

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

**Université Mouloud Mammeri de TIZI-OUZOU**

**FACULTE DES SCIENCES BIOLOGIQUES ET DES SCIENCES AGRONOMIQUES DEPARTEMENT  
DES SCIENCES GEOLOGIQUES**



**MEMOIRE**

PRESENTE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME DE

**MASTER EN GEOLOGIE**

**OPTION : GEOLOGIE DES BASSINS SEDIMENTAIRES**

**THEME:**

**Sédimentologie et caractérisation et Modélisation géochimique des niveaux  
roches mères du Silurien du sillon de Benoud PFS.**

**PROPOSE PAR : M. BELFAR F. (CHEF DE PROJET EXPLORATION-SONATRACH)**

**REALISE PAR : BOUZOURINE NOUREL-HOUDA**

**-BOUARISSA Ouardia**

**SOUTENU LE 29/06/2025**

**DEVANT LE JURY :**

<b>Président :</b>	M. BRAHMI.B	MAA, Université M. Mammeri
<b>Promoteur :</b>	M. ACHOUI.M	MAA, Université M. Mammeri
<b>Co-promoteur :</b>	M.BELFAR.F	Chef de projet exploration Sonatrach
<b>Examineur :</b>	M.AMROUCHE.F	MAA, Université M. Mammeri
<b>Invité :</b>	M.RAHAM.L	Ingénieur géologue (EXPLO, Boumerdès)

## *Dédicace*

*Avant tout, je rends grâce à Dieu, lui qui m'a donné la force, la patience et la persévérance tout au long de ce parcours.*

*À mon cher père,*

*Merci pour ton soutien constant, tes sacrifices silencieux et ta foi en moi, même dans les moments les plus difficiles.*

*À ma douce mère,*

*Ton amour inconditionnel, tes prières sincères et ta présence rassurante ont été ma lumière dans l'obscurité. Que Dieu te garde.*

*À mes frères,*

*Votre amour, vos encouragements et votre complicité ont adouci mes journées les plus dures.*

*À mon amie fidèle durant ce parcours universitaire,*

*Merci d'avoir partagé les doutes, les rires, les nuits de stress et les rêves avec moi.*

*À toute ma famille,*

*Votre amour et vos prières m'ont porté plus que vous ne pouvez l'imaginer.*

*À mes camarades, mes amis,*

*Merci pour les souvenirs inoubliables, le soutien et les moments partagés.*

*À toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail, À ceux qui m'ont soutenue par une parole, un geste ou une simple pensée : Ce mémoire vous est dédié.*

## Dédicace

*Louange à Dieu, Le Tout-puissant, Ses bienfaits innombrables et Son soutien inestimable tout au long de ce parcours.*

*À la mémoire de mon cher père, que Dieu ait Son âme, ton absence est une douleur constante, mais ton amour et ton exemple continuent de me guider chaque jour.*

*À ma mère bien-aimée, source de tendresse, de patience et de sacrifices, merci pour ton amour inconditionnel et ton soutien sans faille.*

*À mes frères, mon pilier et ma fierté, merci d'avoir toujours été là.*

*À mon oncle Mohamed, merci pour ta générosité, ton aide et ta bienveillance à chaque étape.*

*À ma précieuse amie, compagne fidèle de ce chemin universitaire, je te remercie pour ton soutien sincère et ta présence apaisante.*

*À mes camarades, amis, et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'achèvement de ce mémoire, recevez toute ma reconnaissance et ma gratitude.*

*Nour EL-Houda. B*

## ***Remerciements***

*Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à nos encadrateurs, Monsieur Belfar, Monsieur Achoui et Monsieur Raham, pour leur encadrement, leurs conseils précieux, leur disponibilité et leur bienveillance tout au long de la réalisation de ce mémoire.*

*Nos remerciements vont également à l'ensemble des membres du jury, pour avoir accepté d'évaluer notre travail et pour leurs observations constructives.*

*Nous remercions également tous les enseignants qui nous ont transmis leur savoir et nous ont accompagnées durant toutes ces années universitaires. Leur dévouement et leur implication ont grandement contribué à notre formation académique et personnelle.*

*À tous, nous exprimons notre profonde gratitude.*

## Résumé

- **En française**

Ce mémoire s'inscrit dans le cadre de l'étude des formations Siluriennes du Sillon de Benoud, en combinant des approches sédimentologiques, géochimiques et de modélisation. L'objectif principal était d'évaluer le potentiel générateur en hydrocarbures de ces formations.

Les résultats montrent que les faciès étudiés sont favorables à l'accumulation et à la préservation de la matière organique, avec une qualité majoritairement de type II.

La modélisation thermique 1D a permis d'évaluer la maturité thermique de ces roches. Cette étude confirme le potentiel pétro génique important du Silurien dans le sillon de Benoud.

- **بالعربية**

يندرج هذا البحث في إطار دراسة متكاملة لتكتونيات الصخور الام السيلورية في سهل بنود. من خلال الدمج بين التحاليل الرسوبية، الوصيف الجيوكيميائي، والنمذجة الحرارية. لهذه الصخور في انتاج الهيدروكربونات.

