République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed

Faculté des Sciences de la Terre et de l'Univers

Département des Sciences de la Terre

Mémoire pour l'obtention du diplôme de Master en Sciences de la Terre

Option : Géologie des Bassins Sédimentaires

Caractérisation Des Roches Mères Crétacé (Cénomanienne- Albien) Dans Le Bassin Côtier Mauritanien

Présenté par : Said Aichetou Mohamed Abdou

Soutenu le : 05/10/2025

Devant le jury composé de :

M.OUALI MEHADJI Abdelkader	Université d'Oran 2	Professeur	Président
M. MAHBOUBI Chikh Younes	Université d'Oran 2	MCA	Encadrant
M. DAHI Sidi Mohamed	Université de Nouakchott	Docteur	Co-encadrant
M. BOUTERFA Boumediene	Université d'Oran 2	MAA	Examinateur

Année universitaire : 2024/2025

Dédicace

Je dédie ce travail, avec une profonde sincérité, à ma famille bien-aimée en témoignage de leur soutien constant et de leurs encouragements continus, ainsi qu'à toutes celles et ceux qui ont contribué à mon parcours scientifique, ne serait-ce que par une parole ou une prière.

Remerciements

Je tiens tout d'abord à exprimer ma profonde gratitude à mes encadrants **Dr. Chikh Younes Mahboubi**, enseignant-chercheur à la Faculté des Sciences de la Terre et de l'Univers d'Oran 2, et **Dr. Sidi Mohamed Dahi**, enseignant-chercheur à la Faculté des Sciences et Techniques de Nouakchott, ainsi qu'à mon maître de stage, **M. Lassana Cissé**, ingénieur à la Société Mauritanienne des Hydrocarbures. Leur accompagnement constant, leur disponibilité et la richesse de leurs explications ont constitué pour moi un appui inestimable, m'aidant à progresser rapidement et à mieux comprendre les aspects complexes de mon sujet de recherche.

Je tiens également à adresser ma sincère gratitude à **Pr. Ouali Mehadji A** pour avoir accepté de présider le jury de ma soutenance. Mes remerciements les plus chaleureux vont aussi à **M. Bouterfa B**, qui a bien accepté d'examiner et évaluer mon mémoire.

Avant-propos

Ce mémoire s'inscrit dans le cadre du Master suivi par l'étudiante **Said Aichetou Mohamed Abdou** à l'Université d'Oran 2. Dès le départ, notre intention était de lui confier un sujet de recherche en paléontologie (niveaux bioclastiques de la Formation de Sfissifa). Toutefois, en raison de sa situation particulière, liée notamment à son statut d'étudiante étrangère boursière et aux délais stricts imposés par son financement, il s'est avéré difficile pour elle de réaliser l'ensemble du travail pratique en Algérie.

Face à ces contraintes, et afin de lui permettre de mener à bien ses recherches dans les meilleures conditions possibles, il a été convenu d'adapter le sujet et de transférer la partie pratique de son travail vers son pays d'origine, la Mauritanie. Cette décision, motivée par des considérations à la fois académiques et logistiques, a favorisé non seulement la continuité de son parcours universitaire, mais également la valorisation des ressources géologiques et scientifiques de son pays.

Dans cette perspective, le mémoire a été co-dirigé par **Dr. DAHI Sidi Mohamed**, professeur à l'université de Nouakchott, qui a pris en charge la supervision scientifique et morale de la partie pratique du travail. Son rôle a été essentiel pour l'encadrement, le suivi et l'orientation de l'étudiante sur le terrain en Mauritanie.

Il convient de préciser que la responsabilité morale et scientifique de cette partie pratique revient entièrement à Dr. DAHI, dont la collaboration a permis de donner une dimension à la fois académique et appliquée à ce manuscrit. Nous tenons à le remercier sincèrement pour sa disponibilité et son investissement dans la réussite de cette recherche.

Résumé

Ce travail présente une analyse exhaustive des roches mères du Crétacé (Cénomanien et Albien) dans le bassin côtier mauritanien, en intégrant des données géochimiques (Rock-Eval) et des résultats de modélisation de bassin (PetroMod). L'étude, basée sur quatre forages (Autriche-1, MTO-2, Aigrette-1, LDM), vise à caractériser le potentiel générateur du système pétrolier et à identifier les axes de maturation privilégiés.

L'analyse géochimique met en évidence que l'unité albienne (LDM) ainsi qu'une partie du Cénomanien (MTO-2 et Aigrette-1) renferment des roches mères de type II. Ce kérogène d'origine marine, bien préservé dans des conditions anoxiques, présente un fort potentiel pétrolier. Par ailleurs, certaines sections cénomaniennes révèlent également la présence de kérogènes de type III, traduisant un potentiel gazier localisé (notamment au niveau d'Autriche).

L'Albien constitue la roche mère principale, son enfouissement profond ayant favorisé l'atteinte de la maturité optimale et la génération de la majeure partie des hydrocarbures liquides. Le Cénomanien, quant à lui, se situe au seuil de maturité et n'a contribué que de manière plus limitée à la production.

La maturité thermique apparaît spatialement hétérogène, augmentant du Sud-Ouest vers le Nord-Est. La zone la plus évoluée est localisée dans le Nord-Est, à proximité de LDM, ce qui suggère que la génération maximale d'hydrocarbures s'est concentrée dans cette région.

Mots clés : Cénomanien – Albien, Bassin côtier mauritanien, Potentiel pétrolier et gazier

Abstract

This study presents an analysis of the Cretaceous source rocks (Cenomanian and Albian) in the Mauritanian coastal basin, integrating geochemical data (Rock-Eval) and basin modeling results (PetroMod). The study, based on four wells (Autriche-1, MTO-2, Aigrette-1, LDM), aims to characterize the petroleum system's generative potential and to identify the main maturation pathways.

Geochemical analysis highlights that the Albian unit (LDM), as well as part of the Cenomanian (MTO-2 and Aigrette-1), contain type II source rocks. This kerogen of marine origin, well preserved under anoxic conditions, exhibits a strong oil potential. Moreover, certain Cenomanian sections also reveal the presence of type III kerogen, indicating a localized gas potential (notably in the Autriche well).

The Albian represents the main source rock, as its deep burial favored the attainment of optimal maturity and the generation of most liquid hydrocarbons. The Cenomanian, in contrast, lies at the threshold of maturity and has contributed only to a more limited extent to production.

Thermal maturity appears spatially heterogeneous, increasing from the southwest toward the northeast. The most mature zone is located in the northeast, near the LDM well, suggesting that maximum hydrocarbon generation has been concentrated in this region.

Keywords : Cenomanian – Albian, Mauritanian coastal basin, Petroleum and gas potential

Table des matières

CHAPITRE I : GENERALITES **13**

INTRODUCTION **14**

1. **Présentation de l'entreprise** 16
2. **Déroulement du stage** 17
3. **Géologie de la Mauritanie** 18
4. **Le Bassin côtier** 19

CHAPITRE II : METHODOLOGIE DE TRAVAIL **31**

1. Traitement et analyse des données des forages 32
1.1. Traitement préliminaire des échantillons : 32
1.2. Lavage, broyage et tamisage : 32
1.3. Décarbonatation 32
1.4. Extraction aux solvants organiques 33
1.5. Dosage du carbone organique total et du soufre total 33
- *Dosage du carbone organique total (TOC)* 33
1.6. Pyrolyse par Rock eval 34
2. **Logiciel PetroMod** 40

Chapitre III Caractérisation géochimique des roches mères crétacées **54**

1. **Généralités sur la caractérisation de la matière organique dans les roches-mères du Crétacé** 55
2. **Description des puits** 56
3. **Le Cénomanien** 57
4. **L'Albien** 66

Conclusion **73**

Références bibliographiques **74**

Liste des figures

Figure1 : distribution stratigraphique des principales roche-mères pétrolière en fonction de leur milieu de formation mise en regard de la courbe eustatique (d'après haq et al., 1998, et verard et al., 2015) 19

le bassin s'est développé le long de l'expansion passive de la marge continentale occidentale au cours de l'ouverture proto-atlantique du permien-trias. 19

figure 2 : carte géologique simplifiée du bassin côtier mauritanien (pitfield et al. 2004) 20

figure3 : coupe géologique illustrant le contexte géologique du bassin côtier et quelques découvertes (s.m. dahi, 2013) 23

figure4 : colonne lithostratigraphique régionale du bassin côtier (michael. Brownfield and 25

ronald. Charpentier, 2003). 25

figure5 : chaine géopétrolière (Biteau j.j et al. 2017) 26

figure6 : schéma simplifié de la migration primaire (ungerer et durand, 1987) 29

figure 12 :exemple de préparation et d'analyse des déblais sur le site même du forage (espitalié et al, 1985) 32

figure 13 :appareil d’analyse rock-eval 35

figure 14 : présentation des différentes versions commerciales du rock-eval 6 commercialisées par vinci technologies 36

figure 15 :diagramme montrant les diffèrent pics et leurs températures correspondantes (Biteau j.j et al. 2017) 36

figure 16 : classification de la zone selon la valeur de tmax 37

figure 17 :diagramme oi vs hi 39

figure 18 : diagramme ih vs tmax 39

figure 19: formules permettant de calculer les différents paramètres (béchar et al. 2001) 40

figure 20 : logo officiel du logiciel petromod 40

figure 21 :étape 1 : dans le cadre de l'initialisation de petromod 43

figure 22 :étape 2 : dans le cadre de l'initialisation de petromod 43

figure 23 :étape 3 : dans le cadre de l'initialisation de petromod 44

figure 24 :étape 4 : dans le cadre de l'initialisation de petromod 44

figure 25 :étape 5 : dans le cadre de l'initialisation de petromod 45

figure 26 :étape 6 : dans le cadre de l'initialisation de petromod 45

figure 27 :étape 7 : dans le cadre de l'initialisation de petromod 46

figure 28:étape 8 : dans le cadre de l'initialisation de petromod 46

figure 29 :étape 1 : dans le cadre de l'exécution de modelé sur petromod 47

figure 30 :étape 2 : dans le cadre de l'exécution de modelé sur petromod 47

figure 31 :étape 3 : dans le cadre de l'exécution de modelé sur petromo 48

figure 32: logo officiel du logiciel golden surfer 49

figure 33 :l'initialisation de surfer 51

figure 34 :ouverture d'un plan de travail sur surfer 52

figure 35 :input pour le logiciel surfer 52

figure 36 :output généré 53

figure 37 : localisation des forages off-shore 57

figure 38 :diagramme d'enfouissement au niveau du puit d'autruche-1 61

figure 39: carte iso-toc au niveau du puit autriche 62

figure 40: carte iso-toc cénomanien 63

figure 41: carte iso-tmax cénomanien 64

figure 42:diagramme ih/io du cénomanien 65

66

figure 43 :diagramme ih tmax cénomanien 66

mto2 (orange) : type || 66

figure 44: diagramme d'enfouissement au niveau du puit d'autruche-1 67

figure 45 : carte iso-toc de l'albien 68

figure 46 : carte iso-tmax du albien 68

figure 47: diagramme ih/io du albien 69

figure 48:diagramme ih tmax du albien 70

figure 48: diagramme ih tmax du albien 70

figure 49 : carte iso de la génération des huiles au sein du puits autriche 71

figure 50 : génération globale au sein du puit autriche 72

Liste des Tableaux

Tableau 1: Classement du TOC selon sa valeur 39

Tableau 2: Classement de l'index hydrogène selon sa valeur 39

Tableau 3: Classement de l'index hydrogène selon sa valeur 39

Tableau 4: Résultats provenant du forage d'Autruche-1 59

Tableau 5 : Résultats provenant du forage de MTO-2 60

Tableau 6 : Résultats provenant du forage d'Aigrette-1 61

Tableau 7 : Résultats provenant du forage de LMD 61

Liste des abréviations

Uni-Nktt: Université de Nouakchott Alassriya

FST : Facultés de sciences et techniques

SMH : société mauritanienne des hydrocarbures

Tmax : température maximale de libération d'hydrocarbures

TOC : carbone organique total

HI : Indice d’Hydrogène

OI : Indice d’oxygène

Chapitre I : Généralités

Introduction

La Mauritanie dispose d'importantes ressources naturelles qui jouent un rôle clé dans la dynamique économique actuelle et qui constituent un potentiel stratégique pour l'avenir. Parmi elles, les hydrocarbures occupent une place particulière, compte tenu de la croissance constante de la demande tant au niveau national qu'international. À titre d'exemple, le projet gazier de Grande Tortue, dont la production attendue est estimée à environ 2,5 millions de tonnes par an, devrait contribuer de manière significative à la couverture des besoins énergétiques de la population mauritanienne tout en soutenant la croissance économique du pays.

Dans ce contexte, la compréhension des mécanismes de génération et de conservation des hydrocarbures au sein des formations géologiques apparaît essentielle. Elle permet en effet d'identifier les zones à fort potentiel d'exploitation, grâce à une approche intégrée mobilisant la sédimentologie, la paléontologie, la géophysique, la géochimie et la pétrophysique.

L'élément fondamental du système pétrolier réside dans la roche mère, véritable source de génération des hydrocarbures. Son étude représente donc un enjeu scientifique majeur puisqu'elle permet d'évaluer, à la fois de manière quantitative et qualitative, la capacité générative des hydrocarbures.

Dès lors, une question centrale se pose : Comment évaluer de manière pertinente le potentielle d'une roche mère ?

Pour y répondre, l'approche géochimique basée sur la pyrolyse Rock-Eval apparaît comme la méthode la plus appropriée.

Dans le cadre de ce travail de fin d'études, nous avons entrepris l'analyse des roches mères d'âge Cénomanien et Albien au sein du bassin côtier mauritanien. L'étude s'est appuyée sur quatre forages représentatifs suivant un axe Sud-Nord : Autruche-1, MTO-2, Aigrette-1 et LDM.

Les objectifs poursuivis sont les suivants :

- Caractériser les spécificités de chaque forage ;
- Déterminer les caractéristiques générales en fonction de l'âge géologique ;

- Analyser l’évolution des roches mères et de leurs paramètres selon l’extension Sud-Nord ;
- Confirmer ou infirmer le potentiel génératif en hydrocarbures de chaque roche mère ;
- Formuler des recommandations à partir des résultats obtenus.
- Dans le cadre de cette étude, nous développerons les chapitres suivants :
- Chapitre I : Généralités sur la géologie de la Mauritanie et sur le bassin côtier
- Chapitre II : description des méthodologies de travail
- Chapitre III : Caractérisation géochimique des roches mères crétacées (Cénomanien, Albien).

1. Présentation de l'entreprise

La SMH (Société Mauritanienne des Hydrocarbures) joue un rôle central dans la structuration du secteur pétrolier et gazier du pays, assurant la gestion de la participation de l'État dans les projets, la promotion de l'exploration, la production, ainsi que la valorisation des ressources. Cette société est sous la tutelle du Ministère du Pétrole, de l'Energie et des Mines

Elle a pour objectif d'assurer l'ensemble des activités de la chaîne pétrolière et gazière — de l'exploration à la distribution — incluant le traitement, le raffinage, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés issus du sol mauritanien. Mission

Selon ses textes de création, la SMH a pour missions principales :

- D'exercer toutes les activités pétrolières et gazières : exploration, évaluation, développement, production, stockage, transport, traitement, raffinage, transformation, commercialisation, exportation, importation et distribution des hydrocarbures bruts, conditionnés ou raffinés, ainsi que de leurs dérivés, sur tout le territoire national et dans la Zone Économique Exclusive.

- De construire, exploiter et gérer toutes les infrastructures liées aux hydrocarbures ou à leur transformation.
- De contribuer à sécuriser l'approvisionnement du marché national en produits pétroliers.

-D'exercer les activités de services pétroliers et parapétroliers.
- De représenter l'État et gérer ses participations dans les contrats d'hydrocarbure.
- D'assurer l'assistance technique à l'État et aux tiers.

- **Historique et évolution**

Voici les grandes étapes de la trajectoire de la SMH :

2004 : Création du projet « GPC » (Gestion du Projet Chinguetti) qui suivait le développement du champ Chinguetti. Ce projet est le germe de ce qui deviendra la SMH.
2005 : Création de SMH en tant qu'EPIC (établissement public à caractère industriel et commercial), avec pour actif initial une participation de 12 % dans le champ Chinguetti.
2009 : SMH acquiert le statut juridique de société nationale. Aussi, un nouveau Code minier

institue un droit de participation de l'État dans les exploitations minières. **2010-2011** : Adoption du nouveau Code des hydrocarbures (ou Code minier / Code des hydrocarbures), signature des premiers CEP (Contrats d'Exploration-Production) qui rendent effective la participation de SMH dans l'exploration. **2014-2021** : Sous le nom SMHPM (Société Mauritanienne des Hydrocarbures et des Mines), ses activités s'étendent vers l'aval, la transformation, plus large implication dans le secteur extractif. **2021** : Par le décret n° 2021-049 du 28 avril 2021, la SMHPM redevient SMH, recentrée uniquement sur les hydrocarbures.

2. Déroulement du stage

Le stage de fin d'études s'est déroulé sur une durée de trois mois au sein de la Société Mauritanienne des Hydrocarbures (SMH). Dans un premier temps, il a consisté en une phase de documentation portant sur la prospection géochimique appliquée au domaine pétrolier, ainsi que sur la compréhension des différentes approches méthodologiques et des logiciels nécessaires à l'exploitation des résultats issus des rapports géochimiques des forages.

Dans un second temps, une fois le sujet de stage clairement défini et la documentation technique mise à disposition (rapports géochimiques des puits), un travail de traitement et de structuration des données a été entrepris. Celui-ci a consisté à organiser les informations sous forme de tableaux, puis à les exploiter à l'aide de logiciels spécialisés tels que Excel, Petro mod, Surfer, en vue de modéliser les cartes indispensables à l'interprétation des paramètres géochimiques.

Enfin, dans une troisième étape, il a été procédé à la rédaction du présent rapport. L'ensemble de ces activités s'est déroulé sous la supervision attentive des encadrants académique et professionnel, ainsi qu'avec le soutien constant des membres du personnel de la SMH, qui ont fait preuve d'une grande disponibilité et d'un esprit de collaboration, favorisant à la fois l'autonomie et l'entraide au sein de l'entreprise.

3. Géologie de la Mauritanie

La Mauritanie possède une structure géologique complexe, résultat de multiples cycles tectoniques et sédimentaires au cours des temps géologiques. Le territoire national se subdivise en cinq provinces géologiques principales, chacune présentant une histoire et une évolution géodynamique distinctes (Taleb Abdi Vall 2021).

3.1 Dorsale de Rgueibat

Située au nord du pays, la dorsale de Rgueibat constitue le socle précambrien du Craton d'Afrique de l'Ouest. Elle est formée de roches métamorphiques et granitiques datant de l'Archéen et du Protérozoïque inférieur. Cette région est particulièrement riche en ressources minérales, notamment en fer, cuivre et or, avec des gisements significatifs à Akjoujt et Tasiast. Le socle rigide de cette dorsale influence également la configuration des bassins sédimentaires adjacents (Taleb Abdi Vall 2021).

3.2 Bassin de Taoudeni

Le bassin de Taoudeni représente l'un des plus grands bassins sédimentaires d'Afrique, couvrant approximativement 2 millions de km². Il s'étend du Protérozoïque au Carbonifère, avec des dépôts pouvant atteindre 6 000 mètres d'épaisseur. Bordé au nord par la dorsale de Rgueibat et au sud par la chaîne des Mauritanides, ce bassin constitue une province sédimentaire stratégiquement importante pour l'exploration pétrolière, bien qu'il reste encore sous-exploré (Taleb Abdi Vall 2021).

3.3 Bassin de Tindouf

Localisé au sud de la dorsale de Rgueibat, le bassin de Tindouf est une dépression sédimentaire majeure couvrant environ 100 000 km². Il contient des sédiments marins allant du Cambrien au Carbonifère, surmontés de dépôts plus récents du Crétacé et du Pléistocène. Ce bassin présente également un potentiel en hydrocarbures, malgré une exploration encore limitée (Taleb Abdi Vall 2021).

3.4 Chaîne des Mauritanides

La chaîne des Mauritanides est le résultat de l'orogenèse hercynienne, datée du Paléozoïque supérieur. Elle s'étend du nord-est au sud-ouest du pays et se caractérise par des plissements,

chevauchements et failles complexes. Cette chaîne joue un rôle déterminant dans la tectonique régionale, influençant la structuration et la répartition des bassins sédimentaires adjacents (Taleb Abdi Vall 2021).

