

République Algérienne Démocratique Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mouloud M'AMMARI, Tizi-Ouzou
FACULTE DES SCIENCES BIOLOGIQUES ET DES SCIENCES
AGRONOMIQUES



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du diplôme de
MASTER EN GEOLOGIE
Option: Géologie des Bassins Sédimentaires

Réalisé Par:
DAHOUMANE Ouiza
Et
GUERFI Laeticia

Thème:

Caractérisation géochimique des niveaux roche mère du frasnien et Fammenien-strunien et Modélisation 1D de la région de Rhourde el Fares (bassin de Berkine)

Thème proposé par : Mr RAHEM Lounis

Soutenu publiquement le 01/07/2024 devant le Jury composé de:

M.AMROUCHE Farid	M.A.A à l'UMMTO	President
M.BRAHMI Boualem	M.A.A à l'UMMTO	Encadreur
M.ACHOUI M'hend	M.A.A à l'UMMTO	Examineur
M. RAHEM Lounis	Ingénieur Géologue (Division EXPLO, Boumerdès)	Co-promoteur

Année universitaire 2023/2024

REMERCIEMENTS :

Nos remerciements, avant tout à ALLAH le tout puissant pour la volonté, la santé, le courage et la patience qu'il nous a donnés durant toutes ces longues années d'étude afin que nous puissions arriver à ce stade.

Nos remerciements sont également à notre promoteur M. BRAHMI Boualem, enseignant au département de Géologie de l'université Mouloud MAAMMERI Tizi-Ouzou, d'avoir accepté être notre encadreur et qui nous a prêté une attention particulière et qui à aucun moment n'a ménagé son effort et son savoir pour nous apporter de l'aide la plus précieuse.

Nous exprimons notre plus grande reconnaissance à notre Copromoteur M. RAHEM Lounis, ingénieur géologue à Sonatrach, division exploration, Boumerdès, de nous avoir donné la chance de réaliser ce travail et qui nous a accompagné au long de ce projet pour toutes ses connaissances et compétences ainsi que sa disponibilité inconditionnelle, et pour son soutien moral qui nous a permis de guider ce travail. Qu'il veuille bien prouver ici l'expression de notre gratitude.

Nous tenons également à remercier les membres de jury M AMROUCHE Farid et ACHOUI M'hend, enseignants au département de Géologie de l'université Mouloud MAAMMERI Tizi-Ouzou pour avoir accepté de participer au jury de soutenance.

Nous remercions Mr. BENZAYED Slimane pour son aide dans l'obtention du thème de ce mémoire de fin d'études et Mr. FEDLAOUI Hajj, ingénieur géologue à Sonatrach, division exploration, Boumerdès, pour l'aide et les précieux conseils qu'il nous a prodigués le long de ce travail.

Au personnel de Sonatrach, division exploration, Boumerdès en particulier Mr. GHZALI Farid qui était à notre disposition à chaque fois que nous l'avons sollicité, notamment, pour ses services administratifs et pratiques.

Aux enseignants du département des sciences géologiques qui ont contribué dans notre formation de géologue.

DEDICACES :

Je dédie ce travail à

*À ma mère, pour son amour, ses encouragements et ses
sacrifices*

*À mon père, pour son soutien et son affection et pour la
confiance qu'il m'a accordée*

À mes chers frères Abdarazaq et Taher

À mes chères sœurs Dyhia et Farida

À mon cher futur mari Mustapha

À ma chère future belle famille

À mes chers cousins Ouali, Katia et Karim

À ma collègue et amie Laeticia

À vous chers lecteurs

— Ouiza —

DEDICACES :

Je dédie ce travail à

Mes parents pour leurs sacrifices, leur encouragement et leur soutien

Mes frères Aris et Yani

Ma grand-mère Yaya a3zizen

La mémoire de mes grands-pères Brahim et Louis

À mes amies Hiba et Meriem, ma deuxième famille

À mes tantes Houria, Nassima, Fariza et Fadhma

À mon amie et collègue Ouiza

Aux chers lecteurs

Laeticia

Tables des matières

Chapitre I : généralités sur le bassin de Berkine et la zone d'étude

Introduction :.....	1
I.1Généralités.....	2
I.1.1 Présentation de la région d'étude.....	2
I.1.2 Situation géographique	2
I.1.3 Situation géologique du bassin de Berkine	3
I.1.4 Aspect stratigraphique	4
I.1.4.1Le socle	4
I.1.4.2Le paléozoïque	4
I.1.4.2.1 Le Cambrien.....	4
I.1.4.2.2 L'ordovicien :	4
I.1.4.2.3 Silurien.....	4
I.1.4.2.4 Dévonien :	4
I.1.4.2.5 Carbonifère :.....	5
I.1.4.3 Le Mésozoïque	5
I.1.4.3.1.Trias	5
I.1.4.3.1.1Trias Argilo Carbonaté (TAC) :	5
I.1.4.3.1.2 Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI):.....	5
I.1.4.3.1.3 Trias Argilo- Gréseux supérieur(TAGS):.....	5
I.1.4.3.2.Jurassique	5
I.1.4.3.3.Crétacé	6
I.1.4.4 Cénozoïque.....	6
I.1.4.4.1Mio- Pliocène	6
I.1.4.4.2Quaternaire.....	6
I.1.5 Aspect structurale du bassin de Berkine	8
I.1.5.1 Le domaine ouest :.....	8
I.1.5.2 Le domaine du centre du bassin :	8
I.1.6 Histoire de la tectonique du bassin de Berkine :	9
I.1.7 Zone d'étude Rhourde El Fares.....	10
I.1.7.1 Situation Géographique	10
I.1.7.2 Cadre Géologique.....	11

I.1.7.3 Le système pétrolier dans la zone de Rhourde el Fares	12
I.1.7.3. 1 Roche mère	12
I.1.7.3. 2 Roche réservoir	12
I.1.7.3.2. 1Le trias argilo- gréseux inferieur (TAGI)	12
I.1.7.3.2. 2 Le Rhourde el Khrouf (RKF).....	12
I.1.7.3.2. 3 Le tournaisien F1	12
I.1.7.3. 3 Roches couvertures.....	12
I.1.7.3. 4 Le piège	12

Chapitre II : notions sur la géochimie

II.1 Définition de la géochimie :	14
II.1.1 Le système pétrolier :	14
II.1.1.1 Roche mère :	15
II.1.1.2 Roche réservoir:	15
II.1.1.3 Roches couvertures:	15
II.1.1.4 Le piège	15
II.1.1.4.1 Pièges structurales :	15
II.1.1.4.2 Piège stratigraphique :.....	16
II.1.1.4.3 Piège mixte :	16
II.1.1.4.4 Piège associé à un diapir :.....	16
II.1.2 Système pétrolier conventionnel et non conventionnel :	17
II.1.3 Génération et expulsion d'hydrocarbures	18
II .1.3.1 Dépôt de la matière organique.....	18
II .1.3.2 Enfouissement et transformation et maturation.....	18
II .1.3.3 Expulsion et migration des hydrocarbures	18
II .1.3.4 Piégeage des hydrocarbures :	18
II.1.4 La pyrolyse Rock-Eval :	18
II.1.5 Données nécessaires à utiliser pour une étude géochimique	19
II.1.6 Les paramètres d'études géochimiques	20
II.1.6.1 La richesse :.....	20
II.1.6.1.1 Le TOC (totale organique carbone):	20
II.1.6.2 Le type de roche mère:	21
II.1.6.2.1 L'indice d'hydrogène (IH) :.....	21
II.1.6.2.2 L'indice d'oxygène (IO) :.....	21

II.1.6.2.3 Le diagramme IH/IO :	23
II.1.6.2.4 Le diagramme IH/T°max :	24
II.1.6.3 Maturité :	25
II .1.6.3.1 T°max :	25
II .1.6.3.2 L'indice d'altération thermique (IAT) :.....	25
II.1.6.3.3 La vitrinite :	26
II.1.7 Autres paramètres essentiels :	27
II.1.7.1Le potentiel pétrolier total «PP» :	27
II.1.7.2L'indice de production (ou pétrolier) «IP» :.....	27
II.1.7.3Le potentiel en hydrocarbure libres «S1» :.....	27
II.1.7.4Le potentiel en hydrocarbure résiduel «S2» :.....	27
II.1.8 La modélisation 1D :.....	28

Chapitre III : caractérisation géochimique

Introduction	31
III.1 Evaluation des caractéristiques géochimique des niveaux roche mère dans la zone d'étude :	32
III.2 Carte en iso-pâque (épaisseur) :	32
III.2.1 Interprétation de la carte iso-pâque du Fammenien-Strunien (figure 14)	33
III.2.2 Interprétation de la carte iso-pâque du Frasnien (figure 15) :.....	34
III.3 Carte iso-COT (de richesse) :	35
III.3.1 Interprétation de la carte iso-COT du Fammenien-Strunien (Figure 16) :.....	36
III.3.2 Interprétation de la carte iso-COT du Frasnien (Figure 17) :.....	38
III. 4 La carte iso-T°max (maturité thermique):	38
III.4.1 Interprétation de la carte iso-T°max du Fammenien-Strunien (figure 18) :.....	40
III.4.2 Interprétation de la carte iso-T°max du Frasnien (figure 19) :	42
III.5 Filtration et interprétation des données :.....	42
III.6 Interprétation du Diagramme IH/IO :	45
III.7 Interprétation du diagramme IH/T°max	47
III.7.1 Interprétation du diagramme IH/T°max du Frasnien (Figure 22)	50
III.7.2 Interprétation du diagramme IH/T°max du Fammenien-strunien (Figure 23)	50
Conclusion :	51

Chapitre IV : modélisation 1D

Introduction :.....	53
----------------------------	-----------

IV.1 Méthodologie	53
IV.2 Interprétation du modèle de calibration.....	55
IV.3 Interprétation de la courbe d'enfouissement.....	56
IV.4 Interprétation du Graphe du taux de transformation en hydrocarbures	58
Conclusion	58
Conclusion	59
Bibliographie	61
Annexes	64

Liste des figures

<i>Figure 1: carte de l'Algérie montrant la situation géographique du bassin de Berkine.</i>	3
<i>Figure 2: colonne stratigraphique du bassin de Berkine (in BOUMAZA & SEMAI, 2014).</i>	7
<i>Figure 3: Coupes géologiques (Beicip 2019) : a : Est- Ouest, b : Nord – Sud</i>	9
<i>Figure 4:Les différents blocs du bassin de Berkine avec la zone de RHOURE EL FARES encadrée en noir (in Kadem, 2022).</i>	11
<i>Figure 5: Système pétrolier dans le bassin de Berkine (WEC 2007).</i>	14
<i>Figure 6:schéma des différents types de pièges d'hydrocarbures.</i>	16
<i>Figure 7: Typologie des hydrocarbures non conventionnels (VIALLY R. et KALAYDJIAN F., 2013)</i>	17
<i>Figure 8:Schéma du principe analytique du Rock-Eval et les principaux facteurs mesurés. (Lafargue & al, 1998).</i>	19
<i>Figure 9:diagramme IH/IO.</i>	23
<i>Figure 10: diagramme IH/Tmax.</i>	24
<i>Figure 11 : observation microscopique du kérogène (vitrinite) dans le puits RY-1 (in Kadem, 2022).</i>	26
<i>Figure 12:échelle du taux de transformation d'hydrocarbures en %</i>	29
<i>Figure 13 : Carte montrant la position des différents puits, réalisés au niveau de la région de Rhourde el Fares (in Khouni & Bouchama, 2024).</i>	31
<i>Figure 14 : Carte en Iso-pâques de la roche mère Fammenien-Strunien, de la région de Rhourde el Fares.</i>	33
<i>Figure 15:Carte en Iso-pâques de la roche mère Frasnienne, de la région de Rhourde el Fares</i>	34
<i>Figure 16:Carte en Iso-COT de la roche mère Fammenien-Strunien, de la région de Rhourde el Fares.</i>	35
<i>Figure 17:Carte en Iso-COT de la roche mère Frasnienne, de la région de Rhourde el Fares</i>	37
<i>Figure 18:Carte en Iso-T*max de la roche mère Fammenien-Strunien, de la région de Rhourde el Fares</i>	39
<i>Figure 19:Carte en Iso-T*max de la roche mère Frasnienne, de la région de Rhourde el Fares</i>	41
<i>Figure 20:diagramme IH/IO démontrant le type de roche mère dans les puits RY-1, RFRNW-1 et RRMN-1 du Frasnien</i>	45

<i>Figure 21:Diagramme IH/ IO démontre le type de roche mère dans les puits ZCH-1, RFRNW-1 et RRMN-1 du Fammenien-strunien.....</i>	<i>46</i>
<i>Figure 22:diagramme IH/T°max montrant la maturité de la roche mère frasnienne dans les puits RY-1, RFRNW-1 et RRMN-1 du frasnien.....</i>	<i>48</i>
<i>Figure 23: Diagramme IH/T°max démontre la maturité de la roche mère dans les puitsZCH-1, RFRNW-1 et RRMN-1 du Fammenien-strunien.....</i>	<i>49</i>
<i>Figure 24:Calibration dumodèle d'enfouissement par les valeurs de vitrinite et Calibration thermique (RY-1).</i>	<i>54</i>
<i>Figure 25:Modélisation de l'historique d'enfouissement et génération des hydrocarbures au niveau du puits (RY-1).</i>	<i>55</i>
<i>Figure 26:Taux de transformation de la matière organique du Fammenien et du Frasnien (RY-1).</i>	<i>57</i>

Liste des Tableaux

<i>Tableau 1:données géologiques et géochimiques extraites du puits RY-1.....</i>	<i>19</i>
<i>Tableau 2:Classification richesse en fonction du dosage du COT (Schlumberger)</i>	<i>20</i>
<i>Tableau 3:Classification d'indice d'hydrogène (IH) (d'après Espitalié et al.1985 ; Peters et Cassa, 1984).....</i>	<i>22</i>
<i>Tableau 4:Classification d'indice d'oxygène (IO) (d'après Espitalié et al. 1985 ; Peters et Cassa, 1984).</i>	<i>22</i>
<i>Tableau 5:T•max en fonction des types de MO (Schlumberger)</i>	<i>25</i>
<i>Tableau 6: maturité en fonction de l'IAT</i>	<i>25</i>
<i>Tableau 7: réflectance de vitrinite en fonction du type de MO (Schlumberger)</i>	<i>26</i>
<i>Tableau 8:Classification de potentiel pétrolier</i>	<i>27</i>
<i>Tableau 9:Classification d'indice pétrolier</i>	<i>27</i>
<i>Tableau 10: classification de potentiel en hydrocarbure résiduel.....</i>	<i>27</i>
<i>Tableau 11: phase de maturité du kérogène en fonction du taux de transformation.....</i>	<i>29</i>
<i>Tableau 12:Valeurs moyennes des paramètres géochimiques de la pyrolyse Rock-Eval de roche mère Fammenien-Strunien, Frasnien de la région de Rhourde el Fares.....</i>	<i>32</i>
<i>Tableau 13:données rock-Eval des paramètres géochimiques du puits RY-1avant filtration</i>	<i>43</i>
<i>Tableau 14:données rock-Eval des paramètres géochimiques du puits RY-1 après filtration</i>	<i>44</i>

Résumé :

Le bassin de Berkine est situé au Nord-est du grand Erg oriental de la plateforme saharienne algérienne. Il se situe dans une zone où se superposent des événements tectoniques panafricains et hercyniens. Elle est formée de dépôts sédimentaires d'âges du paléozoïque au Mésocénozoïque.

L'analyse géochimique de la matière organique repose sur l'interprétation des résultats obtenus après avoir traité les dosages du carbone organique total (COT), qui constitue un critère essentiel pour évaluer la nature organique d'une roche. La pyrolyse Rock-Eval consiste à dégrader expérimentalement de la matière organique afin de caractériser sa qualité et les méthodes optiques généralement utilisées pour mesurer le carbone organique total. Cette analyse de la matière organique et sa description approfondie en ce qui concerne son origine, son type et la nature des hydrocarbures produits.

Dans cette étude, la modélisation est effectuée en utilisant le logiciel Temis-Flow. Au début de cette tâche, nous débutons par une modélisation en 1D, à partir d'un puits, RY-1. L'utilisation du modèle géochimique 1D du bassin de Berkine vise à reconstruire l'histoire thermique et l'histoire d'enfouissement. Afin d'effectuer cette modélisation, toutes les données entrées sont présentées, puis les résultats obtenus sont présentés. Pour déterminer la maturité des roches mères et le moment où les trois roches mères sont générées.

Abstract :

The Berkine basin is located in the north-east of the great eastern Erg of the Algerian Saharan platform. It is located in an area where pan-African and Hercynian tectonic events overlap. It is formed of sedimentary deposits from the Paleozoic to the Meso-Cenozoic.

The geochemical analysis of organic matter is based on the interpretation of the results obtained after processing the assays for total organic carbon (TOC), which is an essential criterion for assessing the organic nature of a rock. Rock-eval pyrolysis is the experimental degradation of organic matter to characterize its quality and the optical methods generally used to measure total organic carbon. This analysis of the organic matter and its detailed description with regard to its origin, type and nature of the hydrocarbons produced.

In this study, modelling is done using the Temis-Flow software. At the beginning of this task, we start with a 1D modelling from a well, RY-1. Using the 1D geochemical model of the Berkine basin to reconstruct thermal and burial history. In order to perform this modeling, all the data input is presented and then the results are presented. To determine the maturity of the sourcerocks and when the three source rocks are generated.

Problématique et Objectif

Les hydrocarbures nécessitent un ensemble de processus qui débutent par le dépôt de la matière organique originant des êtres vivants morts dans un bassin sédimentaire, puis sera enfouie sous les couches sédimentaires et exposée à une pression et température importantes ce qui va stimuler cette matière organique à se transformer en hydrocarbures.

Le problème principal lors d'un projet de prospection pétrolière est le timing de génération et d'expulsion des hydrocarbures dans la roche mère, le type de fluide et de leurs mise en place par rapport à la structuration (formation du piège) car cela permet la constatation de la préservation de ces hydrocarbures et donc de leurs migration. Comment éprouver ce timing ? Et quelle méthode à suivre ?

Dans ce mémoire l'objectif consiste à résoudre cette problématique exposée ci-dessus faisant une caractérisation géochimique et une interprétation de la roche mère du Frasnien et Fammenien strunien de nature argileuse dans la région de Rhourde el Fares à partir des données géochimiques extraites dans différents puits (RFRNW-1, RY-1, ZCH-1 et RRMN-1) pour obtenir un modèle 1D, ce qui va permettre une meilleure assimilation de données géologiques afin de mettre en avant sa rentabilité et ainsi que la valeur économique qu'elle peut générer.

CHAPITRE I : GÉNÉRALITÉS
SUR LE BASSIN DE
BERKINE ET LA ZONE
D'ÉTUDE

Introduction :

La géologie de l'Algérie est subdivisée en deux domaines qui sont le domaine septentrional au nord qui renferme les zones internes, l'Atlas tellien, l'Atlas saharien et la meseta oranaise, et un domaine méridional au sud qui englobe le bouclier Hoggar, la dorsale Reguibat et la plateforme saharienne (Benhamou & al, 2007), cette dernière comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire structurée au paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes (MEBROUKI, 2015).

En termes de ressources énergétiques, ces bassins peuvent apporter une grande valeur. Un bassin sédimentaire est une entité dynamique en perpétuelle évolution et le résultat d'une succession d'évènements guidés par des mécanismes physiques (érosion, sédimentation, tectonique des plaques, volcanisme, glaciation..) et chimiques (Altération, acidification et anoxie des océans, diagenèse, activité biochimique..) qui interviennent sur la planète au cours des temps géologiques. Dans le domaine pétrolier Cette évolution spatio-temporelle joue un rôle important qui s'applique à la fois au contenant correspondant au socle du bassin et au contenu qui fait référence au remplissage sédimentaire et l'accumulation de matière organique qui, à son tour, va se transformer en hydrocarbure (Bedir, 1995), cet hydrocarbure est un composé organique constitué exclusivement des atomes de Carbone (C) et d'Hydrogène (H) qui résulte de la dégradation thermique de la matière organique de nature végétale ou animale enfouis au fil du temps et mis sous certaines conditions donnant une grande valeur économique au bassin sédimentaire .

L'exploration d'un bassin sédimentaire ce fait suivant plusieurs démarches, en l'occurrence, la caractérisation géochimique est la modélisation 1D qui met en évidence sa valeur pétrolière. La caractérisation géochimique intervient une fois que le processus d'extraction d'échantillons qui seront traités et analysés pour bien comprendre la génération de la roche mère en hydrocarbures et estimer son taux de productivité donc l'efficacité d'un puits en termes d'exploitation. Suit la modélisation 1D qui à son tour assemble les données géologiques disponibles afin de définir le timing de génération, d'expulsion et le type du fluide pour mieux le localiser.

La réalisation de ce mémoire s'incite dans le cadre de l'évaluation des caractéristiques géologiques et géochimiques des roches mères d'âges Frasnien et Fammenien-strunien de nature argileuse de la région de **RHOURDE EL FARES** dans le bassin de **Berkine** à partir d'une étude préliminaire des puits RRMN-1, ZCH-1, RY-1 et RFRNW-1 pour l'interprétation des résultats sur la base des caractéristiques géochimiques et évaluer la performance de chaque puits, puis réaliser une modélisation 1D avec le logiciel Temis-Flow crée par Beicip-Franlab qui est un programme permettant de simuler la genèse, la migration et le piégeage des hydrocarbures dans les bassins sédimentaires.

I.1 Généralités

I.1.1 Présentation de la région d'étude

Le bassin de **Berkine** est considéré comme le plus exploré, parmi les autres bassins de la plateforme saharienne de l'Algérie (BOUMAZA & SEMAI, 2014), au cours des trois dernières décennies, et celui qui a révélé les plus grandes découvertes de pétrole et de gaz. Les découvertes réalisées dans les années 1990, ont permis à l'Algérie de renouveler ses réserves pétrolières au environ de 1971, année de la nationalisation des hydrocarbures. Cela correspond à une véritable (success story) avec environ 6 milliards de barils équivalent pétrole, soit près de 11% des réserves totales de l'Algérie (Merabet , Loubaki, & Mokhtari, 2023).

Le secret de ce succès est étroitement lié aux caractéristiques, géologiques et géochimiques de ce bassin. Il est caractérisé par la présence des roches mères très potentielles et des réservoirs dont les caractéristiques pétroliers sont les meilleures de tous les autres bassins de la plateforme saharienne (LANANI & BENTAYEB, 2022).

I.1.2 Situation géographique

Le bassin de Berkine se situe au nord-est de la plateforme saharienne entre les latitudes 28° et 32° nord et les longitudes 7° et 11° Est (**Figure 1**), orienté WNW- ESE, il occupe une superficie de près de 350.000 km² (MACGREGOR, MOODY, & Clark, 1998) . Le bassin est reparti sur trois pays (BEKKOUCHE, 1992).

- La Partie occidentale en Algérie avec une surface de 103.000 km²
- La Partie sud orientale en Libye avec une surface de 200.000 km²
- La partie septentrionale en Tunisie avec une surface d'environ 47.000 km²

Il englobe trois entités géologiques, délimitées suivant leur contexte tectonique, structural et lithologique (GHARBI.A, 2011) :

- La dépression dans la partie sud du bassin, qui est intégrée au bassin de Ghadamès en Libye
- La dépression sud-est triasique à l'Ouest.
- La dépression de Dabara.

I.1.4 Aspect stratigraphique

La stratigraphie du bassin de Berkine réalisée en s'appuyant sur le rapport de Sonatrach (SONATRACH, 2000) (**Figure 2**):

I.1.4.1 Le socle :

Le socle est composé des roches précambriennes de l'Eburnéen et du Protérozoïque souvent magmatiques (granites) et métamorphiques (gneiss et schistes) témoignant l'intensité du métamorphisme et magmatisme (Sroor, 2010) (Mellah & Raoult, 2012) dans la région pendant le précambrien, les formations paléozoïques reposent en discordance sur les formation du socle, il affleure au niveau des hauts massifs autour du bassin notamment à l'ouest et au sud (Benyahia, The impact of Hercynian tectonics on the geological structure and fluid migration in the Berkine Basin., 2010).