أظهرت النتائج ان الخصائص الرسوبية والعضوية الملائمة لترسب المادة العضوية، التي تميزت بجودة جيدة من النوع الثاني. كما مكنت النمذجة الحرارية احادية البعد من تحديد درجة نضج هذه الخور

تؤكد هذه الدراسة على الإمكانات البترولية العالية لتكتونيات السيلوري في سهل بنود.

- **In English**

This thesis focuses on the integrated study of Silurian source rocks in the Benoud Trough, combining sedimentological, geochemical, and 1D thermal modeling approaches. The main objective was to assess the hydrocarbon generation potential formation.

The revealed that the studied facies are that the studied facies are favorable for the accumulation and preservation of organic matter, primarily of Type II quality.

The 1D thermal modeling helped evaluate the thermal maturity of the source rocks.

This study confirms the significant petroleum of the Silurian formations in the Benoud Trough.

## Sommaire

Dédicace.....	01
Remerciements.....	02
Résumé.....	03
Introduction.....	06
<b>Chapitre I : Généralité</b>	
I.1 Cadre géographique.....	07
I.2 Cadre géologique.....	07
I.3 Colonne stratigraphique du sillon de Benoud.....	08
1. Le paléozoïque.....	08
1.1 Cambrien .....	08
1.2 Ordovicien.....	09
1.3Le Silurien .....	09
1.4 Dévonien.....	09
1.5Carbonifère.....	09
2 Mésozoïque.....	09
2.1Trias.....	10
2.2Jurassique.....	10
2.3Crétacé.....	10
3.Le Cénozoïque .....	10
3.1 Paléogène et Néogène .....	10
3.2 Quaternaire .....	10
I.4 Aspect structural .....	12
I.5 Cadre géodynamique globale du silurien .....	13
Période géologique .....	13
I.5.1 Contexte tectonique.....	13
I.5.2 Climat glaciation et inlandsis.....	13
I.5.3 Conséquences biologiques et sédimentaires .....	13
Résumé global.....	13

I.6 Evolution géodynamique.....	14
Evénement tectoniques.....	14
Evénement Panafricain.....	14
Evénement taconique (caradocien-compressif) .....	14
L'événement Calédonien (Cambrien – début Dévonien) .....	14
1.La phase Sarde (Cambrien – Silurien) .....	14
a. Distension du Cambro-Ordovicien et mise en place de la couverture.....	15
2.La phase taconique (Cradocien).....	15
a. La fonte de l'inlandsis et rejeux eustatiques .....	15
3. La phase calédonienne majeure (Silurien – début Dévonien) .....	15
Cycle hercynien (Dévonien-Carbonifère ~419 à 299 Ma) .....	15
La première (Evénement hercynien) .....	15
La seconde (phase viséenne carbonifère inférieure) .....	15
Effet sur la fosse Benoud .....	15
Cycle alpin (Mésocène-Cénozoïque ~252Ma à Aujourd'hui) .....	15
Naissance du sillon de Benoud.....	16
Trias - Jurassique inférieur.....	16
Jurassique moyen – Actuel.....	16
<b>Chapitre II : stratigraphie et sédimentologie du silurien</b>	
Introduction.....	18
Définitions.....	18
Sédimentologie.....	18
Stratigraphie.....	18
Roches mères.....	18
Corrélation stratigraphique .....	18
Carte iso paque .....	18
Faciès sédimentaire .....	18
Milieu de dépôt (Environnement de dépôt) .....	19

Séquences stratigraphiques .....	19
II. Sédimentologie du Silurien.....	19
Cadre sédimentologique général .....	19
Litho faciès observés .....	19
Argile noire (Black shales) .....	19
Siltites .....	19
Grès quartziques Processus de dépôt .....	19
Processus de dépôt.....	19
Dépôts anoxiques.....	20
Pulsations hydrodynamiques .....	20
Implication sur la genèse des roches mères .....	20
II.1. Roches mères paléozoïques .....	20
1.1. Évolution de la série paléozoïque .....	20
1.2. Evolution de la roche-mère silurienne (formation d'Oued Ali (hot shale)).....	21
Profondeurs de la roche mère silurienne (hot shale) .....	22
1.3. Description lithologique et palynologique .....	23
Conclusion.....	25

### **Chapitre III : La géochimie organique et Système pétrolier**

#### **Partie 1 : Généralités sur la géochimie organiques**

Introduction à la géochimie organique.....	27
Système pétrolier .....	27
La roche mère .....	28
Les roches réservoirs .....	29
La roche couverture .....	29
Les pièges .....	29
Une phase diagenétique.....	31
Une phase catagénétique.....	31
Une phase métagénétique.....	31

III.2 : Méthodes d'analyses géochimiques.....	33
2.1 : Prélèvement et préparation des échantillons.....	33
2.2 : Dosage du carbone organique total (C.O.T) .....	33
La pyrolyse Rock Eval .....	34
L'indice d'altération thermique (LAT).....	37
Les méthodes optiques (IAT, PRV) .....	39