4. Le Bassin côtier

4.1 Cadre Géographique

Le bassin côtier mauritanien constitue une province sédimentaire mésozoïque et cénozoïque, longeant l'océan Atlantique sur toute la bordure ouest du pays. Il est composé de dépôts marins et continentaux, incluant argiles, grès, carbonates et calcaires. Ce bassin est d'un intérêt majeur pour l'exploration pétrolière et gazière, notamment avec les formations éocènes et maastrichtiennes identifiées comme roches mères potentielles) Dahi 2014).

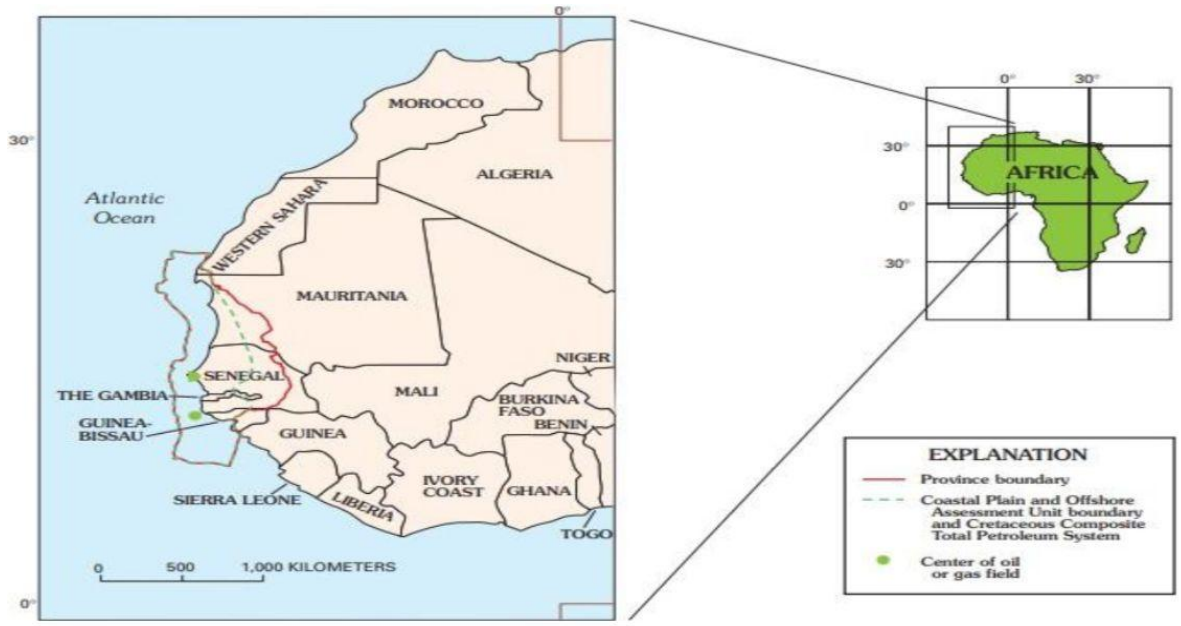


Figure1 : Distribution Stratigraphique des principales roche-mères pétrolière en fonction de leur milieu de formation mise en regard de la courbe eustatique (D'après Haq et al., 1998, et Verard et al., 2015)

Le bassin s'est développé le long de l'expansion passive de la marge continentale occidentale au cours de l'ouverture proto-atlantique du Permien-Trias.

4.2 Cadre Géologique

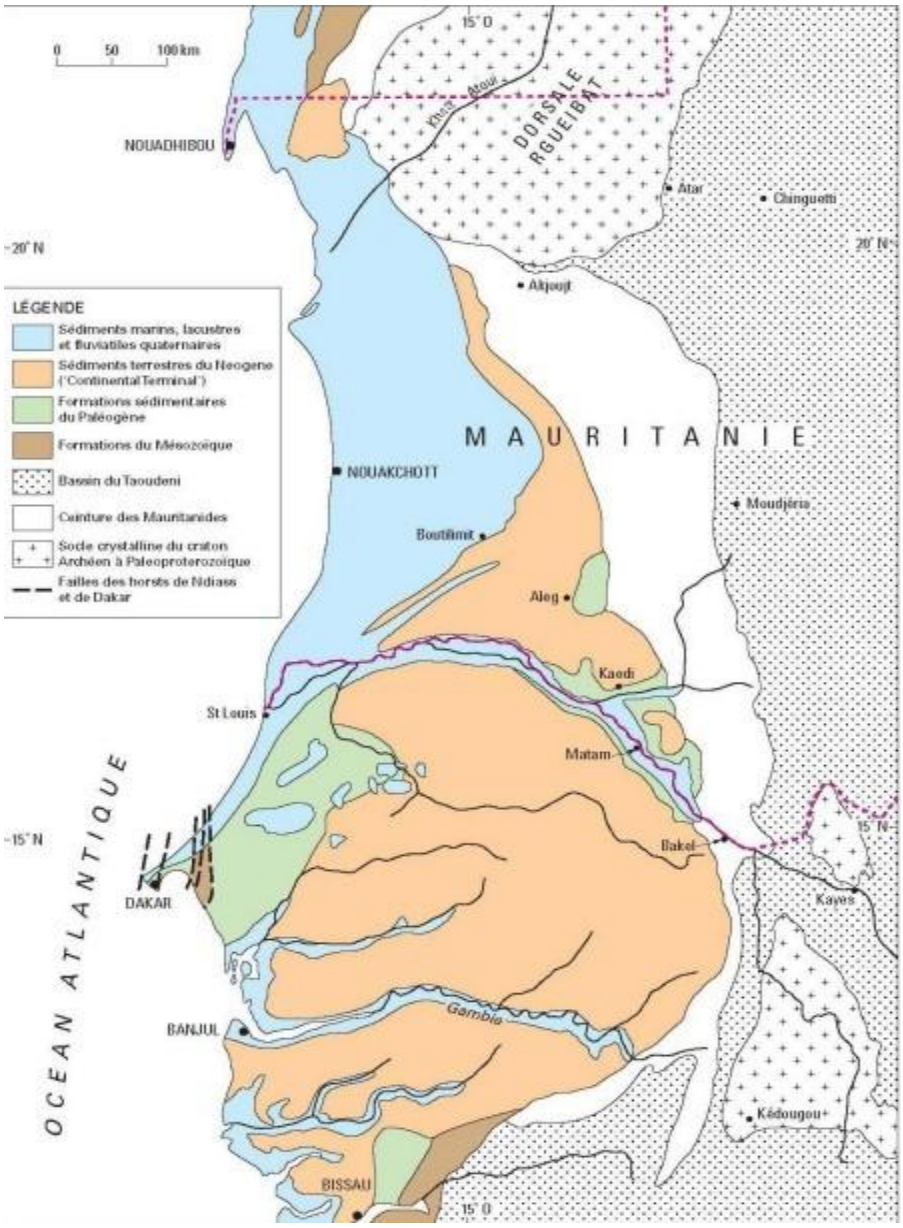


Figure 2 : Carte géologique simplifiée du bassin côtier mauritanien (Pitfield et Al. 2004)

Le bassin côtier de la Mauritanie contient des sédiments du Mésozoïque au Cénozoïque qui s'épaississent vers la mer à mesure que le substrat rocheux s'affaisse progressivement le long des failles normales le long des marges des failles du rift. Ils couvrent en discordance la partie occidentale des Mauritanides. Le remplissage du bassin se compose de deux mégaséquences : la séquence syn-rift du Trias supérieur au Jurassique inférieur, composée de sédiments clastiques et d'évaporites, et la séquence post-rift du Jurassique moyen au Tertiaire. La période du Jurassique

moyen au Crétacé inférieur est caractérisée par des sédiments marins et terrestres côtiers et des carbonates du plateau continental. Le Crétacé supérieur est caractérisé par une évolution vers un faciès sableux subtidal, tandis que le Paléocène-Oligocène est caractérisé par des assemblages de grande hauteur dominés par des schistes calcaires et des marnes. Les strates du Jurassique moyen au Crétacé inférieur contiennent un potentiel en hydrocarbures. Le groupe Bababé appartient à l'Éocène moyen et constitue la séquence d'affleurements la plus ancienne de Mauritanie. Il correspond à une série de transitions des environnements marins peu profonds aux environnements fluviaux côtiers, se formant dans le sous- bassin situé entre la rive orientale et le dôme de N'Diass/Guiers. La formation de phosphate Bofal, située au sein de cette formation, contient plus de 100 millions de tonnes de réserves avec une teneur en P2O5 de 19 à 20 %. Les sédiments de l'Éocène supérieur (argiles à pyrite) se trouvent uniquement dans la partie nord-ouest du bassin, tandis que les sédiments de l'Oligocène sont généralement absents. La majeure partie de la surface du bassin côtier est recouverte de sédiments continentaux terminaux actuellement connus sous le nom de Formation de Mbidane. Cette dernière s'épaissit d'est en ouest, atteignant 20 m à Kaédi et 300 à 400 m en aval de Sebkha Ndrhamcha. Une partie de la formation est constituée de sédiments marins du Miocène ayant subi une latérisation intense, tandis que d'autres parties sont des sédiments clastiques terrigènes) Dahi 2014).

Au Quaternaire, quatre cycles distincts de régression et de transgression ont été enregistrés. La transgression a été obtenue par le soulèvement de séquences sédimentaires côtières séparées par des surfaces d'érosion reflétant des périodes du milieu de l'âge. L'âge de la transgression correspond à l'intervalle interglaciaire aux latitudes septentrionales. Les sédiments des trois premières intrusions marines – Tafaritien, I'Aioujien et l'Inchirien (il y a plus de 20 000 ans) – sont impossibles à distinguer sur les cartes géologiques. Les intrusions marines successives sont progressivement devenues plus restreintes. Les inondations tafaritiennes étaient répandues et, bien qu'il y ait des différences régionales de faciès, les inondations Aioujiennes étaient principalement limitées à deux grandes baies peu profondes, tandis que les inondations inchiriennes étaient limitées à la baie de Tafoli, dans la région actuelle de Sebuka Ndramcha. La période aride de l'Ogolienne (il y a 20 000 à 11 000 ans), entre les transgressions de l'Inchirien et de Nouakchotien, était associée à la glaciation wurmienne et était caractérisée par le développement d'une grande partie des principaux systèmes de dunes éoliennes du bassin côtier et de l'intérieur du continent. Le retour maximum atteint -100 mètres, et les dunes s'étendent vers le plateau continental. Par conséquent,

le sable éolien pénètre directement dans le milieu marin par le transport éolien et la redistribution côtière. La dernière invasion maritime fut la transgression de Nouakchotien, qui envahit la région de Ndramcha et la vallée du Sénégal. La carte fait ladistinction entre le sable coquillier et l'argile déposés au cours de cette période. Le retour de l'océan a commencé environ 4 000 ans avant nos jours, et la baie de Tafoli s'est finalement fermée et a été séparée de l'océan Atlantique par une bande de sable côtier. Le lac qui en résulte évolue en sebkha par évaporation, conduisant au dépôt de sédiments interstratifiés d'argile et de gypse. Le climat aride des 4000 dernières années a favorisé la formation de sédiments éoliens et transformé d'anciennes zones dunaires (Akcharien et Ogolien). Le système dunaire complexe qui en résulte reflète l'évolution du morphoclimat quaternaire mais conserve toujours son ancienne orientation à peu près nord-est et sud- ouest., comme les ceintures dunaires d'Azeffal et d'Akchar. D'immenses réserves de gypse (> 140 millions de tonnes) sont connues dans les dépôts évaporitiques de Sebkha Ndrhamcha. Des gisements de souffre natif (jusqu'à 1 million de tonnes de réserves identifiées) sont présents dans la marge orientale de la sebkha où le gypse est associé à des marnes bitumineuses. Des dépôts de sel et d'autres minéraux d'évaporite sont présents au sein de basses régions (dépressions) du littoral (Aftout es Saheli). La saline de N'Teret est exploitée par méthodes artisanales. Les dunes côtières contiennent des sables à minéraux lourds titanifères sub-économiques. Des dépôts de tourbe se sont accumulés dans des dépressions inter dunaires à eaux saturées, à proximité du delta du fleuve Sénégal. Le potentiel offshore en hydrocarbure des sédiments mésozoïques a été confirmé et la production dans le champ de Chinguetti (réserves de pétrole >100 M barils) a été effectué en décembre 2005, suivi par le champ de Tiof en fin 200

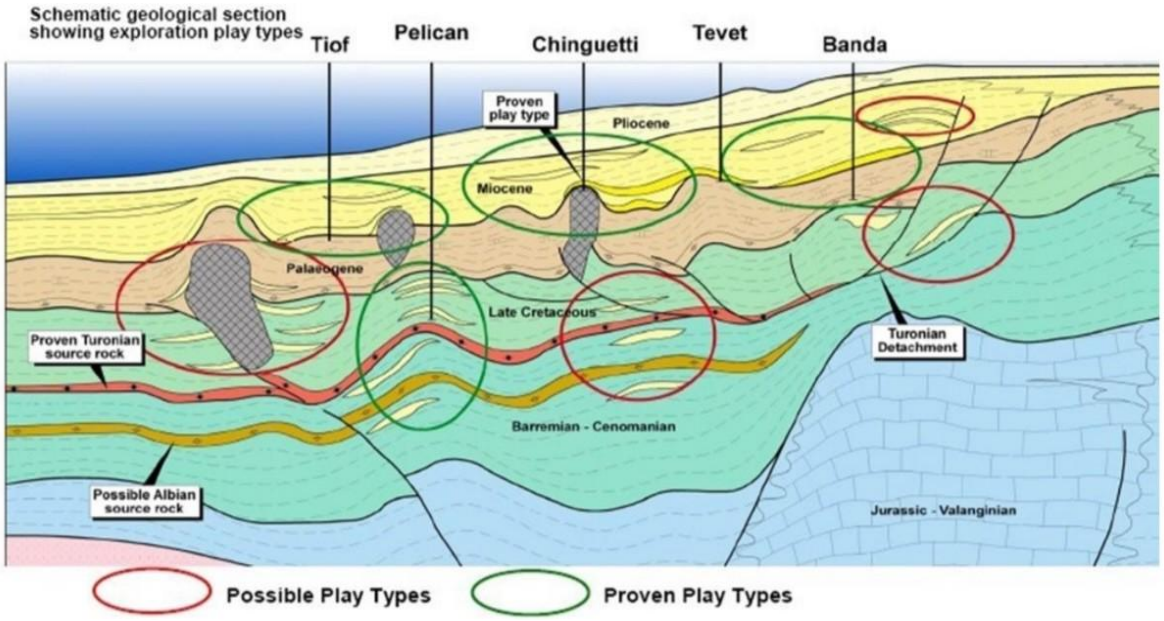


Figure3 : Coupe géologique illustrant le contexte géologique du bassin côtier et quelques découvertes (S.M. DAHI, 2013)

Stratigraphie du bassin côtier (CISSE.,2018):

Le bassin côtier englobe à la fois les zones onshore et offshore du Sahara occidental, de la Mauritanie, du Sénégal et de la Guinée. Il est classé comme une marge passive de type atlantique, ou encore comme un bassin d'effondrement de marge, s'étendant du Jurassique moyen à L'Holocène, et reposant sur un socle paléozoïque.

L'évolution de ce bassin s'est déroulée en trois grandes phases (CISSE.,2018): :

1. La phase pré-rift, allant du Protérozoïque supérieur au Paléozoïque ;

2. La phase syn-rift, du Permien au Trias, marquée par une tectonique extensive responsable de la formation de systèmes de failles orientées Est-Ouest, segmentant le bassin en trois sous-bassins orientés Nord-Sud, dont le bassin mauritanien constitue la partie la plus septentrionale (Michael Brownfield & Ronald Charpentier, 2003) ;

3. La phase post-rift, du Jurassique moyen à l'Holocène.

À partir du Turonien, des structures transgressives (mouvements de décrochement associés à une compression oblique) apparaissent au large de la Mauritanie, comme en témoigne le biseautage des sédiments sur les anticlinaux.

Cette phase de déformation se poursuit jusqu'au Miocène inférieur. Durant le Turonien, alors

que l'expansion de l'Atlantique Nord se poursuivait le long de la dorsale médio-atlantique, l'Afrique entamait une rotation vers l'est.

Les modifications dans la dynamique des plaques tectoniques débutent au Santonien et se traduisent notamment par une compression accrue, à l'origine du soulèvement de la chaîne de l'Atlas. Ce segment atlantique de la Mauritanie hérite d'anciennes structures extensives et se caractérise aujourd'hui par des plis anticlinaux orientés SW-NE, visibles en mer.

Les failles du rift jurassique auraient été soumises à un décrochement latéral gauche, responsable de la formation des anticlinaux observés dans les blocs offshore C8 et C12. Par ailleurs, une épaisseur plus importante des dépôts néocomiens inférieurs sur le flanc est de la faille crustale indique qu'une extension crustale résiduelle était encore active à cette époque.

Une phase d'extension plus marquée durant l'Albo-Aptien est également révélée par un épaississement significatif des dépôts du côté est de cette faille. Cette extension pourrait être liée à des contraintes tectoniques distales, générées par l'ouverture de la marge transversale le long de la zone de faille de Guinée, et affectant le bloc C8.

Après une période tectonique relativement stable au Cénomanien, une nouvelle phase de transgression s'exerce sur la faille crustale, comme en témoigne l'amincissement syn-cinématique des sédiments santoniens au sein de la structure. À cette période, la séparation entre l'Afrique et l'Amérique du Sud est en cours. Le continent africain entame une rotation dans le sens horaire, modifiant l'orientation de propagation des failles et générant une trans transgression le long des structures héritées du rift.

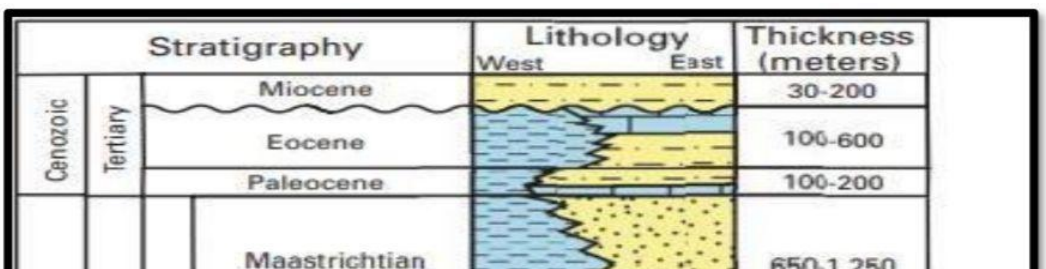


Figure4 : Colonne stratigraphique synthétique du bassin côtier mauritanien (document SMH, 2007).

4.3 Système pétrolier



Figure5 : Chaine géopétrolière (Biteau J.J et al. 2017)

L'exploration pétrolière menée dans le bassin côtier de la Mauritanie s'est principalement focalisée sur les systèmes turbiditiques du Miocène. Jusqu'à présent, les forages ont surtout ciblé des pièges structuraux associés à la tectonique

Salifère. Cependant, les résultats ont été relativement

Modestes, souvent en raison d'un développement insuffisant des réservoirs ou de la petite taille des pièges identifiés.

La zone en eaux profondes du bassin, où les profondeurs dépassent les 1 900 mètres, reste en grande partie inexplorée. Des comparaisons régionales avec le bassin du Maroc et le système de marge abrupte du Libéria laissent entrevoir un potentiel pétrolier inexploité dans les niveaux crétacés, notamment au sein de la province salifère du bassin mauritanien.

Les modèles géologiques régionaux suggèrent la présence possible de grands chenaux confinés à faible pente, encore non testés, ainsi que de systèmes turbiditiques en éventail dans les zones profondes du bassin. Ces éléments offrent un Potentiel d'exploration important pour le domaine en eau profonde.

Modélisation numérique et l'évaluation détaillée de la maturité de la roche mère, est indispensable

pour identifier les zones prometteuses et orienter les futures campagnes d'exploration dans le bassin côtier de Mauritanie place des réservoirs et des types de pièges est essentielle.

L'intégration

Pour valoriser ce potentiel, une compréhension approfondie de la géologie du bassin, des mécanismes de mise en de technologies avancées, telles que l'imagerie sismique de haute résolution (Dahi 2020,2021).

Roches réservoirs :

Les roches réservoirs constituent l'élément clé d'un système pétrolier, puisqu'elles stockent les hydrocarbures et assurent leur circulation. Dans le bassin côtier mauritanien, on identifie principalement deux grands groupes de réservoirs :

- Les grès du Crétacé supérieur

  Ces formations sableuses, déposées durant le Crétacé supérieur, offrent généralement des porosités et perméabilités élevées, idéales pour la migration et l'accumulation des hydrocarbures.

