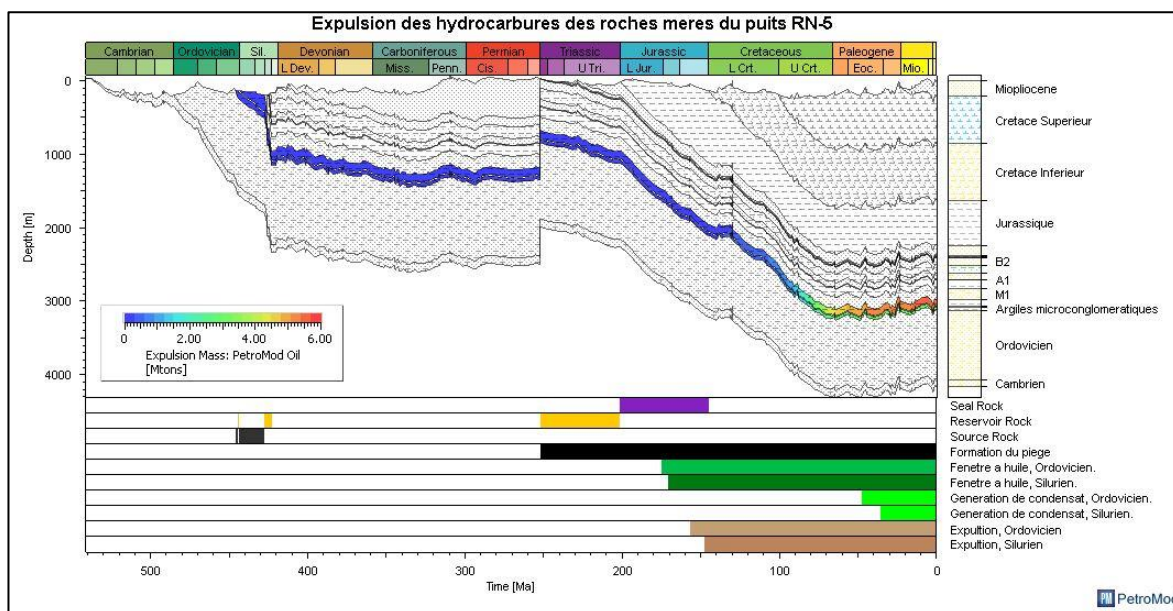


Figure 76 - Expulsion des hydrocarbures des roches mères du puits RN-5.

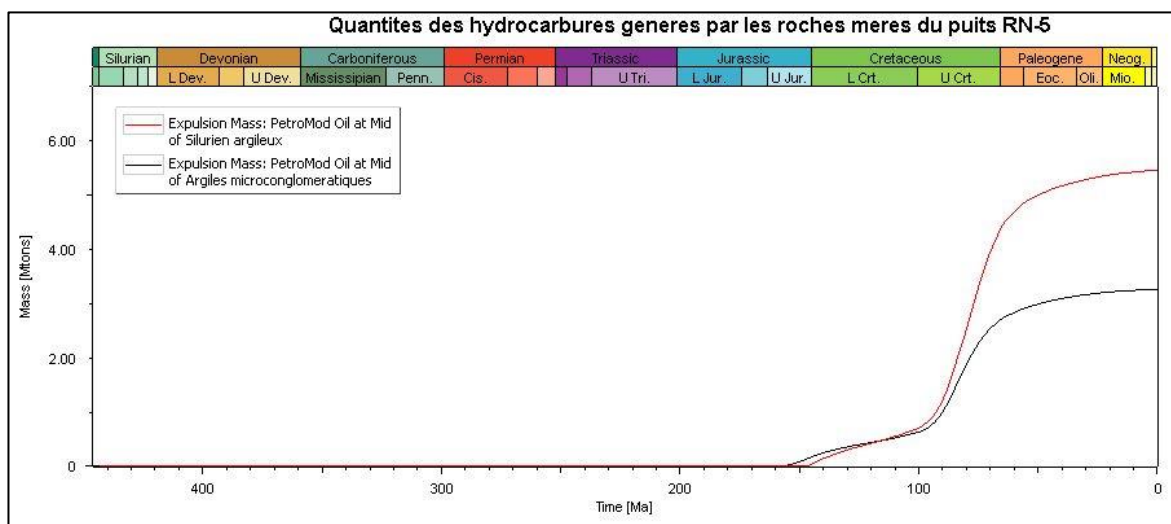


Figure 77 - Quantités des hydrocarbures générées par les roches mères du puits RN-5

Le taux de transformation de la matière organique de la roche mère silurienne était égal à 1,90% au début de génération de l'huile et 80,66% pour le condensat. Et 6,33% quand l'expulsion a commencé. Le taux a maintenant la valeur de 83,58%

Pour les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien, le taux était égal à 1,89% au début de la génération des hydrocarbures et 80,75% pour le condensat, et 4,32% au commencement de l'expulsion. Sa valeur actuelle est égale à 86,42% (Figure 78).

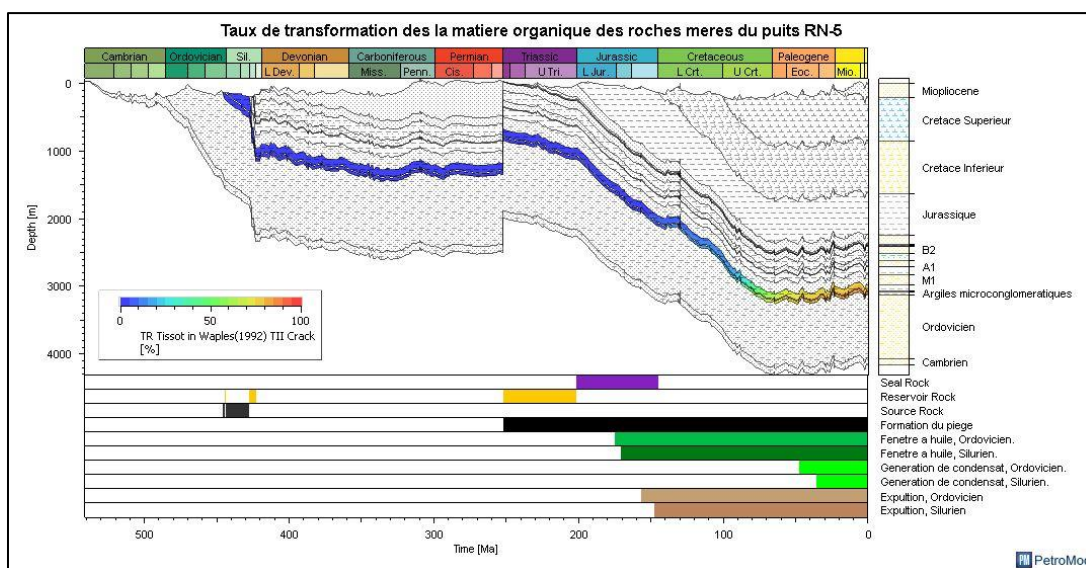


Figure 77 - Taux de transformation de la matière organique des roches mères du puits RN-5.

▪ **Remarque**

Les valeurs de maturité du puits RN-5 obtenues par la modélisation ne reflètent pas la vraie maturité (observée sous microscope). Et cela est dû au manque des données structurales (le puits est situé dans une région qui a eu une histoire tectonique très active ce qui a affecté le flux de chaleur local).

Cela peut fausser les résultats de modélisation, comme le temps de génération, l'expulsion et même les quantités générées.

Tableau 18 - Tableau récapitulatif des résultats de la modélisation.

Puits		RN-09	RN-10	RN-05
Formation des pièges		Permien-Trias	Permien-Trias	Permien-Trias
génération d'hydrocarbures		Jurassique supérieur	Crétacé inférieur	Jurassique moyen
Expulsion		Crétacé inférieur	Crétacé supérieur	Jurassique supérieur
Quantités générées (Méga Tonnes)	Ordovicien	2,04	/	3,35
	Silurien	8,2	12,18	5,65
Taux de transformation actuel TR%	Ordovicien	86,42 %	/	55.22%
	Silurien	83,58%	56.58%	43.76%

La modélisation géochimique montre pour l'ensemble des puits que la génération et l'expulsion des hydrocarbures s'est effectuée durant le Mésozoïque. Les hydrocarbures expulsés finissent par s'accumuler dans des pièges formés après la discordance Hercynienne (Tableau 18).