## **Partie 2 : Caractérisation géochimique des puits étudiés**

Introduction.....	41
1. Intérêt de l'étude géochimique.....	41
2. Interprétation géochimique des diagrammes .....	42
2.1. Qualité .....	42
2.2. Maturation .....	42
1.3. Interprétation des cartes de richesse en COT et de maturité thermique du Silurien... ..	43
1.3.1. Interprétation de la carte de richesse .....	43
Zones à forte richesse.....	43
Zones à richesse modérée.....	43
Zones à faible richesse.....	43
1.3.2. Interprétation de la carte de maturité thermique .....	43
Zones post-matures.....	44
Zones en fenêtre à huile/gaz humide.....	44
Zones immatures.....	44
Conclusion.....	45

## **Chapitre IV : Modélisation 1D de puits MAMI-1**

VI. Modélisation géochimique.....	47
1. Histoire thermique.....	49
2. Résultats de la modélisation géochimique 1D.....	50
Calage du model.....	50
3.Histoire de la roche mère et son évolution .....	51
3.1. El Ouabed (MAMI-1) .....	51
3.2. Timing de la génération.....	52

3.3. Hydrocarbures générés et expulsés .....	53
Conclusions de la modélisation 1D PetroMod.....	56
Conclusions.....	58
Liste des références utilisées .....	59
Liste des figures.....	60
Liste des abréviations.....	61
Liste des tableaux et des annexes.....	62
Sommaire.....	70

## Liste des abréviations

<b>Symbole</b>	<b>Désignation</b>
<b>N</b>	Nord
<b>E</b>	Est
<b>W</b>	Ouest
<b>NE</b>	Nord-Est
<b>SW</b>	Sud-Ouest
<b>NNE</b>	Nord-Nord-Est
<b>SSW</b>	Sud-Sud-Ouest
<b>SH</b>	Sonatrach
<b>EXP</b>	Exploration
<b>DH</b>	Discordance hercynien
<b>SAG</b>	Silurien argileux gréseux
<b>TVDSS</b>	True Vertical Depth Sub Sea
<b>ASA</b>	Accident Sud Atlasique
<b>SEM</b>	Scanning Electron Microscope
<b>COT</b>	Carbone Organique Total
<b>HCl</b>	Acide chlorhydrique
<b>NaOH</b>	La soude
<b>CO2</b>	Gaz carbonique
<b>MO</b>	Matière organique
<b>Tmax</b>	Température maximale
<b>IAT</b>	Indice d'Altération Thermique
<b>IH</b>	Index d'Hydrogène
<b>IO</b>	Index d'Oxygène
<b>IR</b>	Infrarouge
<b>IP</b>	Indice de production
<b>PP</b>	Potentiel pétrolier
<b>PRV</b>	Pouvoir Vitrinite de Réflectance
<b>HF</b>	Acide Fluorhydrique
<b>R0</b>	La réflectance de vitrinite
<b>MA</b>	Millions d'Années
<b>HF</b>	Heat flow (flux de chaleur)
<b>PWD</b>	Paleo water depth
<b>SWIT</b>	Sedemntary water interface temperature

# Chapitre I : Généralités

**Introduction**

Le silurien du sillon de Benoud constitue une unité géologique significative de l'extension occidentale du système pétrolier de Hassi R'Mel.

Géographiquement, cette zone se situe à la frontière entre la plate-forme saharienne et l'Atlas saharien, qui présente un potentiel considérable pour les réservoirs de pétrole, notamment grâce à l'exploration des schistes siluriens.

L'étude et la caractérisation géologique des roches sédimentaires siluriennes et des roches mères sont effectuées pour mieux apprécier la possibilité de génération d'hydrocarbures de cette unité. Une partie importante de l'étude concerne la reconnaissance de dépôt, la modélisation quantitative des faciès sédimentaires et l'analyse géochimique pour déterminer sa maturité thermique et la concentration en Kérogène.

**Objectifs et problématique**

- Une étude sédimentologique approfondie des dépôts siluriens.
- La caractérisation et la modélisation géochimique 1D de la roche mère au sillon de Benoud.
- Déterminer les caractéristiques de la roche mère (type, qualité, âge et degré de maturité).
- Évaluer le taux de transformation du kérogène (matière organique).
- Estimer les fenêtres de génération et d'expulsion des hydrocarbures.
- Quelle est l'influence des caractéristiques sédimentologiques et géochimiques sur le potentiel générateur des roches mères Siluriennes dans le sillon de Benoud ?

### I.1 Cadre géographique

Le sillon de **Benoud** est situé dans le sud-ouest de l'Algérie, entre les lignes de latitudes  $31^{\circ}30'N$  et  $33^{\circ}30'N$  et les longitudes  $2^{\circ}08'W$  et  $2^{\circ}47'E$ , couvrant une superficie d'environ  $23650\text{ km}^2$ . Il s'étend sur une longueur de 500 km et une largeur moyenne de 60 km. Il est délimité au nord par les Monts des Ksour, au sud par le plateau de l'Oued Namous, à l'ouest par la frontière marocaine, et à l'est par la région d'El Bayadh. L'altitude varie entre 800 et 1200 m, et le climat est semi-aride, avec des précipitations annuelles faibles (moins de 200 mm). (Fig. 01).