I.1.4.2 Le paléozoïque

I.1.4.2.1 Le Cambrien

Le Cambrien est un ensemble de dépôts fluviatiles gréseux et quartzitiques avec des passages conglomératiques, d'une épaisseur moyenne de 300m, qui se mettent en discordance sur le précambrien.

I.1.4.2.2 L'ordovicien :

Est subdivisé en sept unités lithologiques détritiques, on distingue de la plus ancienne vers la plus récente :

- Les argiles de l Gassi ;
- Les grés Del Atchan ;
- Les quartzites de Hamra ;
- Les grés d'Ouargla ;
- Les argiles d'Azzel ;
- Les grès d'oued Saret ;
- Les argiles micro-conglomératiques ;
- Les grés de Ramade.

I.1.4.2.3 Silurien

Est représenté par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin d'une épaisseur moyenne de 600m. Elle est composée essentiellement d'argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grés argileux. Les Argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne

I.1.4.2.4 Dévonien :

Le Dévonien est subdivisé par trois époques

Dévonien inférieur

Il est composé d'une alternance argilo-gréseuse.

Dévonien moyen

Il est caractérisé par un dépôt argileux qui comporte des intercalations de niveaux carbonatés.

Dévonien supérieur

Il est représenté par des argiles à passage de marnes, calcaires et dolomies, au sommet se trouvent des grès et des silts.

I.1.4.2.5 Carbonifère :

Les formations carbonifères sont formés du bas en haut par :

- Carbonifère inférieur:

Il est représenté par une alternance d'argiles, de silts et de grès avec des passages de roches carbonatées.

- Carbonifère supérieur:

Il est caractérisé par une alternance de grès et d'argiles à la base, des carbonates dans la partie centrale.

I.1.4.3 Le Mésozoïque

I.1.4.3.1. Trias

Le Trias est subdivisé en trois unités (AZIZI & BELABED, 2022):

I.1.4.3.1.1 Trias Argilo Carbonaté (TAC) :

Il est constitué d'argiles brun-rouges, rarement gris-vertes à éléments fins à moyens devenant grossiers vers le bas, avec intercalations d'argiles gris-vertes et brunâtres indurées, siliceuses et feuilletées.

I.1.4.3.1.2 Trias argilo- gréseux inférieur (TAGI):

Il est constitué de grès gris-blanc à blanc et gris-vert, fin à moyen parfois grossier subarrondi à sub-anguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friables à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun-rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse.

I.1.4.3.1.3 Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS):

Il est constitué de grès gris-blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun-rouge et gris-vert, tendre à indurée, silteuse.

I.1.4.3.2. Jurassique

Les formations du Jurassique ont une épaisseur de 770 m, ils sont composés de sédiments marins lagunaires, à sa base il se trouve un niveau dolomitique caractéristique.

I.1.4.3.3. Crétacé

Le Crétacé est présent partout, sur la plateforme saharienne. Il est caractérisé par une épaisseur de 1250m en moyenne. Les formations du Crétacé sont composées d'alternances de grès, d'argiles, de dolomies et de calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, gypses et de sels. Il devient essentiellement carbonaté vers le sommet.

I.1.4.4 Cénozoïque

I.1.4.4.1 Mio- Pliocène

Les formations du Mio-Pliocène sont constituées de sable blanc à translucide jaunâtre localement rougeâtre rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier subarrondi à arrondi avec des intercalations d'argile brun-rouge sableuse avec la présence parfois de banc de calcaire argileux.

I.1.4.4.2 Quaternaire

Ce sont des sables dunaires. (BOUMAZA & SEMAI, 2014)

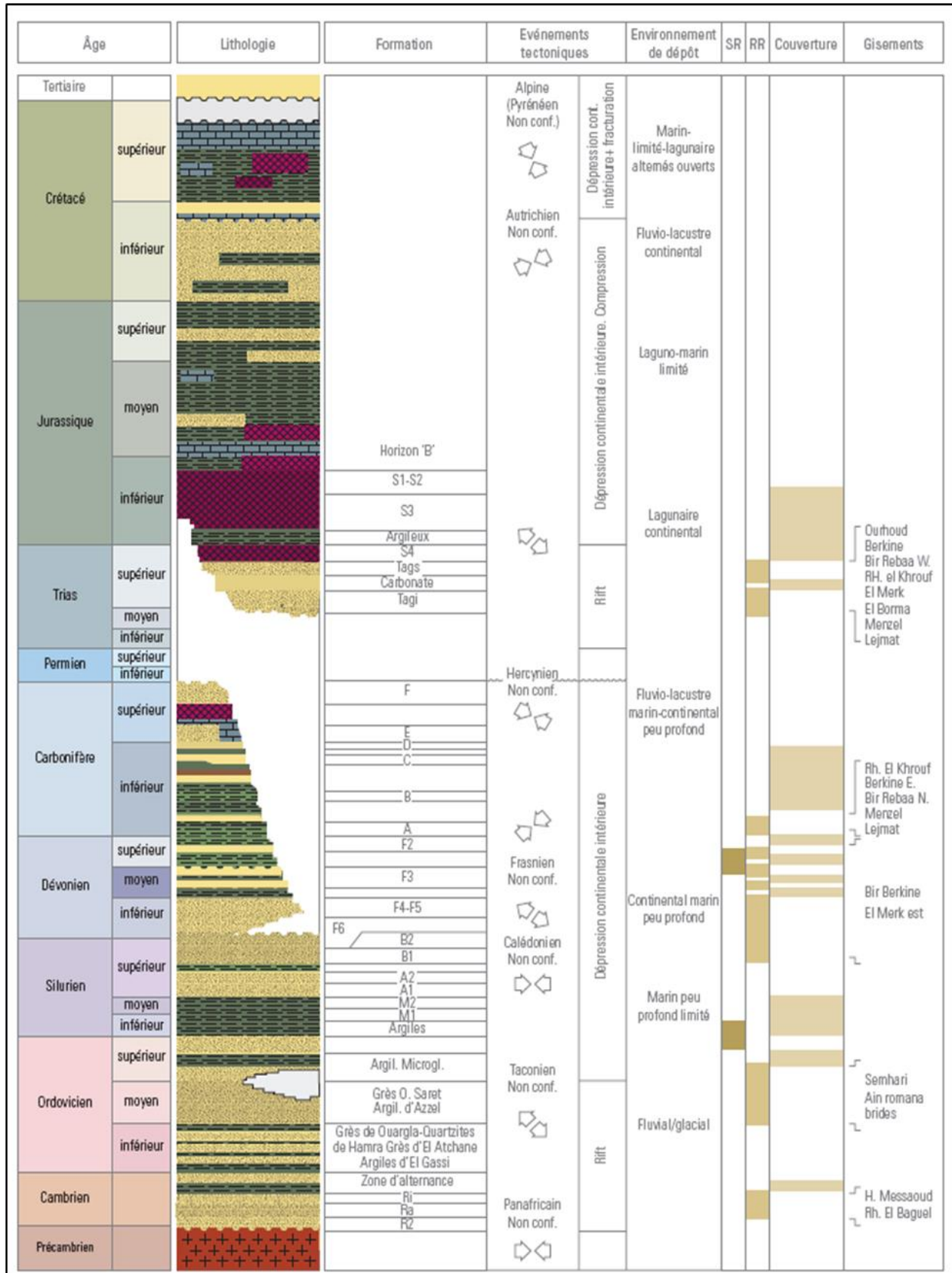


Figure 2: colonne stratigraphique du bassin de Berkine (in BOUMAZA & SEMAI, 2014).

I.1.5 Aspect structurale du bassin de Berkine

Le bassin de Berkine tout au long de sa formation a été affecté par des phases tectoniques (cycle panafricain, calédonien, hercynien et Alpin) (**Figure 3**). Sur le plan structural ce bassin est caractérisé par l'opposition très nette entre deux domaines (GHARBI.A, 2011) (SONATRACH, 2000):

I.1.5.1 Le domaine ouest :

Est marqué par des accidents à rejets très importants (500m ou plus), des fermetures verticales donnent lieu à des structures gigantesques de très grandes amplitudes qui atteignent les 900m à Rhourde Nouss (GHARBI.A, 2011).

I.1.5.2 Le domaine du centre du bassin :

Montre une faible structuration associée à une remontée monoclinale prononcée vers le nord au niveau de la voute de Dahar (WEC, 2007), pour les formations du paléozoïque.

Les forces tectoniques colossales qui ont affecté cette région engendrent des failles multidirectionnelles, dont ces principales directions (SONATRACH, 2000) (GHARBI.A, 2011):

- **Les accidents NE-SW :**

Ce sont des accidents affectant principalement le centre et le nord du bassin, des études structurales ont déduits qu'ils sont dus aux mouvements extensifs durant le trias-jurassique désigné par un décrochement crucial associé à des embranchements de blocs basculés et des structures en fleurs.

- **Les failles subméridiennes :**

Les accidents et les structures liés à cette direction sont de très grandes ampleurs telles que les failles de Ramade, Hassi Chergui/GassiTouil, Rhourde Nouss dont le rejet atteint, parfois les 500 mètres.

- **Dans le rapport de BEICIP1991**, les études ont mis en évidence trois autres directions de failles :

- **Direction N070** : caractérise la région de Rhourde-Nouss, Menzel-lejmet et GassiTouil.

- **Direction subéquatoriale** : observée au SE sur le môle d'Ahara.

- **Direction N150** : observée au NE au niveau du trend Keskassa, Bir-Rebaa et Bir Berkine Nord (BEICIP, 1975).

Ces orientations sont souvent liées au cycle hercynien parfois aux périodes de transition d'une ère géologique à l'autre (Benyahia, 2010)

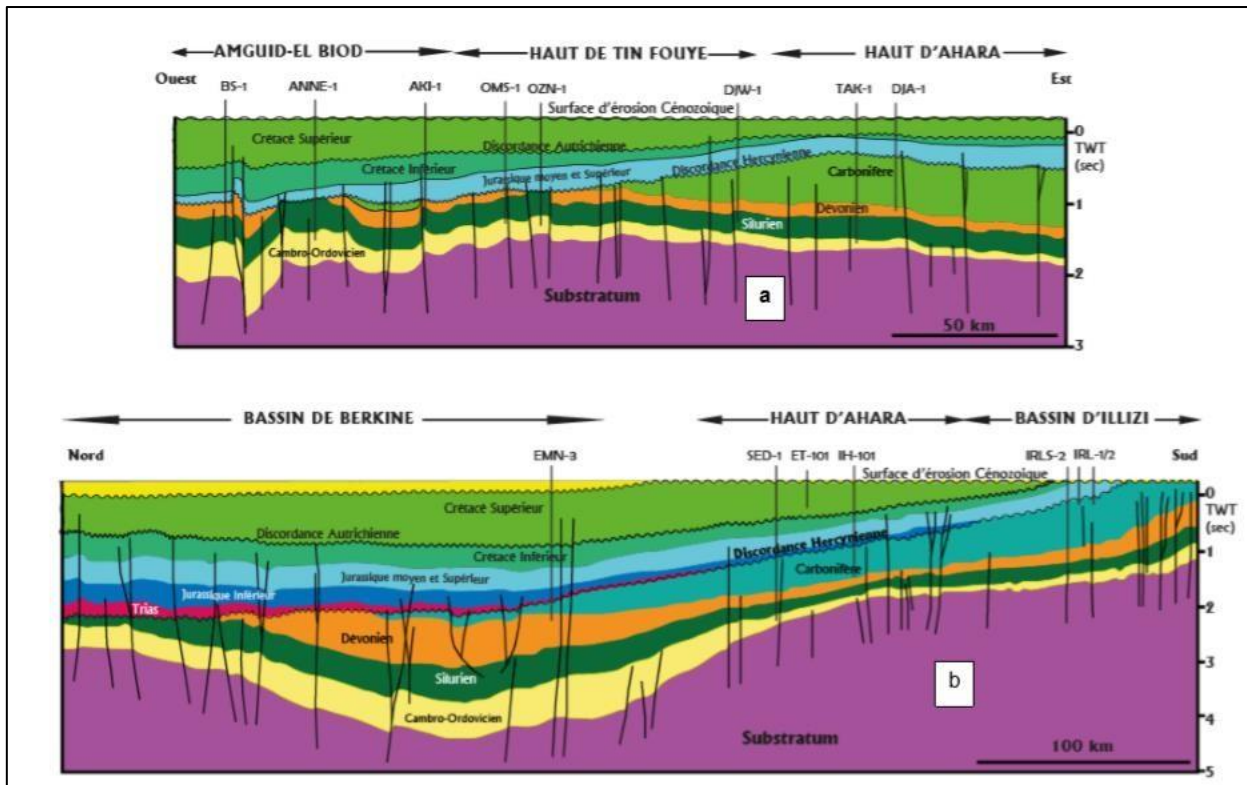


Figure 3: Coupes géologiques (Beicip 2019) : a : Est- Ouest, b : Nord – Sud

I.1.6 Histoire de la tectonique du bassin de Berkine :

La plateforme saharienne a subi d'intenses phases tectonique au cours des temps géologiques (Sahoui, 2005). La configuration actuelle du bassin de Berkine est dotée d'un grand réseau de structures très fracturées (Mellah & Dufour, 2012).

➤ Le cycle panafricain :

La phase orogénique panafricaine est à l'origine des fracturations caractérisées par des accidents subméridiens verticaux, orientés NE-SW et NW-SE (ABDALLAH & MOUACI, 1999) (OVODOV, GHOMARI, & MELEKHINE, 1991) se traduisant par une collision de la partie ouest africaine de la partie Est et Ouest africaine (GHARBI.A, 2011).

➤ Phase cambro-ordovicienne :

Durant cette phase un basculement est créé par des forces colossales d'une phase extensive vers le NW (SOLDATENKO, 1991). C'était une période d'érosion importante qui a nivelé les structures et les reliefs, les variations d'épaisseurs et de faciès de part et d'autre d'accidents NS, sont visibles au niveau de la série Cambro-ordovicienne indiquant l'instabilité tectonique accompagnant leurs dépôts (CHATBI & LOUHI, 2018).

➤ Compression calédonienne :

C'est un soulèvement général, suivi de la fonte d'une calotte glaciaire, qui a engendré des dépôts d'argiles noires.

➤ Phase dévonienne :

Elle est définie par des variations d'épaisseurs et des faciès préexistants le long des axes structuraux subméridiens qui indiquent une phase extensive puis, suivi par une période d'érosion appelée DISCORDANCE FRASNIENNE (GHARBLIA, 2011).

➤ Mouvements hercyniens :

C'est une phase qui a essentiellement touchée le nord du bassin, elle est caractérisée par des dépôts lagunaires dont le gypse et argiles rouges, définie par un arrêt de sédimentation durant le carbonifère qui permet de mettre le trias et les roches mères siluriennes et frasniennes en contact (CHATBI & LOUHI, 2018).

➤ La phase autrichienne :

Après une autre phase extensive caractérisée par des failles normales pendant le trias lias, cette phase compressive de direction est-ouest introduite à la fin du barrémien a engendré une inversion structurale des accidents précédents (CHATBI & LOUHI, 2018).

➤ La phase pyrénéenne :

Phase d'accidents NW SE qui a donné naissance à plusieurs anticlinaux et pièges structuraux par l'inversion des failles normales hercyniennes, triasique et liasiques et l'accentuation des déformations de la phase autrichienne (CHATBI & LOUHI, 2018).

I.1.7 Zone d'étude Rhourde El Fares

I.1.7.1 Situation Géographique

La région de *Rhourde el Fares* est l'un des blocs du bassin de Berkine d'une superficie de 6050,12 km² (**Figure 4**), situé au niveau du grand erg oriental avec un périmètre qui occupe une partie des deux wilayas Illizi et Ouargla, limité par les frontières tunisiennes et libyennes à l'est (Kadem, 2022).

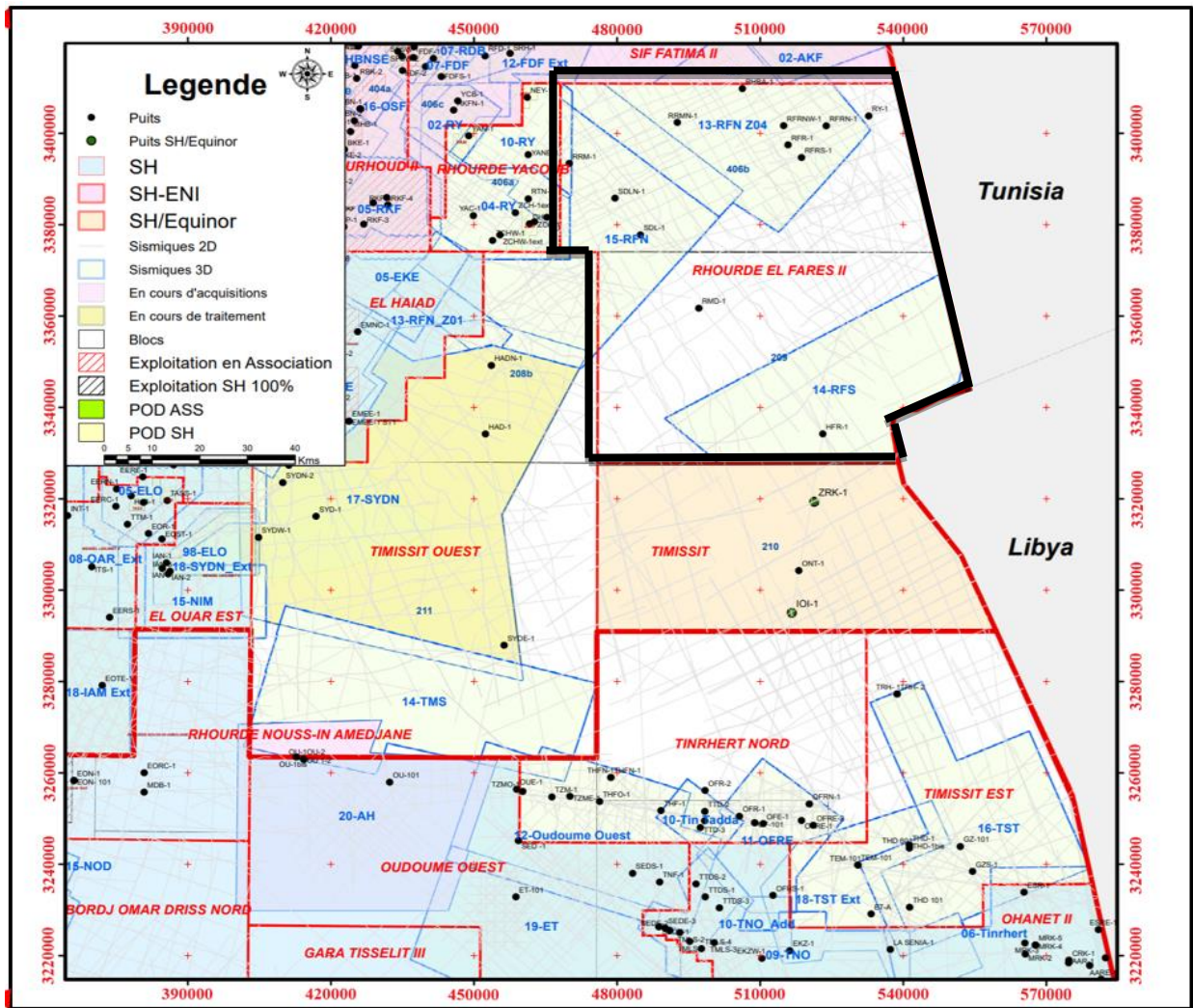


Figure 4: Les différents blocs du bassin de Berkine avec la zone de RHOUDE EL FARES encadrée en noir (in Kadem, 2022).

I.1.7.2 Cadre Géologique

Le bloc de Rhourde El Fares est localisé sur le flanc nord-est du bassin d'Ilizi et au flanc sud-est du bassin de Berkine.

Les formations paléozoïques au centre de Rhourde el Fares dépassent les 4000m formant la majorité des réservoirs et roches mères du bassin.

Et celles du méso-cénozoïque varient entre 2000m et 3000m, dont le Mésozoïque, formé par le Trias (TAGI, Trias carbonaté), le Jurassique et le Crétacé, repose directement en discordance sur le Viséen argileux (Kadem, 2022).

I.1.7.3 Le système pétrolier dans la zone de Rhourde el Fares

I.1.7.3.1 Roche mère

La zone d'étude possède deux principales roches mères argileuses radioactives d'âge frasnien et Fammenien-strunien (BEKKOUCHE, 1992), la plus connue est celle du silurien car c'est un repère stratigraphique tout au long de la Plateforme Saharienne et c'est la roche mère principale du pétrole en Algérie.

I.1.7.3.2 Roche réservoir

Les deux réservoirs les plus importants en Algérie (Cambro-Ordovicien et Dévonien inférieur) sont influencés par la tectonique hercynienne, qui a modelé la structure géologique et affecté la migration des fluides (*Benyahia, The impact of Hercynian tectonics on the geological structure and fluid migration in the Berkine Basin., 2010*).

I.1.7.3.2.1 Le trias argilo- gréseux inférieur (TAGI)

Réservoir détritique d'origine fluviale à propriétés petro physiques très adéquates. Il présente une porosité moyenne de 12% et perméabilités de 10 à 100mD.

I.1.7.3.2.2 Le Rhourde el Khrouf (RKF)

D'âge carbonifère, type détritique d'origine marine avec des caractéristiques petro physiques très excellentes, sa porosité moyenne est de 15% et sa perméabilité est de 50 à 200mD (Kadem, 2022).

I.1.7.3.2.3 Le tournaisien F1

D'une épaisseur d'environ 100m et une porosité moyenne de 17% (Kadem, 2022).

I.1.7.3.3 Roches couvertures

Les argiles du trias carbonaté et les évaporites du lias forment la couverture du TAGI. Tandis que les argiles struniens et intra-carbonifères forment la couverture des réservoirs carbonifères et struniens (Kadem, 2022).

I.1.7.3.4 Le piège

Dans la zone de Rhourde el Fares, le type de piège d'hydrocarbure est mixte donc structural à composante stratigraphique (Kadem, 2022).

CHAPITRE II : NOTIONS SUR LA GÉOCHIMIE

II.1 Définition de la géochimie :

La géochimie est définie comme l'étude de la composition chimique et des changements de la terre et des corps terrestres, Victor Goldschmidt (1888- 1947) est souvent considéré comme le père de la géochimie. L'une des réalisations de Goldschmidt a été de commencer à systématiser le comportement des éléments chimiques dans un contexte des sciences de la terre, pour y parvenir il met en œuvre les outils et les concepts de la chimie et de la géologie. Donc il étudie la composition chimique et isotopique des matériaux géologiques (roche, eau, sol, gaz...), et permet une classification et une compréhension de plus en plus fine de la genèse et de la dynamique des systèmes géologiques ce qui lui donne de nos jours une place privilégiée dans l'exploration minière et pétrolière.