Les quantités générées des hydrocarbures mentionnées ne sont pas réelles, par ce que l'estimation des quantités n'est pas la spécialité du Petromod 1D. C'est la modélisation 3D qui s'occupe de ce calcul compliqué. Malheureusement, les données nécessaires ne sont pas disponibles.

Conclusion
générale.

Conclusion générale

D'après l'étude géologique et géochimique de la région de Rhourde Nouss nous pouvons conclure que :

La richesse de la roche mère silurienne évolue de l'Est vers l'Ouest, elle atteint des valeurs bonnes à excellentes au Nord-Ouest avec un COT moyen de 6,7%.

La roche mère ordovicienne est moins riche que la silurienne, elle montre une richesse moyenne à bonne avec une valeur maximale de 2,32% au Nord-Est.

Le potentiel résiduel moyen des deux niveaux roches mères est généralement pauvre à moyen, il ne dépasse pas les 5mg d'hydrocarbure /g de roche.

À base des données de pyrolyse et des observations microscopiques on a pu déterminer le type de matière organique qui est marin (type II pour le Silurien argileux et les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien)

La maturité de la roche mère silurienne évolue de l'Est vers l'Ouest, l'Est de la région est en phase de génération d'huile et l'Ouest est en phase de génération du gaz, tandis que la partie centrale est en phase de génération de condensat.

Les valeurs de Tmax données par la pyrolyse indiquent que la roche mère ordovicienne est en phase de génération d'huile. À cause du manque de données de microscopie on n'a pas pu corriger cette maturité. Mais on suppose que la roche mère ordovicienne a une maturité égale ou supérieur à celle de la roche mère silurienne.

La partie Sud de la roche mère silurienne est bonne du point de vue richesse, potentiel et maturité, elle a une épaisseur qui varie entre 100 à 250m, un COT moyen qui varie entre 0,55 et 3%, un potentiel résiduel moyen de 3,12 mg d'hydrocarbure/g de roche et une forte maturité entre 2,9 et 4,75 d'IAT (Phase de génération de condensat et du gaz sec).

Tandis qu'à l'Ordovicien, la partie Nord-Est est bonne, l'épaisseur est de 60 à 71m, un COT moyen qui varie entre 1,8 à 2,32%, un potentiel de 2,5 jusqu'à 4,3mg d'hydrocarbures /g de roche, avec une maturité qui est en phase de génération d'huile.

La modélisation géochimique faite par le logiciel PetroMod 1D a permis d'estimer les périodes de génération et d'expulsion des hydrocarbures, elle montre pour l'ensemble des puits une génération et une expulsion qui s'est effectuée durant le Mésozoïque. Les hydrocarbures expulsés finissent par s'accumuler dans des pièges formés durant l'orogénèse hercynienne.

On note que, le début de génération d'huile a commencé au Jurassique (moyen et supérieur), et l'expulsion a commencé au Jurassique supérieur et au Crétacé.

La roche mère silurienne a généré 26,03 M Tonnes d'hydrocarbures, et la roche mère ordovicienne a généré 5,39 M Tonnes d'hydrocarbures.

Références bibliographiques.

Références bibliographiques

- Allen, P.A. & Allen, J.R., 2005:** basin analysis: principles and applications. Blackwell Publishing Science Ltd Editions.
- AL Saad, D., 2007 :** étude de la production de la migration des hydrocarbures dans le bassin du Donets en Ukraine. Thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré.
- Barker, C.E, 1974:** pyrolysis techniques for source rock evaluation, International Journal of coal geology, v. 43, p. 121-135
- Behar, F., 2001:** Rock-Eval VI technology: performances and developments 112-134
- Beicip, 1991 :** Bassin de Ghadamès - Evaluation pétrolière. (Rapport interne SONATRACH)
- Boudjemaa, A., 1987 :** Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse de l'université de Paris Sud, Centre d'Orsay.
- Chaouche, A., 1992 :** Genèse et mise en place des hydrocarbure dans les bassin d'Erg orientale (Sahara Algérien).(Thèse Doctorat ;Université Michel de Montaigne-bordeaux 3 en science de la terre).
- Durand, B., 1983 :** Modélisation de la migration de l'huile : application à deux exemples de bassins sédimentaires, Paris, Editions Technip, p. 441–474.
- Durand, B., 2003:** History of organic geochemistry, oil and gas science and technology. Revue de l'institut français de pétrole, Vol 58, N2 ,203-231.
- Documents SONATRACH :** Caractérisation géochimique des huiles de bassin de Berkine, **Boudis, H., 2001** Caractérisation géochimique bassin de Berkine, **Mokri, Y., 2015** .Des rapports d'induction. CRD. Rapports internes.
- Er-Raoui, H., et al, 2000 :** Apport de la modélisation à la compréhension de la genèse et de la migration des hydrocarbures dans le bassin de Qasbat-Tadla (Maroc central), C. R. Acad. SCI. Paris: 399-404.
- Espitalié, J et al, 1985 :** La pyrolyse ROCK-EVAL et ses application. Revue de l'institut français du pétrole, v. 42, p. 271-302.
- Fabre, J., 1976 :** Introduction à la géologie du Sahara Algérien et des régions voisines. Alger, Algérie.
- Jean-Jacques Biteau. François Baudin, 2017 :** livre géologie de pétrole : Génération et migration des hydrocarbures p 101-151

- 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*, 22-1999, p 131–139.
- Kadi, B.**, 2013. Comparaison de l’histoire thermique des bassins de Timimoune et de Berkine. Impact sur l’évolution des argiles et de la matière organique. Thèse de doctorat, Université des Science et de la Technologie Houari Boumedienne, 326p.
- Kazi-Tani, N.**, 2002 : Introduction à l’étude des bassins, concepts et méthodes (stratigraphie, paléogéographie et géodynamique), France.
- Lafargue, 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.
- Makhous, M.**, 2000: The Formation of Hydrocarbon Deposits in the North African Basins; Geological and Geochemical Conditions, Springer, 329p.
- Massa, D., et Ternier, G.**, 1974 : Stratigraphie et la paléontologie du bassin de Ghadamès. *Sciences Géologiques, Bulletin* 38, 5-18.
- Maxant, J.**, 1980: Variation of density with rock type, depth, and formation in the Western Canada basin from density logs. *Geophysics*, v. 45, p. 1061-1076.
- Moulouel, N. 2005: Etude géochimique de la matière organique siluro-dévonienne et des huiles du permis IN-Amenas basin d’Illizi. Mémoire d’ingénieur, IAP Boumerdes.
- Murris, R., J.**, 1984: Introduction in *Petroleum geochemistry and basin evaluation*. AAPG mémoire 35.
- Negroni**, 1988 : Application des études géochimiques à la recherche pétrolière. Editions du Service Géologique du Maroc Rabat, 2010
- Peter, K.E & Cassa, M.R.**, 1994: Applied source rock geochemistry: Pyrolysis parameters for determination of source rock quality.
- Pierre Andre Bourque** : la genèse des pétroles et des gaz, université LAVAL, Québec.
- Powelle, T.G., & Mckirdy 1973**: Pristane-phytane ratios in relation to source and diagenesis of ancient sediments from the Labrador Shelf. *Organic Geochemistry*, v. 17, p. 375–394.

Sclater, 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*.

Sadaoui, M. & Kecir, A. : cours et TP géochimie organique master I.

Takherist, D. & Hamdi, L. 1986 : Anomalie Thermique de In-Salah : Conséquences Possibles sur le Potentiel Pétrolier

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., et Welte, 1984 : *Petroleum formation and occurrence*. Springer Verlag, Berlin, 699p.