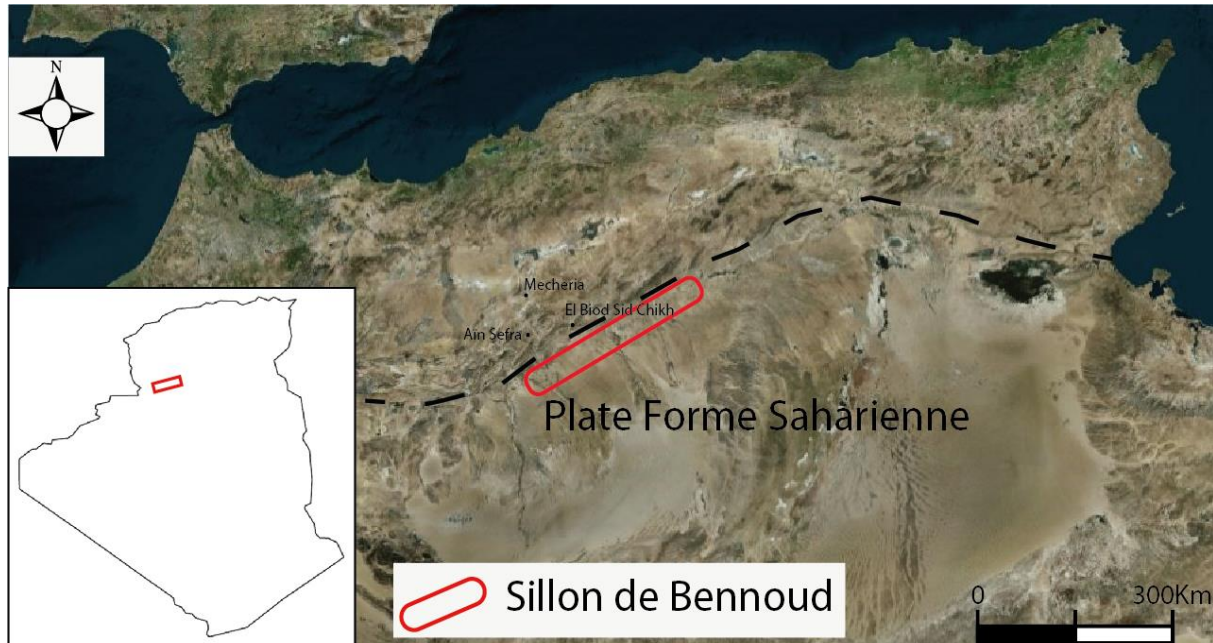


Fig 0 1 : image satellite a le montrant la position géographique

### I.2 Cadre géologique

Le sillon de **Benoud** appartient à la plateforme saharienne, et son histoire géologique est marquée par plusieurs phases tectoniques majeures, principalement les phases du cycle hercynien et alpin. La série sédimentaire est dominée par des dépôts paléozoïques, notamment siluriens, dévoniens et carbonifères. Le silurien est constitué d'argiles noires riches en matière organique, considérées comme des roches-mères. Le Dévonien présente des grès quartzeux, formant d'excellents réservoirs pour les hydrocarbures, tandis que le Carbonifère est marqué par des carbonates et des évaporites, jouant le rôle de roches de couverture. La tectonique de la région est caractérisée par des plis serrés, par des failles inverses et des décrochements, résultat des compressions successives, offrant ainsi un piège propice à la migration et à l'accumulation des hydrocarbures. (Fig.02).