II.1.1 Le système pétrolier :

Un système pétrolier est originaire d'un ensemble de processus géologiques permettant la production et la préservation des hydrocarbures (Dans le bassin de berkine voir **(Figure 5)**)

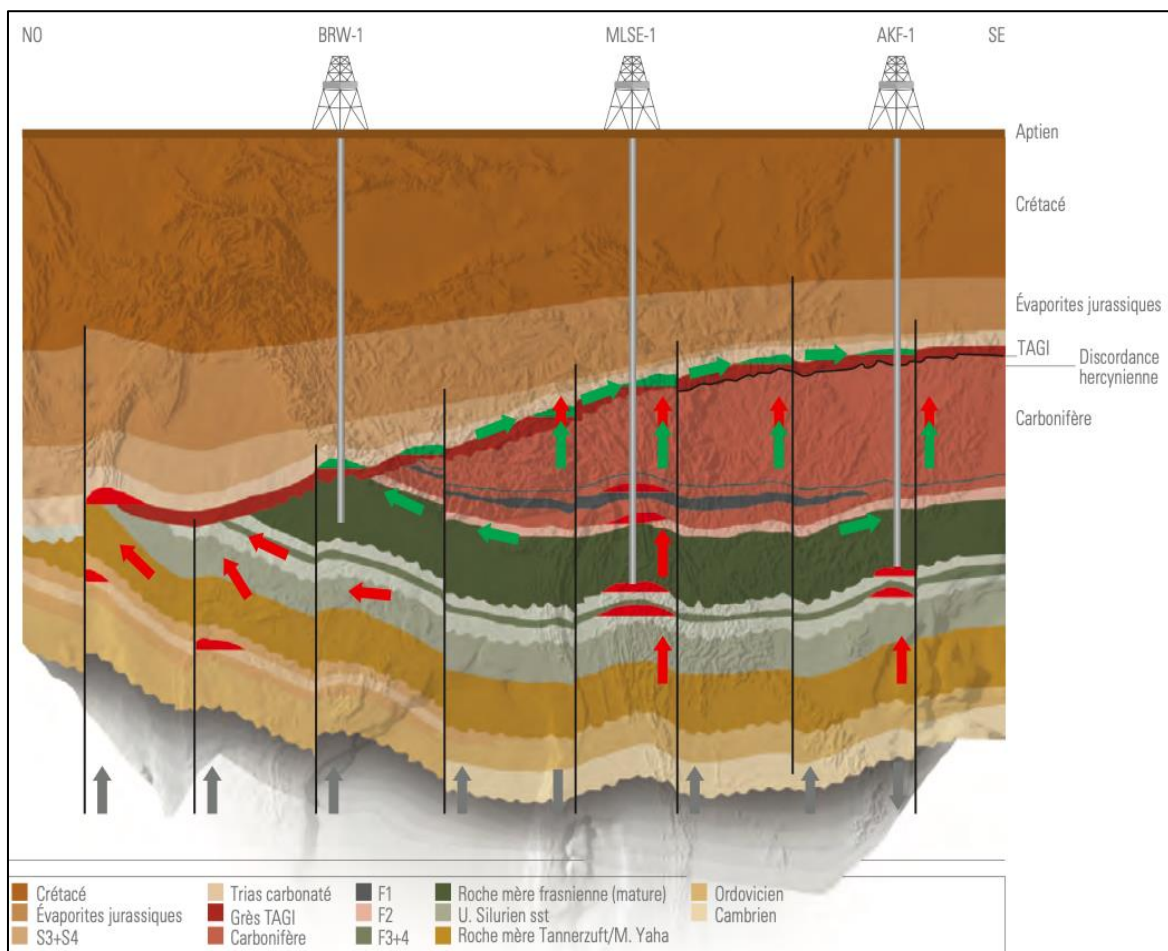


Figure 5: Système pétrolier dans le bassin de Berkine (WEC 2007).

II.1.1.1 Roche mère :

La roche mère est un élément crucial dans le processus de formation et d'accumulation des hydrocarbures dans un milieu donné. C'est une roche sédimentaire riche en matière organique possédant une capacité de générer et de libérer des hydrocarbures tels que le pétrole et le gaz. Ces roches sont souvent des calcaires généralement mudstone, des schistes bitumineux ou des argiles riches en matière organique.

La roche mère se forme à partir de l'accumulation et préservation de la matière organique des anciens êtres vivants (végétaux et animaux) dans des environnements où les conditions sont favorables à ce processus. Par la suite elle s'enfouie sous des couches sédimentaires (Selley, 1998).

II.1.1.2 Roche réservoir:

C'est une formation géologique souvent située au-dessus de la roche mère et au-dessous de la roche couverture qui peut être de nature gréseuse ou carbonatée poreuse et perméable qui permet la préservation et stockage des hydrocarbures accumulés dans un bassin sédimentaire.

II.1.1.3 Roches couvertures:

C'est une formation géologique imperméable de nature argileuse ou de calcaire non fracturé située au-dessus de la roche réservoir, cette couverture imperméable empêche la migration des hydrocarbures hors du réservoir et aide à les piéger à l'intérieur (Selley, 1998).

II.1.1.4 Le piège:

Un piège d'hydrocarbures est une structure géologique permettant le piégeage et la rétention des hydrocarbures dans un réservoir souterrain.

On trouve plusieurs types de pièges (Sroor, 2010) (**Figure 6**) dont :

II.1.1.4.1 Pièges structuraux :

Sont des pièges causés par des processus tectoniques. Comprennent :

- Les pièges de plissement qui se résument en déformation ductile souvent de plusieurs couches (Sroor, 2010), ce type de pièges présente souvent sous forme d'anticlinaux où les hydrocarbures migrent du milieu à haute pression vers le milieu à basse pression (flancs vers la charnière) et seront donc piégés par les couches imperméables sus-jacentes.

- Les pièges associés à des failles qui se manifestent en déformations cassantes des différentes couches dans une zone donnée, elles se présentent généralement en failles inverses, cimentées où elles, et la roche couverture empêchent la migration des hydrocarbures.

II.1.1.4.2 Piège stratigraphique :

Se manifeste souvent par une discordance érosive ou angulaire où les propriétés de la roche réservoir diffèrent de celle du piège dont ce dernier est moins poreux et moins perméable formant des zones d'accumulation des hydrocarbures.

II.1.1.4.3 Piège mixte :

Certains pièges combinent à la fois des éléments structurales et stratigraphiques pour piéger les hydrocarbures d'une façon complexe.

II.1.1.4.4 Piège associé à un diapir :

Un diapir est une structure géologique dont le sel, ou une roche évaporitique quelconque, ayant de faibles densités que les autres roches sus-jacentes, en résultat, ces évaporites migrent verticalement généralement à travers des failles verticales vers des milieux moins denses (parfois même en surface) formant parfois des pièges pour les hydrocarbures.

Les diapirs jouent un rôle important dans le processus de maturation thermique des roches mères, qui est essentiel à la formation et à l'accumulation d'hydrocarbures, les diapirs de sel en particulier agissent comme des sources de chaleur à cause de déformation et friction pendant leur remonté. Cette chaleur peut accélérer le processus de maturation thermique des roches mères, augmentant ainsi la production potentielle d'hydrocarbures.

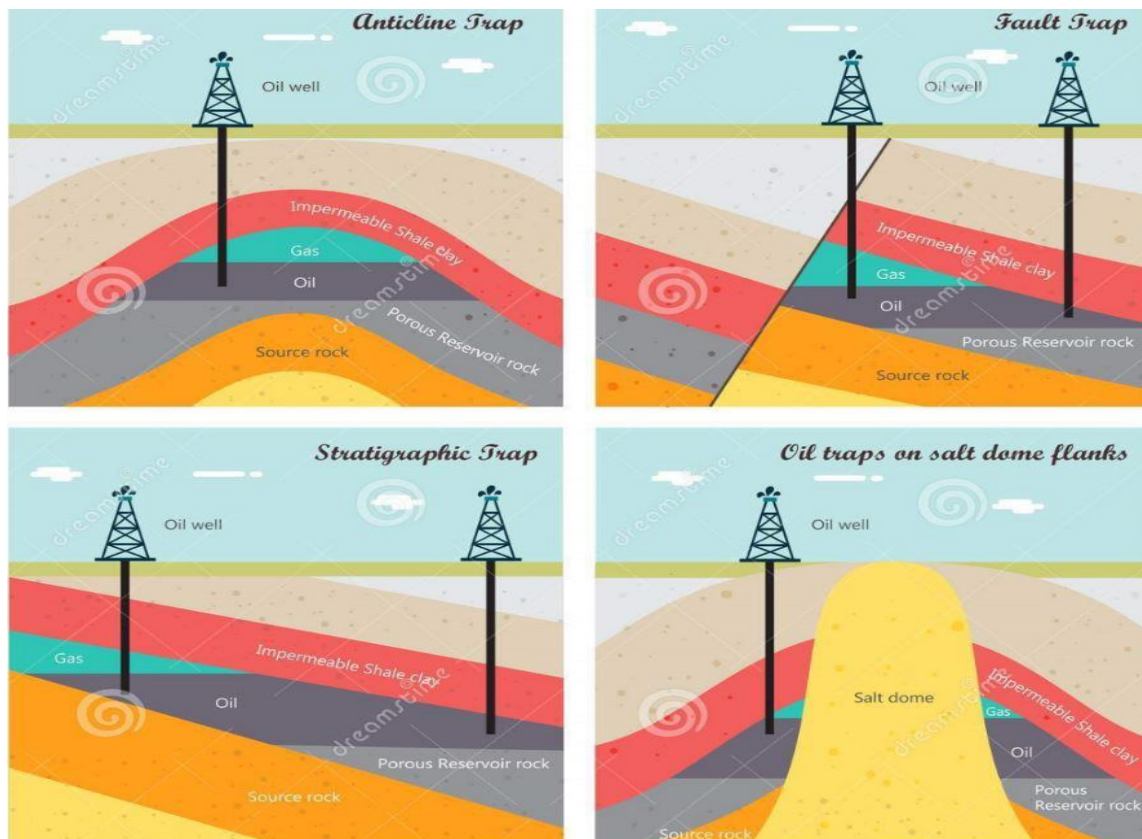


Figure 6: schéma des différents types de pièges d'hydrocarbures.

II.1.2 Système pétrolier conventionnel et non conventionnel :

Un système pétrolier conventionnel se réfère à l'extraction et à la production de pétrole à partir de gisements traditionnels où le pétrole est relativement facile à extraire à l'aide de méthodes conventionnelles telles que le forage vertical. Ces gisements sont généralement situés dans des réservoirs souterrains poreux et perméables, souvent sous forme de nappes pétrolières.

En revanche, le système pétrolier non conventionnel fait référence à des sources de pétrole plus complexes et difficiles à extraire (**Figure 7**). Cela comprend des méthodes telles que l'extraction de gaz de schiste, où le pétrole est confiné dans la roche mère et nécessite des techniques comme la fracturation hydraulique pour le libérer.

Le pétrole extra-lourd, les sables bitumineux et les hydrates de méthane sont d'autres exemples de pétrole non conventionnel. L'extraction de ces sources de pétrole non conventionnelles est plus complexe. Le pétrole extra-lourd nécessite des techniques d'extraction telles que la séparation thermique ou l'injection de vapeur pour le rendre liquide. Les sables bitumineux sont extraits en utilisant des méthodes d'extraction à ciel ouvert ou souterrain, tandis que les hydrates de méthane nécessitent des technologies spécialisées pour les extraire des fonds marins (VIALLY & KALAYDJIAN, 2013).

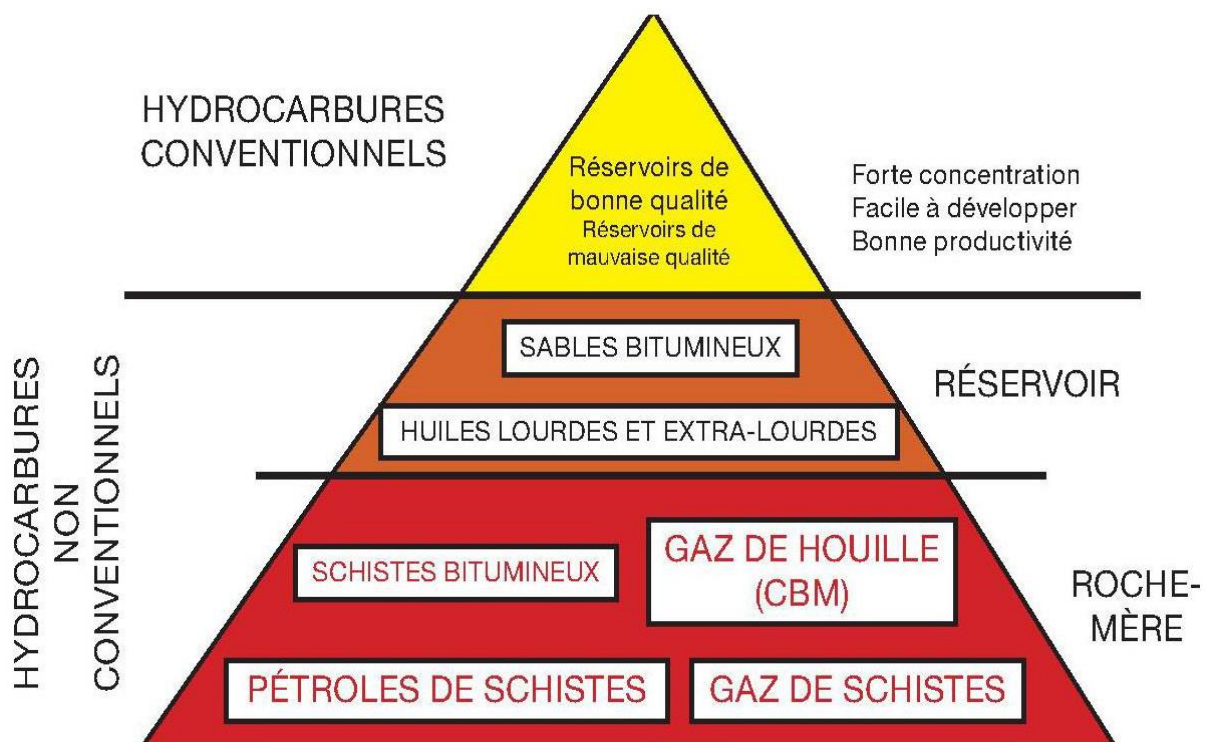


Figure 7: Typologie des hydrocarbures non conventionnels (VIALLY R. et KALAYDJIAN F., 2013)

II.1.3 Génération et expulsion d'hydrocarbures

La formation et migration des hydrocarbures dans les roches sédimentaires nécessite un ensemble de processus essentiels qui se déroulent sur des millions d'années (MAGOON & DOW, 1994) (North, 1985):

II .1.3.1 Dépôt de la matière organique

La matière organique issue des êtres vivants morts s'accumule dans des bassins sédimentaires, généralement marins, et sera bien préservée notamment dans un milieu anoxique où elle prend plus de temps pour se décomposer.

II .1.3.2 Enfouissement et transformation et maturation

L'enfouissement de cette matière organique sous des couches de sédiments et sa soumission à une chaleur et pression élevées pendant des millions d'années permet sa transformation en kérogène qui par la suite se décompose et libère des hydrocarbures sous forme de gaz et de l'huile sous le processus de la diagenèse.

II .1.3.3 Expulsion et migration des hydrocarbures

La poursuite de génération d'hydrocarbures dans la roche mère et changement de pressions engendre l'expulsion de ces derniers et leur migration souvent au-delà de la roche mère vers des roches réservoirs poreuses et perméables.

II .1.3.4 Piégeage des hydrocarbures :

Dans la roche réservoir, les hydrocarbures vont s'accumuler et seront piégés par une barrière imperméable soit lithologique comme une formation imperméable tels que les argiles, ou structurale exemple d'une faille inverse ou pli anticlinal. C'est ainsi que se forment les gisements d'hydrocarbures exploitables (HUNT, 1996) (Allen & Peters, 2012).

II.1.4 La pyrolyse Rock-Eval :

C'est une technique d'analyse organique où on chauffe l'échantillon de roche pour libérer les hydrocarbures et évaluer leur potentiel (**Figure 8**), en combinant l'indice d'hydrogène, d'oxygène... etc. Avec d'autres paramètres géochimiques où on obtient l'estimation du potentiel de production de pétrole d'une roche mère donnée et évaluer la fiabilité économique de son exploitation (Deroo, Espitalie, Marquis, & Souron, 1977).

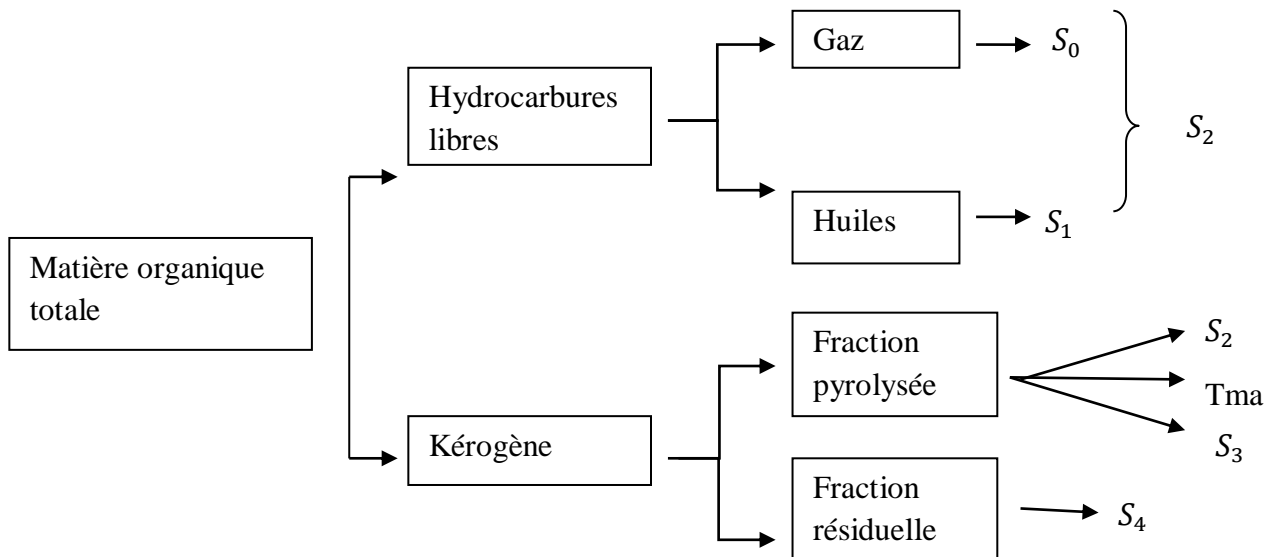


Figure 8: Schéma du principe analytique du Rock-Eval et les principaux facteurs mesurés. (Lafargue & al, 1998)

II.1.5 Données nécessaires à utiliser pour une étude géochimique

Tableau 1: données géologiques et géochimiques extraites du puits RY-1

num	well	nature	Formation	depth	TOC	S1 pre	S2 pre	S1 post	S2 post	S3	HI	OI	PP	PI	Tmax	TAI
				m	%wt	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g		°C	
11	RY-1	core	Frasnian	3614,68	3,72	1,28	4,8	0,12	3,83	0,28	103	8	6,08	0,21	456	3,1
12	RY-1	core	Frasnian	3616,26	3,67	2,56	5,61	0,12	2,31	0,26	63	7	8,17	0,31	459	-
16	RY-1	core	Frasnian	3631,57	4,84	1,86	4,81	0,11	3,22	0,51	67	11	6,67	0,28	463	-
17	RY-1	core	Frasnian	3641,39	4,21	1,85	4,25	0,11	3,8	0,27	90	6	6,10	0,30	462	-
19	RY-1	core	Frasnian	3650,82	4,71	1,52	3,91	0,08	3,21	0,31	68	7	5,43	0,28	456	-
20	RY-1	core	Frasnian	3652,62	3,26	3,95	4,2	0,2	2,45	0,29	75	9	8,15	0,48	458	-
22	RY-1	core	Frasnian	3664,66	4,4	1,83	4,47	0,1	3,52	0,31	80	7	6,30	0,29	461	-
23	RY-1	core	Frasnian	3669,64	7,81	2,27	5,87	0,11	4,68	0,5	60	6	8,14	0,28	459	-
24	RY-1	core	Frasnian	3673,68	3,72	1,16	2,98	0,14	2,67	0,32	72	9	4,14	0,28	463	-
25	RY-1	core	Frasnian	3687,66	3,89	1,12	2,68	0,12	2,36	0,42	61	11	3,80	0,29	451	-
26	RY-1	core	Frasnian	3690,5	4,04	1,9	4,13	0,1	3,15	0,2	78	5	6,03	0,32	461	-
28	RY-1	core	Frasnian	3694,96	7,98	1,61	5,35	0,07	4,68	0,44	59	6	6,96	0,23	468	-
29	RY-1	core	Frasnian	3696,57	7,66	1,26	4,48	0,08	4,42	0,52	58	7	5,74	0,22	469	-
30	RY-1	core	Frasnian	3698,17	7,8	1,97	6,63	0,13	3,89	0,26	50	3	8,60	0,23	460	-
31	RY-1	core	Frasnian	3701,28	6,64	1,03	2,21	0,1	5,03	0,39	76	6	3,24	0,32	462	3,0 - 3,5?
32	RY-1	core	Frasnian	3704,72	2,89	0,75	1,49	0,21	1,99	0,37	69	13	2,24	0,33	463	-
40	RY-1	core	Frasnian	3750,92	2,1	0,53	0,68	0,19	1,23	0,26	59	12	1,21	0,44	458	-
42	RY-1	core	Frasnian	3758,16	4,89	1,49	5,22	0,1	3,94	0,32	81	7	6,71	0,22	460	-
43	RY-1	core	Frasnian	3760,1	4,38	1,62	4,38	0,12	3,25	0,34	74	8	6,00	0,27	462	3,0 - 3,5?

II.1.6 Les paramètres d'études géochimiques

II.1.6.1 La richesse :

Une roche mère est riche lorsqu'elle est capable de produire et libérer du pétrole brut, pour cela on utilise le paramètre TOC :

II.1.6.1.1 Le TOC (totale organique carbone):

Le TOC est un paramètre qui mesure le taux de carbone dans une roche mère afin de déduire sa richesse en matières organique donc son exploitabilité. Le tableau ci-dessous (**Tableau 2**) montre les taux de carbone nécessaire pour définir la richesse dans les argiles et les carbonates.

Tableau 2: Classification richesse en fonction du dosage du COT (shlumberger)

% CARBONE ORGANIQUE TOTAL (ARGILES)	%CARBONE ORGANIQUE TOTAL (CARBONATES)	CLASSIFICATION
0.01 - 0.20	< 0.25	Roche très pauvre
0.21 - 0.50	0.25 - 0.50	Roche pauvre
0.51 - 1.00	0.50 - 1.00	Roche moyennement Riche
1.01 - 3.00	1.00 - 2.00	Roche riche
> 3.00	> 2.00	Roche très riche

II.1.6.2 Le type de roche mère:

Paramètres permettant la reconnaissance des différents types d'hydrocarbures selon leurs origines, dont les 3 types suivants :

a) Type I :

C'est une matière organique d'origine lacustre dont l'indice d'hydrogène (IH) est très élevé par rapport à l'indice d'oxygène qui est très faible, cette dernière se compose principalement de micro algues lacustres qui sont souvent à présentes dans des lacs à environnement anoxique. Ce type de roche mère a tendance à produire des hydrocarbures légers tels que le gaz et les huiles légères,

b) Type II :

La matière organique est surtout issue de micro-organismes planctoniques déposés en milieu marin où l'indice d'oxygène (IO) et l'indice d'hydrogène (IH) sont relativement élevés. Elles produisent du pétrole et, dans une moindre mesure, du gaz, souvent soufré lorsque leur lithologie est plus carbonatée.

c) Type III :

La matière organique est d'origine continentale provient principalement de débris de végétation terrestre où l'indice d'hydrogène(IH) est très faible et l'indice d'oxygène (IO) est très élevé dû au phénomène d'oxydation.

On déduit le type d'une roche mère principalement à partir de ces deux paramètres :

II.1.6.2.1 L'indice d'hydrogène (IH) :

C'est le rapport entre les hydrocarbures libérés par le kérogène S2 au carbone organique total COT, exprimé en (mg) d'hydrocarbures \times 100 par (g) de COT (Espitalié & al, 1985) (Peters & al, 1984) (**Tableau 3**).

$$\text{IH} = (\text{S2} \times 100) / \text{COT} \quad (\text{mg d'HC} / \text{g de COT})$$

II.1.6.2.2 L'indice d'oxygène (IO) :

C'est le rapport entre le CO₂ libéré par le kérogène S3 lors de la pyrolyse au carbone organique total COT, exprimé en (mg) de CO₂ \times 100 par (g) de COT. (Peters & al, 1984) (Espitalié & al, 1985) (**Tableau 4**)

$$\text{IO} = (\text{S}_3 \times 100) / \text{COT} \quad (\text{mg CO}_2 / \text{g de COT})$$

Tableau 3: Classification d'indice d'hydrogène (IH) (d'après Espitalié et al.1985 ; Peters et Cassa, 1984).

IH (mg d'HC /g de COT)	IH
0-100	Faible
101-300	Moyen
301-600	Fort
>600	Très fort

Tableau 4: Classification d'indice d'oxygène (IO) (d'après Espitalié et al.1985 ; Peters et Cassa, 1984).