Ungerer, P., et al, 1991 : Evaluation des bassins par modélisation intégrée en deux dimensions des transferts thermiques, de l'écoulement des fluides, de la genèse et de la migration des hydrocarbures. *Organic Geochemistry*, v. 16, p. 1-25.

Vanderbrouk, M., 2003: Kerogen: from types to models of chemical structure p 244-270.

Van Hinte, J.E., 1978: Geohistory analysis - application of micropaleontology in exploration geology. *AAPG Bulletin*, v. 62, p. 201-222.

Van Krevelen, D.W., 1961: *Typology Chemistry Physics Constitution*, 1st Ed., Elsevier, Amsterdam, the Netherlands, 514p.

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

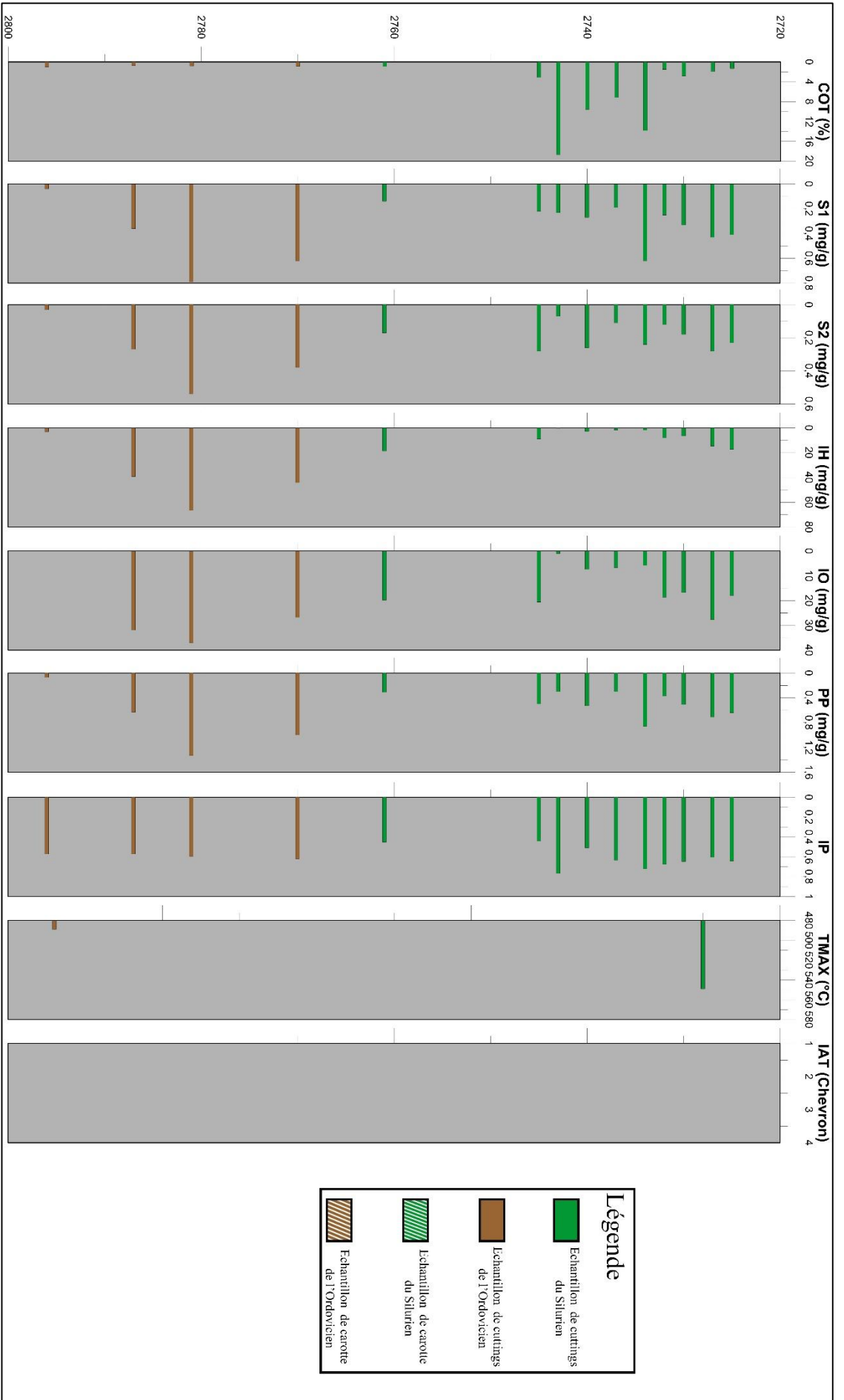
Welte, D.H., & Yalcin, M.N., 1988: Basin modelling-A new comprehensive method in petroleum geology. *Organic Geochemistry*, v. 13, p. 141-151.

Welte, D.H., et Yukler, M.A., 1981 : Petroleum origin and accumulation in basin evolution-a quantitative model. *AAPG Bulletin*, v. 65, p. 1387-1396.

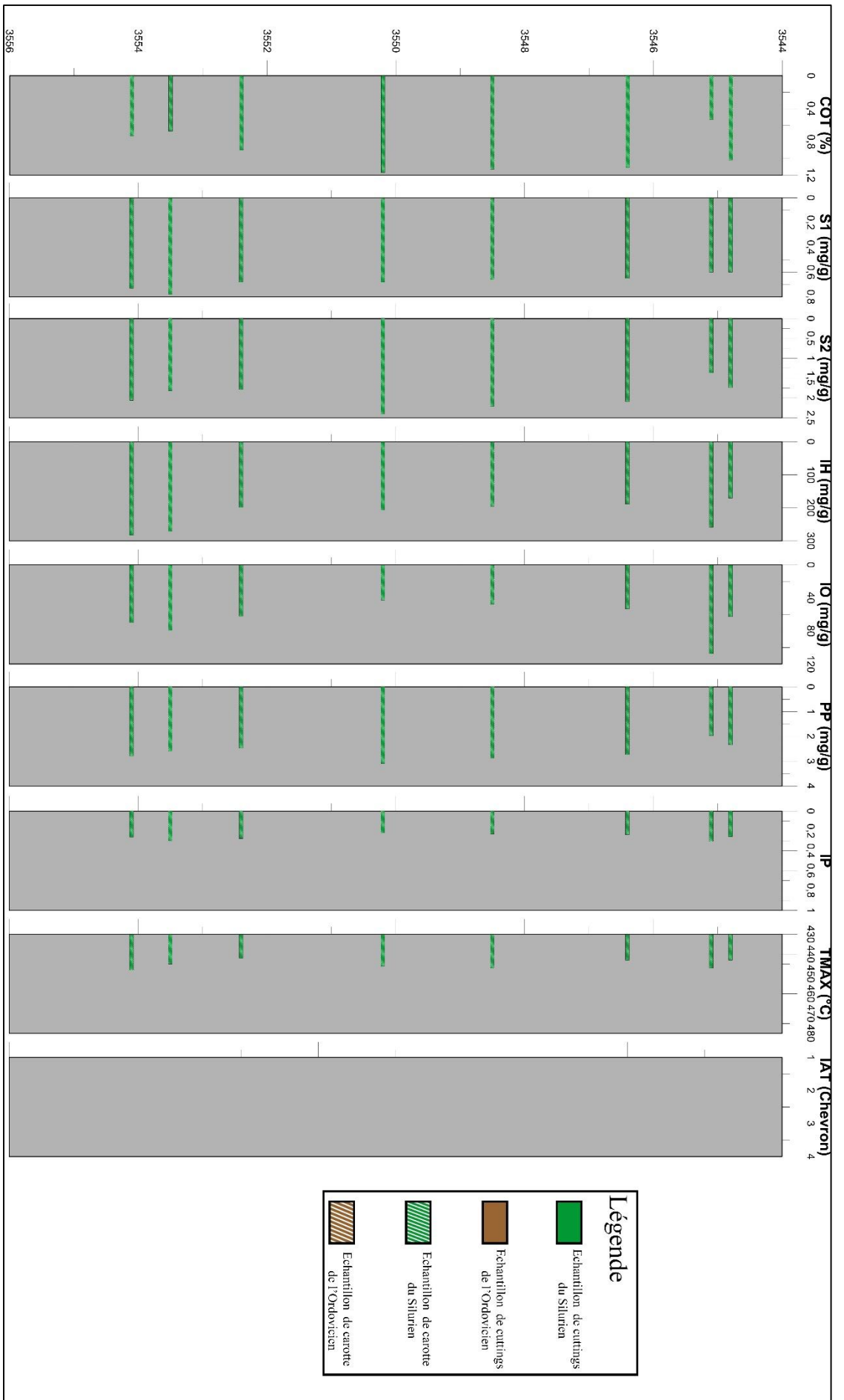
Wygrala, B.P., 1989: Integrated computer-aided basin modelling applied to analysis of hydrocarbon generation history I.