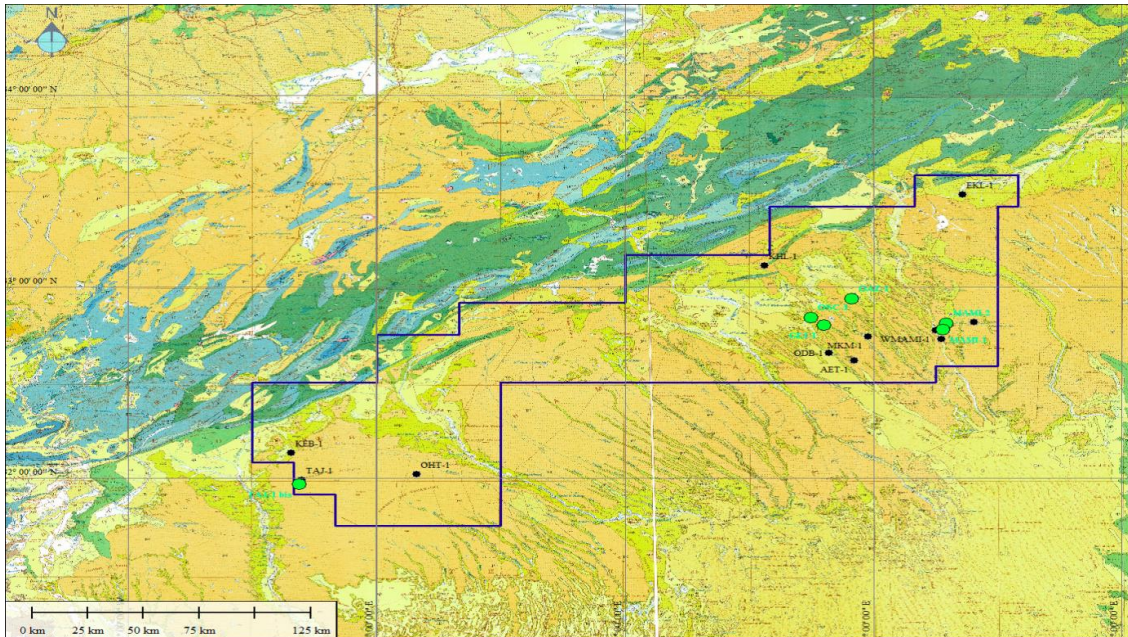


Fig. I.02 : Extrait de la carte géologique de sillon de Benoud (document SH /EXP).

### I.3 Colonne stratigraphique du sillon de Benoud

#### Introduction

Le sillon de Benoud est une structure géologique située au Nord du grand bassin saharien (bassin de Timimoune – Reggane). Le bassin est l'un des principales structures géologiques d'Algérie et les dépôts qui le composent sont une des importantes cibles d'exploration pétrolière du pays. La stratigraphie du sillon de Benoud montre une alternance de dépôts marins et continentaux s'étalant du Paléozoïque au Cénozoïque en passant par le Mésozoïque.(Fig.03)

L'étude de ces formations constitue un moyen important de connaissance de l'évolution géologique de la zone sur le plan structural et sur le plan pétrolier. Le bassin a commencé à se former lors de la création de la première paléogéographie saharienne ou fin panafricaine(cambrienne) où l'on trouve des dépôts de la plateforme Ouest du Gondwana. Au Jurassique quelques formes superficielles se déposent respectivement sur la plateforme saharienne ancienne.

#### 1. Le paléozoïque

Le paléozoïque est l'une des phases les plus cruciales dans l'évolution du sillon de Benoud, car c'est à cette époque que les principales roches-mères pétrolières ont vu le jour. C'est également à cette époque que les premiers schistes noirs anoxiques apparaissent, riches en matière organique.

##### 1.1 Cambrien

Cette période est marquée par des dépôts riches en grès quartzeux, argilites.

On observe la formation d'un environnement de dépôt littoral à sublittoral, sous l'influence d'une mer épicontinentale peu profonde.

C'est le début d'une transgression marine progressive qui va influencer les périodes suivantes.

### **1.2 Ordovicien**

La sédimentation est marine puis à influence glaciaire, les séquences sédimentaires de cette période sont dominées par des grès fins évoluant parfois en quartzites. Ils se sont déposés dans un milieu marin peu profond, souvent soumis aux marées et aux tempêtes.

### **1.3 Le Silurien**

Correspond à la période de formation des principales roches-mères pétrolières de la plateforme saharienne. Elle est marquée par une grande transgression marine, conséquence de la fonte des glaces de l'Ordovicien. On y trouve des dépôts typiques : des argiles noirs, riches en matière organique, qui constituent les principales roches-mères de la région.

Le milieu de dépôt est anoxique et profond, ce qui permet à préserver la matière organique. Il y a une accumulation significative de matière organique dans ces bassins, créant des conditions idéales pour la génération d'hydrocarbures. L'influence tectonique est faible, avec une subsidence qui contrôle l'accumulation des sédiments.

### **1.4 Dévonien**

C'est une période de transition entre les dépôts silicoclastiques et les premiers calcaires récifaux. On observe le développement de formations riches en grès rouges, souvent considérés comme des dépôts fluviaux et deltaïques.

Des calcaires de plate-forme apparaissent, favorisant le stockage des hydrocarbures. On note également la présence d'une faune marine diversifiée (Brachiopodes, Trilobites, Coraux), ce qui témoigne d'un climat plus chaud et stable.

### **1.5 Carbonifère**

Dépôts carbonatés et premiers indices tectoniques. Cette phase est dominée par une sédimentation carbonatée, propice à la formation de réservoirs pétroliers potentiels. L'influence tectonique devient plus marquée avec le début de l'orogénèse hercynienne.

Des fluctuations eustatiques entraînent des séquences de dépôts alternant entre calcaires, évaporites et argiles. On commence à voir les premiers signes de fracturation et de diagenèse, qui modifient la porosité des roches réservoirs.

## **2 Mésozoïque**

Cette ère représente une période marquée par une forte subsidence et une sédimentation influencée à la fois par la mer et le continent. C'est aussi le moment où apparaissent les premières structures tectoniques qui jouent un rôle clé dans le stockage des hydrocarbures.

**2.1 Trias**

On y trouve des sédiments évaporitiques et des grès rouges, ce qui indique un climat plutôt aride. Des bassins intra cratoniques se forment à la suite des rifts continentaux. L'environnement de dépôt varie entre des milieux fluviaux, littoraux et lagunaires.

**2.2 Jurassique**

Les dépôts sont principalement composés de calcaires et de dolomies récifales. On observe un climat tropical favorable pour le développement d'une faune marine diversifiée et à la formation des réservoirs carbonatés.