IO(mg CO₂/ g de COT)	IO
0-50	Très faible
51-100	Faible
101-200	Moyen
201-400	Bon
>400	Très bon

II.1.6.2.3 Le diagramme IH/IO :

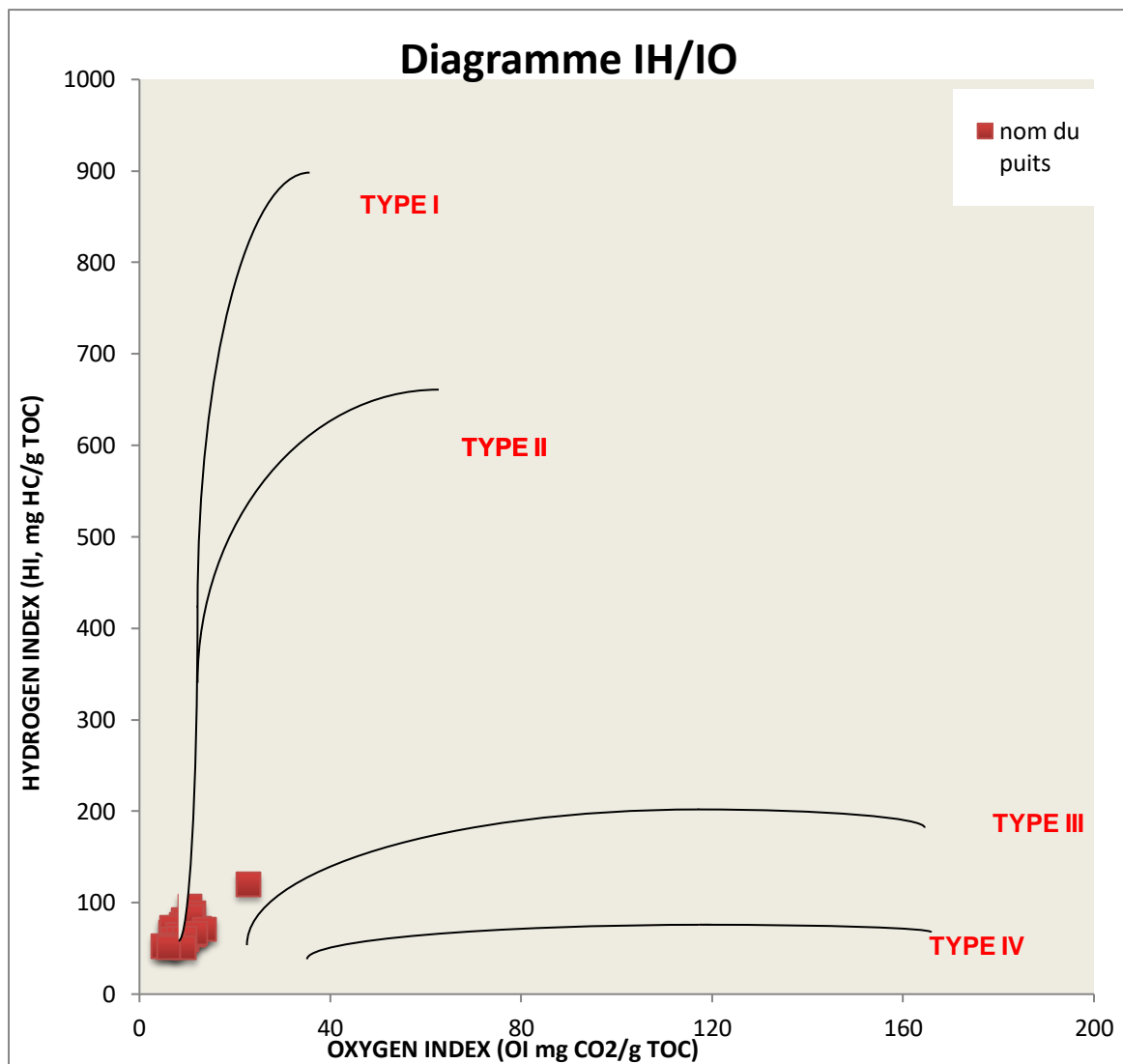


Figure 9:diagramme IH/IO

- le diagramme IH/IO (**Figure 9**) est un outil qui consiste à déterminer le type de la roche mère, c'est un diagramme de IO en fonction de IH, contient quatre courbes dont chaque une d'elle délimite un type de roche mère

Pour le type I c'est la courbe a indice d'oxygène faible inférieur à 10 mg CO₂ / g COT et indice d'hydrogène très élevé atteignant les 900 mg HC / g COT.

Pour le type II, c'est la courbe a indice d'oxygène moyen qui atteint 60 mg CO₂ / g COT et indice d'hydrogène élevé atteignant les 700 mg HC / g COT.

Pour le type III, c'est la courbe a indice d'oxygène très élevé 160 mg CO₂ / g COT et indice d'hydrogène faible à moyen inférieur à 200 mg HC / g COT.

Et pour le type IV, c'est la courbe a indice d'oxygène plus important supérieur à 170 mg CO₂ / g COT et indice d'hydrogène très faible qui peut atteindre 50 mg HC / g COT.

Son fonctionnement nécessite les données d'IH et d'IO de la roche mère. Une fois insérées dedans, les valeurs vont apparaître sur le diagramme sous forme de nuages de points puis lire leur position.

II.1.6.2.4 Le diagramme IH/T^omax :

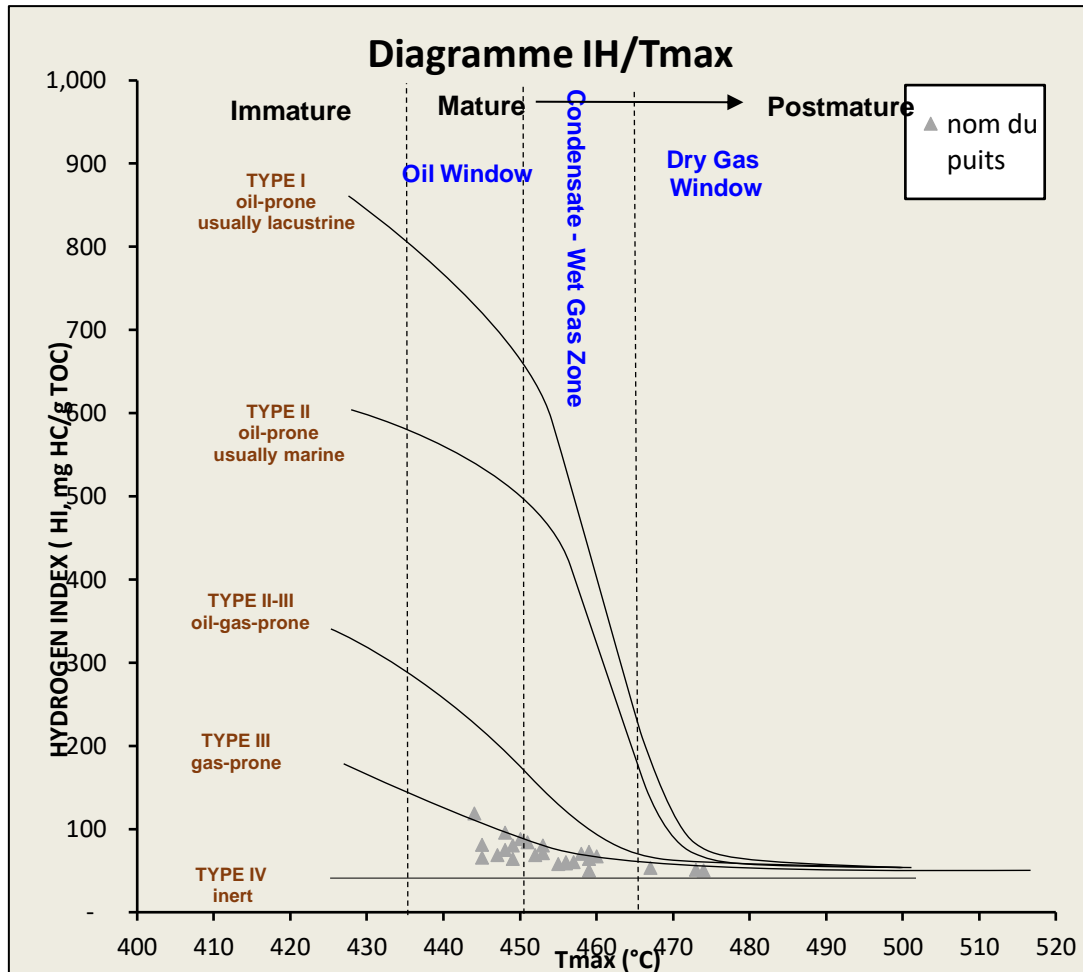


Figure 10: diagramme IH/T_{max}

- le diagramme IH/T_{max} (**Figure 10**) est un outil qui fournit l'information sur la maturité de la roche mère, c'est un diagramme de T_{max} en fonction d'IH subdivisé en quatre parties :

Dans la première partie, les valeurs de T^omax débutent de 400 à 435° C, considéré immature.

Dans la deuxième partie, les valeurs de T^omax sont de 435 à 450° C, c'est en plein phase à huile.

Dans la troisième partie, les valeurs de T^omax sont de 450 à 465 C, c'est la phase condensat.

Dans la quatrième partie les valeurs de T_{max} sont supérieures à 465° C fenêtre à gaz sec.

II.1.6.3 Maturité :

On peut la déduire par deux moyens :

II .1.6.3.1 T°max :

C'est un indicateur d'évolution de la maturité des hydrocarbures défini par la température maximale de la pyrolyse qu'on mesure au maximum du pic S2 (SAIB & AZIEZ, 1999). Voir (Tableau 5)

Tableau 5: T°max en fonction des types de MO (Schlumberger)

T max	Intervalle des valeurs		Estimation qualitative
	Type I	<430°C	
430- 445°C			Huile
>445°C			Condensât- gaz
Type II	<430°C		Immature
	430- 450°C		Huile
	> 450°C		Condensât- gaz
Type III	<430°C		Immature
	430- 465°C		Huile
	465- 540°C		Condensât-gaz humide
	> 540°C		Gaz – sec

II .1.6.3.2 L'indice d'altération thermique (IAT) :

L'Indice d'altération Thermique IAT et un paramètre géochimique de maturité extrait au laboratoire avec la pyrolyse Rock-Eval on l'utilise pour confirmer l'exactitude des diagrammes IH/T°max lorsque le diagramme indique des positions anormales lors de l'utilisation des échantillons en cuttings (Tableau 6)

Tableau 6: maturité en fonction de l'IAT

Paramètre de maturité	Immature	huile	Condensât-gaz humide	Gaz sec	Overmature
IAT	< 2,5	2,5 – 3	3- 3,5	3,5- 4	>4

II.1.6.3.3 La vitrinite :

Le pouvoir réflecteur ou réflectance de la vitrinite (PR) est le rapport entre l'intensité lumineuse réfléchi sur la macéral et l'intensité lumineuse incidente. (**Tableau 7**)

Tableau 7: réflectance de vitrinite en fonction du type de MO (Schlumberger)

Réflectance de vitrinite %	Type de kérogène		
	I	II	III
0	Immature	Immature	Immature
05		Zone à huile	
10	Zone à huile		Zone à huile
5			
20	Zone à gaz à condensat		
25	Zone à gaz sec		

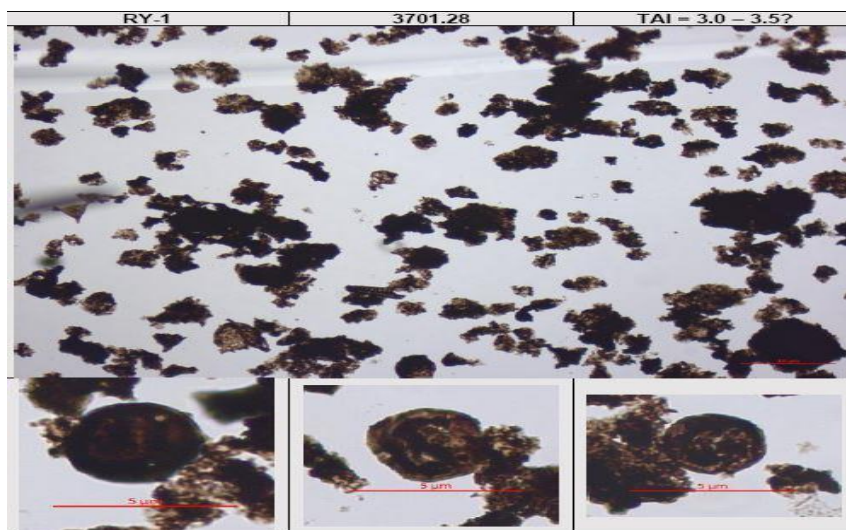


Figure 11 : observation microscopique du kérogène (vitrinite) dans le puits RY-1 (in Kadem, 2022)

La (**Figure 11**) représente une image microscopique du kérogène provenant du puits RY-1 en LPNA. Elles montrent des fragments de matière organique, principalement de la vitrinite qui est un composant clé du kérogène et permet la détermination de la maturité thermique des roches mères.

II.1.7 Autres paramètres essentiels :

II.1.7.1 Le potentiel pétrolier total «PP» :

Il est représenté par la somme $PP=S1+S2$ exprimé en mg d'HC/g de roche. (**Tableau 8**)

Tableau 8: Classification de potentiel pétrolier

PP (mg d'HC/g de roche)	Très faible	Faible	Moyen	Bon	Très bon
	0.01-0.5	0.51-2	2.01-5	5.01-20	>20

II.1.7.2 L'indice de production (ou pétrolier) «IP» :

C'est le rapport entre les hydrocarbures libres et les hydrocarbures Totaux $IP=S1 / (S1+S2)$. (**Tableau 9**)

Tableau 9: Classification d'indice pétrolier

IP	Immature	Mature	Très mature
	<0.1	0.1 –0.4	>0.4

II.1.7.3 Le potentiel en hydrocarbure libres «S1» :

C'est la quantité d'hydrocarbures libres dans la roche.

II.1.7.4 Le potentiel en hydrocarbure résiduel «S2» :

La quantité totale d'huile et de gaz provenant du craquage du kérogène.

Tableau 10: classification de potentiel en hydrocarbure résiduel

S2	Pauvre	Moyen	bon	Très Bon
	0 - 0.5	0.5 – 1	1 – 2	>2

II.1.8 La modélisation 1D :

La modélisation 1D est un outil qui permet une meilleure intégration des données géologiques disponibles pour révéler les défis d'exploration dans les bassins sédimentaires en ressources pétrolières et gazières. Elle est réalisée par le logiciel Temis Flow crée par Beicip-Franlab qui est un programme qui permet de simuler la genèse, la migration et le piégeage des hydrocarbures dans les bassins sédimentaires au cours des temps géologiques.

Ce logiciel nécessite la présence des données géologiques et géochimiques de la roche mère désirée à étudier qu'on intègre à l'intérieur suivant les étapes suivantes :

Première étape : construction D'un model sédimentaire

Débuté par l'insertion des âges (formations) en déterminant leur toit et mur, ensuite les épaisseurs, puis mixer les formation en lithologie, cette dernière détermine un model 3D du bassin avec le taux de compaction et d'érosion et la conductivité thermique après insérer les conditions thermique dont la température de surface, température du manteau supérieur et le gradient géothermique pour chaque périodes et enfin définir notre roche mère à étudier .

Deuxième étape : vérifier et analyser les résultats de simulation

Dont le Model de calibration thermique qui consiste à ajuster les valeurs de vitrinite suggérées par le modèle et la réalité qui contient deux courbes ; courbe de vitrinite % en fonction de la profondeur et courbe de température °C en fonction de la profondeur extrait de la roche réservoir.

Premièrement insérer les valeurs de vitrinite réelles obtenues au laboratoire dans le modèle de calibration thermique fournit par le logiciel puis vérifier la simulation des valeurs réelles et de la courbe de vitrinite du modèle

Si les valeurs sont similaires, le model ne nécessite pas de calibration en contre, si les valeurs contiennent un intervalle important, le modèle doit être ajusté en contrôlant les épaisseurs érodées et le flux de chaleur jusqu'à calibration plus au moins bonne avec un intervalle d'erreur de 1,5(%).

La courbe d'enfouissement est un élément simuler par le logiciel elle implique les âges en fonction des profondeurs, qui sert à fournir les informations suivantes :

- le timing de génération qui est le plus important car la déduction du moment de génération nous permet de localiser les hydrocarbures a la faveur des événement tectonique arriver à partir du moment de début de génération, par exemple la discordance hercynienne période d'érosion majeure qui a érodé presque toute les formation du paléozoïque donc dismigration des hydrocarbures présents durant cette période

- le TR est le taux de transformation TR du kérogène en hydrocarbure et son évolution dans le temps avec une échelle de pourcentage qui détermine dans quelle phase est rentré (**Figure 12**) et (**Tableau 11**) :

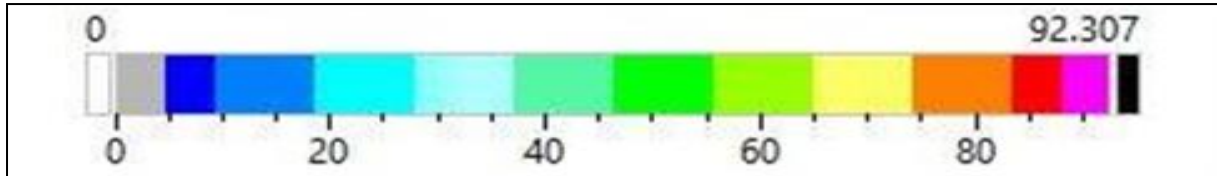


Figure 12: échelle du taux de transformation d'hydrocarbures en %

Tableau 11: phase de maturité du kérogène en fonction du taux de transformation

Taux de transformation (%)	0- 20	20- 50	50- 90	90-97	97-100
Phase de Maturité	Immature	huile	Condensat – gaz humide	Gaz sec	cramé

CHAPITRE III :
CARACTÉRISATION
GÉOCHIMIQUE

Introduction

La caractérisation géochimique consiste à déterminer la répartition des éléments chimiques, de leur distribution dans les roches, minéraux, les eaux et les gaz terrestres, ainsi que leur origine, nature et leur comportement lors des processus géologiques. Dans ce chapitre nous avons réalisé une caractérisation géochimique pour les puits ZCH-1, RRMN-1, RFRNW-1 et RY-1 pour déterminer d'abord le type de la roche mère puis sa richesse et enfin sa maturité pour mettre en évidence sa rentabilité et donc la valeur économique qu'elle peut apporter.

Remarque : le choix des puits c'est fait par apporta la disponibilité du maximum de données.

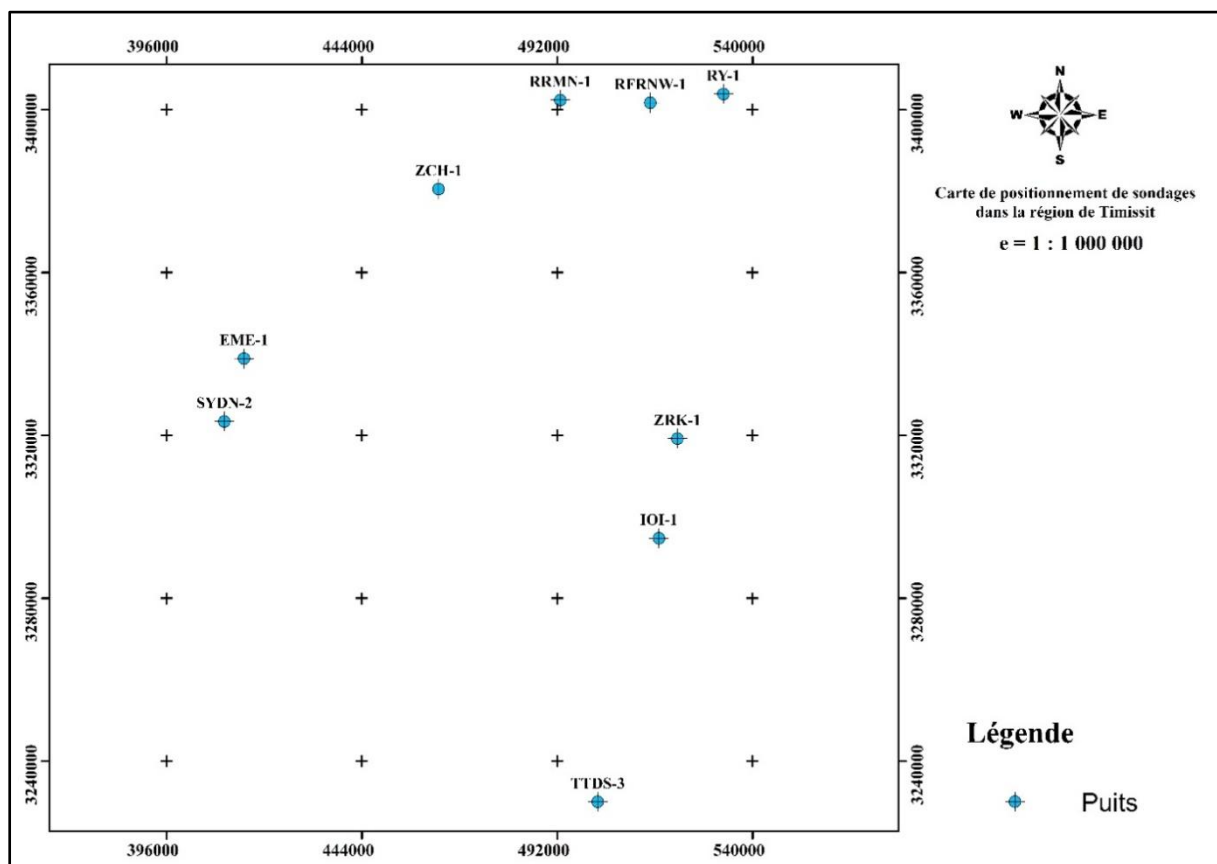


Figure 13 : Carte montrant la position des différents puits, réalisés au niveau de la région de Rhourde el Fares (in Khouni & Bouchama, 2024).

III.1 Evaluation des caractéristiques géochimique des niveaux roche mère dans la zone d'étude :

Pour une évaluation plus précise des cartes iso-pâques, iso-COT et iso-T°max apportées de Sonatrach réalisées suivant les données géochimiques issues des résultats d'analyse de la matière organique au niveau des sondages. Qu'on a examiné et interprété.

Remarque : Les cartes iso-pâque, iso-COT et iso-T°max ne sont pas réalisées que pour les puits étudiant.

Tableau 12: Valeurs moyennes des paramètres géochimiques de la pyrolyse Rock-Eval de roche mère Fammenien-Strunien, Frasnien de la région de Rhourde el Fares

Puits	Cordonnées		Epaisseur en m		COT en w%		T°max en (C°)	
	X	Y	Fammenien-Strunien	Frasnien	Fammenien-Strunien	Frasnien	Fammenien-Strunien	Frasnien
ZRK-1	521513	3319227	-	84	-	8,8	-	476
IOI-1	516944	3294750	-	48	-	8,3	-	468
ZCH-1	462823	3380510	595	230	2,5	10,4	423	-
RFRNW-1	514821	3401719	590	170	7,2	6,6	436	425
RY-1	532804	3403851	132	146	3,1	4,5	-	460
RRMN-1	492736	3402369	630	160	2,5	7,3	439	454
SYDN-2	410189	3323457	420	85	1,9	8	429	428
EME-1	415033	3338880	314	-	2	-	438	-
TTDS-3	501918	3230040	235	30	2,3	3,1	440	444

III.2 Carte en iso-pâque (épaisseur) :

C'est une carte iso-épaisseur présentant les variations d'épaisseur d'une formation ou d'un horizon géologique particulier dans une région donnée, permettant à identifier des zones à potentiel élevé en génération d'hydrocarbures dans ce cas, et à comprendre la géométrie et l'évolution des bassins sédimentaires (Bourg & R, 2003).