Yahi, N., et al., 2001: Petroleum generation and accumulation in the Berkine basin, eastern Algeria. Institute of Petroleum and Organic Geochemistry, Department of Chemistry and Dynamics of the Geosphere, Research Center, Germany.

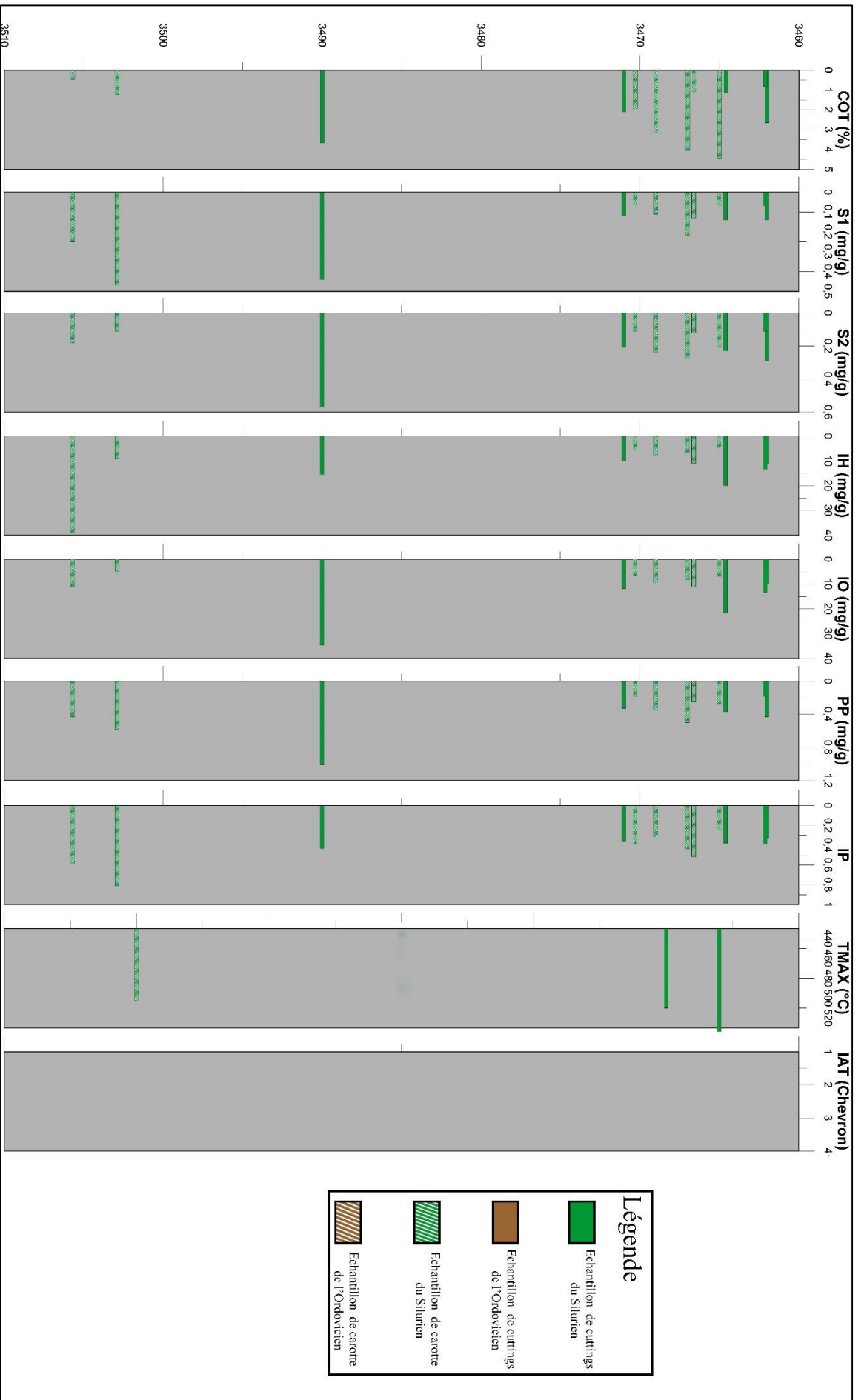
Annexes



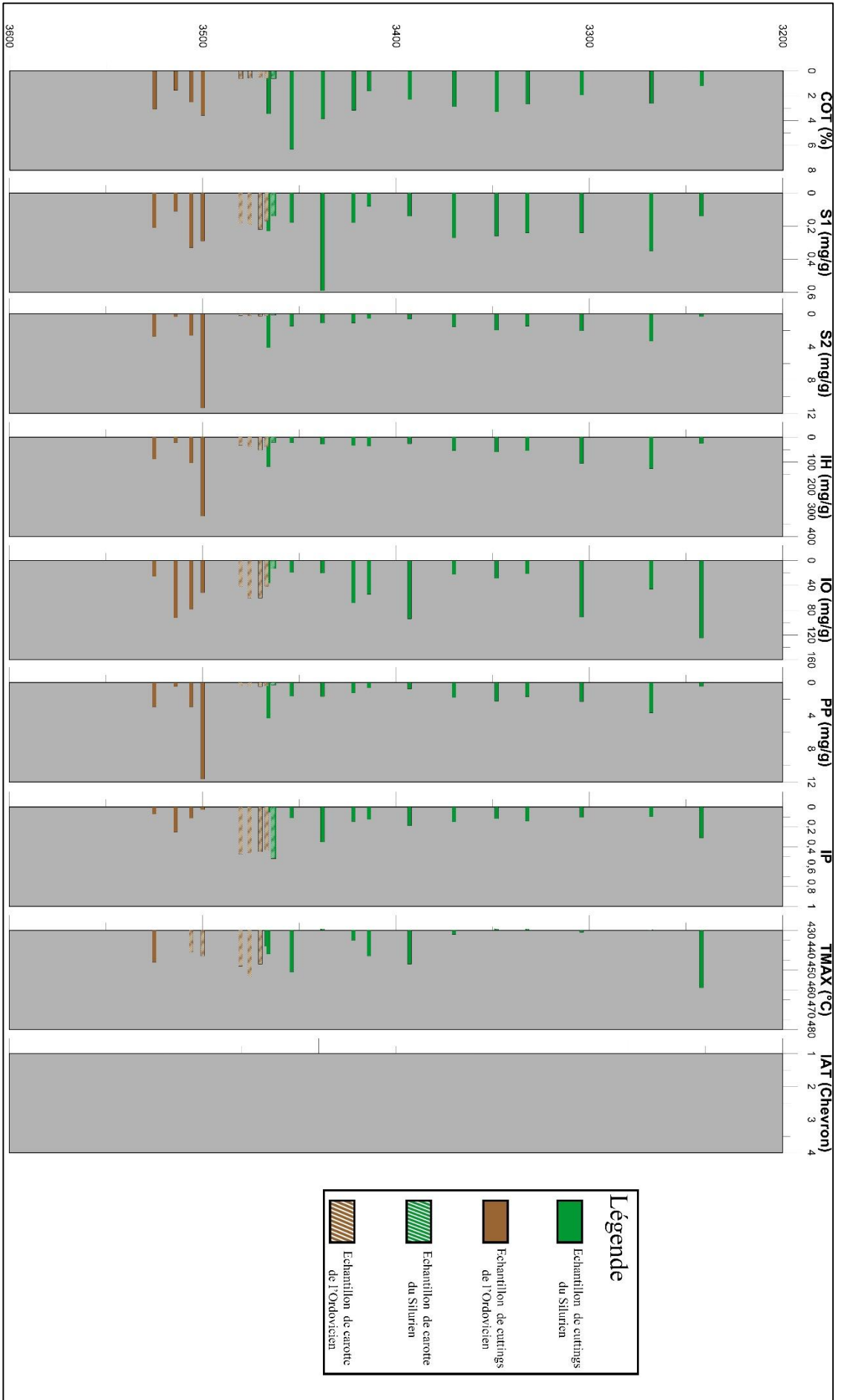
Annexe 1 - Log géochimique du puits RN-1