Dans ces faciès, les fractures d'origine tectonique et les karsts qui se forment par dissolution, augmentent la porosité secondaire des réservoirs pétroliers.

**2.3 Crétacé**

On note une alternance entre des séquences marneuses et calcaires, témoignant de fluctuations du niveau de la mer. Des roches réservoirs potentielles se forment dans des formations carbonatées poreuses.

L'influence tectonique se manifeste par la réactivation de failles, ce qui favorise la migration et l'accumulation des hydrocarbures.

**3. Le Cénozoïque**

Cette période est marquée par des changements tectoniques et climatiques qui ont profondément influencé la sédimentation dans le bassin.

**3.1 Paléogène et Néogène**

On y trouve des dépôts principalement composés de sédiments fluviaux, d'argiles rouges et de conglomérats. Cela témoigne d'une érosion active, en lien avec l'élévation des reliefs environnants (les Monts de Ksour). On observe également la formation de bassins sédimentaires plus restreints, où se sont accumulés des dépôts lacustres et deltaïques.

**3.2 Quaternaire**

Les dépôts alluviaux et éoliens reflètent les conditions désertiques actuelles. On note aussi une activité tectonique résiduelle, avec des failles récentes et des déformations mineures. (Fig 03)

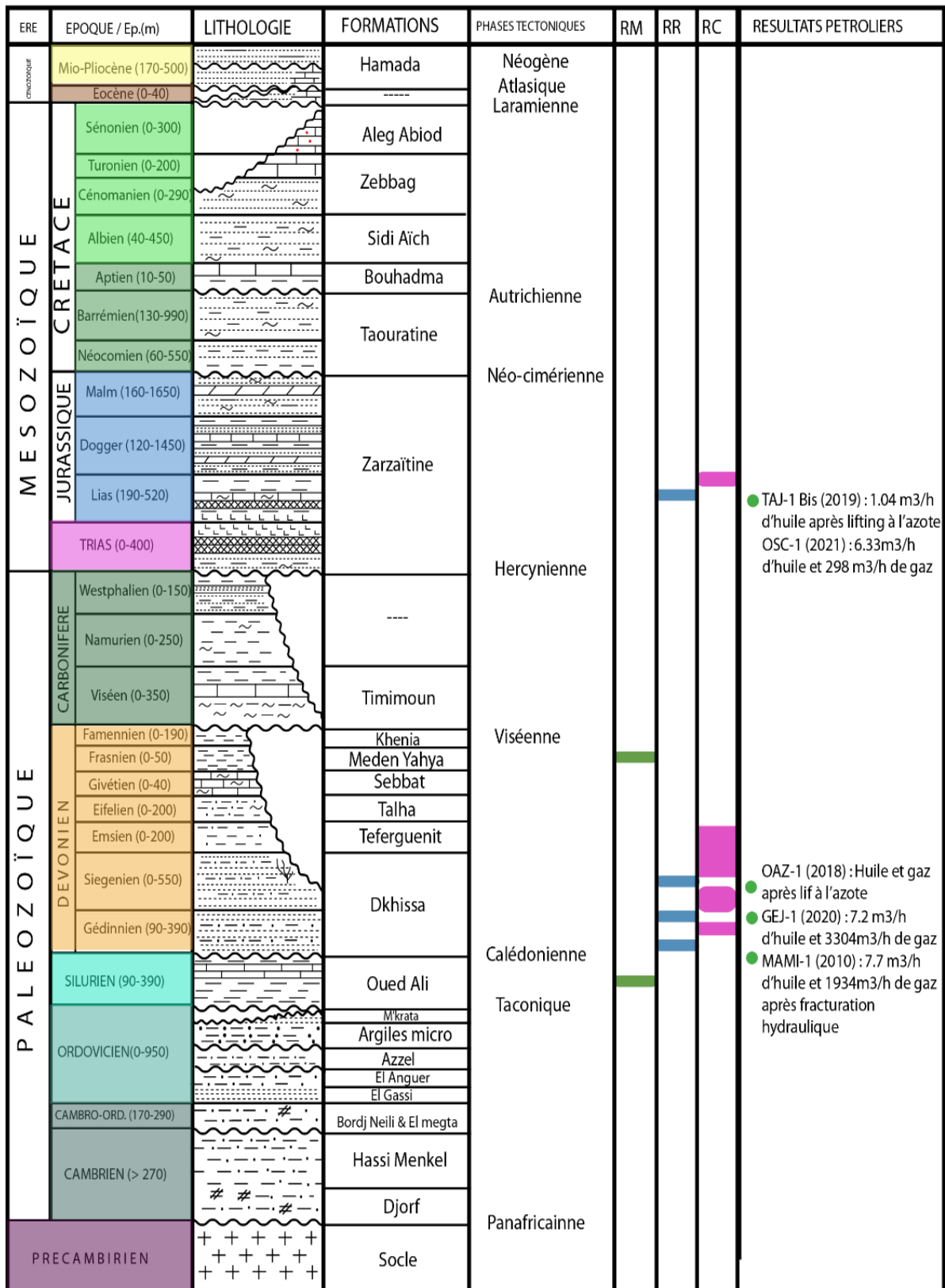


Fig.03 : colonne stratigraphique du sillon de BENOUD (document SH /EXP).