- Les réservoirs tertiaires (clastiques et carbonatés)

  - Les dépôts clastiques sont constitués de fragments de roches consolidés, dont la texture et la connectivité des pores peuvent former d'excellents réservoirs.

  - Les carbonates tertiaires, issus de sédiments marins riches en carbonate de calcium, présentent également des interstices propices au stockage des fluides (Dahi, 2014).

Ainsi, grès crétacés et formations tertiaires clastiques ou carbonatées composent l'essentiel des réservoirs explorés dans ce bassin.

- **Roches couvertures :**

Les principales formations assurant l'étanchéité sont constituées par les mudstones marins et les argiles du Crétacé supérieur et du Tertiaire. Au Paléocène, ce sont les argiles pélagiques régionales et les dépôts de boue issus de transports de masse qui formaient la couverture supérieure ultime.

- **Roche mère :**

Les argiles marines du Cénomanien-Turonien sont largement considérées comme des roches mères potentiellement riches en hydrocarbures. Ces formations, qui datent du Crétacé supérieur, constituent des sources majeures de matière organique apte à générer du pétrole et du gaz.
Parmi elles, le Turonien représente une unité stratigraphique particulièrement significative. Cette formation peut atteindre une épaisseur allant jusqu'à 150 mètres, ce qui lui confère un fort potentiel pour l'accumulation et la transformation de la matière organique en hydrocarbures. Une telle épaisseur permet, en effet, d'assurer des conditions favorables à la maturation thermique nécessaire à la génération d'hydrocarbures.

Les conditions de dépôt durant le Cénomanien-Turonien étaient propices à la conservation de la matière organique. Ces argiles marines sont souvent riches en éléments organiques issus de débris végétaux, de plancton et d'autres organismes marins, ce qui renforce leur rôle de roche mère efficace.

Ainsi, les formations argileuses marines du Cénomanien- Turonien, avec leurs épaisseurs importantes pouvant atteindre 150 mètres dans certaines zones, représentent une cible de choix pour l'exploration des hydrocarbures. Leur potentiel en tant que roches mères constitue un atout majeur pour la prospection et le développement des ressources pétrolières et gazières dans les bassins sédimentaires où elles affleurent ou sont présentes en profondeur (Dahi et Hadji All, 2013)

4.4 Migration : La migration des hydrocarbures s'articule en trois grandes étapes :

- <u>Migration primaries (expulsion)</u>

- Origine : La matière organique enfouie dans les argiles marines du Cénomanien-Turonien se transforme sous l'effet de la température et de la pression, générant des fluides hydrocarbonés.
- Mécanismes : Surpression de porosurpression : la maturation rapide crée des surpressions interstitielles qui chassent les hydrocarbures hors de la roche mère (Guiraud & Maurin, 1992).

  Diffusion et capillarité : migration vers les pores de plus grande taille, amorçant l'entrée des hydrocarbures dans les couches adjacentes (Bellion, 1987).

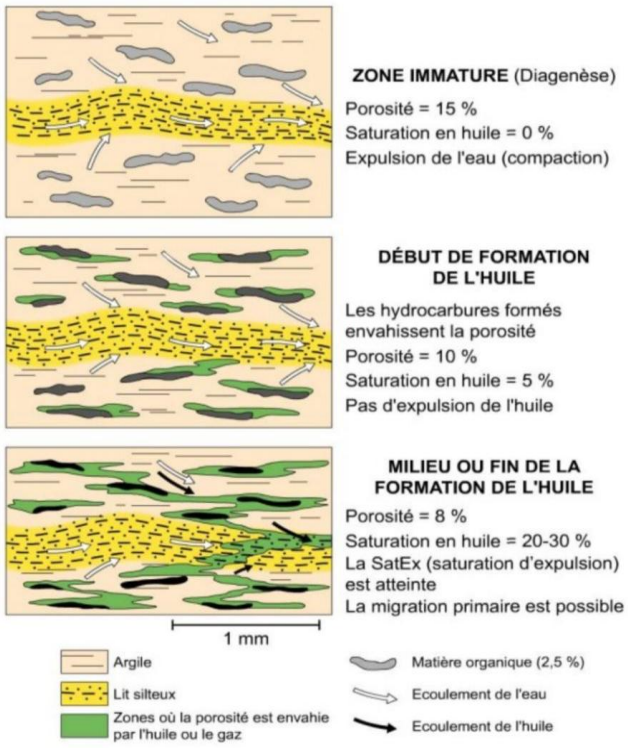


Figure6 : Schéma simplifié de la migration primaire (Ungerer et Durand, 1987)

- Migration secondaries (transport)

- Voies de migration : Couches de transport : chenaux turbiditiques confinés à faible pente et plis en éventail en eaux profondes, servant de « corridors » à la migration gravitaire des fluides (Crevello, 1991).
- Failles et fractures : systèmes de failles Est-Ouest hérités du syn-rift permettent un transport rapide vertical et latéral (Brownfield & Charpentier, 2003).
- Facteurs contrôlants : pondération gravitaire, hétérogénéité de la perméabilité et présence de sel mobilisé offrant des passages préférentiels
  (Liger & Roussel, 1979).

- Migration tertiaries (piégeage)

- Accumulation : les hydrocarbures remontent et s'accumulent dans les grès crétacés à porosité élevée ou dans les carbonates tertiaires, arrêtés par les mudstones et argiles du Crétacé supérieur et du Tertiaire qui forment la couverture étanche.

- Types de pièges : Structuraux : anticlinal SW-NE liés à la transpression turonienne et aux mouvements salifères (Bellion, 1987).

  Stratigraphiques : chenaux turbiditiques et réservoirs en éventail non scellés latéralement.

  Rôle du sel : diapirs et rides salifères créent des pièges à toit incliné favorisant l'accumulation (Brownfield & Charpentier, 2003).

Chapitre II : Méthodologie de travail

1. Traitement et analyse des données des forages

1.1. Traitement préliminaire des échantillons :

Avant d'être soumis à l'analyse par pyrolyse ou à la dégradation contrôlée, les échantillons de roche doivent subir une série de traitements préliminaires afin de garantir leur homogénéité et l'extraction pertinente de la matière organique. Nous avons adopte la méthode sur la base de Cissé ,2018 :

1.2. Lavage, broyage et tamisage :

Les carottes de forage sont concassées au pilon, tandis que les déblais (cuttings) sont lavés afin d'éliminer toute trace de boue de forage. Les échantillons sont ensuite broyés à plusieurs reprises dans un broyeur rotatif à creusets et billes en carbure de tungstène. À chaque étape, la poudre est tamisée à travers un tamis de 60 mesh, et le refus est de nouveau broyé afin d'obtenir une fraction homogène passant au travers du tamis. À ce stade, l'échantillon est désigné comme roche brute broyée.

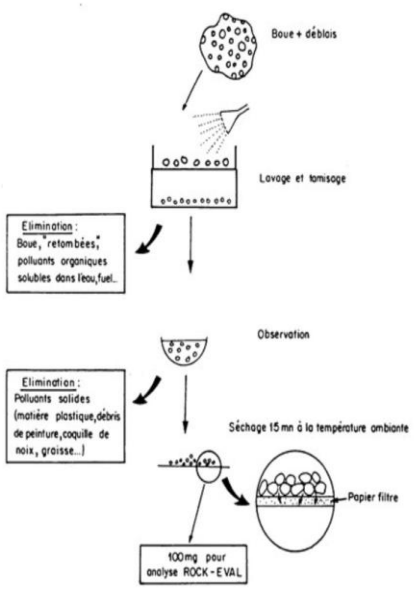


Figure 12 : Exemple de préparation et d'analyse des déblais sur le site même du forage (Espitalié et al, 1985)

1.3. Décarbonatation

Certaines analyses, notamment celles portant sur le CO_2 organique, nécessitent l'utilisation d'échantillons décarbonatés. Les échantillons broyés sont traités à l'HCl dilué chaud (10 %, 60 °C,

30 minutes). Le résidu est ensuite lavé plusieurs fois à l'eau distillée chaude jusqu'à disparition complète des chlorures. L'échantillon broyé et décarbonaté est désigné comme roche traitée.

1.4. Extraction aux solvants organiques

Différentes techniques permettent d'extraire le bitume des roches à kérogène (Oudin et al., 1970 ; Vandenbroucke, 1980 ; Monin et al., 1978 ; Radke et al., 1978). Dans cette étude, l'extraction a été réalisée au dichlorométhane (CH_2Cl_2) dans un extracteur à reflux type Soxhlet, à l'abri de la lumière. La roche broyée (1–20 g) est placée dans une capsule en cellulose préalablement extraite avec le même solvant. L'extraction se déroule pendant 24 heures en reflux continu. La solution est ensuite filtrée, le solvant évaporé sous vide, et le résidu séché à froid sous vide avant d'être pesé avec précision. Lorsque le poids de l'extrait n'est pas nécessaire ou que la matière soluble ne doit pas être récupérée (par exemple pour la pyrolyse comparative), l'extraction est effectuée dans de fines cartouches, permettant de traiter simultanément plusieurs échantillons. L'échantillon ainsi préparé est désigné comme roche extraite.

1.5. Dosage du carbone organique total et du soufre total

- *Dosage du carbone organique total (TOC)*

La teneur en carbone organique total des échantillons de roche est généralement déterminée à l'aide d'un analyseur LECO, après décarbonatation préalable. Cette méthode consiste en une combustion complète de la matière organique sous oxygène, produisant du CO_2 qui est ensuite analysé à l'aide d'un module comportant un piège à CO_2, une colonne chromatographique et un détecteur à conductivité thermique. L'instrument est calibré à l'aide d'échantillons de référence à teneur connue en carbone.

Il est également possible de mesurer le COT directement via le module carbone du Rock-Eval II (Espitalié et al., 1985a), sans décarbonatation préalable des roches brutes. Cette méthode présente une très bonne corrélation avec les résultats obtenus au LECO et est adaptée aux roches dont le COT ne dépasse pas 20 %. Pour les roches plus riches en matière organique, comme les lignites et les charbons, l'utilisation de l'analyseur LECO permet d'obtenir une mesure plus fiable. Les résultats sont exprimés en % Corg/g de roche.

- ***Dosage du soufre total (ST)***

Le soufre total est déterminé par décomposition des sulfures minéraux et du soufre organique à 1315 °C, en présence d'un excès d'oxygène et d'un catalyseur V_2O_5. Le soufre est transformé en

SO_2, puis en SO_3, et enfin titré à l'iodure. Les résultats sont exprimés en % S/g de roche. Cette méthode ne permet pas de distinguer le soufre d'origine organique de celui d'origine minérale.

1.6. Pyrolyse par Rock eval

La pyrolyse programmée Rock-Eval constitue une méthode analytique de référence en géochimie organique, employée pour évaluer le potentiel générateur d'hydrocarbures, déterminer le type de matière organique (kérogène) et apprécier le degré de maturation thermique des roches-mères. Cette analyse fournit des paramètres rapides et comparables — notamment S1, S2, Tmax, TOC, HI, OI et PI — qui sont utilisés pour la caractérisation des roches-mères, la cartographie des zones génératrices ainsi que la modélisation pétro-géochimique) .

Depuis les années 1970, la pyrolyse Rock-Eval a connu une évolution progressive à travers plusieurs générations d'instruments, chacune apportant des améliorations significatives dans la précision des mesures, la capacité d'interprétation des données géochimiques et le contrôle des conditions thermiques, notamment la plage de température appliquée.

Rock-Eval 1 (années 1970) représente la première version commerciale de la technique. Elle permettait d'évaluer rapidement le potentiel pétrogène des roches à partir des hydrocarbures pyrolysés (S1, S2) et de mesurer le carbone organique total (TOC). Les rampes de température étaient relativement limitées, avec un contrôle moins précis, ce qui affectait la reproductibilité des mesures. Cette version était donc limitée par la précision des capteurs, la résolution thermique et la gamme de températures exploitable.

Rock-Eval 2 (années 1980) a introduit une analyse plus précise des pics S1 et S2, ainsi que la possibilité d'estimer la maturité thermique via le paramètre Tmax. La plage de température a été étendue et mieux contrôlée, permettant une estimation plus fiable du début de génération des hydrocarbures. Cette version marque également le début des applications dans la cartographie pétrogéochimique.

Les générations Rock-Eval 3 et 4 (années 1990) ont amélioré la détection des produits volatils et la reproductibilité des mesures grâce à un contrôle thermique plus précis et à des rampes de chauffage mieux calibrées. Elles ont également intégré des logiciels performants pour le traitement des données et le calcul des indices géochimiques tels que HI, OI et PI.

Rock-Eval 5 (années 2000) a apporté des systèmes automatiques plus performants et une gestion plus fine de la température. Les rampes thermiques ont été optimisées pour reproduire fidèlement la génération d'hydrocarbures dans des conditions proches de celles observées en subsurface. Cette version permettait d'analyser une plus grande variété d'échantillons, notamment les roches très carbonatées ou pauvres en matière organique.

Enfin, Rock-Eval 6 (années 2010 à aujourd'hui) constitue l'instrumentation moderne avec détection simultanée des hydrocarbures et du CO_2. La régulation thermique est précise et programmable, offrant une plage de température optimisée pour simuler la maturation naturelle des roches-mères. Cette version permet de mesurer des paramètres supplémentaires, comme la fraction insoluble en solvant, et bénéficie de logiciels avancés pour la modélisation pétro-géochimique et la génération de cartes isobathes. Elle offre ainsi une grande fiabilité pour la caractérisation des roches-mères, quel que soit le type de roche, la profondeur ou la richesse en matière organique.



Figure 13 : Appareil d'analyse Rock-Eval (In CISSE, 2018)

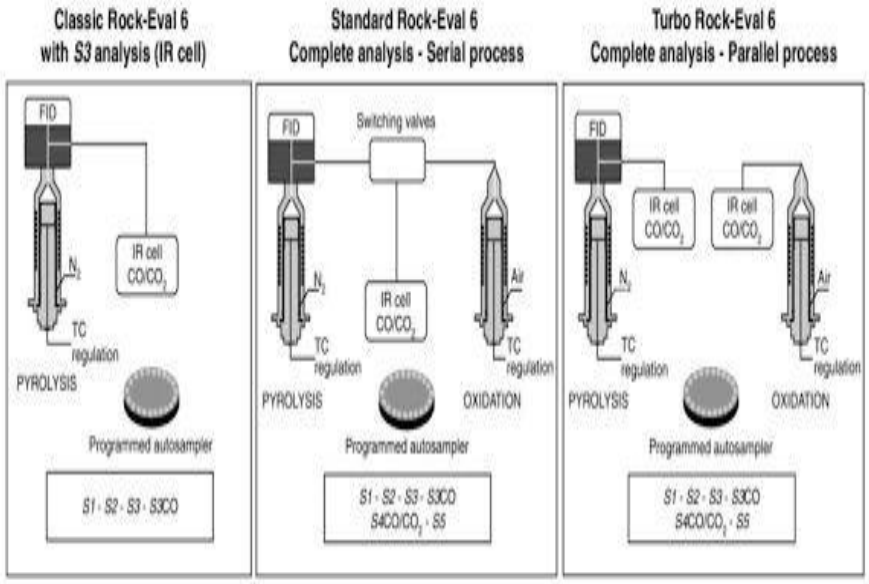


Figure 14 : Présentation des différentes versions commerciales du Rock-Eval 6 commercialisées par Vinci Technologies

- **Analyse des résidus par oxydation thermique**

Après la phase de pyrolyse, l'échantillon est acheminé automatiquement vers la chambre de combustion du système d'air artificiel, où il est incinéré dans un mélange composé de 80 % d'azote et 20 % d'oxygène. La température est progressivement augmentée de 300 à 850 °C afin de détecter les pics $S4CO_2$, S4CO et S5, permettant ainsi l'évaluation des résidus organiques et du soufre total.

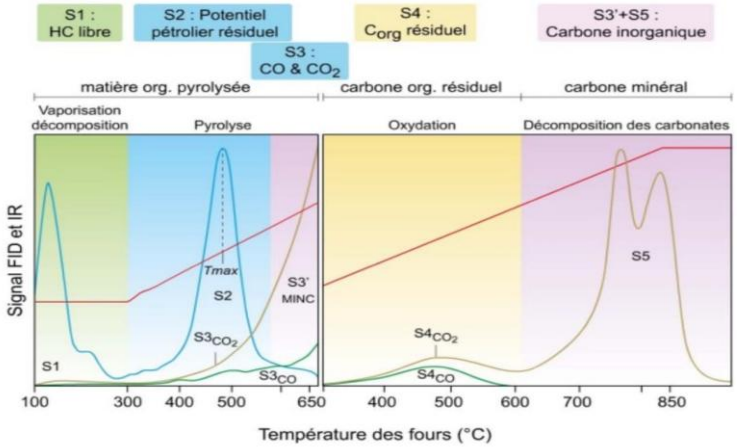


Figure 15 : Diagramme montrant les diffèrent pics et Leurs températures correspondantes (Biteau J.J et al. 2017)

- S1 : C'est similaire à la quantité de gaz HC libre (C1-C30) qui est vaporisée à 300 degrés Celsius ;
- S2 : est associé au potentiel de volume de pétrole ;
- TPS2 : est la température du sommet du pic au sommet de S2 ;

- S3 : C'est le volume de CO2 organique qui a été détecté à des températures comprises entre 390°C et 300°C ;
- S'3 : Il est lié au volume de CO2 minéral (inorganique) détecté depuis le début de la volatilisation jusqu'à une température de 400°C ;
- S3CO : Correspond à la quantité de C organique détectée par absorption infrarouge depuis le début de la volatilisation jusqu'à T=550°C ;
- S'3CO : C'est similaire à la quantité de CO organique et minéral enregistrée à la fin de l'enregistrement S3CO ;
- S4CO2 : Correspond à la quantité de CO2 organique encore présente suite à une combustion à une température comprise entre 300°C et 720°C ;
- S4CO : correspond à la quantité totale de carbone organique détectée pendant tout le processus d'oxydation ;
- S5 : est le volume de CO2 minéral qui a été détecté lors de la dernière partie de l'enregistrement S4CO2 jusqu'à la fin de l'oxydation.
- Grace aux mesures obtenues il va être possible de calculer certains paramètres importants pour la caractérisation géochimique de la roche analysée
- Le Tmax correspond à la température maximale enregistrée au sommet du pic S2 lors de la pyrolyse. Il constitue un indicateur clé de la maturité thermique des échantillons de roche-mère. Lorsque le Tmax est inférieur à 435 °C, l'échantillon est considéré comme immature. Pour un Tmax compris entre 435 et 470 °C, l'échantillon est jugé mature, correspondant à une phase de génération d'hydrocarbures liquides. Enfin, si le Tmax dépasse 470 °C, l'échantillon est qualifié de surmature, indiquant une prédominance de la génération de gaz.



Figure 16 : Classification de la zone selon la valeur de Tmax

- Le carbone organique total (TOC) constitue un indicateur de la capacité d'un échantillon à générer du kérogène.et est classé comme suit dans le tableau suivant.

Tableau1 . Classement du TOC selon sa valeur

Classement	Pauvre	Modéré	Bon	TTrès Bon	Excellent
Valeur	0 à 0,6	0,6 à 1	1 à 2	2 à 5	5 à 10

- L'index d'Hydrogène, représente la quantité d'hydrogène dans l'échantillon et est classé comme suit dans le tableau suivant.

Tableau2 . Classement de l'index hydrogène selon sa valeur

Classement	Faible	Moyen	Fort	Très Fort
Valeur	0 - 100	101 à 300	301 à 600	>600

- L'index d'Oxygène, représente la quantité d'hydrogène dans l'échantillon et est classé comme suit dans le tableau suivant.