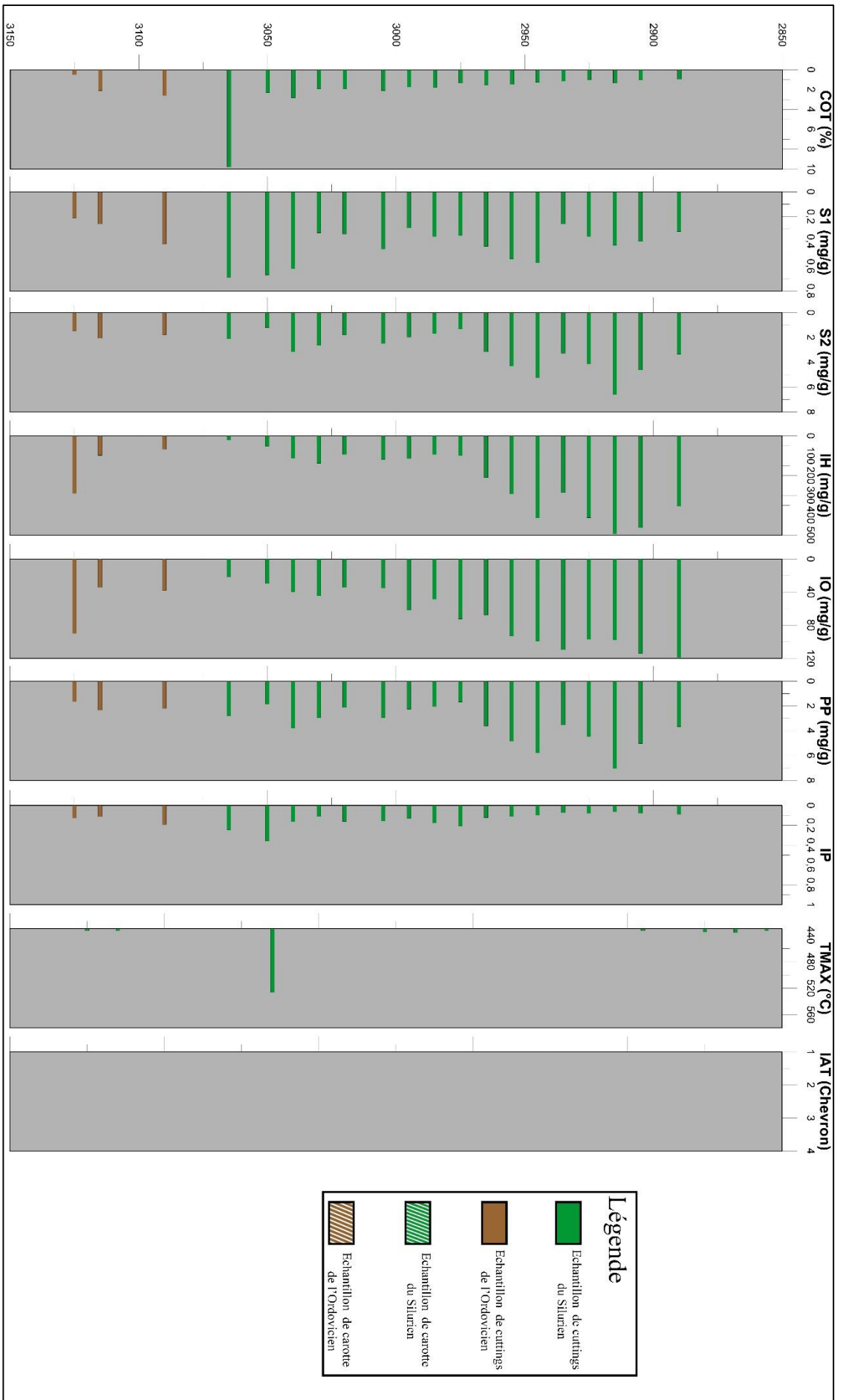
Annexe 2 - Log géochimique du puits RN-2



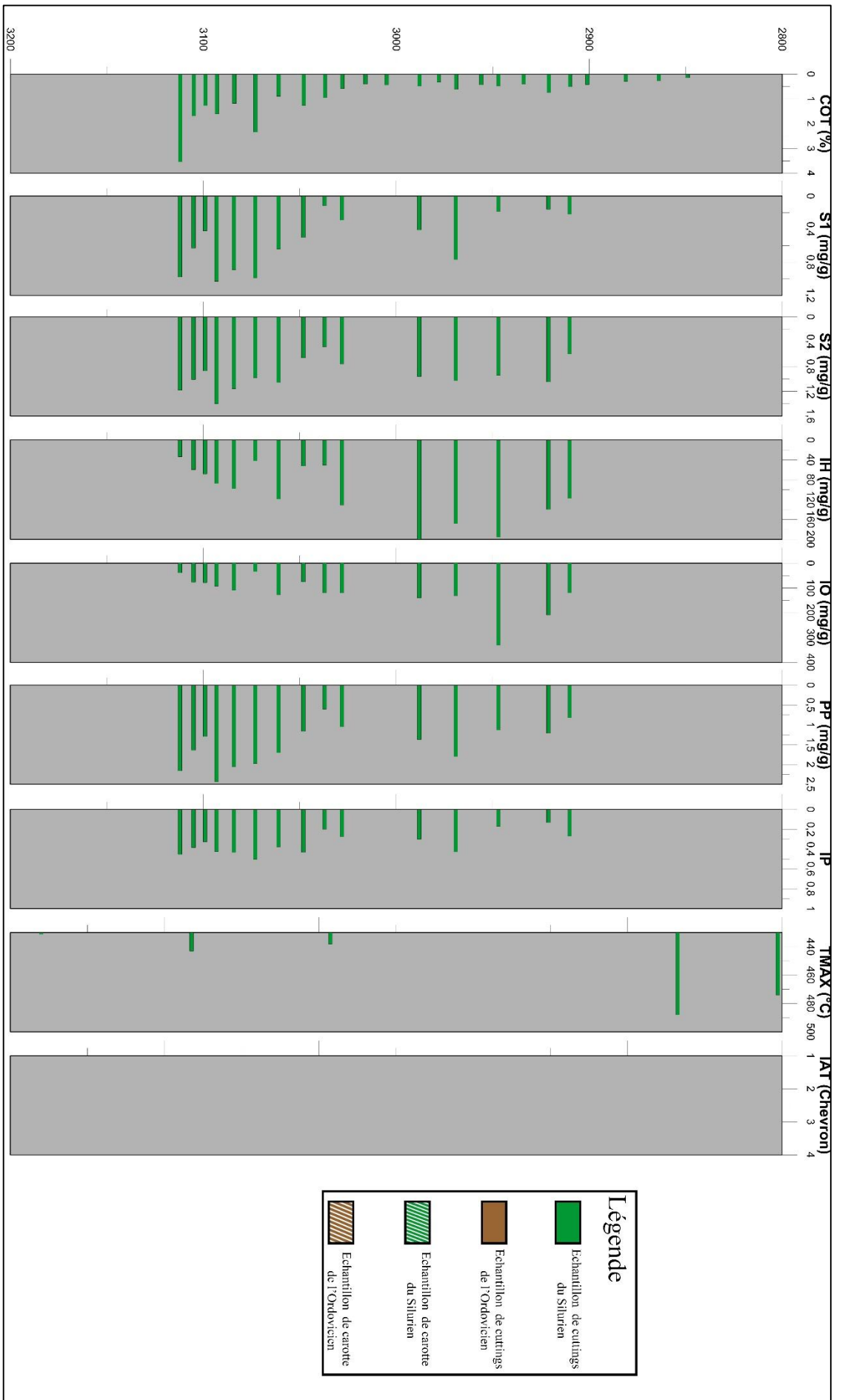
Annexe 3 - Log géochimique du puits RN-3