I.4 Aspect structural

Le sillon de **Benoud** est un bassin étroit et asymétrique d'orientation NE-SW, juxtaposé à l'Accident Sud Atlasique. Il correspond à un bassin d'avant fosse va risquer constituant une zone de transition entre le domaine de l'Atlas Saharien au Nord et la plateforme saharienne au Sud.

L'un des traits structuraux remarquables dans cette région est l'existence d'un grand accident (Accident Sud Atlasique), qui a joué un grand rôle dans la structuration en zones hautes et zones basses (Boujema. A, 1987). Cet accident qui se manifeste à l'affleurement par des tronçons discontinus orientés NE-SW sépare la plateforme saharienne dont sa structuration est généralement hercynienne des domaines atlasiques intensément déformés par les mouvements alpins. (Fig I.4) et (Fig.I.05)

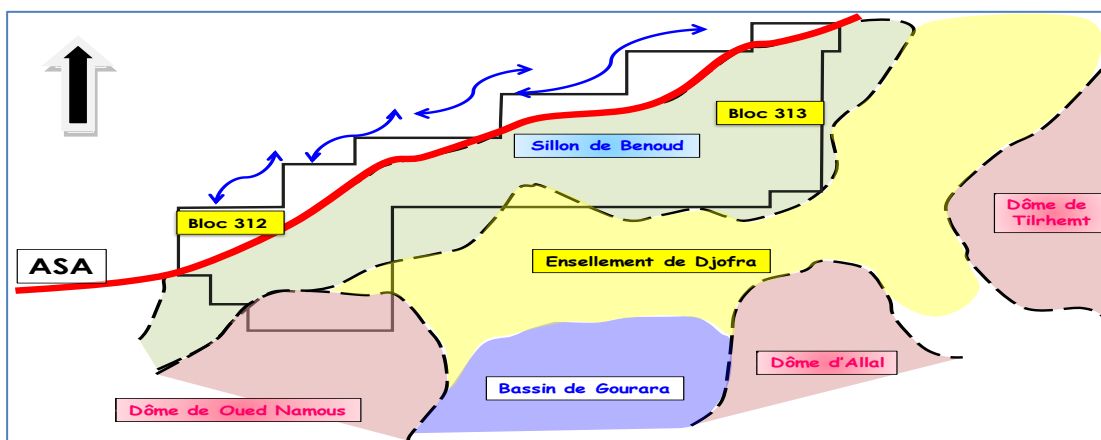


Fig .04 : carte structurale régionale du périmètre El Ouabed (document SH 2007).

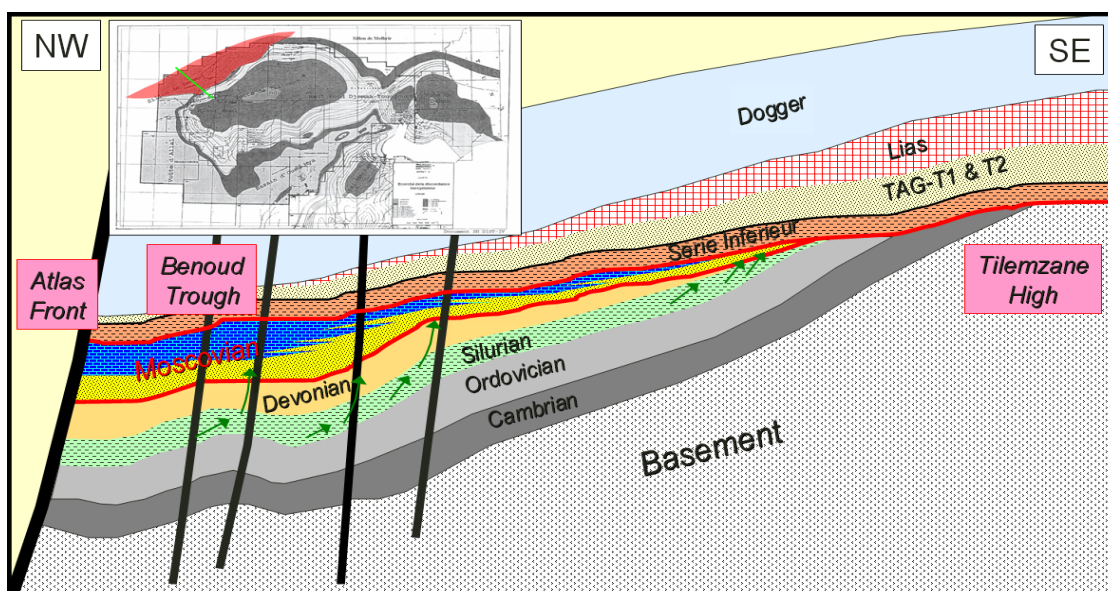


Fig.05 : Coupe sismotectonique à travers l'Atlas Saharien, le sillon de Benoud et l'ensellement de Djofra (documents SH 2014).