Tableau3 . Classement de l'index hydrogène selon sa valeur

Classement	Très Faible	Faible	Moyen	Fort	Très Fort
Valeur	0 à 50	51 à 100	1101 à 200	201 à 400	>400

En géochimie organique, il est courant de représenter des diagrammes croisant l'indice d'oxygène, l'indice d'hydrogène et la température de Tmax, dans le but de déterminer à la fois :

- Le type de kérogène
- La maturité

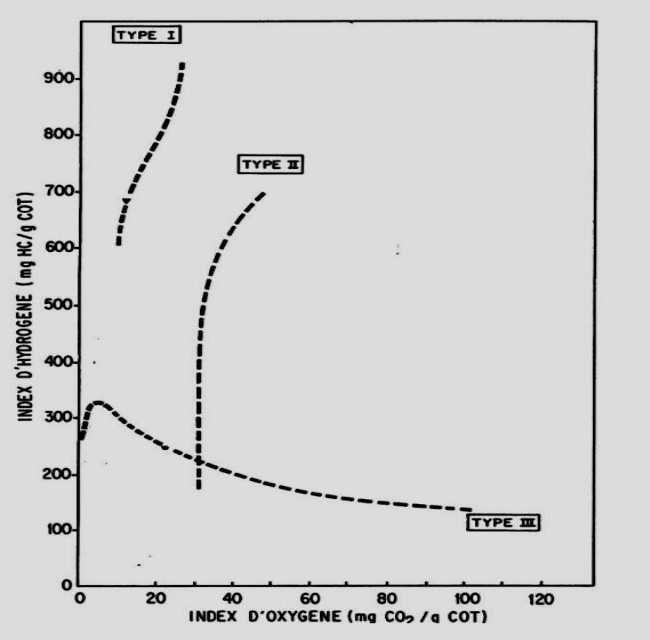


Figure 17 : Diagramme OI vs HI

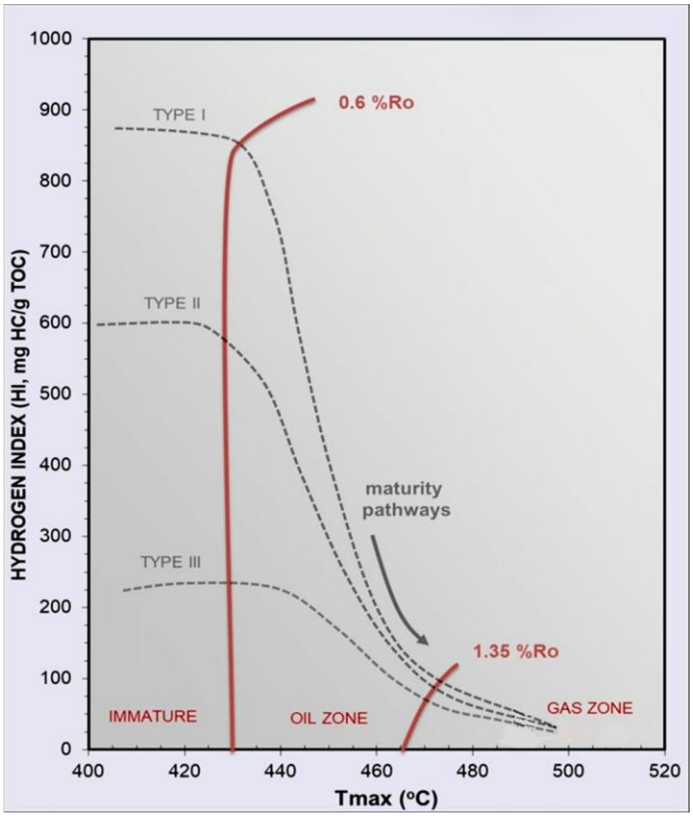


Figure 18 : Diagramme IH vs Tmax

La figure suivante présente l'ensemble des équations utilisées pour la caractérisation de la roche mère.

Calculated parameters for the Basic Method

Calculated parameters	Unit	Formula	Name
Tmax	°C	$TpS2 - \Delta Tmax^*$	*Tmax*
PI		$\frac{S1}{(S1+S2)}$	Production index
PC	wt%	$\frac{[(S1+S2)\times 0.83]+\left[S3\times\frac{12}{44}\right]+\left[\left(S3'CO+\frac{S3''CO}{2}\right)\times\frac{12}{28}\right]}{10}$	Pyrolysable org. carbon
RC CO	wt%	$\frac{S4CO\times\frac{12}{28}}{10}$	Residual org. carbon (CO)
RC CO_2	wt%	$\frac{S4CO_2\times\frac{12}{44}}{10}$	Residual org. carbon (CO_2)
RC	wt%	RC CO + RC CO_2	Residual org. carbon
TOC	wt%	PC + RC	Total organic carbon
S1/TOC	mg HC/g TOC	$\frac{S1\times 100}{TOC}$	
HI	mg HC/g TOC	$\frac{S2\times 100}{TOC}$	Hydrogen index
OI	mg CO_2/g TOC	$\frac{S3\times 100}{TOC}$	Oxygen index
OI CO	mg CO/g TOC	$\frac{S3CO\times 100}{TOC}$	Oxygen index CO
PyroMinC	wt%	$\frac{\left[S3'\times\frac{12}{44}\right]+\left[\left(\frac{S3''CO}{2}\right)\times\frac{12}{28}\right]}{10}$	Pyrolysis mineral carbon
OxiMinC	wt%	$\frac{S5\times\frac{12}{44}}{10}$	Oxidation mineral carbon
MinC	wt%	PyroMinC + OxiMinC	Mineral carbon

Figure 19: Formules permettant de calculer les différents paramètres (Béchar et Al. 2001)

2. Logiciel PetroMod



Figure 20 : Logo officiel du logiciel PetroMod

Le logiciel PetroMod (Version 2012.1) constitue un outil de modélisation numérique de premier plan dans le champ de la géoscience pétrolière. Conçu spécifiquement pour simuler l'évolution thermique, cinétique et les processus de migration des hydrocarbures dans les bassins sédimentaires, il s'impose comme un instrument central dans les approches contemporaines d'exploration. Grâce à sa capacité de calcul avancée et à sa flexibilité méthodologique, PetroMod permet aux chercheurs, ingénieurs et acteurs industriels d'approfondir leur compréhension des systèmes pétroliers et d'anticiper avec une précision accrue leur potentiel énergétique.

Le fonctionnement de PetroMod repose sur l'intégration et la valorisation d'un ensemble de données diversifiées issues de la stratigraphie, de la sédimentologie, de la géophysique et de la géochimie. Ces données alimentent la construction de modèles numériques 1D, 2D ou 3D, qui reconstituent l'histoire géologique des bassins sédimentaires. L'outil permet ainsi de retracer l'évolution de l'enfouissement, de la compaction, de la génération et de la migration des hydrocarbures. Par la mise en relation des paramètres thermiques, structuraux et cinétiques, PetroMod offre une représentation intégrée et cohérente de l'évolution spatio-temporelle des systèmes pétroliers sur l'échelle des temps géologiques.

L'objectif central de PetroMod est de réduire les incertitudes inhérentes à l'exploration pétrolière, tout en identifiant les zones les plus favorables à l'accumulation d'hydrocarbures. Cette finalité présente un double intérêt : optimiser la rentabilité économique en réduisant les forages coûteux et non productifs, et approfondir la compréhension scientifique des mécanismes de formation et de migration des hydrocarbures. Les résultats issus des simulations, tels que les cartes de maturité, les volumes générés ou encore les modèles de migration, constituent de véritables outils d'aide à la décision stratégique pour les compagnies d'exploration et de production.

La mise en œuvre de PetroMod s'appuie sur une démarche méthodologique progressive, allant de la collecte et de l'intégration des données géologiques de base jusqu'à la formulation de scénarios d'évolution thermique et cinétique. Ces scénarios permettent de simuler la transformation progressive de la matière organique en hydrocarbures, ainsi que leur migration primaire et secondaire à travers les structures géologiques. Les résultats obtenus sont visualisés sous forme de coupes stratigraphiques, de cartes spatio-temporelles ou de modèles tridimensionnels interactifs, ce qui facilite leur interprétation et leur intégration dans des stratégies d'exploration raisonnées.

Un des principaux atouts de PetroMod réside dans sa capacité à intégrer des modules spécialisés, conçus pour tester un large éventail d'hypothèses géologiques. Les fonctionnalités incluent, entre autres, la modélisation cinétique avancée de la matière organique, la simulation des mécanismes de migration par flottabilité ou diffusion, ainsi que la prise en compte des interactions entre phénomènes tectoniques et sédimentaires. La possibilité de comparer et de confronter plusieurs scénarios accroît la robustesse des prévisions et contribue à une meilleure gestion des incertitudes liées aux données initiales.

Toutefois, malgré ses qualités indéniables, PetroMod présente certaines limites. Son utilisation exige une expertise approfondie en géoscience et en modélisation numérique, ce qui peut constituer un frein pour les non-spécialistes. De plus, la fiabilité des résultats est directement conditionnée par la qualité, la précision et la représentativité des données d'entrée ; des lacunes ou des approximations dans ces dernières peuvent engendrer des biais significatifs dans l'interprétation. Par ailleurs, son coût élevé ainsi que ses exigences en termes de ressources matérielles et logicielles peuvent limiter son accessibilité, notamment dans des contextes académiques à ressources restreintes.

En définitive, PetroMod s'impose comme un outil scientifique et technique incontournable, alliant rigueur académique et pertinence industrielle. Sa capacité à transformer des données hétérogènes et complexes en modèles prédictifs fiables en fait un allié précieux tant pour la recherche universitaire que pour l'industrie pétrolière et gazière. Bien que son usage requière une maîtrise technique et une base de données rigoureuse, ses contributions en matière de réduction des risques, d'amélioration de la compréhension des processus géologiques et d'optimisation économique en font un logiciel parmi les plus performants et les plus utilisés dans le domaine de la modélisation des systèmes pétroliers.

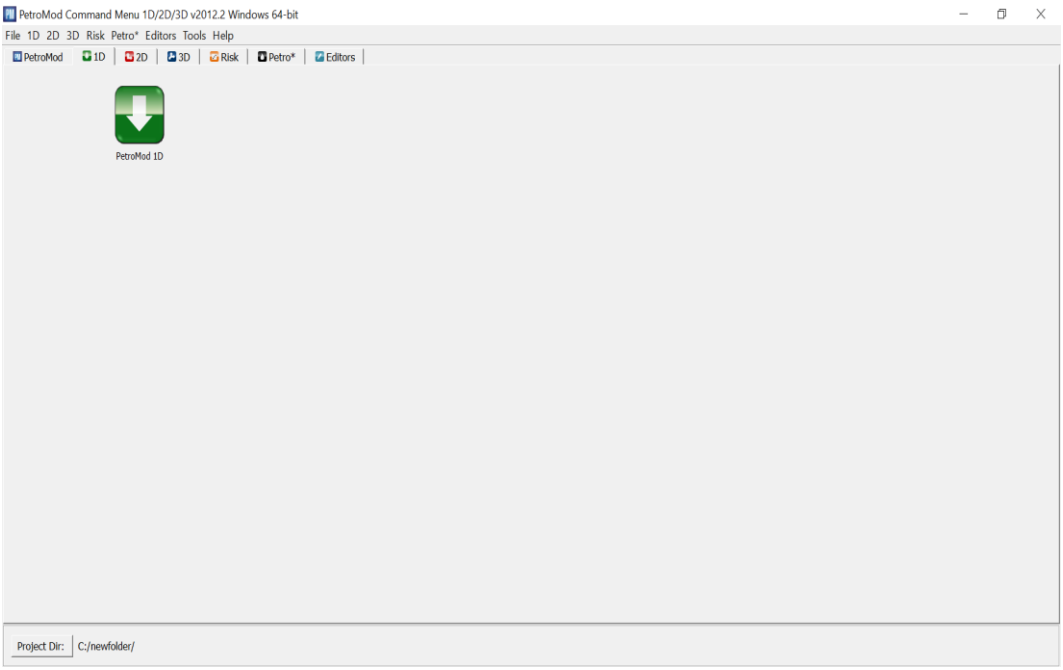


Figure 21 :Étape 1 : Dans le cadre de l'initialisation de PetroMod

La procédure débute par l'ouverture de l'exécutable PetroMod11.exe. Par la suite, le module PetroMod 1D est sélectionné, comme le montre la figure ci-dessus

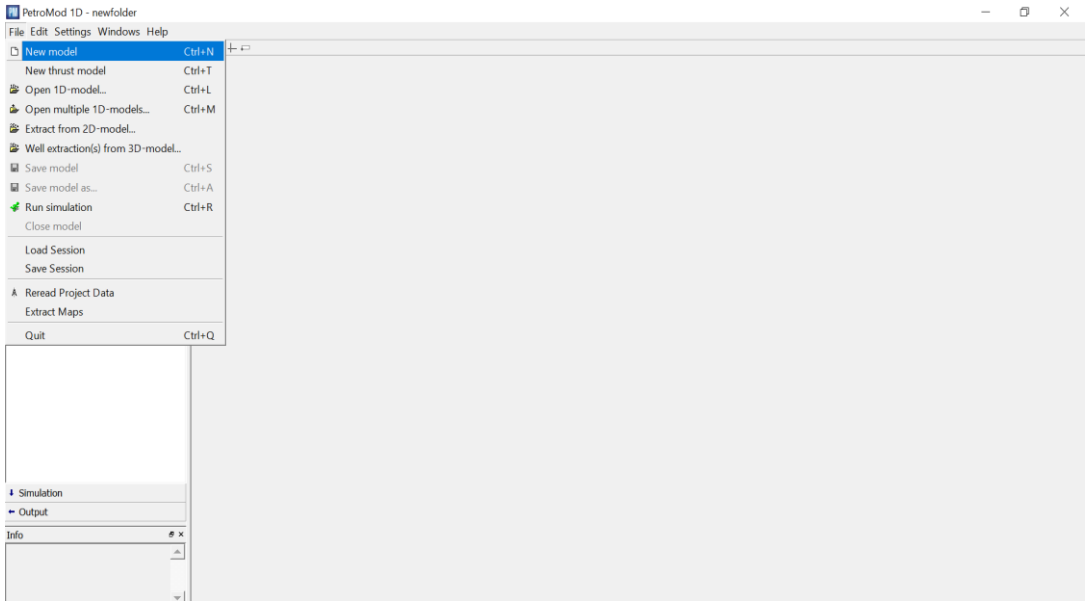
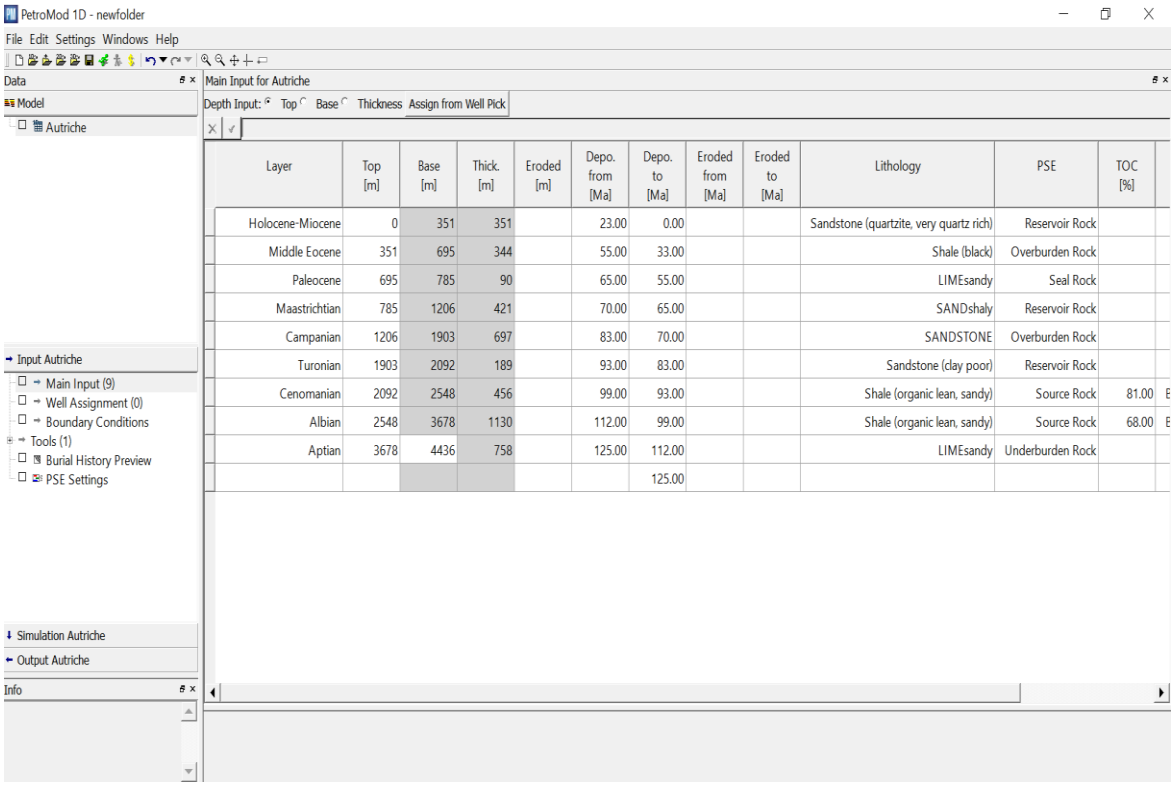


Figure 22 :Étape 2 : Dans le cadre de l'initialisation de PetroMod (Version 2012.1)

Par la suite, il convient d'accéder à l'onglet File et de sélectionner l'option <New Model > afin de créer un nouveau modèle, lequel devra être nommé et enregistré. Ce modèle servira ensuite à l'introduction des données de puits.



Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]
Holocene-Miocene	0	351	351		23.00	0.00			Sandstone (quartzite, very quartz rich)	Reservoir Rock	
Middle Eocene	351	695	344		55.00	33.00			Shale (black)	Overburden Rock	
Paleocene	695	785	90		65.00	55.00			LIMEsandy	Seal Rock	
Maastrichtian	785	1206	421		70.00	65.00			SANDshaly	Reservoir Rock	
Campanian	1206	1903	697		83.00	70.00			SANDSTONE	Overburden Rock	
Turonian	1903	2092	189		93.00	83.00			Sandstone (clay poor)	Reservoir Rock	
Cenomanian	2092	2548	456		99.00	93.00			Shale (organic lean, sandy)	Source Rock	81.00
Albian	2548	3678	1130		112.00	99.00			Shale (organic lean, sandy)	Source Rock	68.00
Aptian	3678	4436	758		125.00	112.00			LIMEsandy	Underburden Rock	
						125.00					

Figure 23 :Étape 3 : Dans le cadre de l'initialisation de PetroMod

Il est ensuite nécessaire de renseigner l'ensemble des paramètres relatifs aux différentes couches géologiques, notamment la profondeur, l'âge, la lithologie, le TOC ainsi que l'indice d'hydrogène. Ces informations constituent des données fondamentales pour la modélisation et permettent d'assurer une meilleure représentation des conditions géologiques et pétrolières du bassin étudié.

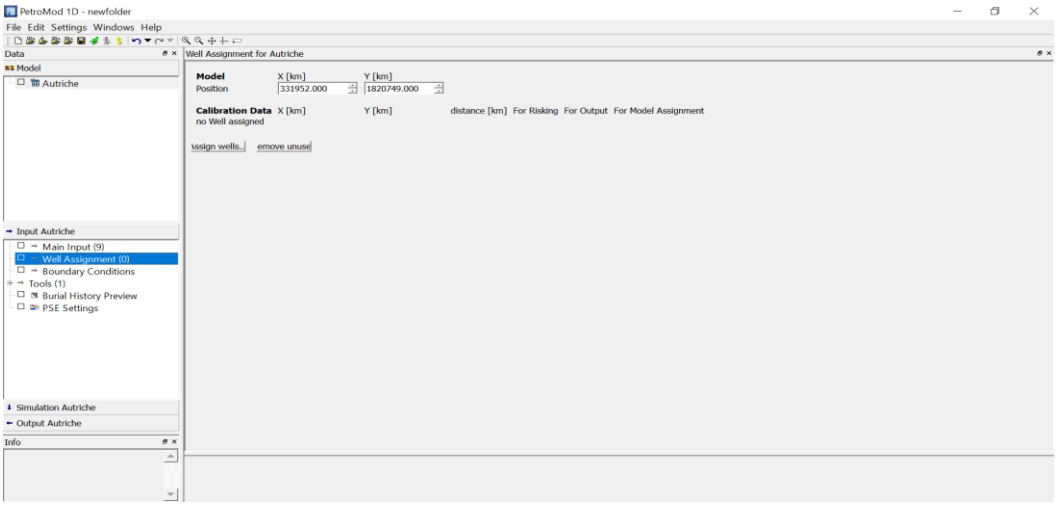


Figure 24 :Étape 4 : Dans le cadre de l'initialisation de PetroMod

Une fois l'option Well Assignment sélectionnée dans le menu Inputs, il convient d'introduire les coordonnées du puits, étape essentielle pour localiser précisément le site d'étude dans le cadre de la modélisation.