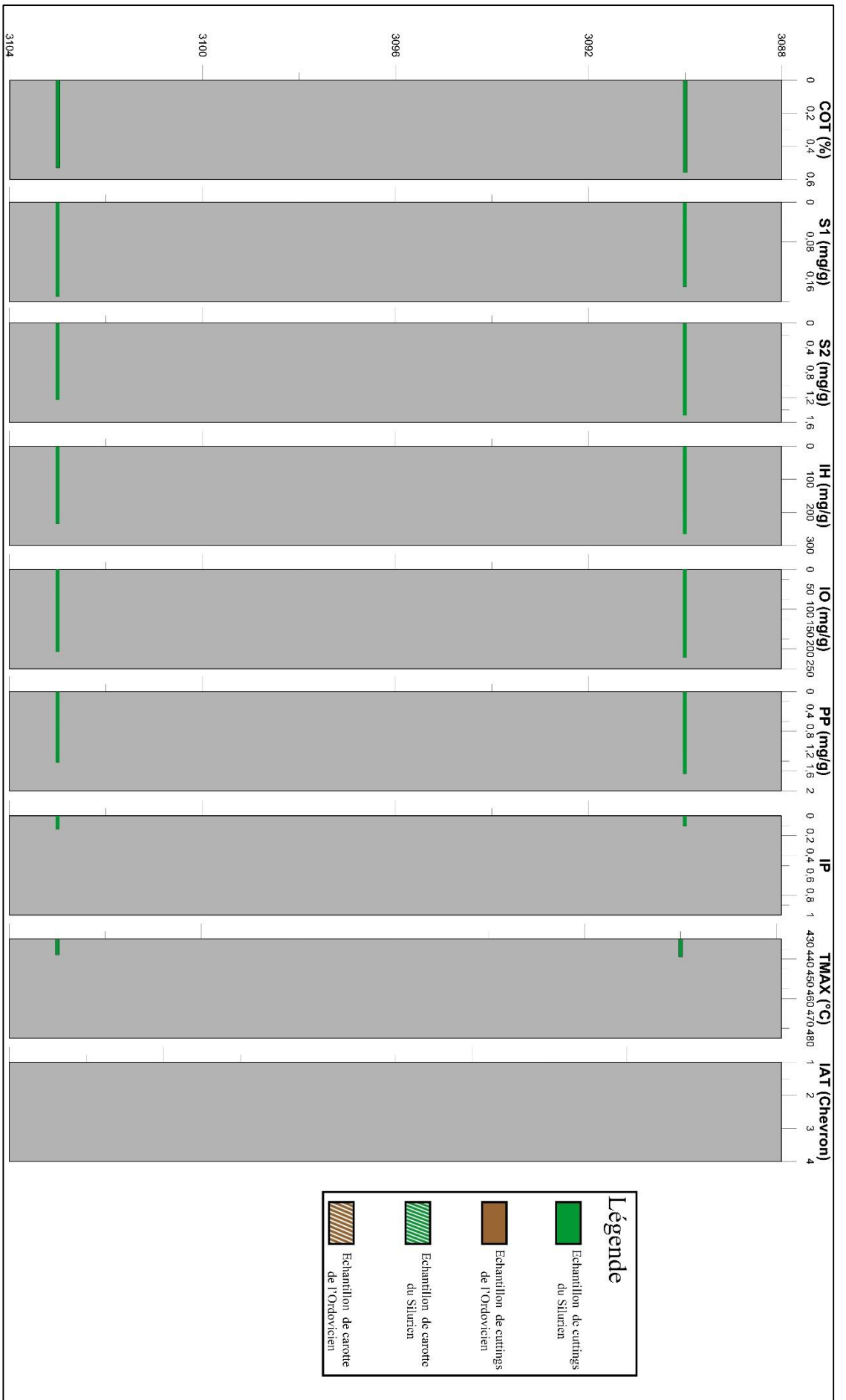
Annexe 4 - Log géochimique du puits RN-4



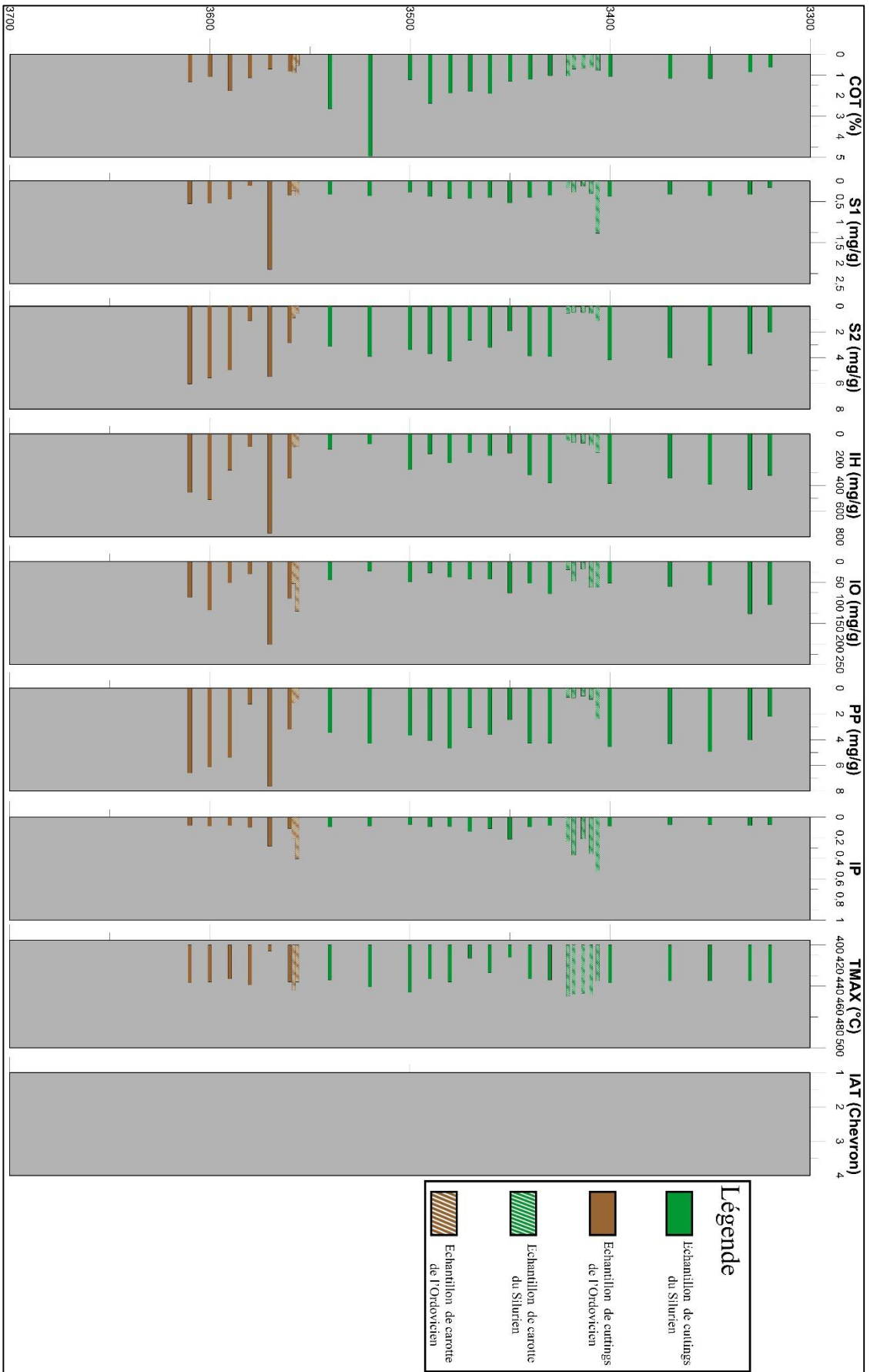
Annexe 5 - Log géochimique du puits RN-5