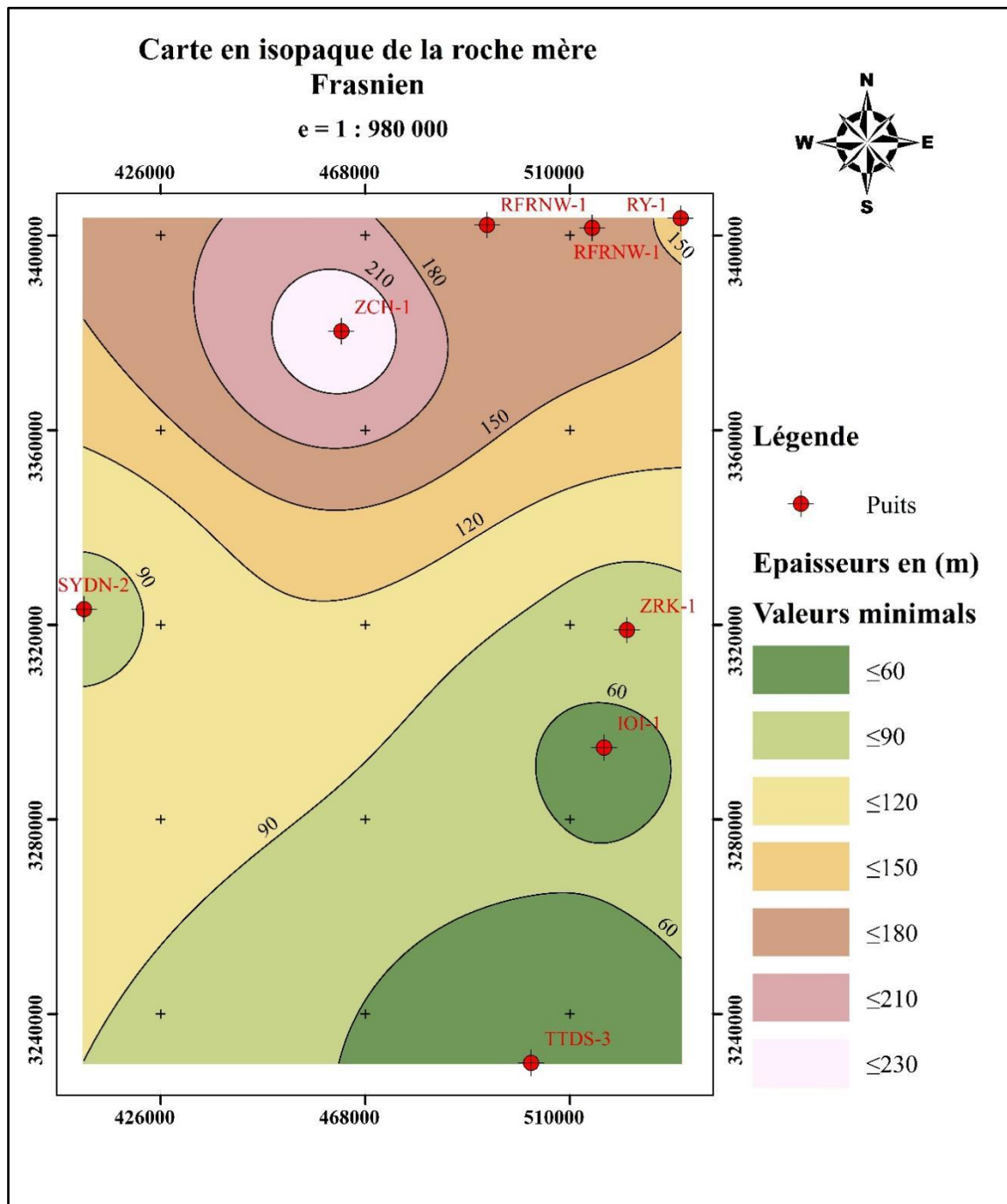


Figure 15: Carte en Iso-pâques de la roche mère Frasnienne, de la région de Rhourde el Fares

II.2.2 Interprétation de la carte iso-pâque du Frasnien (figure 15) :

L'analyse de la carte en iso-pâque montre une variation d'épaisseur d'une zone à l'autre. Cependant, on observe une augmentation régulière du Sud vers le Nord, où l'épaisseur maximale dépasse 210 mètres au niveau du puits ZCH-1. Au-delà, on observe des épaisseurs moyennes allant de 90 m à 150m à l'Est et à l'Ouest.

III.3 Carte iso-COT (de richesse) :

C'est un outil essentiel pour l'évaluation de qualité de la roche mère et de mieux comprendre la distribution du COT dans une roche mère donnée, elle permet d'orienter les forages vers les zones les plus prometteuses, ce qui permet d'optimiser les ressources et d'augmenter les opportunités de découverte de gisements de pétrole ou de gaz exploitables (Tableau 2) (Duncan & H, 2012).

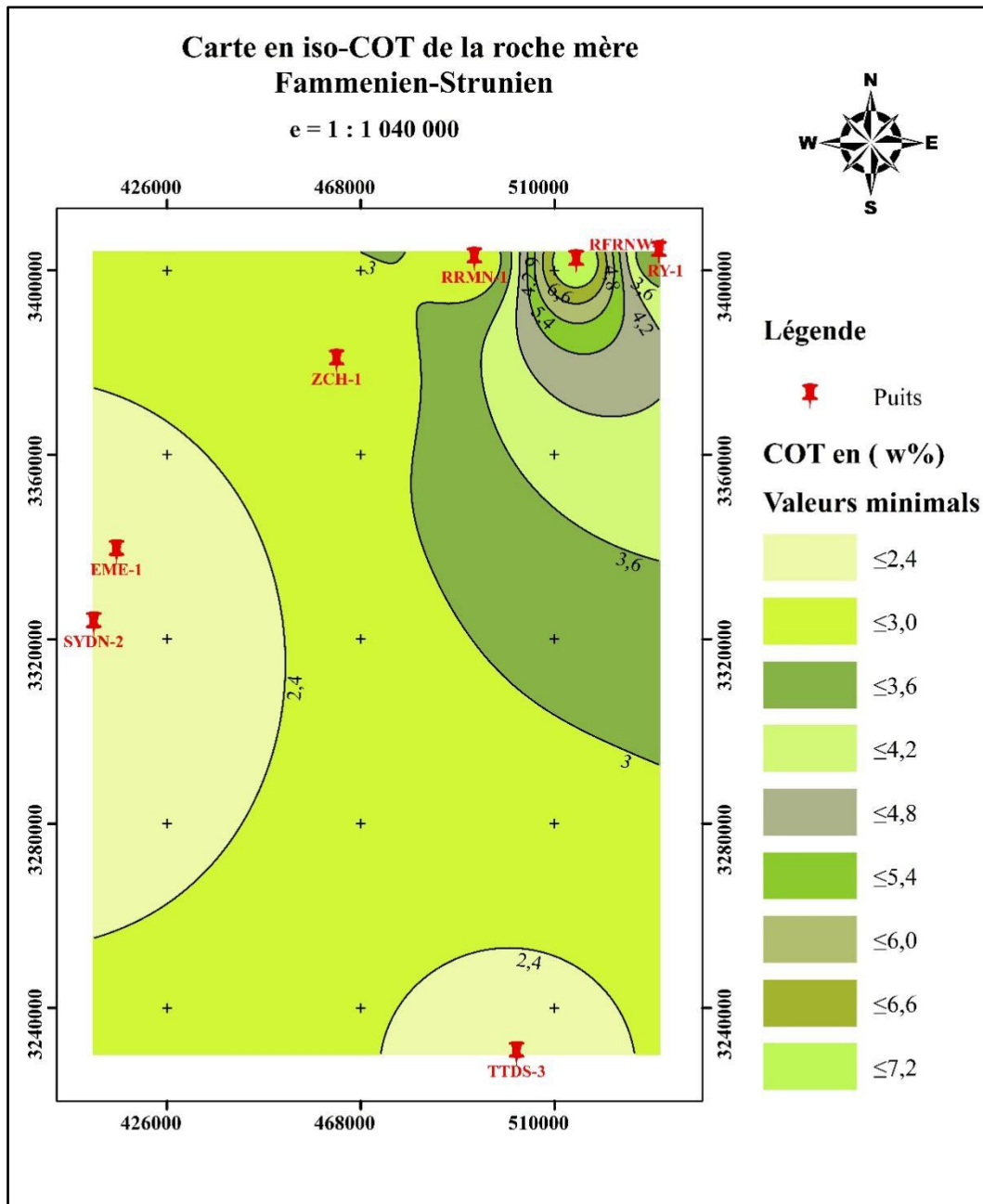


Figure 16: Carte en Iso-COT de la roche mère Fammenien-Strunien, de la région de Rhourde el Fares

II.3.1 Interprétation de la carte iso-COT du Fammenien-Strunien (Figure 16) :

La partie nord-est de la carte, où se trouvent les puits RFRNW-1 et RY-1, présente des teneurs en COT plus élevées, supérieure à 4,2% et peut atteindre 7,2 %. Ces zones sont potentiellement les plus riches en matière organique, ce qui est essentiel pour la génération de pétrole ou de gaz.

Les zones où se situent les puits RRMN-1 et ZCH-1 au nord de la carte, TTDS-3 au sud-est de la carte, SYDN-2 et EME-1 à l'ouest de la carte, montrent des teneurs en COT plus faibles inférieures à 4,2%. Ces zones ont un potentiel moindre pour la génération d'hydrocarbures.

Sur la carte on observe une différence remarquable des teneurs en COT dans une même région qui est dû au taux et la répartition de matière organique présente dans chaque endroit et de l'environnement de préservation de cette dernière (environnement anoxique).

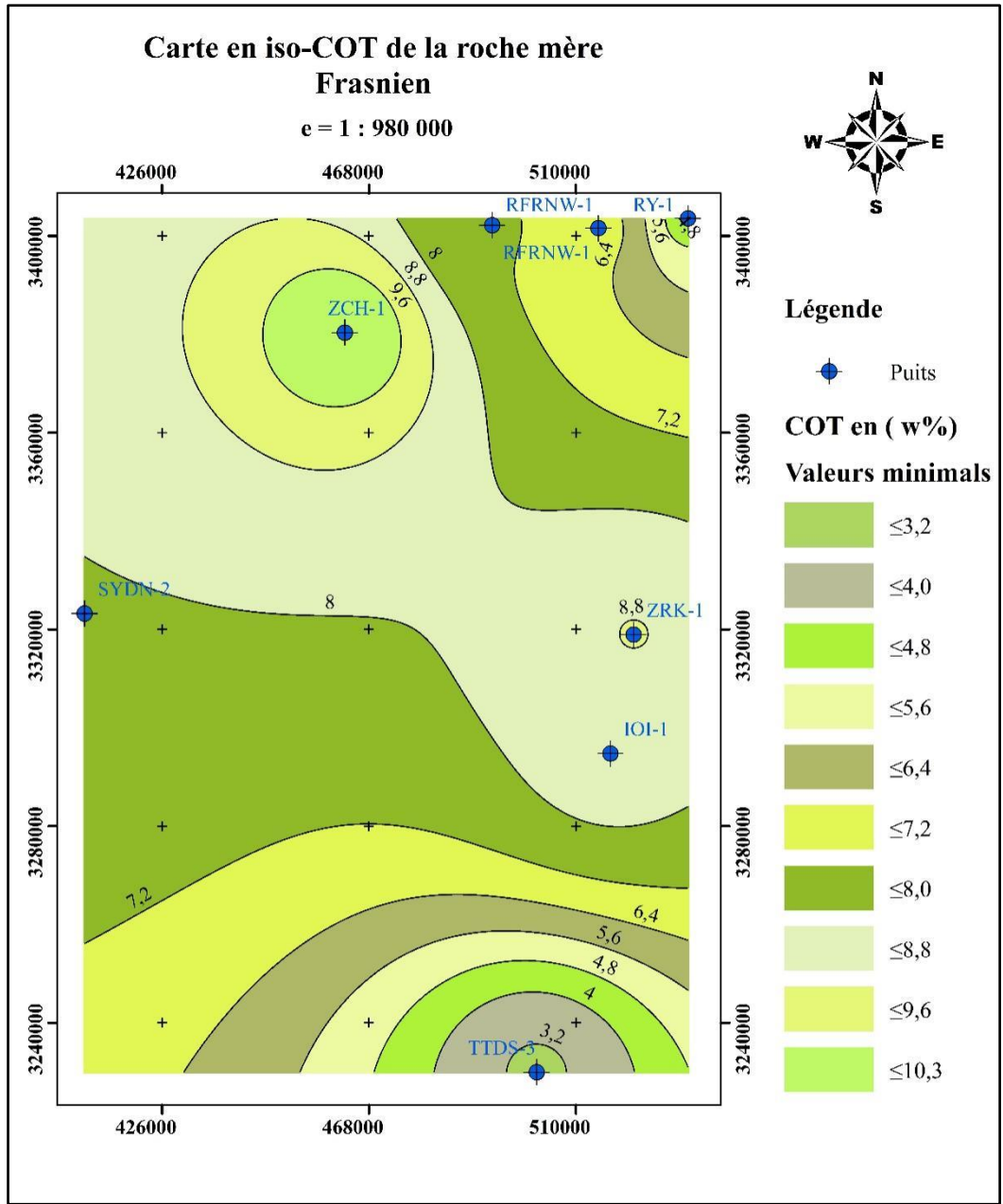


Figure 17: Carte en Iso-COT de la roche mère Frasnienne, de la région de Rhourde el Fares

III.3.2 Interprétation de la carte iso-COT du Frasnien (Figure 17) :

Les zones avec des valeurs élevées de COT supérieures à 4% allant jusqu'à 10,3% se trouvent principalement autour des puits ZCH-1, ZRK-1, IOI-1, SYDN-2, RRMN-1, RY-1 et RFRNW-1 indiquant des régions à abondance en matière organique donc un potentiel élevé de génération d'hydrocarbures. On remarque que dans une même région une importante différence des teneurs en COT issu de la quantité et de la variation de distribution de la matière organique ainsi que les conditions de préservation de cette dernière (milieu anoxique).

Les régions autour du puits TTDS-3 situées principalement au sud possèdent des valeurs plus faibles ($\leq 3,2\%$).

Ces variations de COT dans les deux cartes peuvent indiquer différentes conditions de dépôt sédimentaire. Les zones riches en COT sont probablement des environnements anoxiques où la matière organique a été bien préservée.

III. 4 La carte iso-T°max (maturité thermique):

Ce type de carte montre la distribution des températures maximales (T°max) atteintes par la roche mère, ce qui est un indicateur de maturité thermique des hydrocarbures. Plus les températures sont élevées plus la maturité est importante, cette dernière est nécessaire pour la génération et la migration d'hydrocarbures (Berg & J, 1999) (Tableau 5).

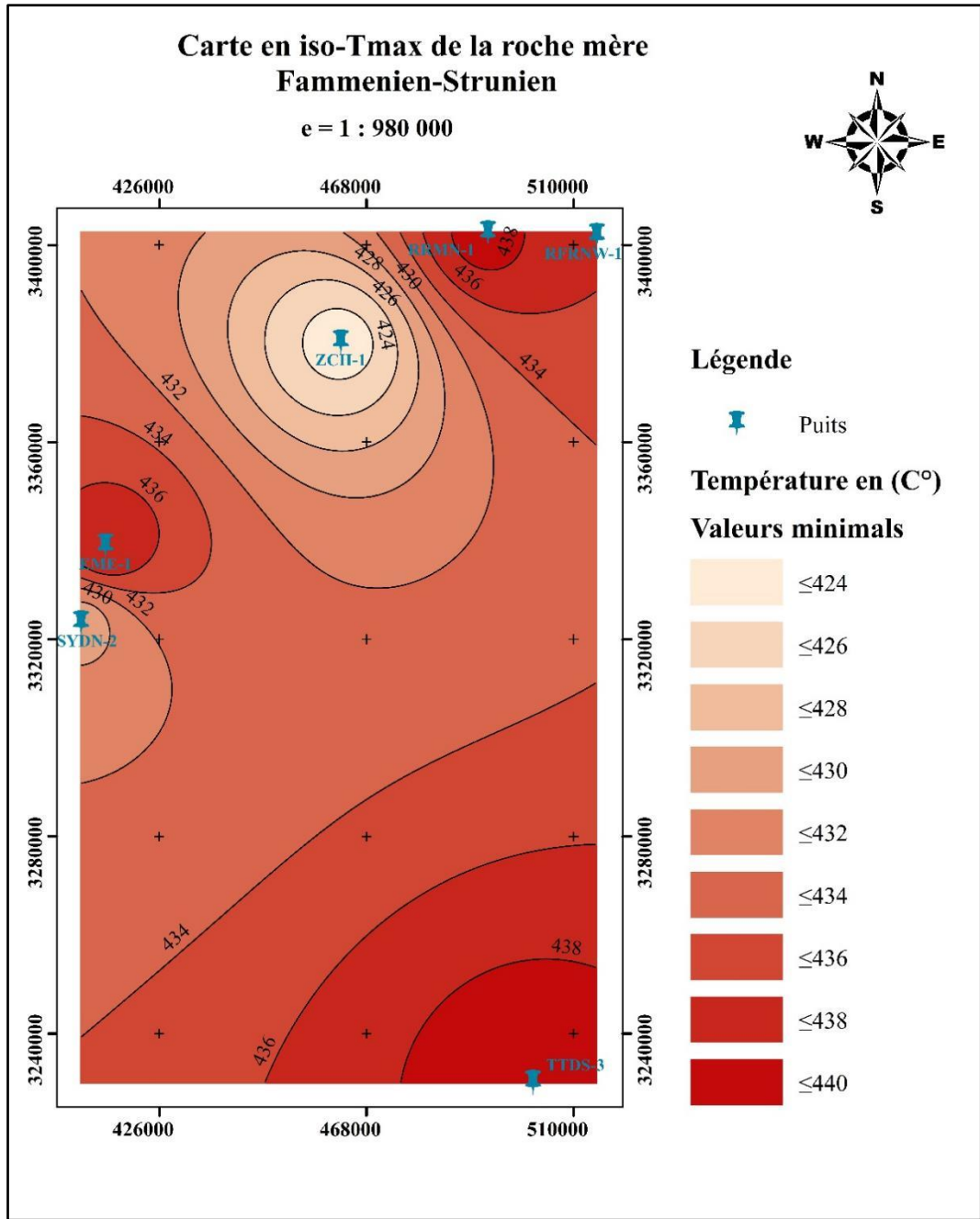


Figure 18: Carte en Iso-T_{max} de la roche mère Fammenien-Strunien, de la région de Rhourde el Fares

III.4.1 Interprétation de la carte iso-T°max du Fammenien-Strunien (figure 18) :

Au niveau des zones autour des puits RY-1, RFRNW-1, EME-1 et TTDS-3, les valeurs T°max élevées atteignent 438°C voir 440°C, ont une maturité thermique élevée.

En revanche, les zones autour des puits ZCH-1 et SYDN-2 montrent des températures maximales moins élevées, autour de 424°C à 426°C, donc une moindre maturité.

Les températures plus élevées indiquent que la matière organique a subi une transformation thermique suffisante pour générer des hydrocarbures, provoqués par un enfouissement important ou flux de chaleur considérable.

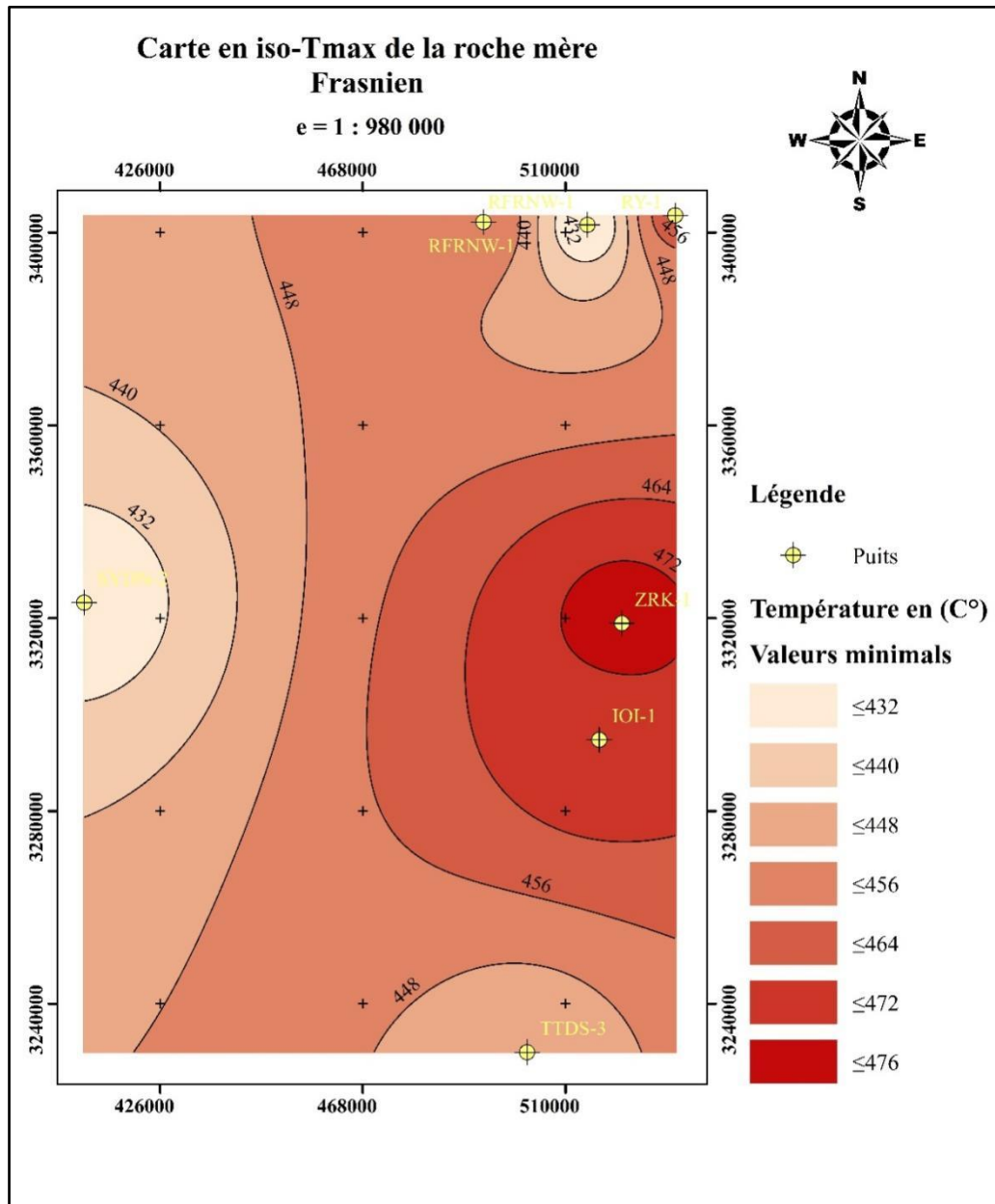


Figure 19: Carte en Iso-T^{max} de la roche mère Frasnienne, de la région de Rhourde el Fares

III.4.2 Interprétation de la carte iso-T°max du Frasnien (figure 19) :

La carte présente les températures maximales pour chaque puits ce qui met en évidence leur classement en taux de maturité.

Au niveau des zones autour des puits ZRK-1, IOI-1 et RY-1, les valeurs de T°max sont les plus élevées avec des températures atteignant les 464°C et 472°C allant jusqu'à 476°C ce qui indique que c'est la zone de maturité thermique la plus importante à la faveur d'un enfouissement très approfondi ou exposer un flux de chaleur important.

En outre au environ des autres puits RFRNW-1, RRMN-1, TTDS-3 et SYDE-2 la température est moins élevée par rapport au puits précédents entre 432 °C et 456°C indique une zone mature.

Cet écart de maturité entre les puits est dû à la différence en taux d'enfouissement ou au degré du flux de chaleur.

III.5 Filtration et interprétation des données :

Pour commencer, des forages ont été effectués soit par carottages ou par destruction puis on échantillonne en récupérant des carottes ou cuttings (débris de formation remonter avec la boue de forage) ensuite ces derniers sont traité au laboratoire et enregistrés en base de données contenant les informations suivantes :

- Le nom du puits
- La nature du forage (cuttings-carottes)
- Age de la formation
- Les paramètres Rock-eval (TOC, S1, S2, IH, IO, PP, IP, T°max).
- L'Indice d'Altération Thermique (indicateur de maturité).

Après la structuration et l'alimentation de la base de données, un tri est établi pour exclure les mesures inutiles selon les critères de filtrage suivantes :

- S2 < 0,2
- T°max < 400
- TOC > 1 et IH < 50
- TOC < 0,4
- IO > 300

Une fois que les données sont filtrées, elles sont représentées par les diagrammes IH/IO et IH/T°max pour définir le type et la maturité des roches mère dans un puits donné.

Les tableaux ci-dessous représentent un exemple de filtration des données dans le puits RY-1, en l'occurrence, le (Tableau 13) représente les données avant filtration et le (Tableau 14) après filtration.