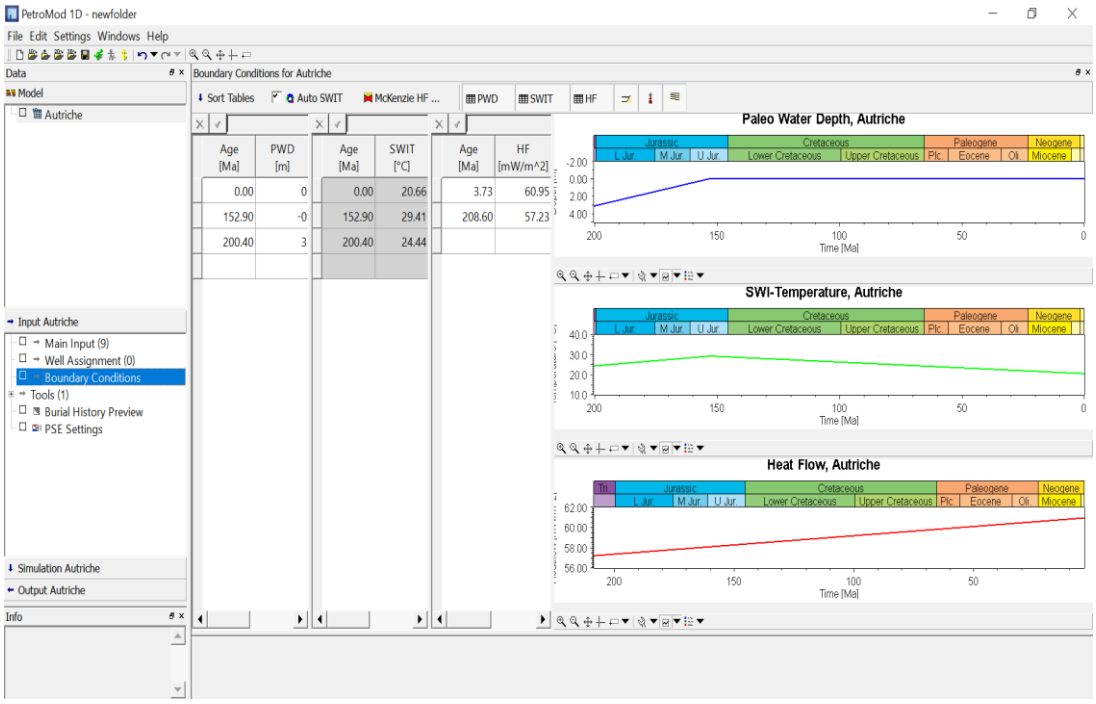


Figure 25 :Étape 5 : Dans le cadre de l'initialisation de PetroMod

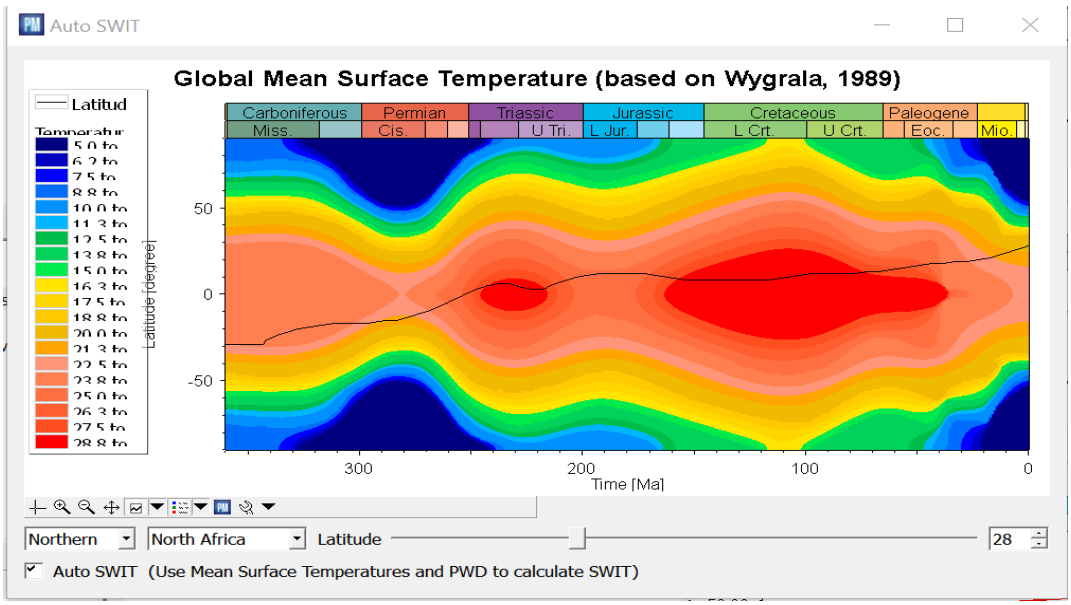


Figure 26 :Étape 6 : Dans le cadre de l'initialisation de PetroMod

On procédera à la sélection de l'Afrique du Nord dans le fuseau UTM 28, correspondant à la zone où se situe le bassin côtier mauritanien, incluant les puits utilisés au cours de cette étude.

Par la suite, il convient de cliquer sur « Boundary Conditions », puis d'effectuer un clic droit sur la fenêtre « Swift » et de sélectionner l'option « AutoSwift », laquelle permet d'appliquer au modèle les variations locales de température tout au long de l'évolution géologique.

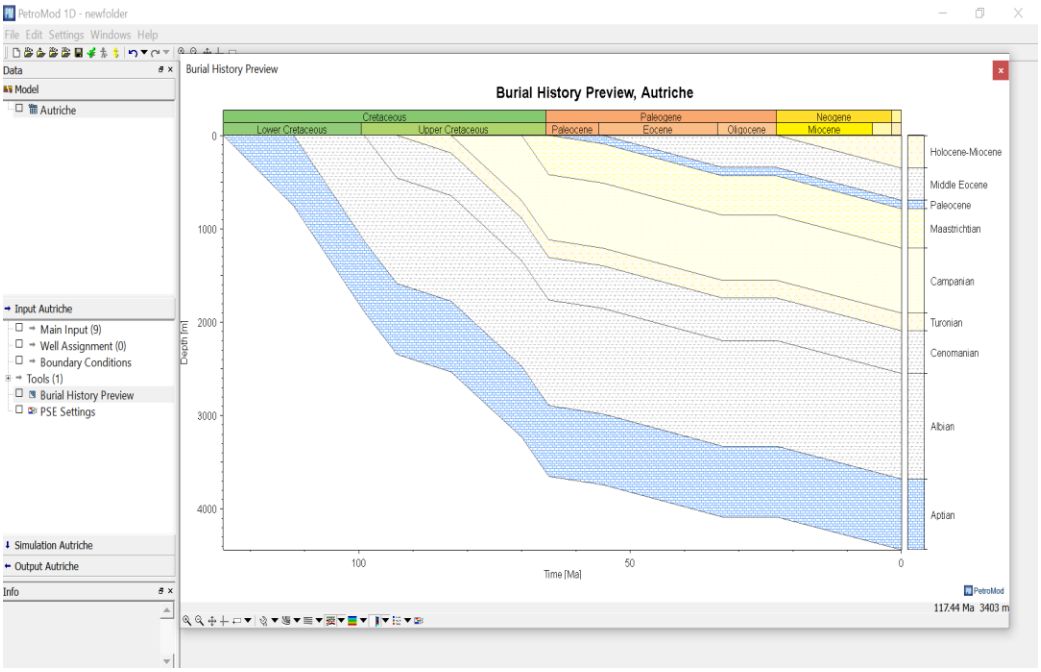


Figure 27 :Étape 7 : Dans le cadre de l'initialisation de PetroMod

En sélectionnant « Burial History », on obtient une première vue d'ensemble de la stratigraphie de la zone ainsi que de son évolution au cours du temps.

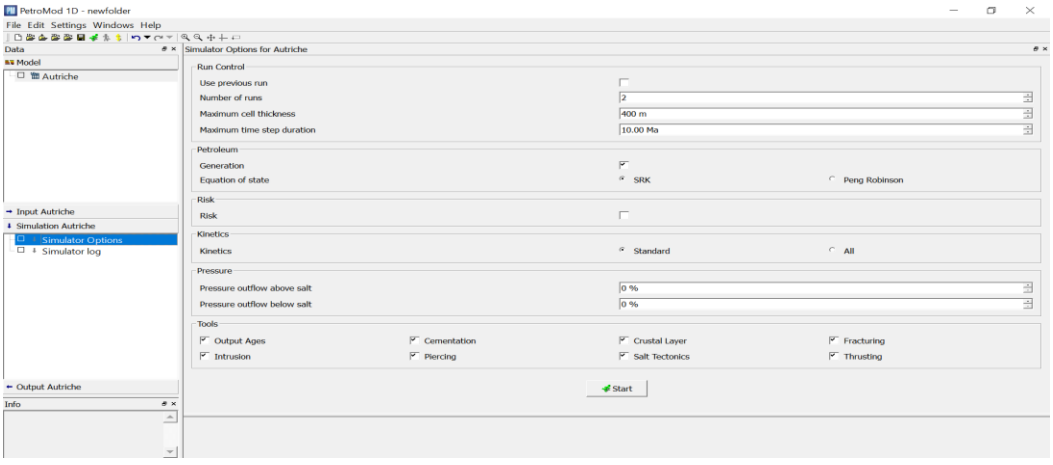


Figure 28:Étape 8 : Dans le cadre de l'initialisation de PetroMod

À présent, il est possible de lancer la simulation, puisque toutes les données initiales ont été saisies, ce qui permet de générer différents modèles en sélectionnant successivement « Simulation », puis « Simulation Options », et enfin « Start ».

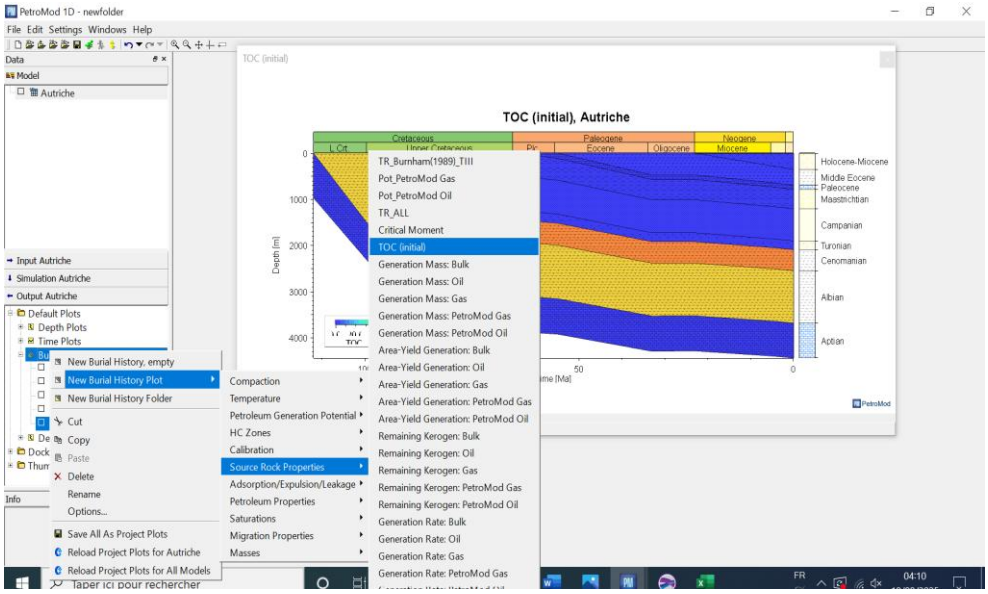


Figure 29 :Étape 1 : Dans le cadre de l'exécution de Modelé sur PetroMod

La figure précédente illustre la génération d'une carte isobathe en fonction du TOC, laquelle peut être interprétée directement.

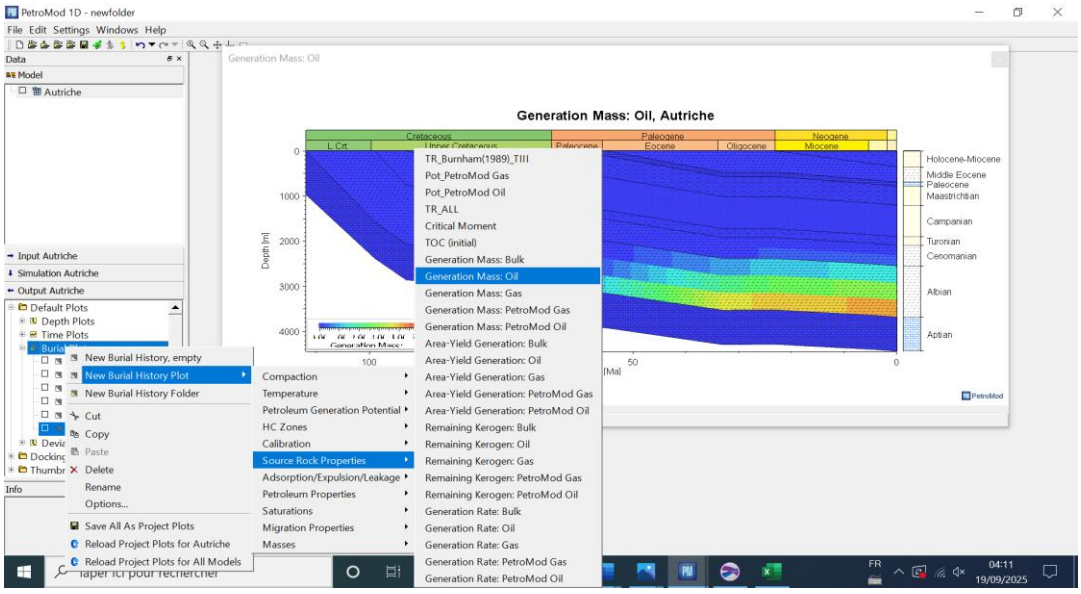


Figure 30 :Étape 2 : Dans le cadre de l'exécution de Modelé sur PetroMod

La figure précédente illustre la génération d'une carte isobathe en fonction de la production de pétrole liquide, ce qui permet d'identifier le moment critique correspondant au début de sa génération.

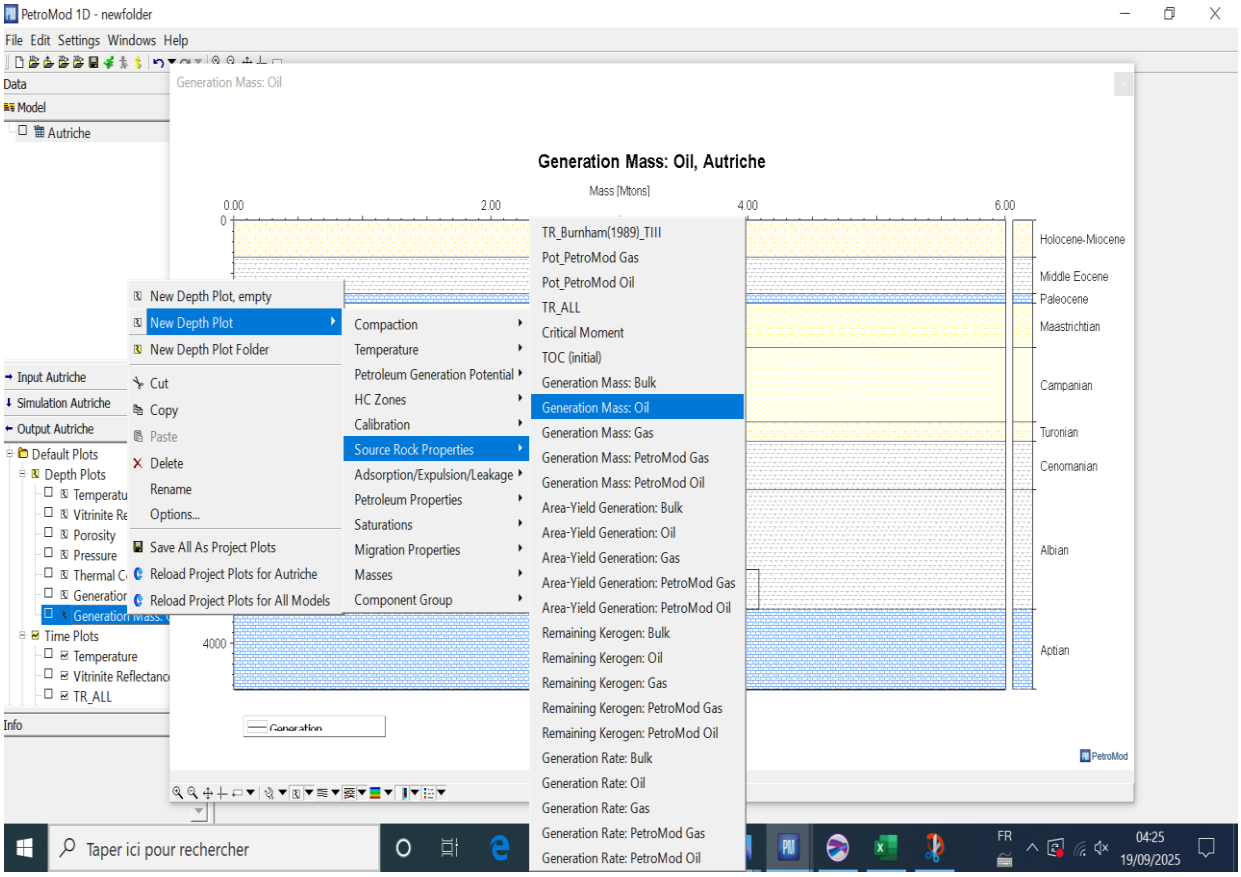


Figure 31 :Étape 3 : Dans le cadre de l'exécution de Modelé sur PetroMo

La figure précédente illustre la génération d'un diagramme représentant la production de pétrole liquide en fonction de la profondeur dans les roches-mères potentielles. Le logiciel demeure relativement simple d'utilisation, bien qu'il soit nécessaire de paramétrer les différents modèles afin de nuancer et d'affiner les résultats obtenus.



Figure 32: Logo officiel du Logiciel Golden Surfer

Le Golden Software Surfer est un logiciel puissant et polyvalent, largement reconnu pour ses capacités de modélisation et de visualisation des données géospatiales. Il s'impose comme un outil de référence dans divers domaines scientifiques et techniques, notamment la géologie, l'ingénierie, l'environnement ainsi que l'exploration et l'exploitation des ressources naturelles telles que le pétrole et le gaz. Grâce à ses fonctionnalités avancées, Surfer permet la construction de cartes de surface complexes, la réalisation de modèles tridimensionnels ainsi que l'application de méthodes d'analyse géostatistique sophistiquées. L'un de ses atouts majeurs réside dans sa capacité à interpoler et transformer des données ponctuelles discrètes en surfaces continues fiables, accompagnées de courbes de niveau précises, ce qui en fait un instrument indispensable pour la recherche appliquée et académique.

Dans le secteur pétrolier, l'utilisation de Surfer revêt une importance particulière. Il est considéré comme l'un des logiciels les plus utilisés dans les études de modélisation et d'évaluation des bassins sédimentaires. Surfer contribue directement à l'identification de l'origine du pétrole et à l'évaluation du potentiel de génération des hydrocarbures. Ce processus est essentiel pour comprendre non seulement la capacité générative des roches mères, mais aussi les mécanismes de migration et d'accumulation des hydrocarbures dans les bassins après leur formation. En effet, la compréhension de ces phénomènes constitue un préalable nécessaire à toute exploration efficace et à la réduction des incertitudes liées aux investissements pétroliers.

L'apport de Surfer ne se limite pas à l'analyse des roches mères. Le logiciel s'avère également performant dans l'étude des propriétés géochimiques, en particulier à travers la création de cartes

thématiques représentant la répartition de la matière organique. Ces cartes permettent d'identifier les zones à forte concentration en matière organique et de juger, par conséquent, de la richesse potentielle des roches mères. Une telle approche fournit aux chercheurs et ingénieurs des informations essentielles pour estimer le potentiel génératif et localiser les zones susceptibles de constituer des pièges pétroliers favorables.

Par ailleurs, Surfer offre la possibilité d'intégrer et de combiner différentes sources de données, telles que les données sismiques et les diagraphies de puits. Cette intégration constitue un avantage considérable, car elle favorise un affinement continu des modèles géologiques et conduit à des prédictions plus précises sur la localisation et la qualité des hydrocarbures. La capacité d'analyser des données à différentes échelles spatiales ouvre la voie à une interprétation multi-échelle des propriétés des roches mères, permettant ainsi d'obtenir une image exhaustive, riche en détails et scientifiquement robuste des entités géologiques et géochimiques.

Un autre domaine d'application important de Surfer est la reconstitution de la stratigraphie et de la lithologie des formations géologiques. Le logiciel permet de représenter de manière visuelle et structurée les différentes couches de roches mères ainsi que leurs caractéristiques pétrographiques. Les modèles tridimensionnels générés facilitent considérablement la visualisation et l'interprétation des structures souterraines complexes. Cette approche visuelle permet d'appréhender plus facilement les phénomènes structuraux tels que les failles, les plis et autres discontinuités géologiques, qui jouent un rôle déterminant dans les processus de migration et d'accumulation des hydrocarbures.