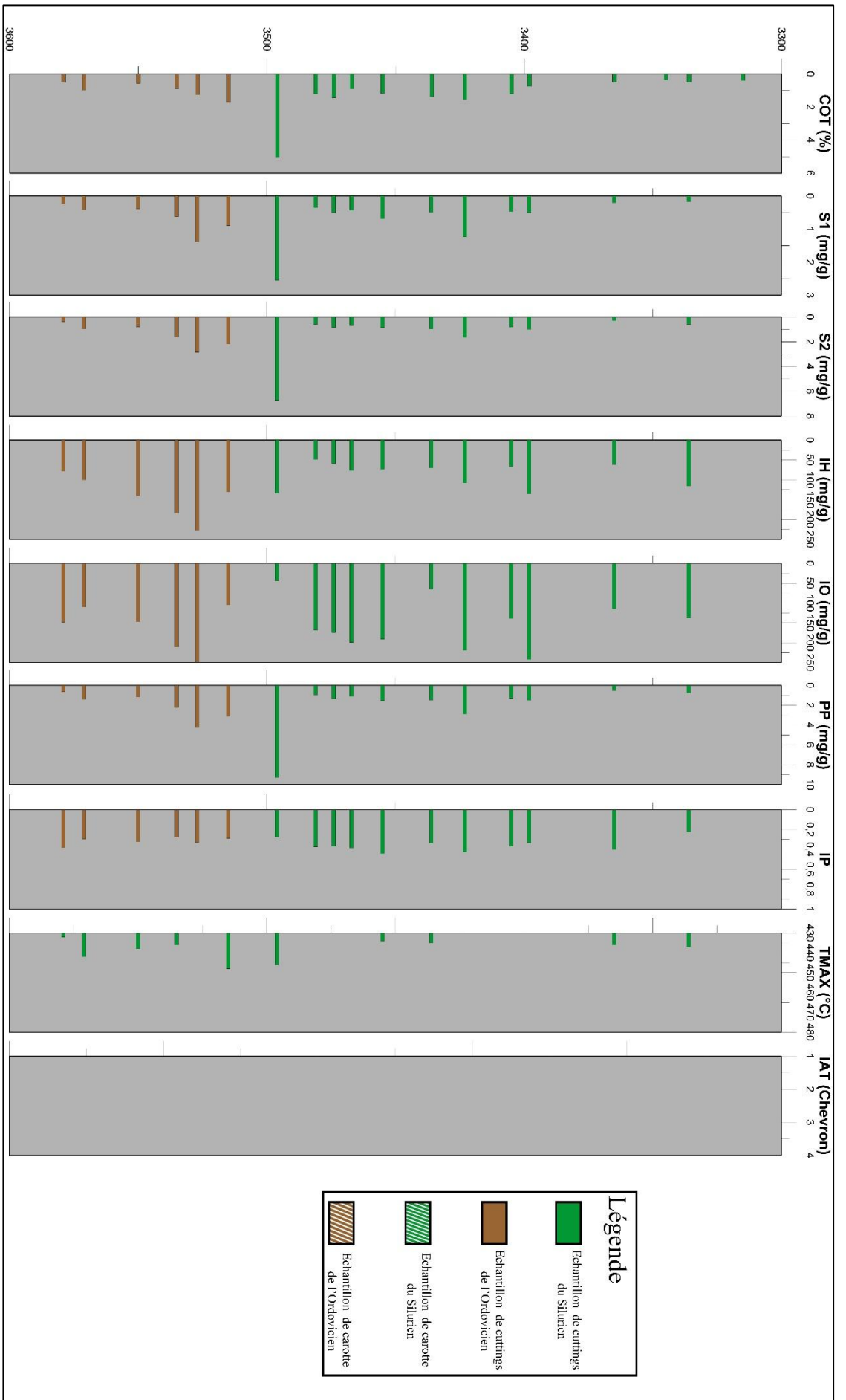
Annexe 6 - Log géochimique du puits RN-6



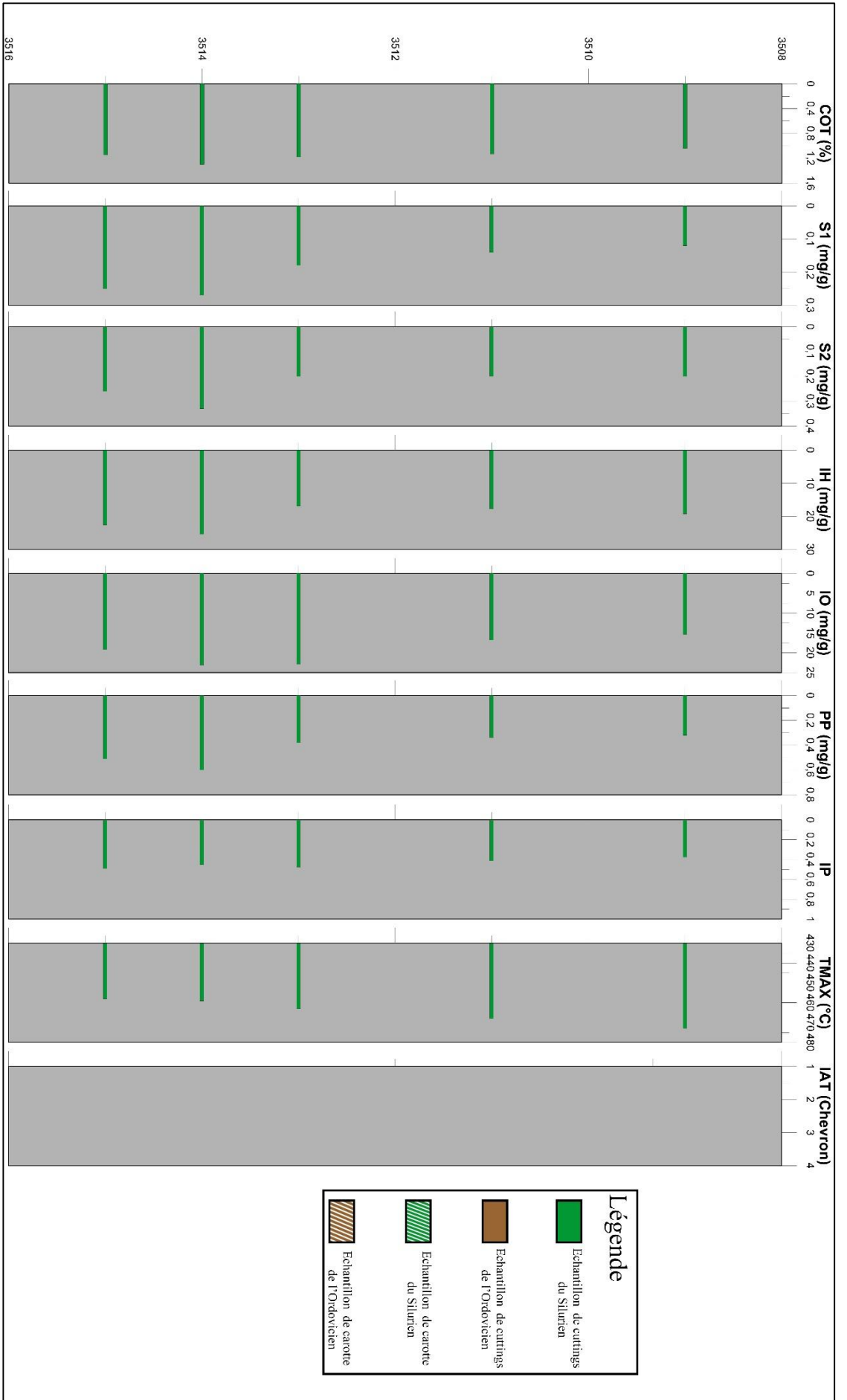
Annexe 7 - Log géochimique du puits RN-7