Tableau 13: données rock-Eval des paramètres géochimiques du puits RY-1 avant filtration

num	well	nature	Formation	depth	TOC	S1 pre	S2 pre	S1 post	S2 post	S3	HI	OI	PP	PI	Tmax	TAI
				m	%wt	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	°C	
1	RY-1	cuttings	Fammenian-Strunian	3452	4,54	0,2	0,26	0,26	1,74	1,39	38	31	-	-	408	3,0-3,5
2	RY-1	cuttings	Fammenian-Strunian	3469	1,15	0,03	0,01	0,02	0,08	0,97	7	84	-	-	444	-
3	RY-1	cuttings	Fammenian-Strunian	3485	1,93	0,37	0,24	0,06	0,39	0,68	20	35	-	-	445	-
4	RY-1	cuttings	Fammenian-Strunian	3496	1,79	0,14	0,27	0,06	0,41	0,58	23	32	-	-	443	-
5	RY-1	cuttings	Fammenian-Strunian	3512	3,35	0,67	0,8	0,07	0,79	0,81	24	24	-	-	438	-
6	RY-1	cuttings	Fammenian-Strunian	3524	5,37	0,8	0,95	0,09	1	0,93	19	17	-	-	435	-
7	RY-1	cuttings	Fammenian-Strunian	3536	5,88	1,32	1,45	0,09	1,49	1,22	25	21	-	-	436	3,1
8	RY-1	cuttings	Fammenian-Strunian	3559	2,7	0,28	0,88	0,04	0,87	0,8	32	30	-	-	450	-
9	RY-1	cuttings	Fammenian-Strunian	3571	2,22	0,36	0,61	0,15	0,74	0,79	33	36	-	-	438	-
10	RY-1	cuttings	Fammenian-Strunian	3584	2,72	0,47	0,79	0,14	0,83	0,54	31	20	-	-	440	-
11	RY-1	core	Frasnian	3614,68	3,72	1,28	4,8	0,12	3,83	0,28	103	8	6,08	0,21	456	3,1
12	RY-1	core	Frasnian	3616,26	3,67	2,56	5,61	0,12	2,31	0,26	63	7	8,17	0,31	459	-
13	RY-1	core	Frasnian	3623,68	4,92	1,57	3,9	0,1	1,46	0,48	30	10	5,47	0,29	444	-
14	RY-1	core	Frasnian	3626,5	4,25	1,29	1,83	0,1	1,42	0,63	33	15	3,12	0,41	434	-
15	RY-1	core	Frasnian	3628,77	3,62	0,81	0,95	0,08	0,98	0,8	27	22	1,76	0,46	435	-
16	RY-1	core	Frasnian	3631,57	4,84	1,86	4,81	0,11	3,22	0,51	67	11	6,67	0,28	463	-
17	RY-1	core	Frasnian	3641,39	4,21	1,85	4,25	0,11	3,8	0,27	90	6	6,10	0,30	462	-
18	RY-1	core	Frasnian	3644,53	4,1	1,33	2,35	0,14	1,85	0,49	45	12	3,68	0,36	439	-
19	RY-1	core	Frasnian	3650,82	4,71	1,52	3,91	0,08	3,21	0,31	68	7	5,43	0,28	456	-
20	RY-1	core	Frasnian	3652,62	3,26	3,95	4,2	0,2	2,45	0,29	75	9	8,15	0,48	458	-
21	RY-1	core	Frasnian	3661,26	4,2	1	1,15	0,11	1,05	0,69	25	16	2,15	0,47	437	-
22	RY-1	core	Frasnian	3664,66	4,4	1,83	4,47	0,1	3,52	0,31	80	7	6,30	0,29	461	-
23	RY-1	core	Frasnian	3669,64	7,81	2,27	5,87	0,11	4,68	0,5	60	6	8,14	0,28	459	-
24	RY-1	core	Frasnian	3673,68	3,72	1,16	2,98	0,14	2,67	0,32	72	9	4,14	0,28	463	-
25	RY-1	core	Frasnian	3687,66	3,89	1,12	2,68	0,12	2,36	0,42	61	11	3,80	0,29	451	-
26	RY-1	core	Frasnian	3690,5	4,04	1,9	4,13	0,1	3,15	0,2	78	5	6,03	0,32	461	-
27	RY-1	core	Frasnian	3692,85	2,56	0,9	1,37	0,12	1,25	0,38	49	15	2,27	0,40	456	-
28	RY-1	core	Frasnian	3694,96	7,98	1,61	5,35	0,07	4,68	0,44	59	6	6,96	0,23	468	-
29	RY-1	core	Frasnian	3696,57	7,66	1,26	4,48	0,08	4,42	0,52	58	7	5,74	0,22	469	-
30	RY-1	core	Frasnian	3698,17	7,8	1,97	6,63	0,13	3,89	0,26	50	3	8,60	0,23	460	-
31	RY-1	core	Frasnian	3701,28	6,64	1,03	2,21	0,1	5,03	0,39	76	6	3,24	0,32	462	3,0-3,5?
32	RY-1	core	Frasnian	3704,72	2,89	0,75	1,49	0,21	1,99	0,37	69	13	2,24	0,33	463	-
33	RY-1	cuttings	Frasnian	3710	3,49	0,47	1,24	0,11	0,84	0,63	24	18	-	-	441	-
34	RY-1	cuttings	Frasnian	3721	6,69	1,61	2,31	0,19	1,88	0,59	28	9	-	-	448	-
35	RY-1	cuttings	Frasnian	3726	3,61	0,47	1,26	0,14	1,27	0,53	35	15	-	-	451	-
36	RY-1	cuttings	Frasnian	3731	6,37	1,31	1,29	0,12	1,24	0,63	19	10	-	-	440	-
37	RY-1	cuttings	Frasnian	3737	3,54	0,59	1,12	0,07	1	0,62	28	18	-	-	446	-
38	RY-1	cuttings	Frasnian	3741	3,86	0,52	0,68	0,11	0,75	0,6	19	16	-	-	439	-
39	RY-1	cuttings	Frasnian	3746	5,09	0,38	0,74	0,08	0,66	0,56	13	11	-	-	438	-
40	RY-1	core	Frasnian	3750,92	2,1	0,53	0,68	0,19	1,23	0,26	59	12	1,21	0,44	458	-
41	RY-1	core	Frasnian	3755,5	4,23	1,15	3,67	0,06	0,74	0,59	17	14	4,82	0,24	444	-
42	RY-1	core	Frasnian	3758,16	4,89	1,49	5,22	0,1	3,94	0,32	81	7	6,71	0,22	460	-
43	RY-1	core	Frasnian	3760,1	4,38	1,62	4,38	0,12	3,25	0,34	74	8	6,00	0,27	462	3,0-3,5?

Tableau 14: données rock-Eval des paramètres géochimiques du puits RY-1 après filtration

num	well	nature	Formation	depth	TOC	S1 pre	S2 pre	S1 post	S2 post	S3	HI	OI	PP	PI	Tmax	TAI
				m	%wt	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g	mg/g		°C	
11	RY-1	core	Frasnian	3614,68	3,72	1,28	4,8	0,12	3,83	0,28	103	8	6,08	0,21	456	3,1
12	RY-1	core	Frasnian	3616,26	3,67	2,56	5,61	0,12	2,31	0,26	63	7	8,17	0,31	459	-
16	RY-1	core	Frasnian	3631,57	4,84	1,86	4,81	0,11	3,22	0,51	67	11	6,67	0,28	463	-
17	RY-1	core	Frasnian	3641,39	4,21	1,85	4,25	0,11	3,8	0,27	90	6	6,10	0,30	462	-
19	RY-1	core	Frasnian	3650,82	4,71	1,52	3,91	0,08	3,21	0,31	68	7	5,43	0,28	456	-
20	RY-1	core	Frasnian	3652,62	3,26	3,95	4,2	0,2	2,45	0,29	75	9	8,15	0,48	458	-
22	RY-1	core	Frasnian	3664,66	4,4	1,83	4,47	0,1	3,52	0,31	80	7	6,30	0,29	461	-
23	RY-1	core	Frasnian	3669,64	7,81	2,27	5,87	0,11	4,68	0,5	60	6	8,14	0,28	459	-
24	RY-1	core	Frasnian	3673,68	3,72	1,16	2,98	0,14	2,67	0,32	72	9	4,14	0,28	463	-
25	RY-1	core	Frasnian	3687,66	3,89	1,12	2,68	0,12	2,36	0,42	61	11	3,80	0,29	451	-
26	RY-1	core	Frasnian	3690,5	4,04	1,9	4,13	0,1	3,15	0,2	78	5	6,03	0,32	461	-
28	RY-1	core	Frasnian	3694,96	7,98	1,61	5,35	0,07	4,68	0,44	59	6	6,96	0,23	468	-
29	RY-1	core	Frasnian	3696,57	7,66	1,26	4,48	0,08	4,42	0,52	58	7	5,74	0,22	469	-
30	RY-1	core	Frasnian	3698,17	7,8	1,97	6,63	0,13	3,89	0,26	50	3	8,60	0,23	460	-
31	RY-1	core	Frasnian	3701,28	6,64	1,03	2,21	0,1	5,03	0,39	76	6	3,24	0,32	462	3,0-3,5?
32	RY-1	core	Frasnian	3704,72	2,89	0,75	1,49	0,21	1,99	0,37	69	13	2,24	0,33	463	-
40	RY-1	core	Frasnian	3750,92	2,1	0,53	0,68	0,19	1,23	0,26	59	12	1,21	0,44	458	-
42	RY-1	core	Frasnian	3758,16	4,89	1,49	5,22	0,1	3,94	0,32	81	7	6,71	0,22	460	-
43	RY-1	core	Frasnian	3760,1	4,38	1,62	4,38	0,12	3,25	0,34	74	8	6,00	0,27	462	3,0-3,5?

III.6 Interprétation des Diagrammes IH/IO :

Le diagramme IH/IO consiste à la démonstration de la répartition du kérogène dans la roche mère selon les indices d'hydrogène et d'oxygène pour spécifier le type de roche mère.

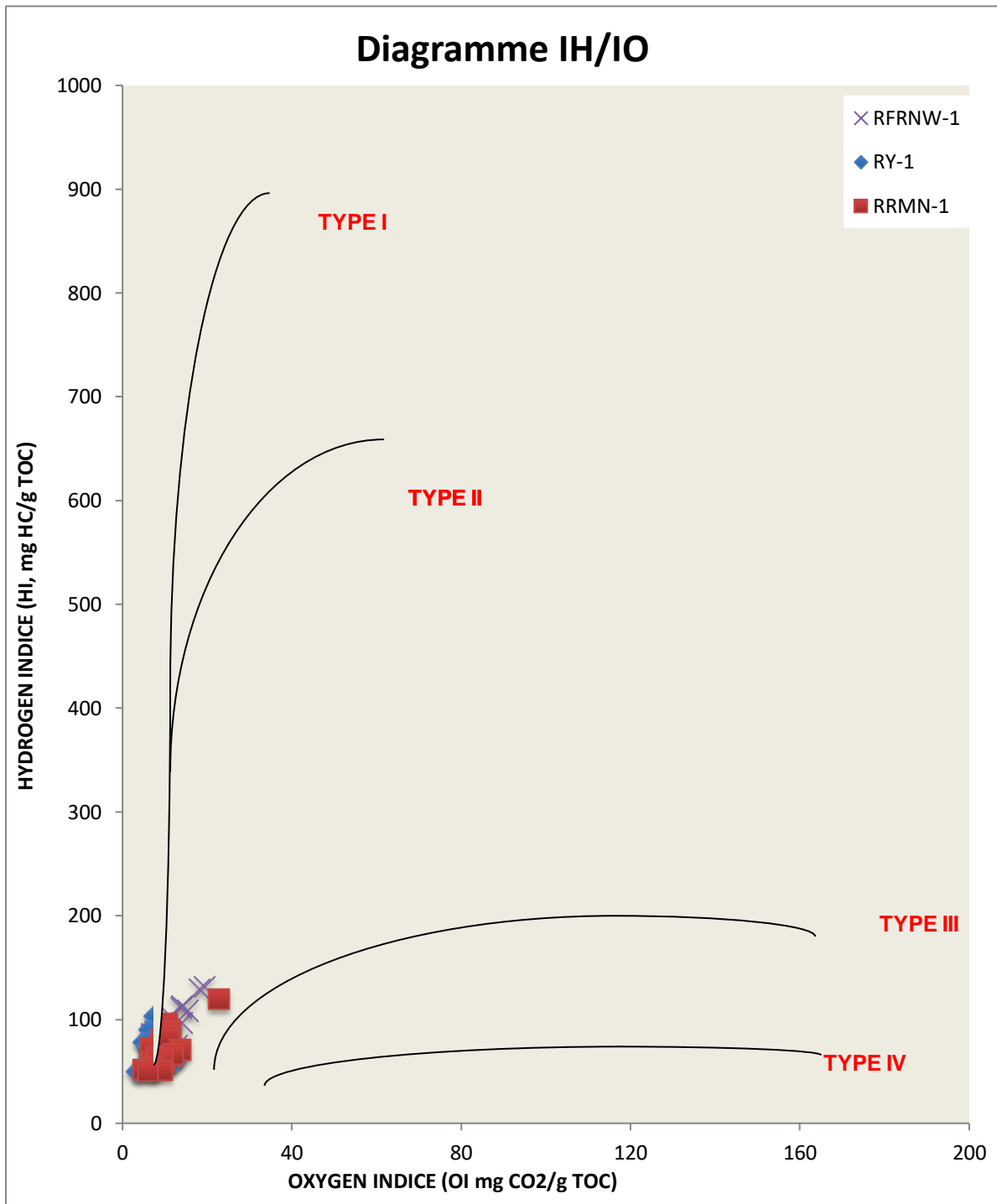


Figure 20: diagramme IH/IO démontrant le type de roche mère dans les puits RY-1, RFRNW-1 et RRMN-1 du Frasnien

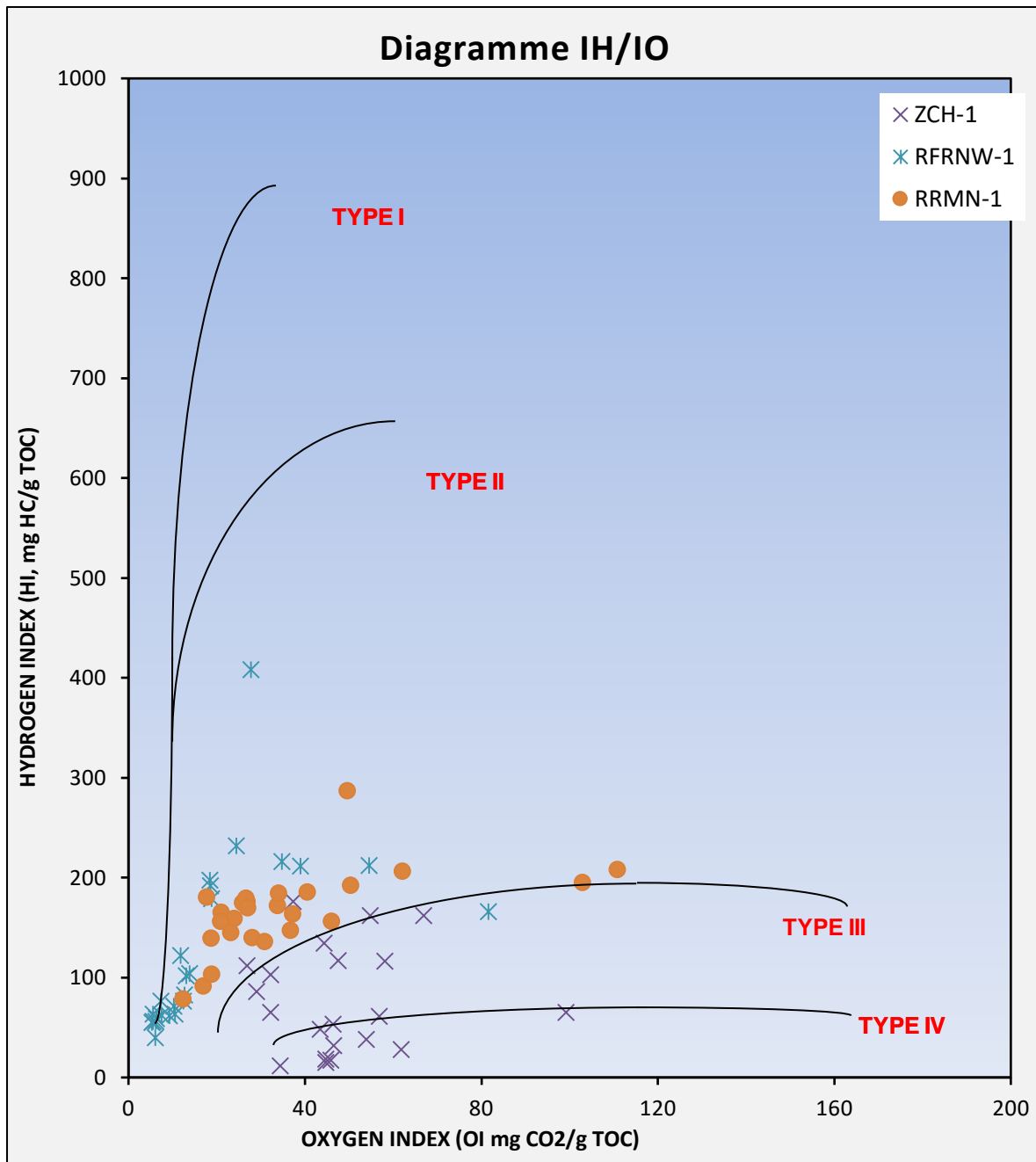


Figure 21: Diagramme IH/ IO démontre le type de roche mère dans les puits ZCH-1, RFRNW-1 et RRMN-1 du Fammenien-strunien.

L'analyse des diagrammes IH/IO obtenus mettent en évidence le type de roche mère dans les puits ZCH-1, RY-1, RFRNW-1 et RRMN-1 du **Frasnien** (Figure 20) la position des valeurs d'indice d'hydrogène comprises entre 0 et 200 mg HC/g TOC et les valeurs d'indice d'oxygène comprises entre 0 et 40 mg CO₂/g TOC indiquent que la roche mère est de type II (marin).

Remarque le puits ZCH-1 n'est pas pris en considération en raison de filtrage des données non valides (valeurs T°max exclues).

Sur le diagramme du **Fammenien-strunien (Figure 21)**, les puits RFRNW-1 et RRMN-1 se focalisent entre des valeurs d'indice d'hydrogène comprises entre 0 et 400 mg HC/g TOC et des valeurs d'indice d'oxygène comprises entre 0 et 80 mg CO₂/g TOC démontrent que la roche mère est de type II (marin)

Le puits ZCH-1 est représenté dans des positions anormales avec IH compris entre 0 et 200 mg HC/g TOC et IO compris entre 0 et 120 mg CO₂/g TOC donc situé entre le type III et IV (continentale, altéré) ce qui explique une contamination de la roche mère lors du forage (cuttings) ou une altération (oxydation) du kérogène.

Remarque le puits RY-1 n'est pas pris en considération en raison de filtrage des données non valides (valeurs T°max exclues).

III.7 Interprétation des diagrammes IH/T°max :

Le diagramme IH/T°max mène à la déduction du degré de la maturité des roches mère en fonction de l'indice d'hydrogène et les valeurs de T°max.

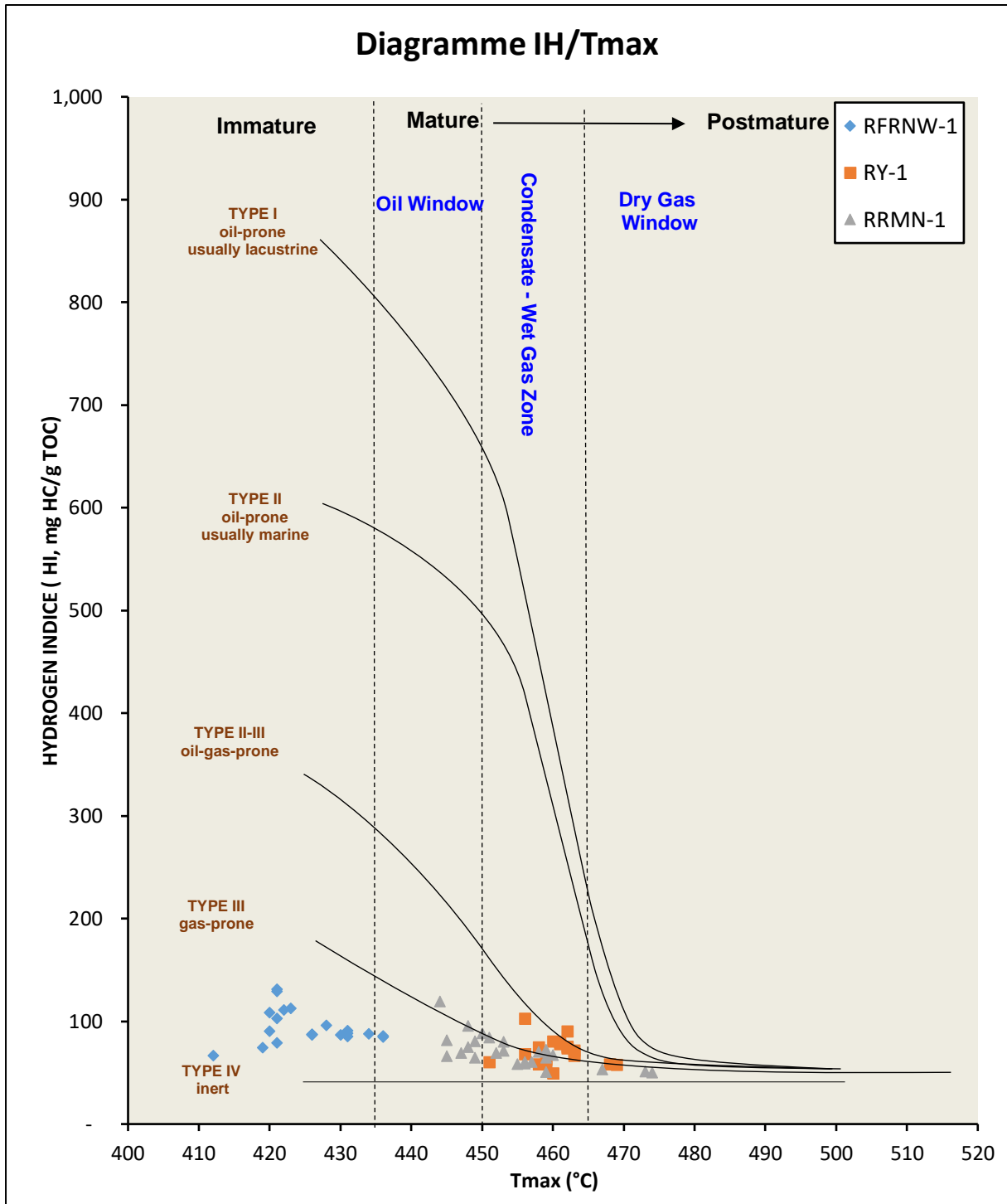


Figure 22: diagramme IH/T^omax montrant la maturité de la roche mère frasnienne dans les puits RY-1, RFRNW-1 et RRMN-1 du frasnien.