Les cartes structurelles construites grâce à Surfer fournissent des représentations précises des zones de déformation, offrant ainsi aux géologues et aux ingénieurs une compréhension plus fine du comportement des réservoirs. En associant données sismiques, diagraphies et données géochimiques, Surfer constitue un outil intégrateur qui soutient la prise de décision dans les projets d'exploration et de développement pétroliers. Ce rôle intégrateur est d'autant plus important qu'il permet de réduire l'incertitude géologique, d'optimiser les campagnes de forage et d'améliorer l'efficacité des opérations de prospection.

En résumé, Surfer s'impose comme un logiciel incontournable dans le domaine de l'étude des roches mères pétrolières et de l'analyse des systèmes pétroliers. Ses fonctionnalités avancées en matière de modélisation, de cartographie et d'intégration de données en font un outil de choix pour

la recherche académique et appliquée. Il offre la possibilité d'exploiter des données variées et de les transformer en représentations visuelles et analytiques précises, facilitant ainsi la compréhension et l'interprétation des phénomènes géologiques complexes.

Dans les sections qui suivent, nous proposerons une méthodologie détaillée et progressive visant à illustrer la construction de cartes d'isobathes à partir de données issues de plusieurs puits. Cette démarche, appliquée à différents contextes régionaux, mettra en évidence la flexibilité et l'efficacité de Surfer dans l'élaboration de cartes géologiques et géochimiques fiables, adaptées aux besoins des chercheurs et des professionnels de l'industrie pétrolière.

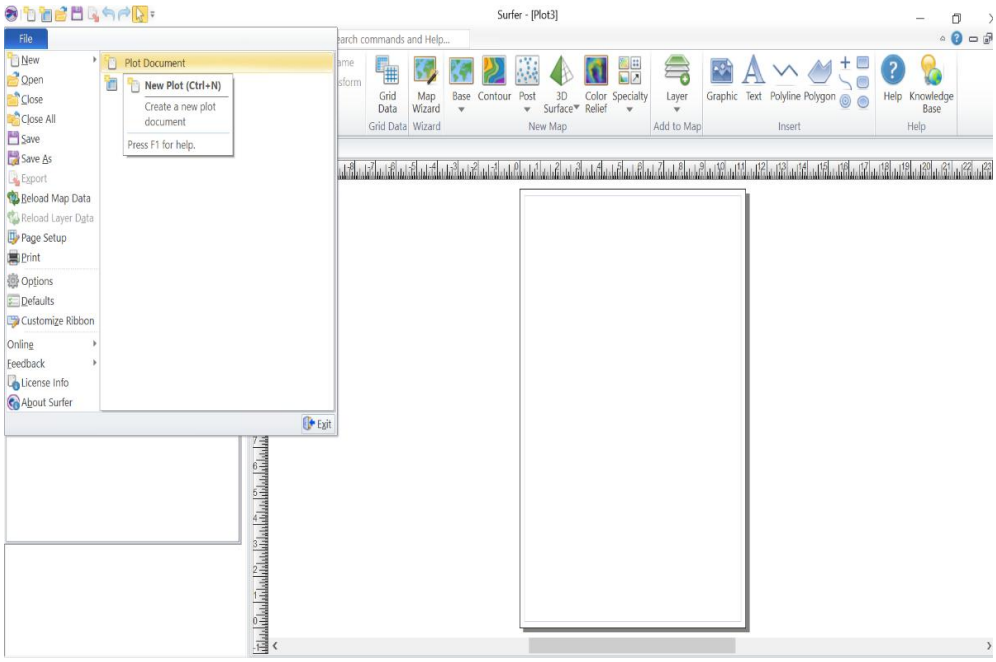


Figure 33 : L'initialisation de Surfer

Après avoir lancé le logiciel Surfer, il convient d'ouvrir le menu « File », de sélectionner l'onglet « New », puis le sous-onglet « Plot Document » afin de créer un nouvel espace de travail.

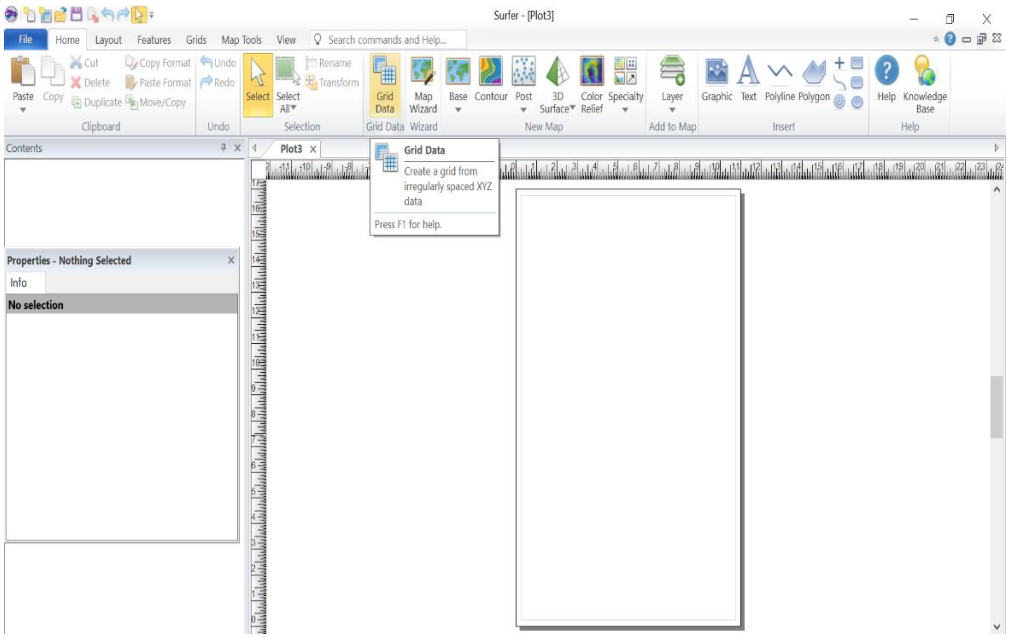


Figure 34 : Ouverture d'un plan de travail sur Surfer

Il convient ensuite de sélectionner le bouton « Grid Data » afin de choisir le fichier Excel contenant les données, ce qui permet de générer automatiquement les cartes isobathes en fonction du paramètre retenu pour l'évaluation, tel que le Tmax ou le TOC.

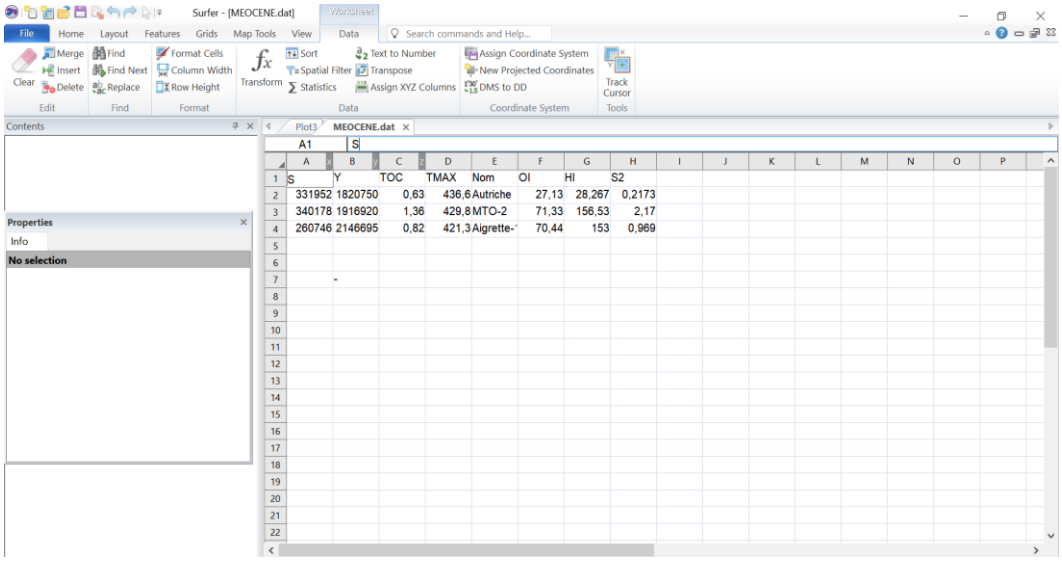


Figure 35 : Input pour le logiciel Surfer

Un fichier Excel est préalablement créé pour regrouper l'ensemble des données à évaluer ; c'est ce fichier qui sera ensuite utilisé pour la génération des cartes isobathes.

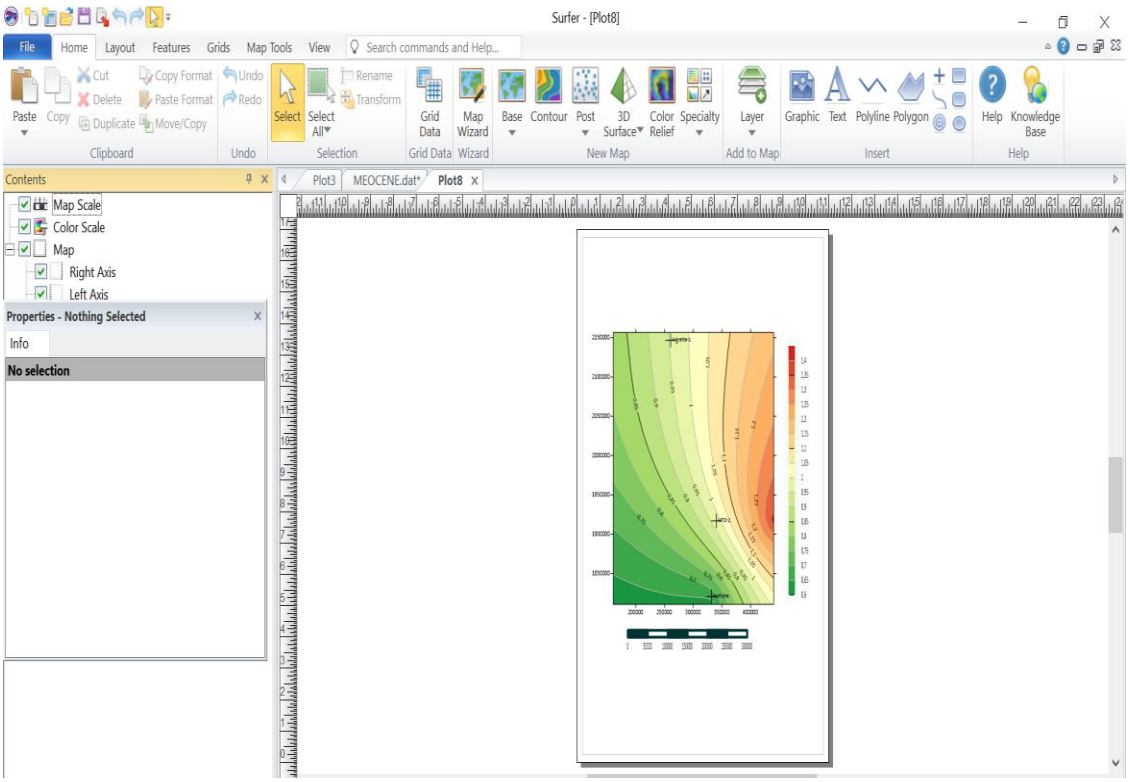


Figure 36 : Output généré

Après avoir suivi l'ensemble des étapes décrites, on obtient une carte isobathe régionale en fonction du paramètre évalué ; l'opération peut être répétée pour chaque paramètre pertinent.

Chapitre III Caractérisation géochimique des roches mères crétacées

1. Généralités sur la caractérisation de la matière organique dans les roches-mères du Crétacé

Le Crétacé représente une période clé dans l'histoire géologique pour la formation de roches-mères pétrolières. Plusieurs bassins sédimentaires de cette époque renferment des dépôts organiques d'une qualité exceptionnelle, liés notamment aux événements anoxiques océaniques (Oceanic Anoxic Events, OAE) qui ont favorisé l'accumulation et la préservation de la matière organique. Parmi ceux-ci, l'événement anoxique du Cénomanien-Turonien (OAE2) est particulièrement bien documenté et a conduit à la formation de roches riches en matière organique marine, largement reconnues comme de puissantes roches-mères à l'échelle mondiale (Schlanger & Jenkyns, 1976).

La caractérisation de la matière organique contenue dans les roches crétacées repose sur plusieurs paramètres géochimiques et pétrographiques. Le carbone organique total (TOC) constitue le premier indicateur de richesse. Des valeurs supérieures à 2 % sont généralement considérées comme représentatives d'un bon potentiel pétrogénique, tandis que des teneurs dépassant 5 % indiquent un potentiel excellent (Peters & Cassa, 1994). L'indice hydrogène (HI), obtenu par pyrolyse Rock-Eval, permet de déterminer le type de kérogène et d'anticiper le type d'hydrocarbures générés : le Crétacé est souvent dominé par des kérogènes de type II (origine marine mixte), parfois de type I (origine algale, exceptionnellement riche en lipides) et, dans certains contextes continentaux, de type III (origine terrestre).

Les études pétrographiques et biomarqueurs moléculaires apportent des informations complémentaires. La fluorescence des macéraux, la distribution des stéranes et hopanes, ainsi que la présence de composés soufrés spécifiques révèlent non seulement l'origine biologique de la matière organique (algale, bactérienne ou terrestre), mais aussi les conditions de dépôt (anoxiques ou dysoxiques). Dans de nombreux bassins crétacés (par ex. Songliao en Chine, Tarfaya au Maroc, bassin mésopotamien en Irak), les analyses indiquent une prédominance de matière organique marine associée à des conditions anoxiques favorables à la préservation (Cai et al., 2022 ; Ghassal et al., 2016 ; Gharib et al., 2024).

La maturité thermique constitue un autre paramètre central, évalué à travers la température maximale de pyrolyse (Tmax), la réflectance de la vitrinite ou encore les rapports isotopiques. Dans les roches-mères crétacées, la fenêtre à huile se situe généralement entre 50 et 150 °C, correspondant à des profondeurs variables selon les contextes tectono-sédimentaires. Plusieurs

unités crétacées restent immatures dans certains bassins marginaux, mais atteignent des stades matures à surmatures dans les bassins profondément enfouis.

D'un point de vue paléoenvironnemental, les roches-mères crétacées se sont développées dans des contextes variés : environnements marins peu profonds riches en algues planctoniques, bassins marginaux soumis aux remontées d'eaux profondes (upwelling), ou encore systèmes deltaïques présentant un fort apport détritique et organique. Dans le bassin de Tarfaya (Maroc), les dépôts crétacés atteignent des TOC supérieurs à 15 %, traduisant un potentiel pétrolier exceptionnel (El Albani et al., 2016). Dans le Songliao Basin (NE Chine), la formation de Qingshankou illustre également la richesse organique et la diversité lithofaciès des dépôts lacustres crétacés (Cai et al., 2022).

Ainsi, la caractérisation de la matière organique des roches-mères crétacées combine l'étude quantitative (TOC, HI, Tmax), qualitative (types de macéraux, biomarqueurs) et environnementale (conditions de dépôt, préservation). Ces approches croisées permettent d'évaluer leur potentiel pétrogénique, de reconstituer les conditions paléo-océaniques et de relier les hydrocarbures découverts à leur roche-mère. Les roches-mères du Crétacé, particulièrement celles associées aux événements anoxiques marins, constituent donc des archives géochimiques majeures et des sources essentielles pour une large partie des hydrocarbures mondiaux.

2. Description des puits

Les quatre puits étudiés s'alignent selon un axe Sud–Nord et correspondent à des forages offshores : Autruche-1, réalisé par Texaco en 1989 ; MTO-2, foré par Arco International Oil and Gas Company en 1985 ; LDM, exécuté par Amoco en 1992 ; et enfin Aigrette-1, foré par Dana Petroleum en 2007. Ces forages ont été implantés le long de la bordure littorale mauritanienne, au sein du bassin côtier mauritanien, comme l'illustre la carte présentée ci-après.

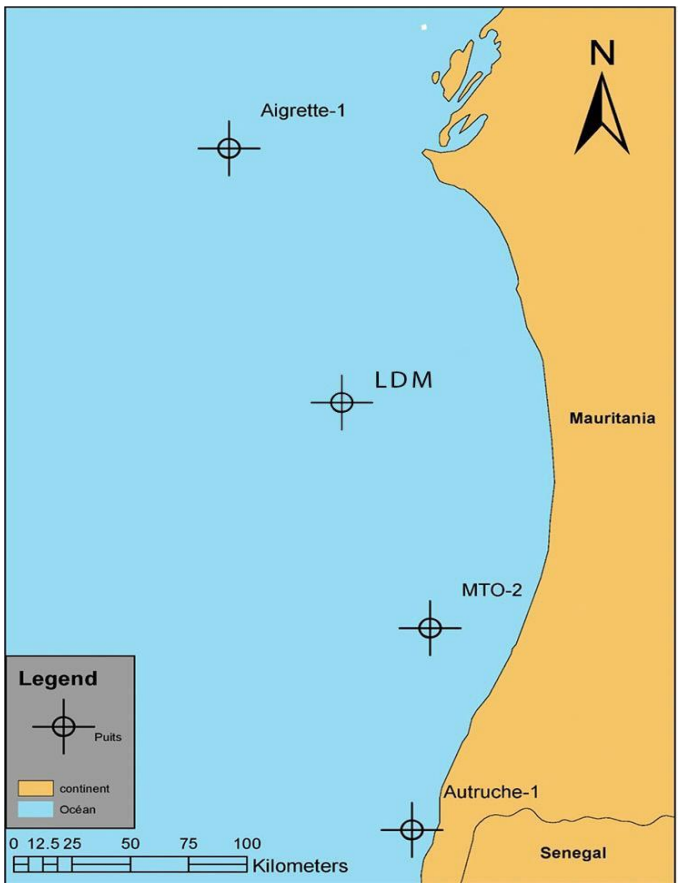


Figure 37 : Localisation des Forages Off-Shore

Au cours de chaque forage, des carottes ont été prélevées afin de réaliser, en laboratoire, une analyse géochimique destinée à caractériser les roches mères. La technique employée est la pyrolyse Rock-Eval, appliquée à chaque échantillon recueilli à des profondeurs distinctes et préalablement datés. L'attention sera portée plus particulièrement sur les échantillons attribués au Cénomanien et de l'Albien, dans le but de préciser leurs caractéristiques. Les résultats de ces analyses, consignés dans les tableaux suivants, ont permis de générer des modèles et de proposer des interprétations.

3. Le Cénomanien

Le Cénomanien (100,5 – 93,9 Ma), premier étage du Crétacé supérieur, correspond à une période de transgression marine globale et de climat chaud ayant favorisé l'extension des mers épicontinentales. Cet intervalle est marqué par l'événement anoxique océanique 2 (OAE2), durant lequel des conditions réductrices généralisées et une forte productivité primaire ont conduit à l'accumulation exceptionnelle de matière organique. Les dépôts associés présentent souvent des

teneurs élevées en carbone organique total, faisant du Cénomanien une période clé pour la formation de roches-mères riches en kérogène de type II, essentielles à la genèse des hydrocarbures.

- ***Résultats provenant du forage***

Au cours de chaque campagne de forage, des carottes ont été prélevées afin de procéder en laboratoire à des analyses géochimiques destinées à caractériser le potentiel des roches mères. Ces analyses ont été réalisées par pyrolyse Rock-Eval sur des échantillons collectés à différentes profondeurs et préalablement datés.