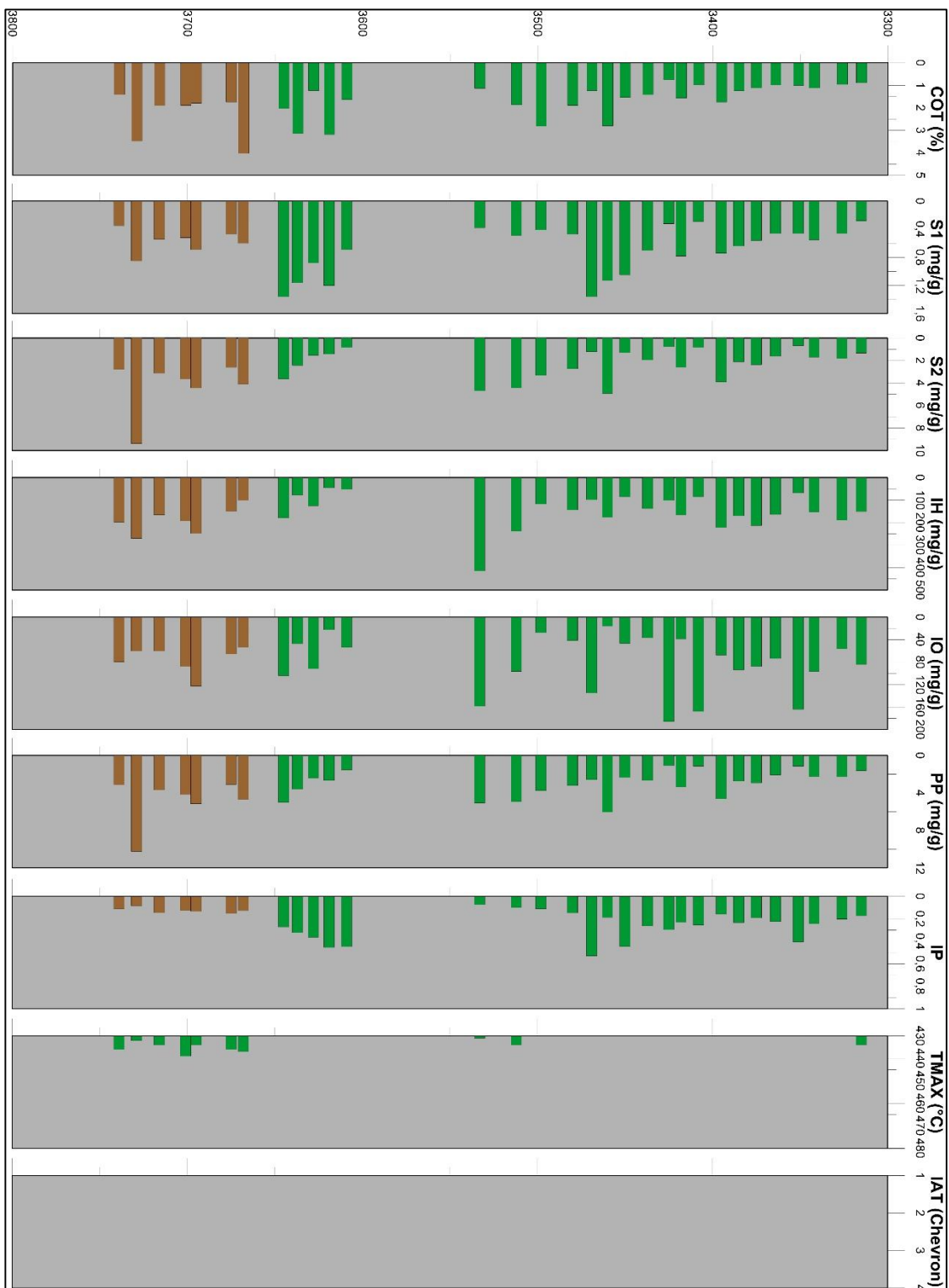
Annexe 8 - Log géochimique du puits RN-8



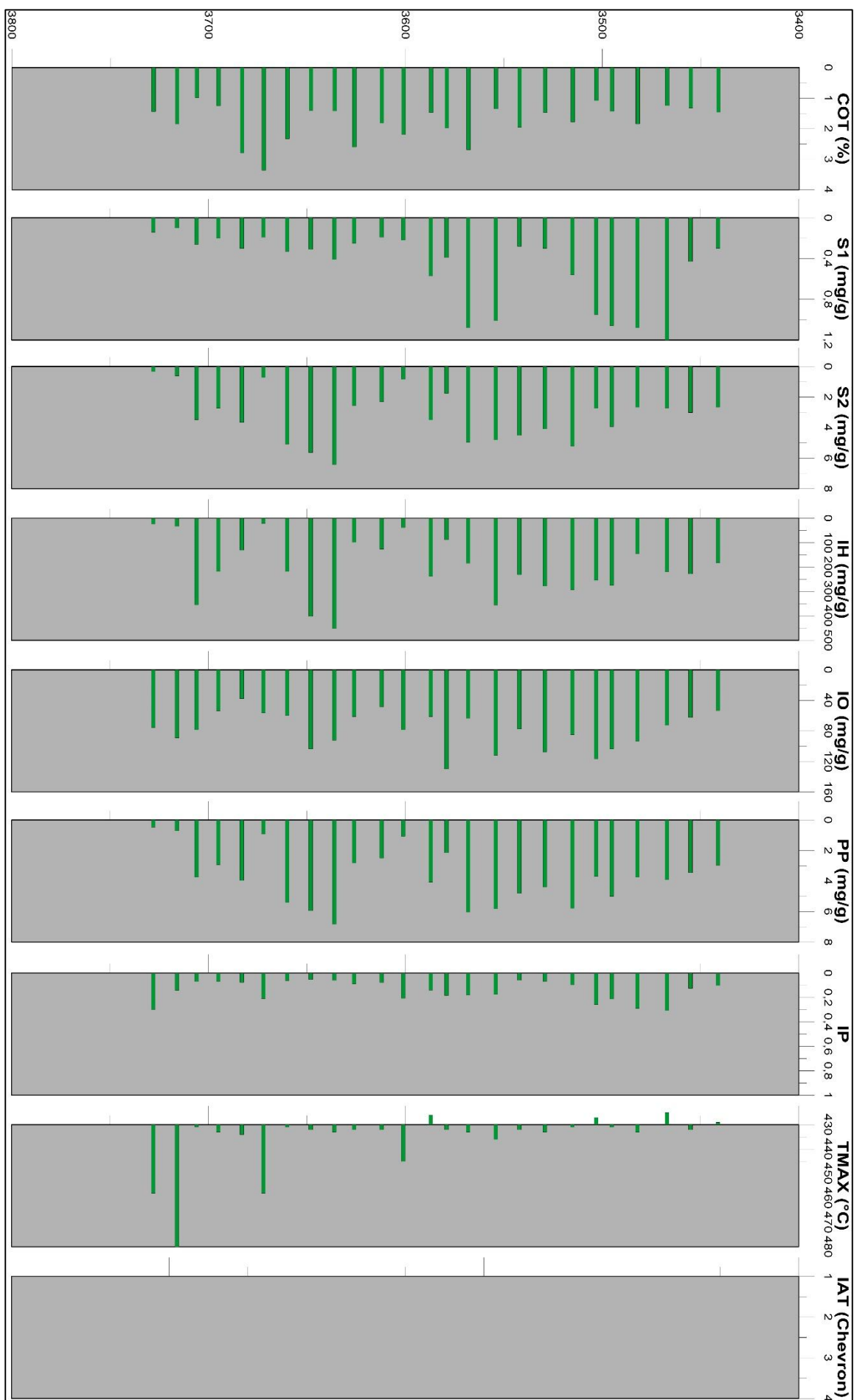
Annexe 9 - Log géochimique du puits RN-9



Annexe 10 - Log géochimique du puits RN-10



Annexe 11 - Log géochimique du puits RN-11



Annexe 12 - Log géochimique du puits RN-12