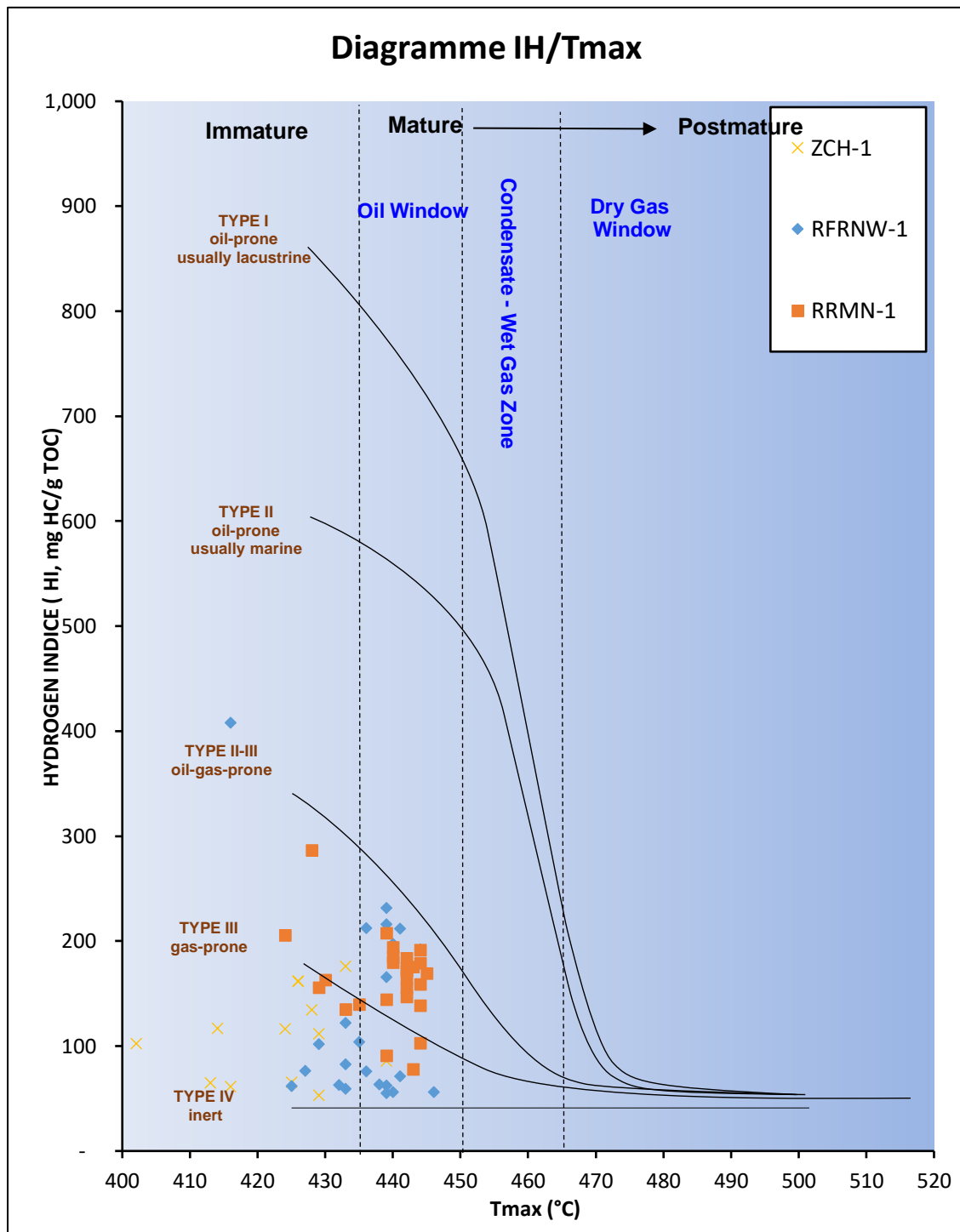


Figure 23: Diagramme IH/T*max démontre la maturité de la roche mère dans les puits ZCH-1, RFRNW-1 et RRMN-1 du Fammenien-strunien

Le diagramme IH/T°max montre la maturité de la roche mère du Frasnien et Fammenien-Strunien dans les puits ZCH-1, RY-1, RFRNW-1 et RRMN-1

III.7.1 Interprétation du diagramme IH/T°max du Frasnien (Figure 22)

On observe dans ce diagramme que le puits RFRNW-1 est immature : des contradictions de grandes profondeurs en allant de 3695 – 3865m où le kérogène est supposé être en phase plus évoluée que l'huile, une valeur d'indice d'altération thermique (IAT) entre 3 et 3,5 indiquant la phase en condensat avec les valeurs de T°max qui diminuent du sommet du puits vers sa base (de 436 à 412 °C) ce qui est anormal, les rapports d'étude au laboratoire ont prouvé que les cuttings de ce puits sont contaminés par la boue de forage.

Le puits RY-1 montre une phase de condensât avec des valeurs T°max régulières de 456 à 469 °C, compatibles avec les profondeurs plus élevées que le puits qui précèdent, c'est un forage en carotte donc il n'est pas contaminé il est bien préservé.

Dans le puits RRMN-1 le kérogène est aussi dans le stade condensât, les valeurs de T°max (444 – 474 °C) sont aussi compatibles avec les profondeurs encore plus élevées (jusqu'à 4710m), L'échantillon a été bien traité au laboratoire, données fiables.

III.7.2 Interprétation du diagramme IH/T°max du Fammenien-strunien (Figure 23)

Selon les valeurs de T°max allant de 402 à 439°C sur diagramme IH/T°max, le puits ZCH-1 est immature par contre certaines données dont les profondeurs atteignant les 3920m à 4415m et la valeur d'IAT de 3 affirment la maturité du kérogène en phase De condensat. Cette contradiction est due à la contamination des cuttings pendant le forage par la boue ou ils ont été mal lavés.

Dans le diagramme IH/T°max le puits RFRNW-1 est en phase de maturité (fenêtre à l'huile). Les profondeurs du puits allant de 3100m à 3690m avec les valeurs d'IAT de 2,6-3 ainsi que les valeurs de T°max 439 – 433 °C peu contaminé (cuttings) confirment l'exactitude du diagramme.

Le puits RRMN-1 sur le diagramme IH/T°max est en pleine phase à huile (mature) ce qui est en accord avec les données, dont les profondeurs allant de 3400m à 4300m, les valeurs d'IAT de 2,6 - 3 et celle de T°max (428 à 444 °C), donc ce puits est peu ou pas contaminé par le forage (cuttings).

Conclusion :

Après avoir effectué cette étude sur les échantillons des quatre puits (ZCH 1, RFRNW-1, RY-1 et RRMN-1) de Rhourde el Fares, nous avons obtenu les résultats suivants : Après l'évaluation des cartes iso-pâque on remarque que pour les deux âges la variation des épaisseurs est du sud vers le nord. Le frasnien avec une épaisseur maximale pour le puits RRMN-1 de 630m, et le Fammenien strunien l'épaisseur maximale et de 210m au niveau du puits ZCH-1. Donc la roche mère frasnienne est la plus épaisse.

Les cartes iso-COT révèle que tous les puits des deux âge sont riche a très riche d'une moyenne de 4,2 à 7,2% de COT pour le Fammenien-strunien et de 4 à 10,3% pour le Frasnienne donc la roche mère frasnienne est la plus riche ce qui fait de cette région un milieu a potentiel pétrolier crucial.

La différence présente dans les taux de COT entre les deux âges est due à la quantité et la distribution de la matière organique dans chaque âge et aussi à la différence du milieu de dépôt (matière organique plus préserver dans le milieu anoxique).

La distribution des Tmax sur les cartes indique que tous les puits sont mature, diffère le stade de maturité en raison des conditions au quelle la matière organique a été exposée dont le taux d'enfouissement et le degré du flux de chaleur.

Les diagrammes IH/IO met en évidence les types de roches mères pour les deux âge dans chaque puits qui sont de type marin avec une position anormale pour le puits ZCH-1 au Fammenien –strunien du a la contamination des échantillons lors du forage.

Les diagrammes IH/Tmax indique tous les puits sauf le puits ZCH-1 au Frasnien et le puits RY-1 au Fammenien strunien sont mature.

CHAPITRE IV :

MODÉLISATION 1D

Introduction :

La matière organique après son incorporation au sein d'un sédiment, divers processus physico-chimiques affectent sa composition et ses propriétés.

L'étude du kérogène permet de connaître et de comprendre l'origine et les milieux de dépôt de la matière organique, son type, son évolution, et ses potentialités en hydrocarbures (BAROUD & MESSAOUDI, 2017). C'est là qu'interviennent les méthodes géochimiques dont La modélisation 1D qui est une technique qui consiste à simuler le comportement, mouvement et distribution des fluides dans un système pétrolier et la transformation du kérogène en hydrocarbures notamment le timing de leur génération et migration de la roche mère. Elle peut aussi être associée avec la modélisation 2D et 3D afin d'avoir l'évolution d'un bassin dans le temps et son intérêt économique.

IV.1 Méthodologie

La mise en place de la modélisation 1D réalisée à Sonatrach a commencé par une vérification de la qualité des données et la préparation des données pour les quatre puits concernés : (ZCH-1, RFRNW-1, RY-1 et RRMN-1). Nous avons chargé les tops (toits) des formations pour diverses unités stratigraphiques sur la plateforme de modélisation Temisflow1D. La combinaison de lithologies a été réalisée dans l'éditeur de lithologie de Temis Flow (comme le Sénonien 10%, Shale et 90% Sand). Il est essentiel de franchir cette étape pour élaborer des courbes de compaction qui serviront à simuler l'évolution du bassin. Des index ont été utilisés pour attribuer chaque lithologie à sa formation. Les valeurs de COT initiales ont été déterminées en utilisant une simple équation dans le bilan massique géochimique de Temis Flow. La fréquence normale des émissions de pétrole et de gaz dans ce dernier un modèle géochimique sera obtenu démontrant de différents éléments stratigraphiques tel que l'historique de dépôt des formations géologiques ainsi que leur érosion et leur taux d'enfouissement, suit la calibration thermique qui consiste à calibrer les valeurs de vitrinite données par le modèle (la courbe vitrinite) avec les données réelles obtenues au laboratoire, cette dernière est contrôlée par les deux facteurs dont le flux de chaleur et les épaisseurs érodées jusqu'à calibration plus ou moins bonne.

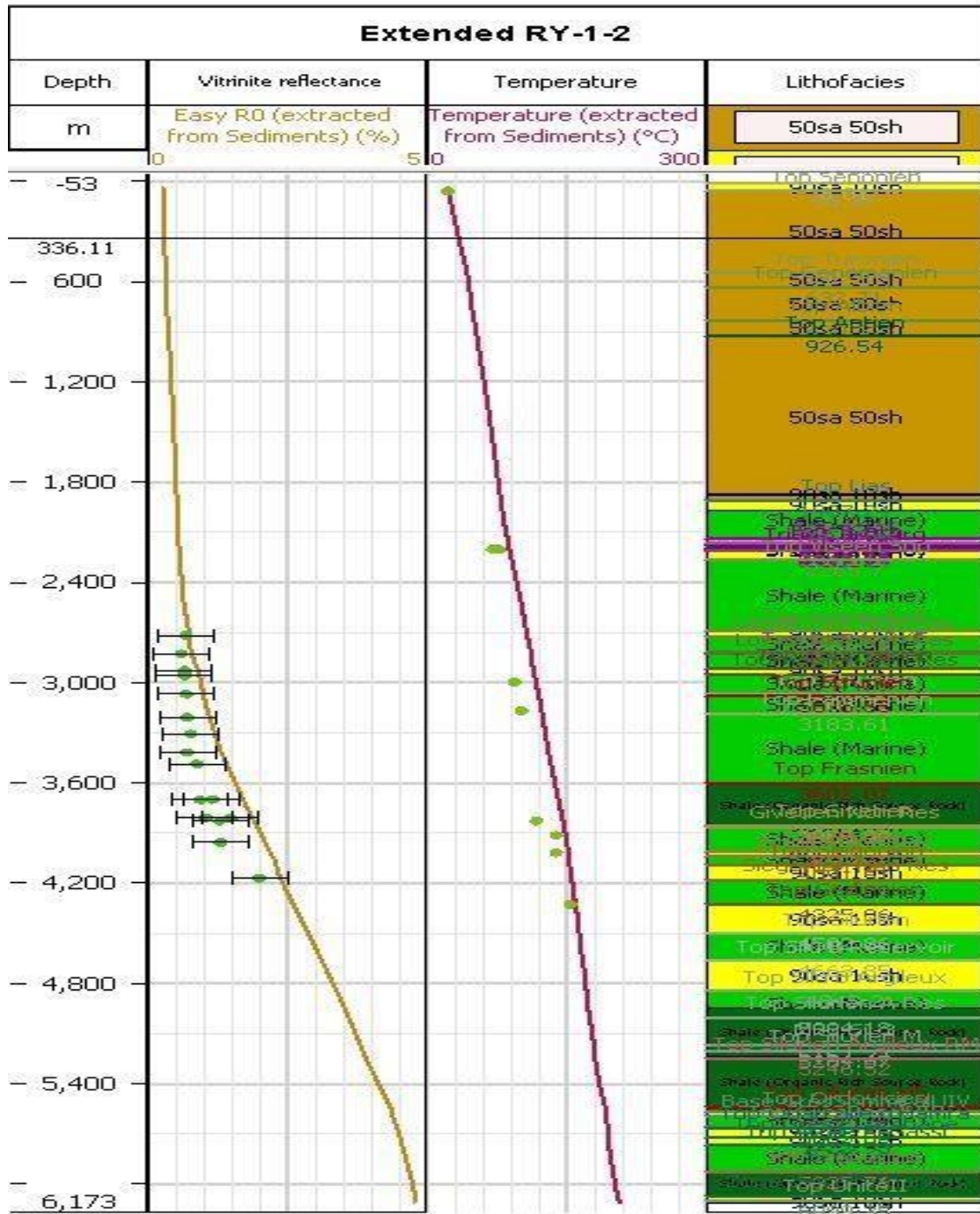


Figure 24: Calibration du modèle d'enfouissement par les valeurs de vitrinite et Calibration thermique (RY-1).

IV.3 Interprétation de la courbe d'enfouissement

La courbe d'enfouissement démontre l'histoire d'évolution de la matière organique au sein des sédiments durant les temps géologiques, cette dernière est inventée par Beicip-Franlab.

- 1- Courbe d'enfouissement des formations depuis le cambrien jusqu'à la dernière formation non érodée.
- 2- Début de génération des hydrocarbures par les deux roches mères.
- 3- Echelle du taux de transformation du kérogène en hydrocarbures.
- 4- Courbe ascendante qui représente une période de surrection des formations (uplift) (discordance hercynienne)
- 5- Maximum de dépôt

La (**Figure 25**) représente le résultat de la modélisation dans le puits RY-1 sous forme d'une courbe d'enfouissement, cette dernière fournit le timing de génération et le taux de transformation (TR) des hydrocarbures dans les roches mères frasnienne et Fammenien-strunien

L'histoire d'enfouissement des formations : Durant le Permien, une stabilisation remarquable de l'enfouissement des formations est due à l'arrêt de sédimentation en cette période, la roche mère frasnienne est à 2700m de profondeur et Fammenien-strunienne à 1900m de profondeur. Au permo-trias (-250MA), une période érosive majeure (discordance hercynienne) a engendré une remontée des formations, dont la roche mère du Frasnien a remonté jusqu'à 1800m de profondeur et la roche mère Fammenienne à 1100m de profondeur. A partir du Jurassique inférieur (environ -245MA), l'enfouissement reprend son chemin (reprise de dépôt) intensément jusqu'à la limite crétacé-paléogène (-65MA) où la roche mère du frasnien atteint les 3900m et celle du Fammenien strunien atteint 3100m de profondeur, puis stabilisation jusqu'à l'actuel (très peu de sédiments récents dans la PFS) mais à une profondeur plus importante qu'au début, où les deux roches mères sont à l'actuel dans les mêmes profondeurs qui précèdent.

Le timing de génération d'hydrocarbures de La roche mère du frasnien est au carbonifère supérieur (-310MA) à une profondeur de 2700m, avec un taux de transformation entre 20 et 30% (fenêtre à huile), la roche mère du Fammenien-strunien a généré les hydrocarbures au carbonifère supérieur à une profondeur de 1900m avec un taux de transformation entre 20 et 30%.

Interprétation de l'évolution de transformation d'hydrocarbures de la roche mère du frasnien : sur la courbe de la roche mère frasnienne le taux de transformation évolué brusquement avec un taux de transformation supérieur à 98% en profondeur de 2700m, cela est dû à épuisement de son potentiel pétrolier, en conséquence la roche mère frasnienne est cramée (over mature).

L'évolution de la roche mère du Fammenien-strunien : au carbonifère supérieur (-300MA) a une profondeur de 1900m, la roche mère a commencé de générer des hydrocarbures avec un taux de transformation entre 20 et 30% (fenêtre a huile) évoluant perpétuellement au permien inférieur (-270MA) entre 45 et 55% (huile à gaz humide)a une profondeur de 1900m jusqu'à la limite crétacé-paléogène (-65MA) à une profondeur de 3100m, suit une autre phase de génération, l'enfouissement de la roche mère est plus important que dans la première phase, avec un taux de transformation entre 55 et 65% (condensat- gaz) a une profondeur stable de 3100m .

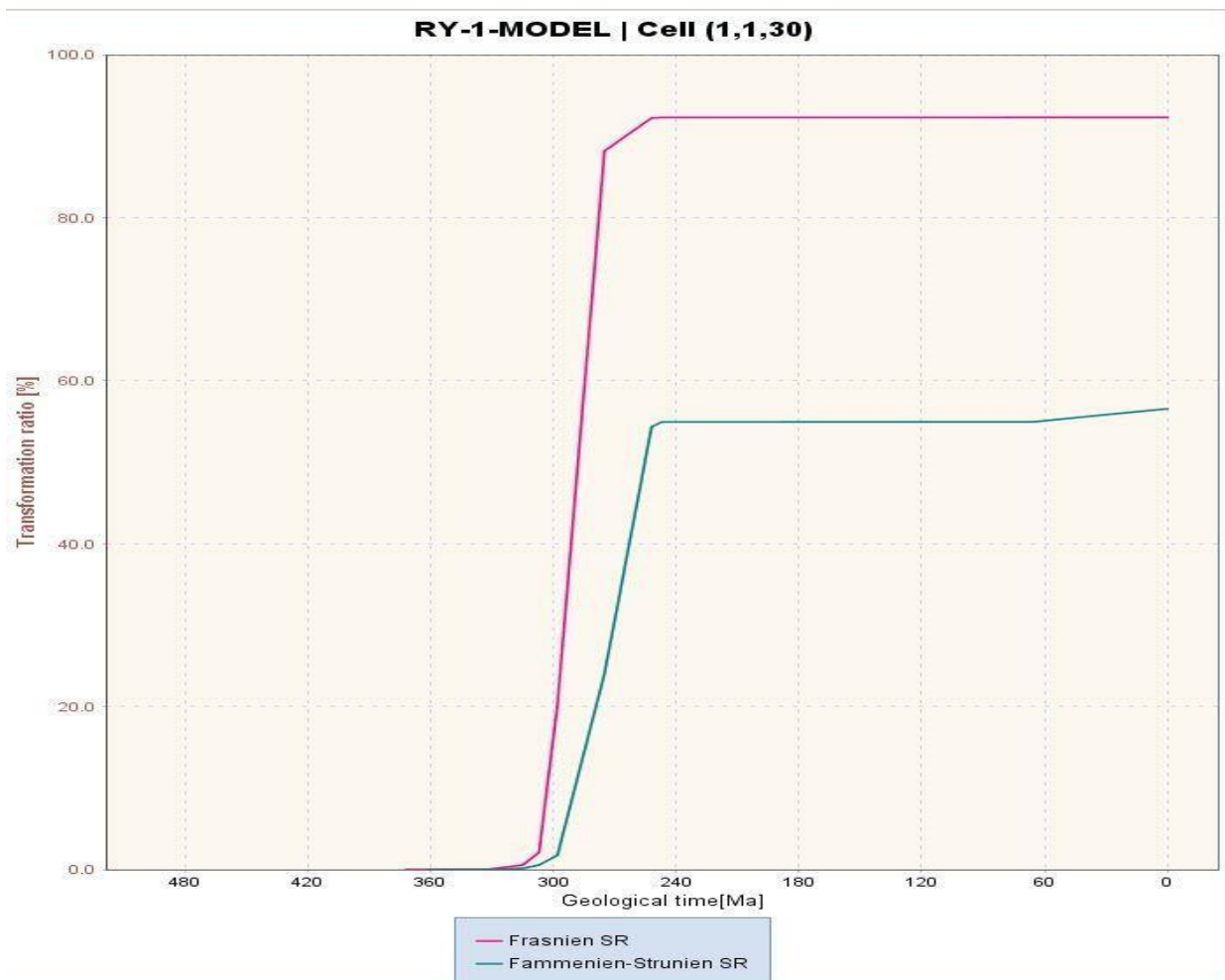


Figure 26: Taux de transformation de la matière organique du Fammenien et du Frasnien (RY-1).

IV.4 Interprétation du Graphe du taux de transformation en hydrocarbures

Le graphe de la **(Figure 26)** représente les taux de transformation des hydrocarbures au niveau des roches mères Frasnienne représentée par la courbe en rose et Fammenien-strunienne représenté par la courbe en vert, en fonction des âges.

La roche mère frasnienne a commencé de générer des hydrocarbures à environ -300MA, le taux de transformation a brusquement atteint plus de 95% en raison d'un enfouissement très important atteignant les 2700m de profondeur et aux conditions thermiques auxquelles elle était exposée.

La roche mère Fammenienne-strunienne a connu deux phases de génération d'hydrocarbures, la première est à -300MA avec un taux de transformation atteignant rapidement environ 55% aux environs de -250MA, ensuite une deuxième Phase de génération commence à environ -65MA continue jusqu'à l'actuel.

Conclusion

La modélisation 1D réalisée pour les deux roches mères du frasnien et Fammenien-strunien nous a permis d'obtenir le timing de génération pour mieux localiser les hydrocarbures et leur qualité suivant leur taux de transformation :

La roche mère du Frasnien a généré des hydrocarbures au carbonifère supérieur la même période dont elle a subi une transformation cruciale et brusquement évoluée pour devenir cramée avec un taux de transformation de 98%.

La roche mère du Fammenien-strunien a connu deux phases de génération d'hydrocarbures, la première au carbonifère supérieur avec un taux de transformation de 55% et la deuxième vers la limite crétacé- paléogène avec un taux de transformation de 67%.

La discordance hercynienne a marqué un soulèvement d'environ 600m des formations géologiques dans la région.

La différence du taux de transformation entre les deux roches mères est due à la différence du taux d'enfouissement où la roche mère frasnienne est plus enfouie que celle du Fammenien-strunien.

Conclusion

Le bassin intra-cratonique de Berkine-Ghadamès est la partie la plus affaissée de la synéclyse Est saharienne. Son emplacement se situe dans la partie nord-est du grand Erg oriental de la plateforme saharienne en Algérie.

Deux niveaux de roches mères dans les séries paléozoïques ont été identifiés grâce aux données analytiques géochimiques dans cette région : le Fammenien-strunien et le Frasnien.

Les travaux entrepris dans le cadre de ce mémoire, à savoir la caractérisation géochimique des deux niveaux de roches mères (Fammenien-Strunien et Frasnien) et la modélisation géochimique 1D basée sur les données de plusieurs puits non étudiés, ont permis d'avoir les résultats suivants.

Les argiles du Fammenien-Strunien sont relativement jeunes dans l'ensemble du secteur d'étude (fenêtre à huile). En revanche, pour le Frasnien, la plupart des puits sont localisés dans le condensat à gaz sédimentaire. En utilisant le logiciel Temis Flow pour réaliser une modélisation en 1D, nous avons pu comprendre la question de la maturité des roches mères et le moment de la production des hydrocarbures (huile condensée et gaz).

La modélisation géochimique des sondages effectués dans la région révèle une importante phase d'enfouissement au Paléozoïque.

Le Fammenienstrunien présente une phase de production d'hydrocarbures qui commence au Mésozoïque et se poursuit jusqu'à l'actuel.

Toutes les ressources en hydrocarbures ont été produites et évacuées par les deux niveaux de roches mères entre 310 et 250 Ma (Fin Carbonifère).

Le taux de transformation de la matière organique du Fammenien est de 56% alors que celui du Frasnien est de 92%.

Les puits RY-1, RRMN-1 et RFRNW-1 sont exploitables.

RÉFÉRENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

Bibliographie

- ABDALLAH, H., & MOUACI, R. (1999). *Géologie des bassins sédimentaires d'Illizi et de Ghadames*. IFP.
- Allen, K. R., & Peters, K. (2012). Basin and Petroleum System Modeling. *SEPM Special Publication*.
- AZIZI, S., & BELABED, I. (2022). Contribution à l'analyse et caractérisations des réservoirs triasiques (TAGI et TAGS) dans la région Erg El Ouar (Algérie) et leur impact à la productivité en hydrocarbures. *memoire fin d'étude MASTER, UMMTO*.
- BAROUD, Z., & MESSAOUDI, S. (2017). CARACTERISATION ET MODELISATION GEOCHIMIQUE DES NIVEAUX ROCHES MERES DEVONIEN SUPERIEUR ET SILURIEN DELA PARTIE CENTRALE DE LA CUVETTE DE SBAA. PLATE FORME SAHARIENNE. ALGERIE. *Mémoire de Fin d'Etudes Master*.
- Bedir, M. (1995). MECANISMES GEODYNAMIQUES DES BASSINS ASSOCIES AUX COULOIRS DE COULISSEMENTS DE LA MARGE ATLASIQUE DE LA TUNISIE: SEISMOSTRATIGRAPHIE, SEISMO-TECTONIQUE ET IMPLICATIONS PETROLIERES. *Géophysique [physics.geo-ph]*.
- BEICIP. (1975). *Etude structural et cartographie du bassin de Berkine*.
- BEKKOUCHE, D. (1992). Lithostratigraphie sédimentologie et diagenèse des réservoirs gréseux. *Le Silurien supérieur-Dévonien inférieur du bassin de Berkine (Sahara oriental algérien)*.
- Benhamou, A., & al. (2007). *Géologie et géomorphologie de l'Algérie*. Alger: Éditions de l'Office National des Publications Universitaires.
- Benyahia, N. (2010). Geological framework of the Berkine Basin. *Journal of African Earth Sciences.*, pp. 255-270.
- Benyahia, N. (2010). The impact of Hercynian tectonics on the geological structure and fluid migration in the Berkine Basin. *Journal of African Earth Sciences*, pp. 457-468.
- Berg, R. R., & J, A. (1999). Mapping Tmax: Implications for Thermal Maturation and Hydrocarbon Generation. *Organic Geochemistry*, 811-821.
- BOUMAZA, M., & SEMAI, F. (2014). Evaluation quantitative et qualitative d'un réservoir Cas du réservoir TAGI – SIF Fatima Bassin de Berkine (Algérie Oriental). *Memoire de fin d'étude Master*.
- Bourg, A., & R, M. (2003). Geological Mapping and Isopach Maps: Applications in Petroleum Geology. *Journal of Petroleum Geology*, 123-140.

- CHATBI, T., & LOUHI, A. (2018). Sédimentologie et analyse structurale des réservoirs du Silurien Argilo-Gréseux (SAG) de la Région de Taouil , (Berkine Ouest , Sahara, Algérie),. *mémoire de fin d'études Master, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou*.
- Deroo, G., Espitalie, J., Marquis, F., & Souron, R. (1977). *Rock-Eval Pyrolysis: Theory and Practice*.
- Duncan, I. J., & H, M. (2012). Mapping Total Organic Carbon Distribution in Sedimentary Basins: Applications and Implications. *AAPG Bulletin*, 1593-1610.
- Espitalié, & al. (1985). La pyrolyse Rock-Eval: applications à l'évaluation du potentiel pétrolier. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 563-579.
- GHARBI.A. (2011). Cartographie de biseaux stratigraphiques du gedinnien de la zone nord-ouest du bassin de berkine en utilisant l'inversion sismique (interwell-easy trace). *Mémoire de Magister*.
- HUNT, T. H. (1996). *Petroleum Formation and Occurrence*.
- Kadem, A. (2022). modélisation et analyse géochimique de la roche mère du silurien dans le bassin de berkine. *mémoire fin d'études master*. Université d'Alger .
- Khouni, N., & Bouchama, A. (2024). Evaluation du potentiel en Hydrocarbures et Modélisation 1D de la partie nord de Timissit (Bassin de Berkine). *Mémoire de fin d'études Master*.
- Lafargue, & al. (1998). Rock-Eval 2: Application to the Study of Hydrocarbon Generation. *Journal of Petroleum Geology*, 227-239.
- LANANI, K., & BENTAYEB, H. (2022). Analyse et modélisation géologique du réservoir TAGI (périmètre Hassi Berkine ouest). *Mémoire fin d'étude Master*.
- MACGREGOR, D. S., MOODY, & Clark, L. (1998). Petroleum Geology of North. *Geological Society Special Publication*(132).
- MAGOON, L. B., & DOW, W. G. (1994). The Petroleum System: From Source to Trap. *American Association of Petroleum Geologists*.
- MEBROUKI, N. (2015). ETUDE GEOLOGIQUE DE L'EXTENSION DE LA ZONE DE BENKAHLA :LE MODEL GEOLOGIQUE DU GISEMENT. *Mémoire de Magister*.
- Mellah, A., & Dufour, A. (2012). Tectonic evolution of the Berkine Basin. *Petroleum Geology*, pp. 305-320.
- Mellah, A., & Raoult, J. (2012). Geological overview of the Precambrian basement in northeastern Algeria. *Geological Society of Africa Bulletin*, pp. 90-105.

- Merabet , L., Loubaki, W., & Mokhtari, A. (2023). Etude géologique et pétrophysique au réservoir sieginien dans la région de Bir Berkine (HMD). *Memoire fin d'études MASTER*.
- North, F. K. (1985). *Petroleum Geology*.
- OVODOV, N., GHOMARI, A., & MELEKHINE, V. (1991). *Schéma Tectonique de la Dépression de Ghadamès*.
- Peters, & al. (1984). Geochemical Evaluation of Organic Matter in Sedimentary Basins. *AAPG Bulletin*, 1003-1015.
- Sahoui, S. (2005). Le bassin de Berkine et son potentiel pétrolier. *Revue de l'Académie des Sciences*.
- SAIB, D., & AZIEZ, M. (1999). La géochimie des huiles et des extraits de roche mère du bassin de Berkine. *Rapport interne SONATRACH division exploration*.
- Selley, R. C. (1998). *Elements of Petroleum Geology*.
- SOLDATENKO, E. (1991). *Evolution paléostratigraphique du bassin de Ghadamès*. Sonatrach. Division Exploration.
- SONATRACH, G. A. (2000). Ahnet-Timimoun basin study. *Regional geology and Geodynamics, Volume II*.
- Sroor, A. (2010). Influence of Hercynian tectonics on the geological structure and fluid migration in the Berkine Basin. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, pp. 387-398.
- VIALLY, R., & KALAYDJIAN, F. (2013). Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels. *L'énergie a découvert*.
- WEC. (2007). Well evaluation conference Algeria. *Document Sonatrach & Schlumberger*, p. 536.

Sites web :

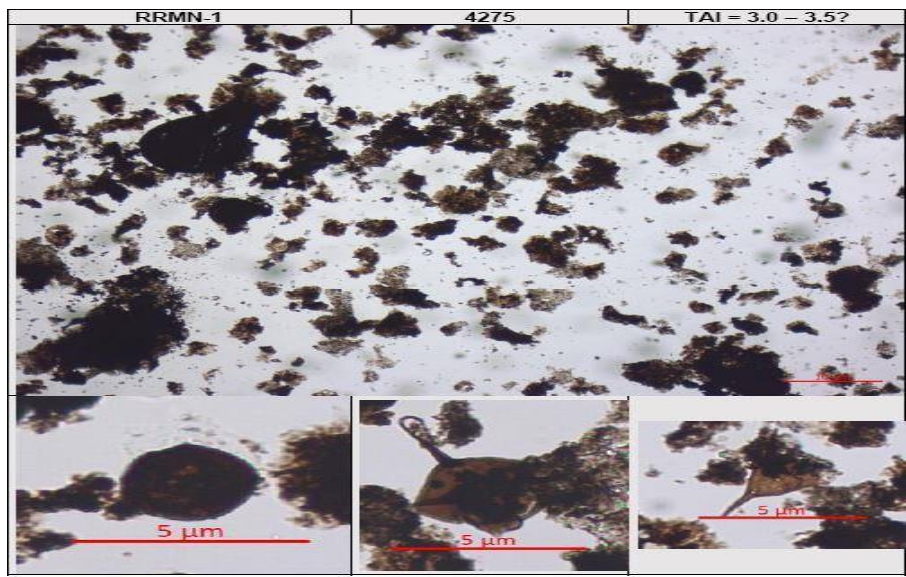
<https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/innovation-et-industrie/nos-expertises/hydrocarbures-responsables/bassins-reservoirs/nos-solutions>

<https://www.beicip.com/software/temisflow/>

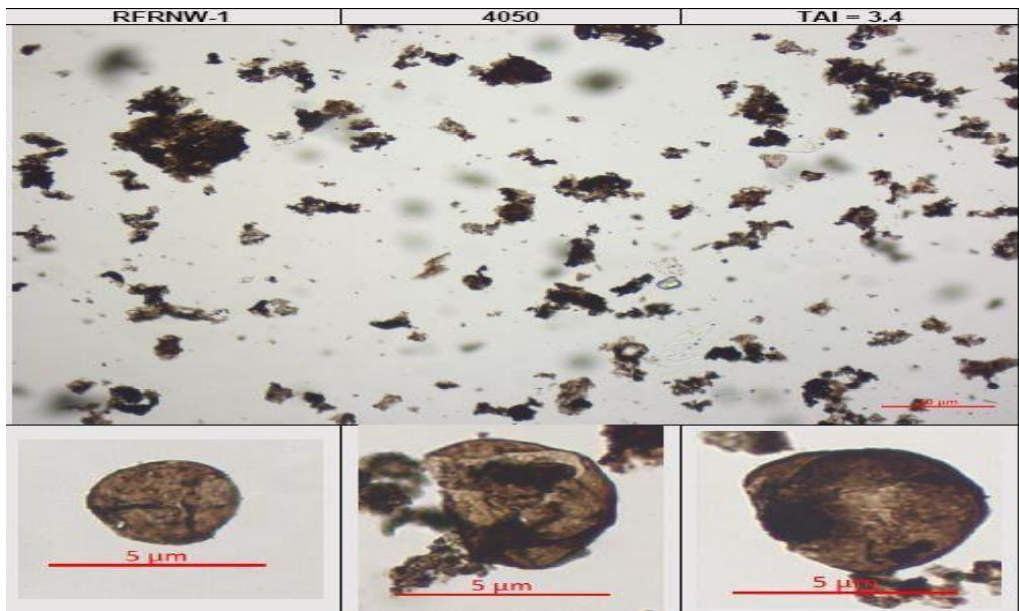
<https://www.alnaft.dz/fr/89/domaine-saharien>

<https://fr.wikipedia.org/wiki/Hydrocarbure>

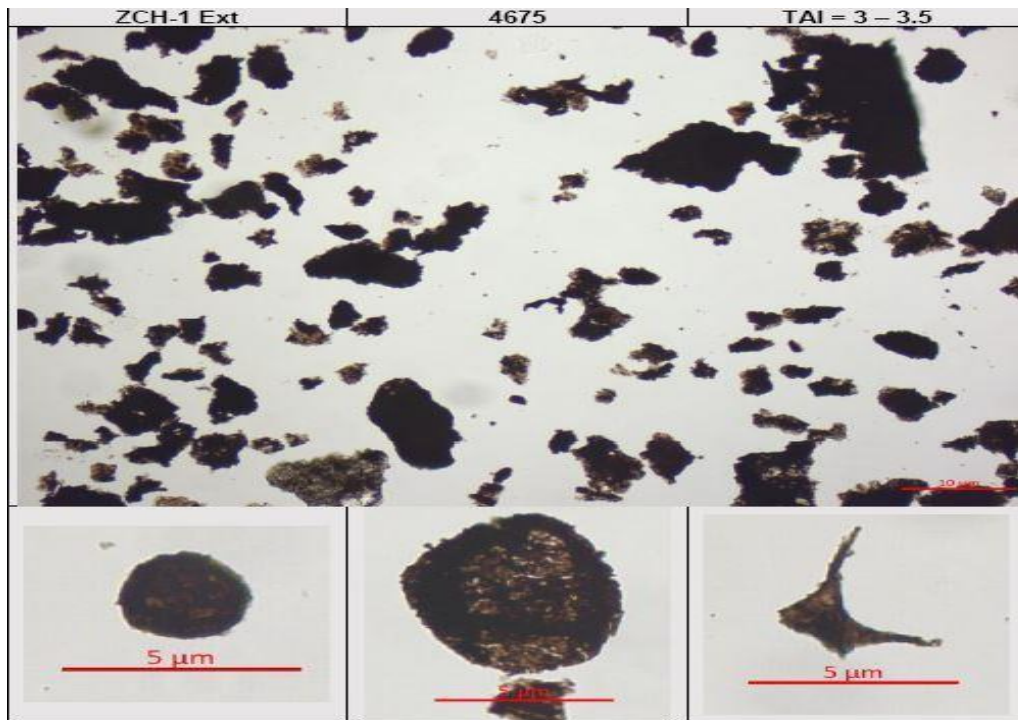
ANNEXES :



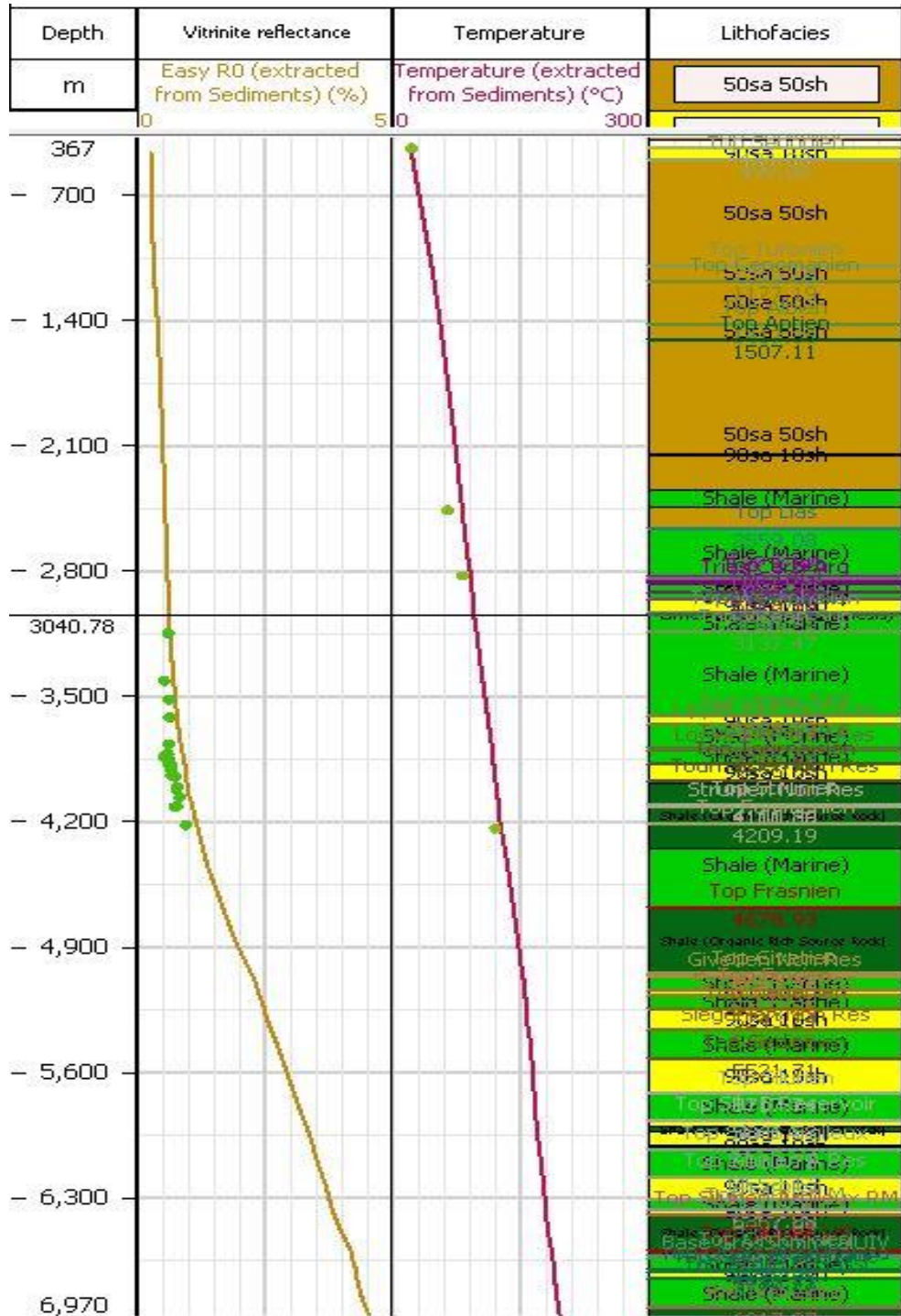
1 : observation microscopique du kérogène (vitrinite) dans le puits RRMN-1



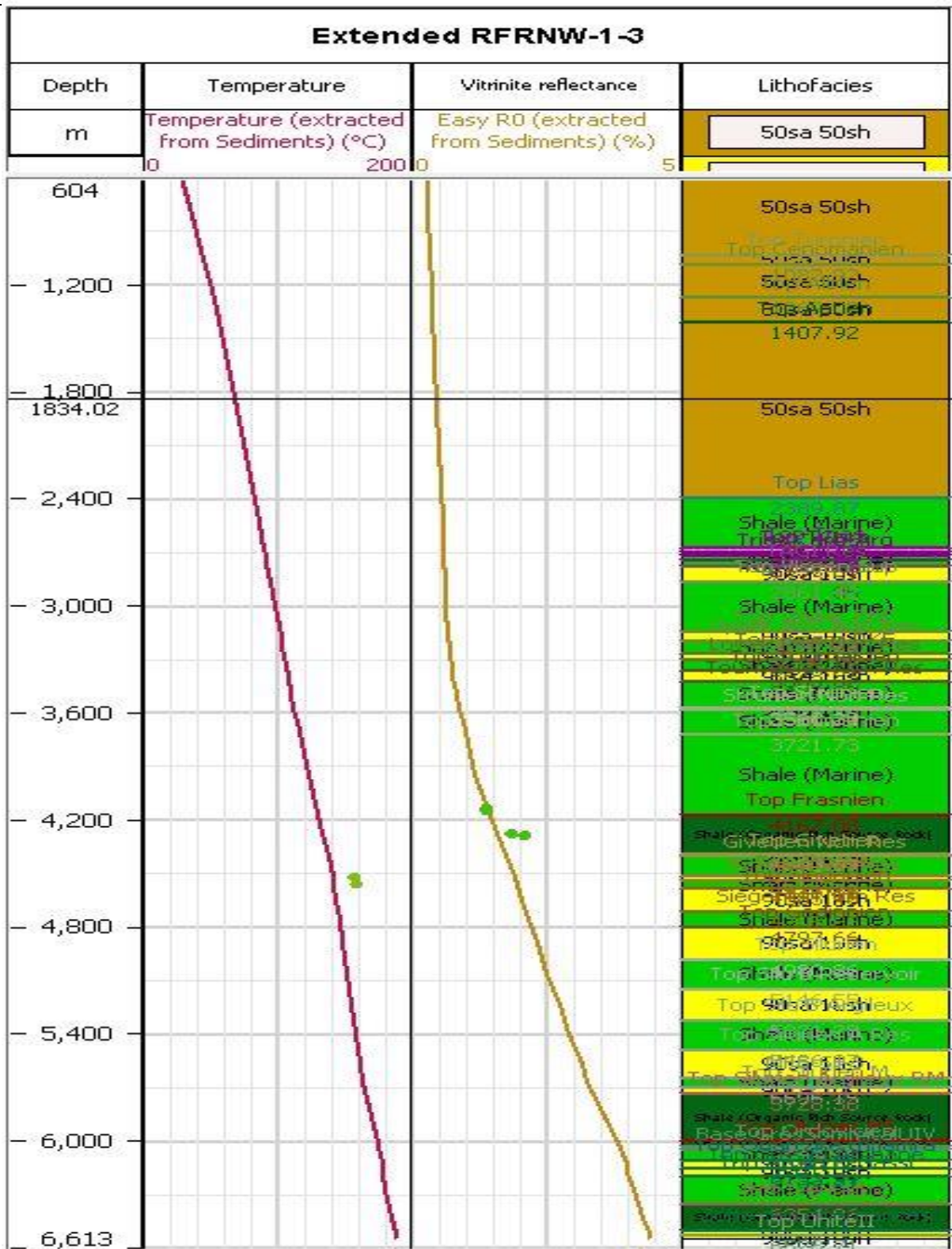
2 : observation microscopique du kérogène (vitrinite) dans le puits RFRNW-1



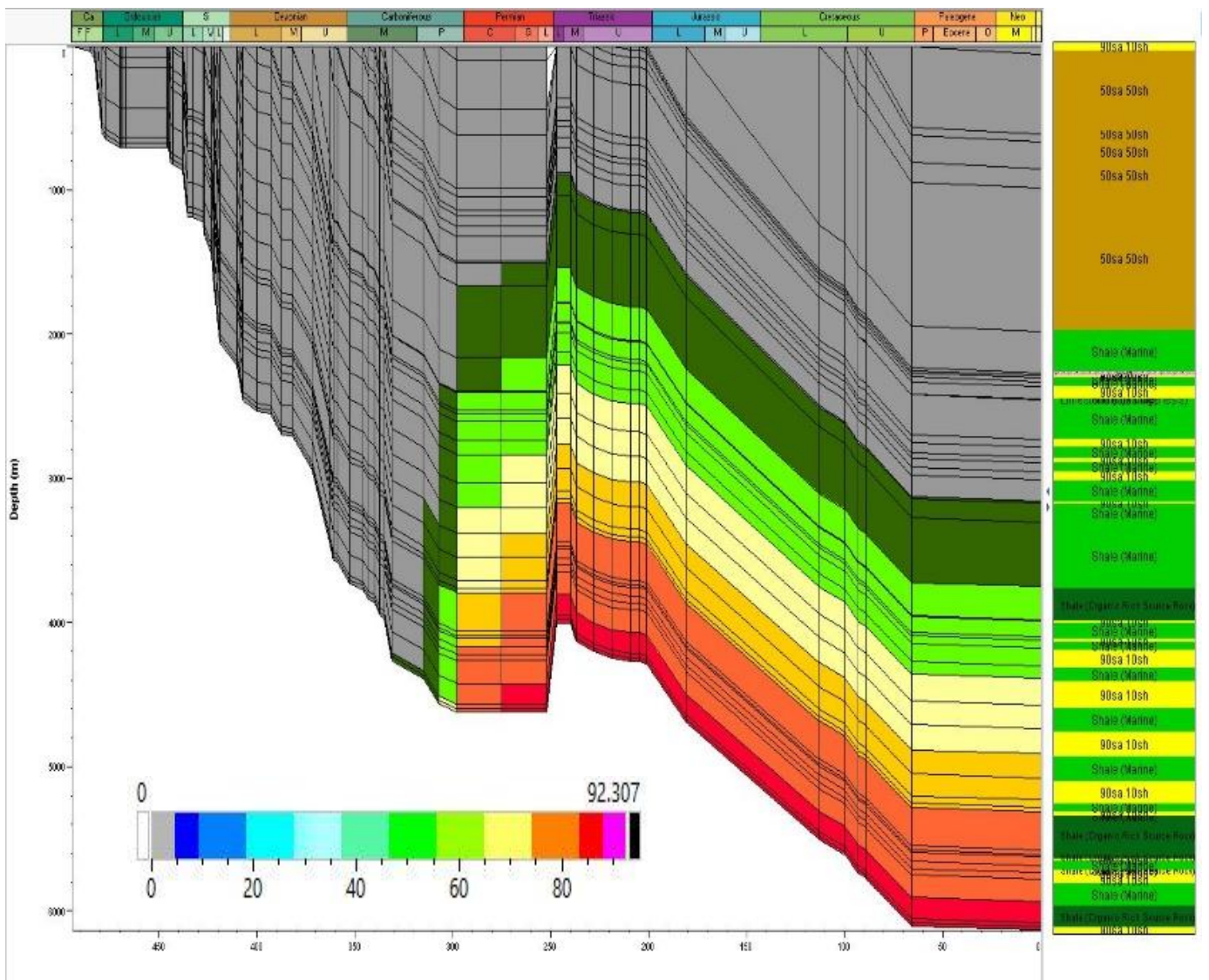
3 : observation microscopique du kérogène (vitrinite) dans le puits ZCH-1



2 :Calibration du modèle d'enfouissement par les valeurs de vitrinite et Calibration thermique(ZCH-1).



3 :Calibration du modèle d'enfouissement par les valeurs de vitrinite et Calibration thermique (RFRNW-1)



3 : Modélisation de l’histoire d’enfouissement et génération des hydrocarbures pour le puits (RFRNW-1).