Tableau4: Résultats provenant du forage d'Autruche-1

Depth(m)	TOC	HI	Tmax	OI	S2	S3	Age
1994	0,55	36	441	48	0,198	0,264	Cénomanien
2006	0,79	41	434	36	0,3239	0,2844	
2018	1,78	26	432	45	0,4628	0,801	
2024	1,47	11	443	17	0,1617	0,2499	
2036	0,9	19	438	19	0,171	0,171	
2045	0,52	35	434	52	0,182	0,2704	
2051	0,65	36	439	26	0,234	0,169	
2052	0,6	32	426	27	0,192	0,162	
2057	0,54	36	435	15	0,1944	0,081	
2066	0,53	20	434	14	0,106	0,0742	
2075	0,77	30	423	47	0,231	0,3619	
2084	0,59	27	436	5	0,1593	0,0295	
2096	0,86	46	437	35	0,3956	0,301	
2108	1,02	13	455	13	0,1326	0,1326	
2114	0,72	16	443	8	0,1152	0,0576	
	1,31	42	438	67	0,5502	0,8777	Albien
	0,76	21	429	31	0,1596	0,2356	
	0,5	25	411	1	0,125	0,005	
	0,49	26	431	16	0,1274	0,0784	
	0,64	21	427	49	0,1344	0,3136	
	0,54	35	411	46	0,189	0,2484	
	0,55	29	419	38	0,1595	0,209	
	0,99	35	432	62	0,3465	0,6138	
	0,53	28	413	24	0,1484	0,1272	
	0,56	56	432	90	0,3136	0,504	
	0,7	55	439	82	0,385	0,574	

Tableau5 : Résultats provenant du forage de MTO-2

TOC	HI	Tmax	OI	S2	S3	Age
1,45	225	426	78	3,2625	1,131	Cénomanien
1,49	217	426	70	3,2333	1,043	
1,1	200	429	67	2,2	0,737	
1,56	96	430	85	1,4976	1,326	
1,06	72	424	83	0,7632	0,8798	
1,31	100	429	82	1,31	1,0742	
1,28	117	433	68	1,4976	0,8704	
1,34	113	431	62	1,5142	0,8308	
1,25	102	433	76	1,275	0,95	
1,4	161	431	65	2,254	0,91	
1,48	179	432	57	2,6492	0,8436	
1,42	131	431	82	1,8602	1,1644	
1,34	199	429	64	2,6666	0,8576	
1,39	211	429	68	2,9329	0,9452	
1,65	225	435	63	3,7125	1,0395	
1,3	94	438	62	1,222	0,806	Albien
1,22	140	434	101	1,708	1,2322	
1,32	205	431	71	2,706	0,9372	
1,37	240	435	59	3,288	0,8083	
1,35	187	430	59	2,5245	0,7965	
1,31	218	434	53	2,8558	0,6943	
1,13	175	432	81	1,9775	0,9153	
0,98	202	432	100	1,9796	0,98	

Tableau6: Résultats provenant du forage d'Aigrette-1

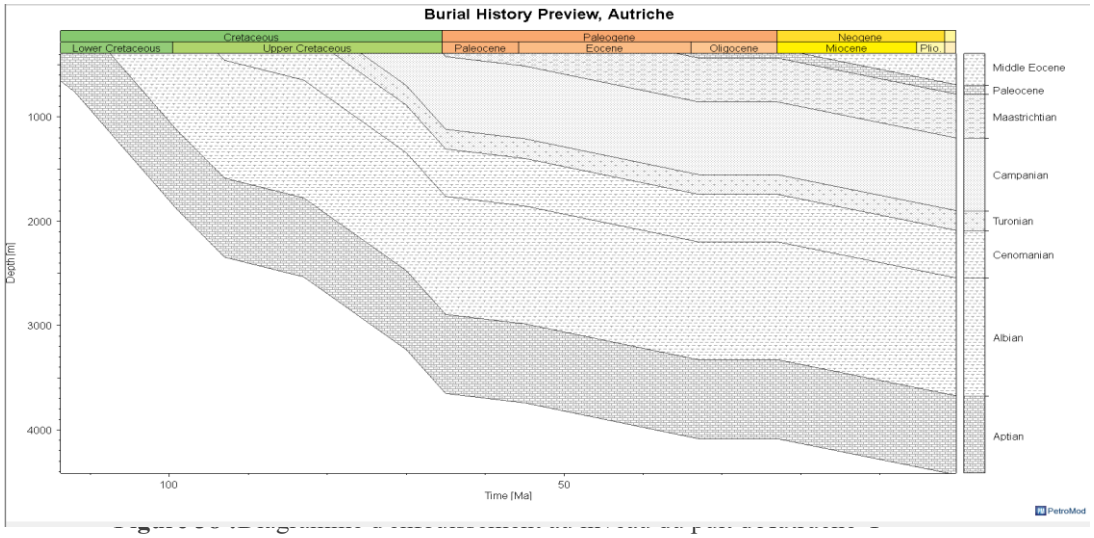
TOC	HI	Tmax	OI	S2	S3	Age
0,65	129	412	46	0,8385	0,299	
0,67	151	414	67	1,0117	0,4489	
0,58	131	421	76	0,7598	0,4408	
0,52	129	426	77	0,6708	0,4004	
0,5	196	423	74	0,98	0,37	Cénomanien
0,92	181	423	59	1,6652	0,5428	
0,66	118	426	76	0,7788	0,5016	
0,58	169	423	74	0,9802	0,4292	
0,6	173	424	85	1,038	0,51	

Tableau7: Résultats provenant du forage de LMD

TOC	HI	Tmax	OI	S2	S3	Age
0,84	295	425	40	2,478	0,336	
1,1	178	424	43	1,958	0,473	Albien
1,12	216	425	44	2,4192	0,4928	

- ***Description Stratigraphique***

En intégrant les informations précédemment obtenues aux données lithologiques, l'utilisation du logiciel PetroMod a permis d'élaborer des cartes illustrant la répartition des séquences sédimentaires. Ces représentations mettent en évidence l'évolution de l'enfouissement ainsi que l'histoire géologique propre à chacun des puits étudiés



En se basant sur la colonne stratigraphique visible à droite des deux figures de PetroMod (le diagramme de génération et le diagramme d'enfouissement), on peut établir une idée précise de la stratigraphie modélisée dans ce puits ou bassin

Le Cénomanien se situe au-dessus de l'Albien et est associé à :

• Marnes et Argiles : Avec des passées potentiellement riches en matière organique (roches mères secondaires ou d'appoint).

- ***Analyse Teneur en Matière Organique***

Pour évaluer le potentiel pétrolier des différentes formations à travers la quantification de leur teneur en matière organique, le logiciel PetroMod a été utilisé afin de modéliser l'évolution de cette matière au cours du temps géologique pour chaque puits, tandis que Surfer a servi à corréler les puits entre eux et à analyser la variation de la matière organique en fonction de l'orientation.

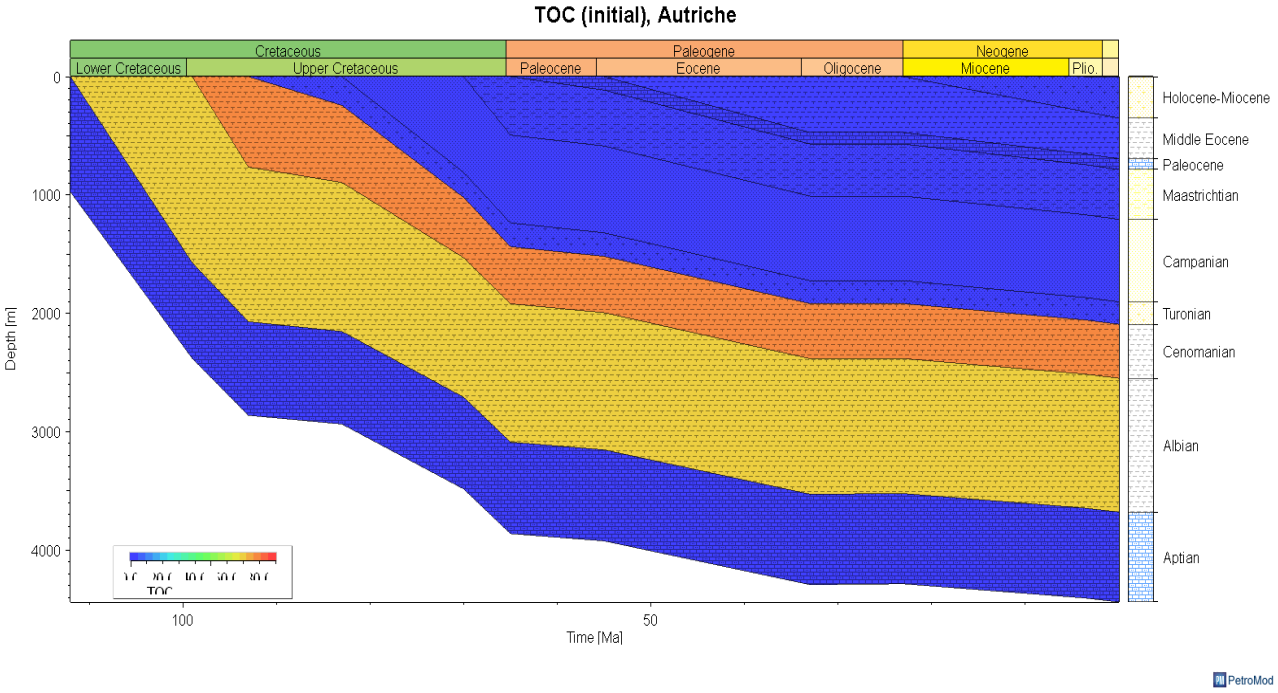


Figure 39: Carte ISO-TOC au niveau du puit Autriche

L'augmentation de la courbe d'escalier commence clairement dans l'unité du Cénomanien. Cela signifie que le Cénomanien marque le seuil d'entrée dans la fenêtre à huile (le début de la maturité thermique). Il contribue à une faible partie de la génération totale.

- ***Maturité et Type de Kérogène***

Dans le but d'obtenir une vision d'ensemble sur le degré de maturité des différentes formations, une modélisation de cartes ISO-Tmax a été réalisée le long de l'axe Sud-Nord. Cette approche a porté d'une part sur l'extension cénomanienne et d'autre part sur celle de l'Albien. Le logiciel Surfer a été employé afin de produire un modèle précis permettant de classer les formations en fonction de leur maturité

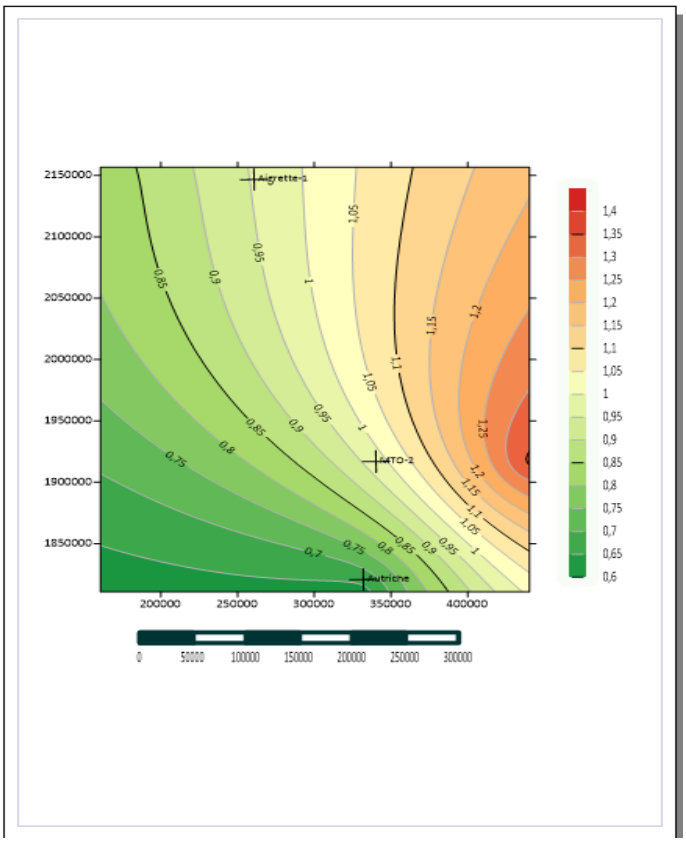


Figure 40: Carte ISO-TOC Cénomanien

Nord-Ouest (Aigrette-1) : Est dans la zone la moins mature (Vert foncé)

Ceci correspond au Début de Maturité de l'huile.

Sud-Est (Autriche) : Est dans la zone de forte maturité (Rouge/Orange) Ceci correspond à la Maturité Optimale, donc la maturité thermique du Cénomanien est spatiale et hétérogène, augmentant vers le sud-est.

- ***Définition de la maturité et Type de Kérogène***

Afin d'obtenir une vision globale de la maturité des différentes formations, nous avons eu recours à la modélisation de cartes ISO-Tmax suivant une orientation Sud-Nord. Pour ce faire, le logiciel Surfer a été utilisé, ce qui a permis d'élaborer un modèle clair facilitant la classification des formations en fonction de leur degré de maturité.

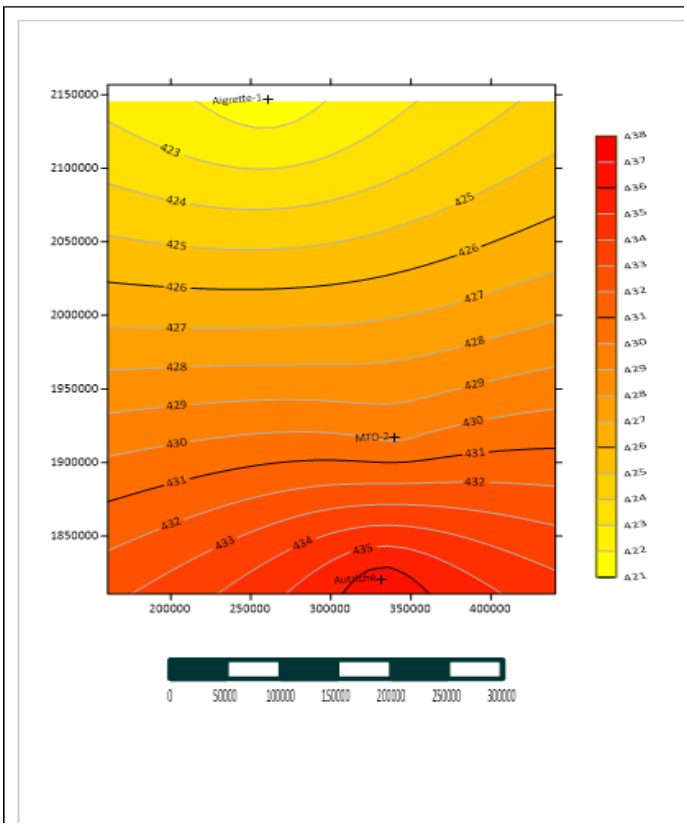


Figure 41: Carte ISO-Tmax Cénomanien

L'analyse de la figure montre que La maturité augmente clairement du Nord-Ouest (Aigrette-1) vers le Sud (Autriche).

Aigrette-1 : Est dans la zone la moins mature

Autriche : Est dans la zone la plus mature

Donc le taux de maturation est le plus élevé au sud, près du puits Autriche.

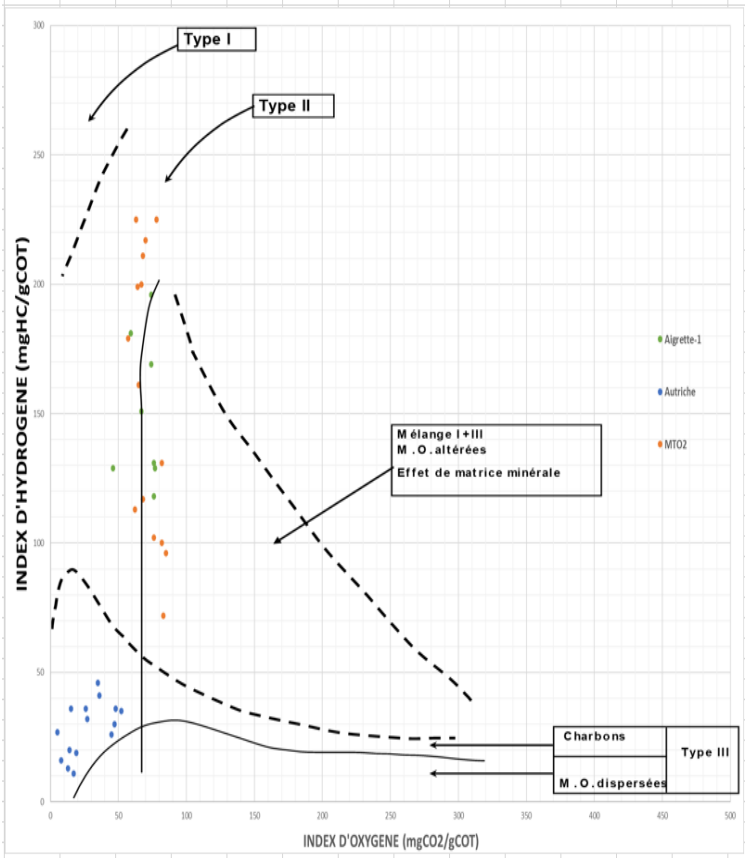


Figure 42: Diagramme IH/IO du Cénomanien

Dans cette figure, on observe pour les formations datées du cénomanien qu'au niveaux de MTO 2 : Type II Maturité Optimale Très élevé (potentiel Huile), Aigrette-1 : Type || Maturité Optimale Élevé (potentiel Huile), Autriche : Type III Modéré (potentiel Gaz)

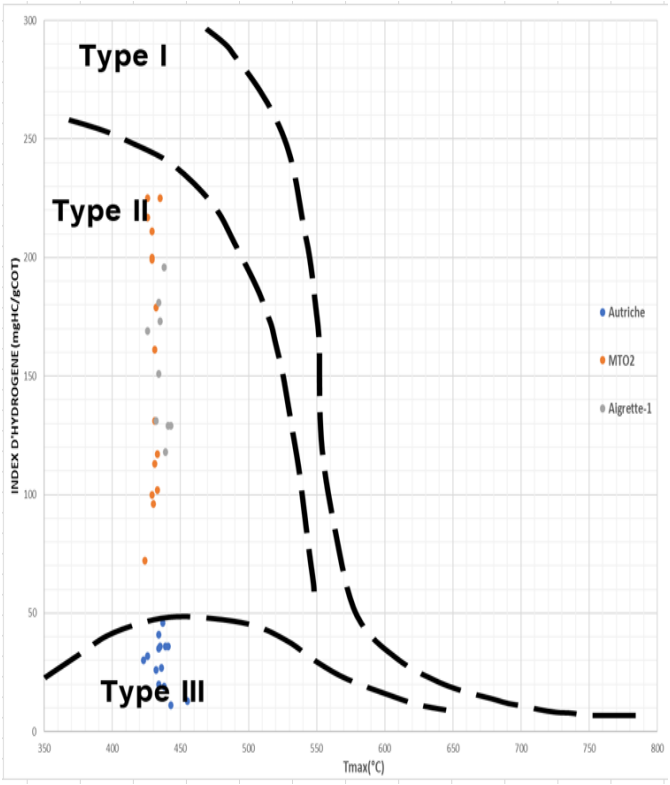


Figure 43 : Diagramme IH Tmax Cénomanien

MTO2 (Orange) : Type ||

Bon potentiel pétrolier (Huile).

Matière organique typiquement marine, planctonique, excellente pour la production d'huile liquide., Aigrette-1 (Gris) : Type Il Bon potentiel pétrolier (Huile) Similaire à MTO2, Autriche : Type III Potentiel gazier/pétrole lourd.

Début de Maturité à Maturité optimal.

4. L'Albien

(113–100,5 Ma) est reconnu pour ses dépôts sédimentaires marins peu profonds, souvent riches en matière organique susceptible de former des roches-mères pétrolières. Les conditions de sédimentation, incluant des environnements anoxiques locaux et une forte productivité biologique, ont favorisé la préservation de matière organique de type algal et planctonique (kérogène de type I et II), conférant à ces formations un potentiel significatif de génération d'hydrocarbures liquides et gazeux dans les bassins sédimentaires contemporains.

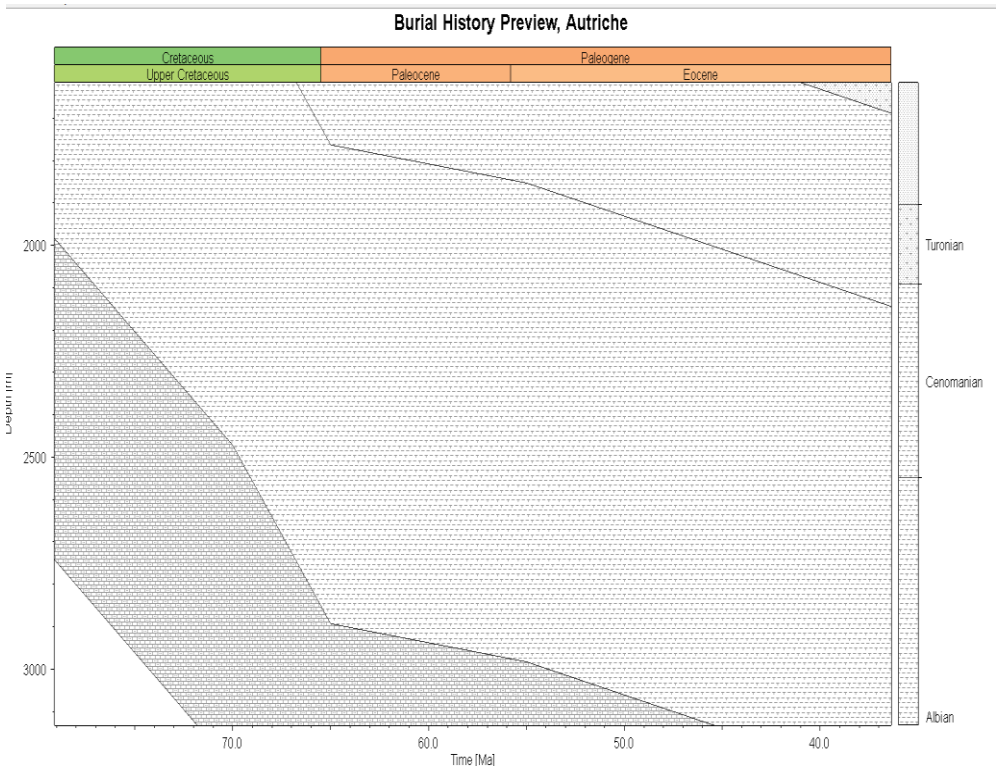


Figure 44 : Diagramme d'enfouissement au niveau du puit d'Autruche-1

L'Albien, étant le plus profondément enfoui et le principal générateur dans ce modèle, est le plus souvent constitué de :

Shales et Argilites Noires/Sombres : Pour la partie roche mère, Marnes (argile et calcaire) : Fréquentes, représentant un environnement marin profond ou ouvert.

- ***Analyse Teneur en Matière Organique et Type de Kérogène***

Pour évaluer le potentiel générateur des formations à partir de la quantité de matière organique qu'elles contiennent, le logiciel Surfer a été utilisé afin d'établir les corrélations entre les puits et de visualiser l'évolution de la matière organique selon son orientation.

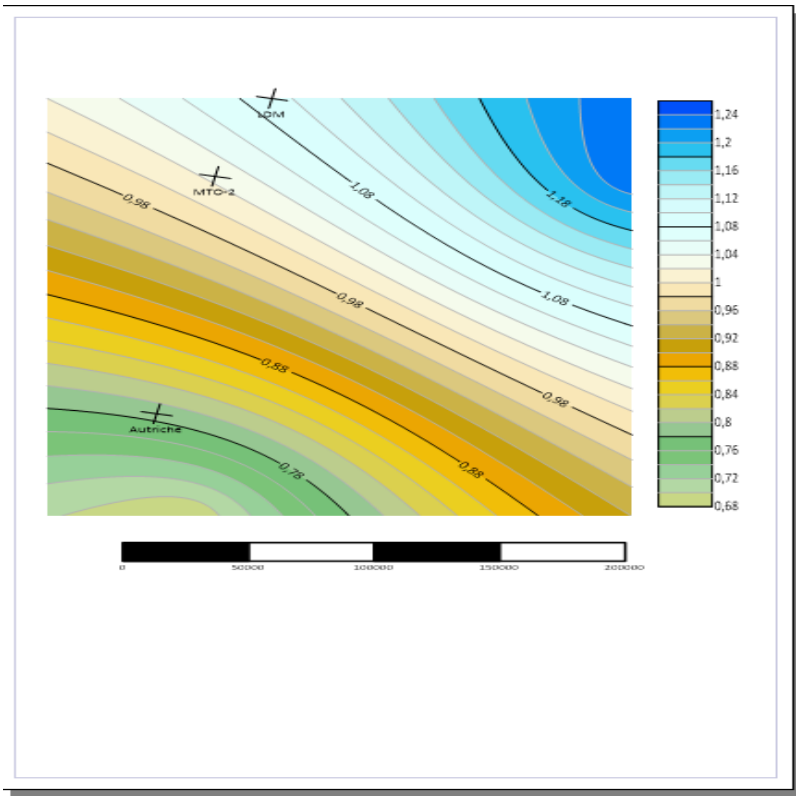


Figure 45 : Carte ISO-TOC de l'Albien

Sur cette figure on observe qu'il y a une évolution positive du TOC d'Autruche-1 vers MTO-2 ainsi qu'une évolution positive de MTO-2 vers LDM

Les valeurs augmentent ici vers le Nord-Est et diminuent vers le Sud/Sud-Ouest

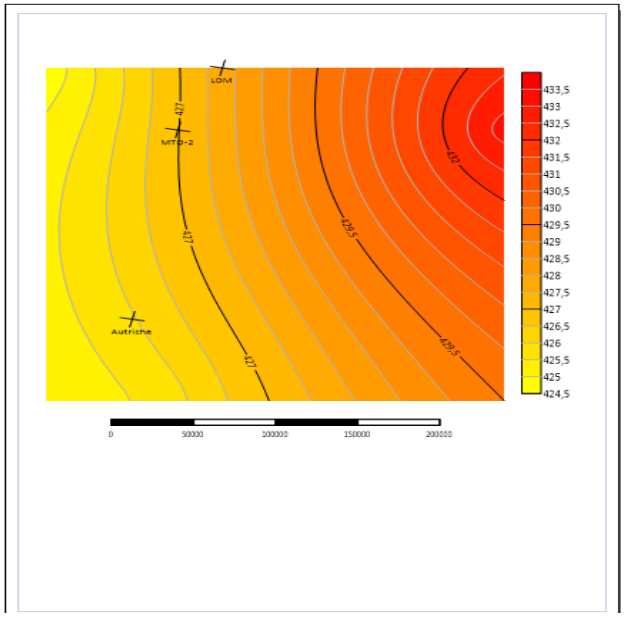


Figure 46 : Carte ISO-Tmax du Albien

La maturité augmente progressivement de l'Ouest/Sud-Ouest vers l'Est/Nord-Est. Cette tendance indique un bassin sédimentaire qui s'approfondit (subsidence maximale) ou qui présente un flux de chaleur plus élevé vers l'Est/Nord-Est.

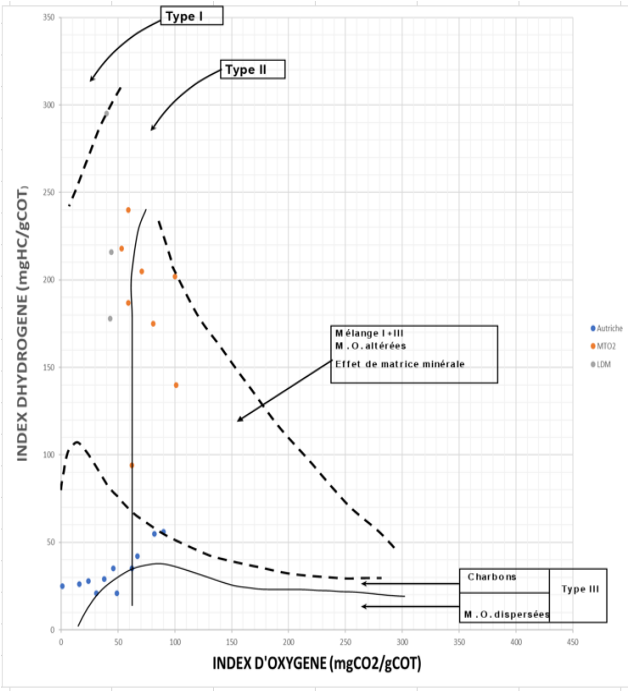


Figure 47 : Diagramme IH/IO de l'Albien

Les échantillons LDM et MTO2 présentent un Index d'Hydrogène (IH) élevé Ce kérogène de Type II a un excellent potentiel pour générer de l'huile liquide. L'Albien est la principale roche mère contenant ce type de kérogène Autriche : Type III, Les échantillons du puits Autriche montrent un IH très faible, Ce kérogène terrestre est orienté vers la production de gaz.

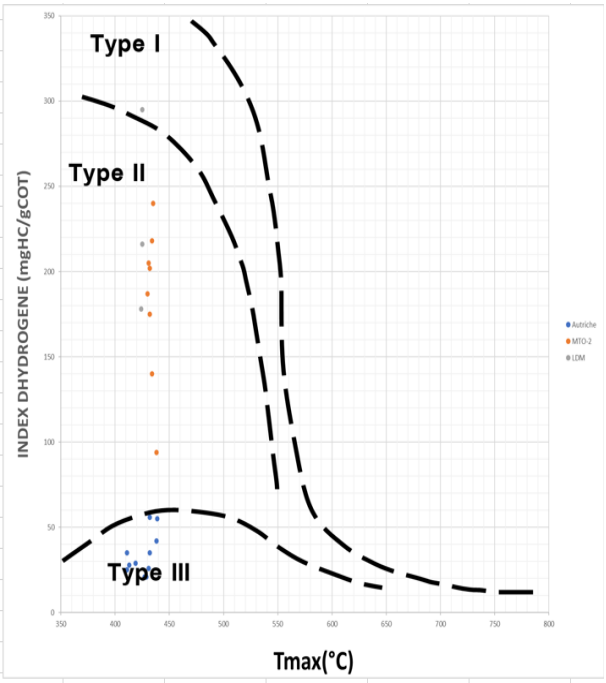


Figure 48 : Diagramme IH Tmax de l'Albien

À partir de la figure ci-dessus, Les échantillons LDM, MTO2 :(Kérogène de Type II) Ces échantillons (points gris et orange) ont un IH modéré à élever Ce type est typique de la matière organique marine (planctonique), indiquant un excellent potentiel pour générer du pétrole liquide (huile).

Autriche : (Kérogène de Type III)

Ces échantillons (points bleus) ont un IH très faible. Ce type est issu de la matière organique terrestre (humique), avec un potentiel orienté vers la production de gaz.

- **Modélisation de la génération d'hydrocarbures dans les unités cénomaniennes et albiennes du puits Autriche-1**

L'évaluation portera sur la quantification des hydrocarbures générés, l'identification des autres composés potentiels ainsi que l'estimation globale de la génération. À cette fin, l'utilisation du logiciel PetroMod permet de construire des modèles numériques facilitant la caractérisation approfondie de la roche mère.

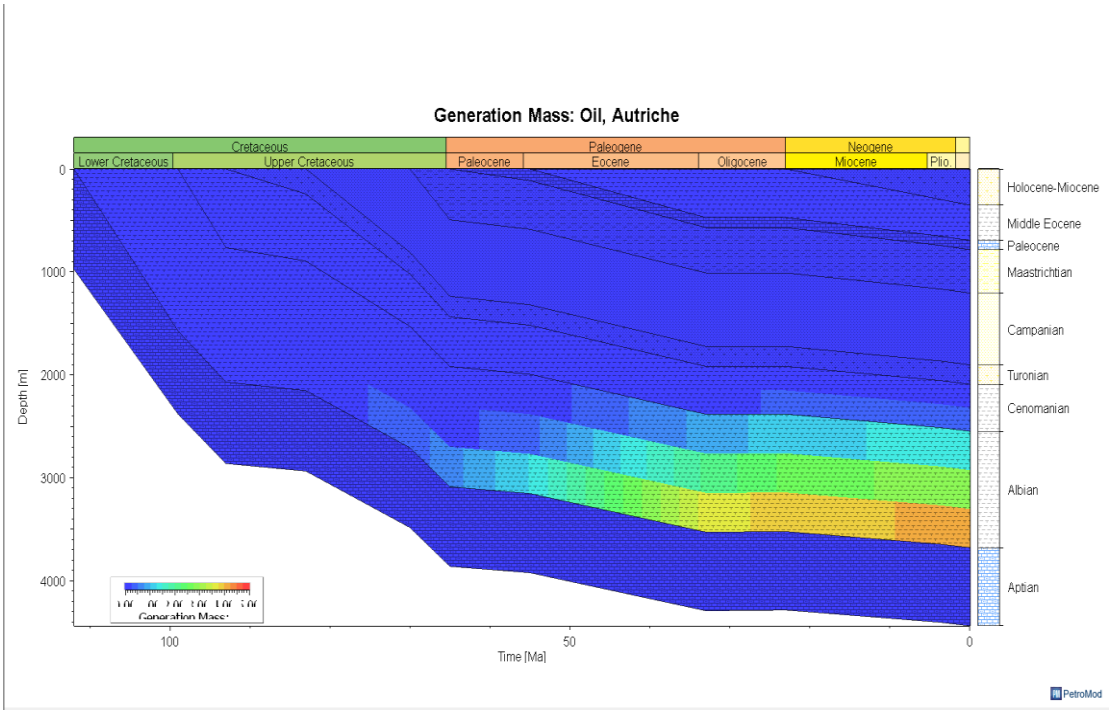


Figure 49 : Carte iso de la génération des huiles au sein du puits Autriche

Ce graphique montre la masse d'huile générée (ou le taux de conversion) dans la roche mère

- **Le Cénomanien**

Situé directement au-dessus de l'Albien, joue le rôle de source secondaire avec une contribution plus limitée. Cette unité atteint le début de la fenêtre à huile (zone verte/cyan) relativement tard, aux environs de 30 Ma (Oligocène), lorsque la profondeur avoisine 2500 m. Toutefois, le Cénomanien ne parvient jamais à atteindre la zone de pic de génération (jaune/orange), restant confiné à la phase initiale de conversion (vert/cyan), ce qui traduit une intensité de génération moins marquée.

- **L'Albien**

Constitue l'unité la plus enfouie et la plus déterminante dans ce modèle, jouant le rôle de principale roche mère. Il atteint la fenêtre à huile (zone verte) dès 70 Ma environ (fin du Crétacé), il apparaît comme la roche mère la plus efficace.

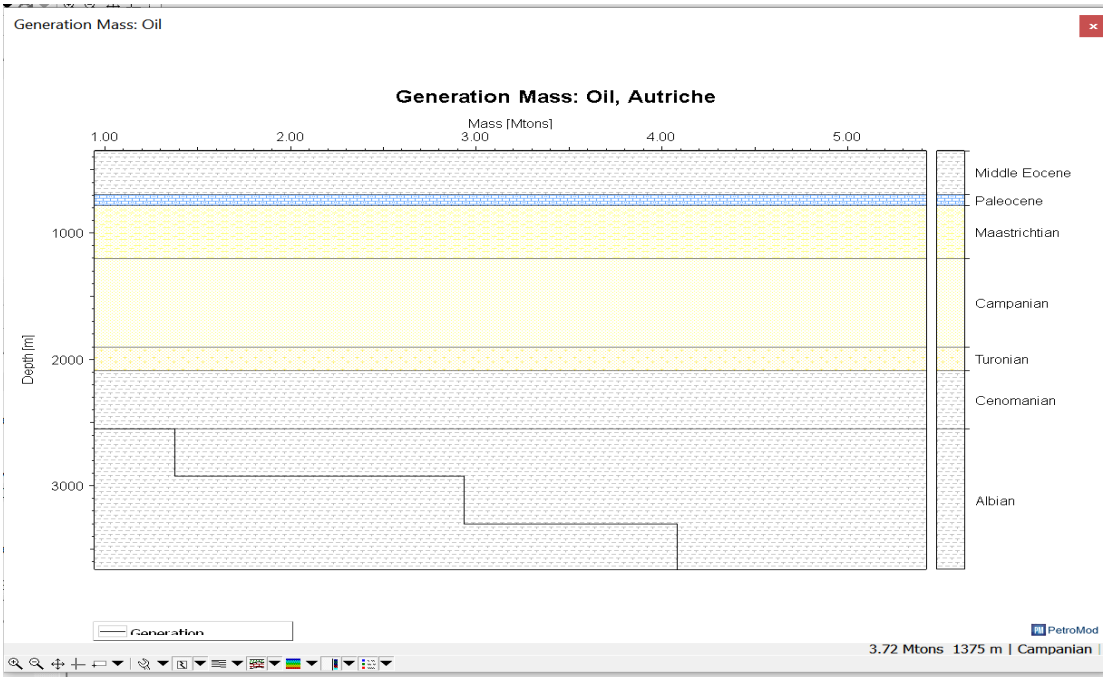


Figure 50 : Génération globale au sein du puit Autriche

Cette figure présente diagramme de masse cumulative d'huile générée en fonction de la profondeur, produit par le logiciel de modélisation de bassin PetroMod. Ce graphique est fondamental pour évaluer le potentiel pétrolier d'un système.

Dans ce modèle, la génération significative d'huile commence dans les strates profondes du Crétacé et est dominée par les unités que vous mentionnez

- **Cénomanien**

Début de la Génération : La courbe commence à monter significativement dans la partie inférieure du Cénomanien. Cela indique que le sommet de la fenêtre à huile (seuil de maturité thermique) a été atteint à cette profondeur. La contribution du Cénomanien est faible à modérée.

- **Albien**

Génération Maximale : La courbe présente les augmentations les plus fortes et les plus importantes dans la strate de l'Albien. Cela signifie que l'Albien est la Roche Mère Principale (Major Source Rock), ayant atteint le pic de la fenêtre à huile (souvent au-delà de 3000 m).

Conclusion

L’étude consacrée à la caractérisation des roches mères du Cénomanien et de l’Albien dans le bassin côtier mauritanien, selon un axe d’extension Sud–Nord, nous a conduit à formuler les conclusions suivantes :

- L'unité d'Albien (LDM) et une partie du Cénomanien (MTO2, Aigrette-1) contiennent des roches mères de Type II. Ce kérogène marin, bien préservé dans un milieu anoxique, garantit un fort potentiel pour l'huile.
- Localement, le Cénomanien présente aussi du Type III (Autriche, potentiel gazier)
- L'Albien est la roche mère principale car son enfouissement profond lui a permis d'atteindre la Maturité Optimale et de générer la majorité de l'huile.
- Le Cénomanien marque le seuil de maturité avec une contribution de génération plus faible.
- Le taux de maturité est spatialement hétérogène et augmente du Sud-Ouest vers le Nord-Est.
- La zone la plus mature est concentrée dans le Nord-Est (près de LDM), indiquant que la production maximale d'hydrocarbures a eu lieu dans cette région.

Références bibliographiques

Allen, P., & Allen, J. (2013). *Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment* (3e éd.). Wiley-Blackwell.

Biteau, J.-J., & Baudin, F. (2017). *Géologie du pétrole*. Dunod.

Cai, Y., Zhu, R., Luo, Z., Wu, S., Zhang, T., Liu, C., Zhang, J., Wang, Y., Meng, S., Wang, H., & Zhang, Q. (2022). Lithofacies and source rock quality of organic-rich shales in the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin, NE China. *Minerals, 12*(4), 465. https://doi.org/10.3390/min12040465

Cissé, L. (2018). *Essai de caractérisation des roches mères turonienne, cénomanienne et albienne rencontrées dans la partie sud du bassin offshore de Mauritanie* (Mémoire de Master 2). Université de Boumerdès, Algérie.

Dahi, S. M. (2014). *Évaluation du potentiel pétrolier du bassin côtier mauritanien* (Thèse de doctorat). Université Hassan II de Casablanca, Maroc.

Dahi, S. M. (2020–2021). *Cours Ressource Énergétique S5*. Faculté des Sciences et Techniques, Université de Nouakchott. Document inédit.

Dahi, S. M., Hammadi Vadel El Hadji, A., Rafai, A., Elbatal, Y., Aadjour, M., & Elhadi, H. (2013). Étude géochimique des roches mères crétacées et analyse gravimétrique du bassin côtier mauritanien (offshore). *Science Lib Éditions Mersenne*, *5*. ISSN 2111-4706.

Dana Petroleum. (2007). *Geochemical Evaluation Aigrette-1*.

Gharib, A. F., Ismael, J. I., Alatroshe, R. K., Farhan, H. N., Abdel-Fattah, M. I., & Pigott, J. D. (2024). Organic matter characteristics and hydrocarbon generation potential of the Middle Jurassic–Lower Cretaceous succession in the Mesopotamian Foredeep Basin, Iraq. *International Journal of Earth Sciences, 113*(8), 2163–2187. https://doi.org/10.1007/s00531-024-02434-6

Ghassal, B. I., Littke, R., Sachse, V., Sindern, S., & Schwarzbauer, J. (2016). Depositional environment and source rock potential of Upper Albian to Turonian sedimentary rocks of the Tarfaya Basin, Southwest Morocco. *Geologica Acta, 14*, 419–441.

Histoire et organisation de la SMH. (2023, 13 août). Société Mauritanienne des Hydrocarbures. https://smh.mr/fr/histoire-et-organisation/

Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied source rock geochemistry. *AAPG Memoir, 60*, 93–120.

Schlanger, S. O., & Jenkyns, H. C. (1976). Cretaceous oceanic anoxic events: Causes and consequences. *Geologie en Mijnbouw, 55*, 179–184.

Taleb Abdi Vall. (2021). *Cours de Géologie Régionale*. Faculté des Sciences et Techniques, Université de Nouakchott. Document inédit.

Arco International Oil and Gas Co. (1985). *Geochemical Report Esso MTO-2 and Amoco OCT-1B Offshore Mauritania*.