## I.5 Cadre géodynamique globale du silurien

### Période géologique

Le Silurien s'étend d'environ 443 à 419 **millions d'années**. Il suit à l'Ordovicien et précède le Dévonien. Cette période est marquée par un changement climatique majeur, marquant la fin d'une intense glaciation fin Ordovicienne.

#### I.5.1 Contexte tectonique

Au cours du silurien :

- Plusieurs masses continentales comme **Laurentia**, **Baltica** et **Avalonia** entrent en collision, amorçant la formation de la chaîne calédonienne (orogénèse calédonienne).
- Le supercontinent **Gondwana** reste ancré dans l'hémisphère sud.
- Ces mouvements favorisent l'activité tectonique (subduction, collision, fermeture d'océans comme l'Iapetus).

#### I.5.2 Climat glaciation et inlandsis

Le début du silurien hérite de la **glaciation fine ordovicienne-silurienne**, avec la présence d'un **inlandsis** (calotte glaciaire continentale) sur le sud de **Gondwana** (actuelle antarctique, Afrique du sud, Amérique du sud).

- Peu à peu, ce **glacier continental fond**, entraînant :
  1. Une transgression marine globale (montée du niveau des mers).
  2. Un réchauffement climatique progressif et un climat plus stable.
  3. Une redistribution des environnements de dépôt (passage de dépôts glaciaires à marins peu profonds).

#### I.5.3 Conséquences biologiques et sédimentaires

- Le climat plus chaud favorise une diversification importante de la vie marine :
  1. Apparition des premiers poissons à mâchoires.
  2. Développement des récifs coralliens primitifs.
- Les dépôts sédimentaires sont riches en calcaires, témoins d'un environnement marine chaud et peu profond.

#### Références :

**Harper, D.A.T. T, Servais, T (2018)**. Ordovicien et Silurien paléogéographie et climat. *Paléogéographie, paléoclimatologie, paléoécologie*,512,1-11.

**Scotese, C.R. (2016)**. Paleomap project-paleogeographic reconstructions.

**Munck, A, Calner, M, Harper, D.A.T, Servais, T. (2010)**. Ordovicien et Silurien sea-water Chemistry, Sea level, and climat : A synopsis.

**Palaeogeography, palaeoclimatology, palaeoecology**,269(3-4), 389-413.

## Résumé global

Elément	Description
Tectonique	Collision de masses continentales, orogénèse calédonienne
Climat	Fin de la glaciation, fonte de l'inlandsis
Niveau marin	Transgression marine (montée des eaux)
Biologie	Explosion de la biodiversité marine
Sédimentation	Dépôts carbonatés, marins peu profonds

## I.6 Evolution géodynamique

L'évolution géodynamique de sillon de Benoud, incluant le Permis EL Oubed, présente une complexité notable la région a d'abord été marquée, au Précambrien, par évènement majeur : la collision entre les cratons Ouest-Africain et Est Saharien. Cette compression orientée Est-Ouest a engendré une structuration importante accompagnée de failles cisailantes orientée Nord-Sud qui constituent un héritage structural significatif de cette époque.

Au Paléozoïque, la région a été soumise à un régime compressif caractérisé par plusieurs phases, ayant conduit à de nombreux épisodes d'érosion.

A partir du Mésozoïque, la partie sud de la région étudiée a évolué en tant que plateforme stable. En revanche, la partie nord a subi un régime distensif ayant favorisé l'ouverture du bassin Atlasique, actif du Mésozoïque jusqu'au Cénozoïque, période durant laquelle des mouvements compressifs ont pris le relais pour aboutir à la configuration structurale actuelle.

## Evénement tectoniques

L'histoire tectonique de la région est complexe, notamment durant le paléozoïque. L'activité sismique actuelle, bien qu'importante en qualité et densité, ne permet pas de répondre clairement aux problématiques géologiques soulevées. Toutefois, à travers le sillon de Benoud et les régions avoisinantes, suivis d'érosions, à des degrés divers, ont pu être mis en évidence :

- **Evénement Panafricain** : les effets d'orogénèse sur la région d'EL Oubed ne sont pas précisément établis. Cependant, les tendances structurales Nord-Sud observées à proximité du permis peuvent être considérées comme un héritage direct de cet évènement.
- **Evénement tectonique (passage Ord-Silurien)** : cet épisode, survenu à l'Arénigien, est marqué par le soulèvement des dômes de Hassi R'mel et d'Oued Namous, entraînant un amincissement de la série géologique vers ces zones hautes.

Au cours de l'Ordovicien, on observe des discordances locales, des plis à grande échelle, ainsi qu'un basculement régional vers le sud. Cela entraîne une forte érosion sur le flanc nord (Oued Namous et Hassi R'mel), contrairement au flanc sud (Oued Mya) où la série ordovicienne reste complète. La discordance tectonique proprement dite est bien marquée à la base des argiles micro-conglomératiques.

## **L'événement Calédonien (Cambrien – début Dévonien)**

### **1. La phase Sarde (Cambrien – Silurien)**

Elle marque une instabilité tectonique distensive, suivie par une transgression marine.

**a. Distension du Cambro-Ordovicien et mise en place de la couverture** Régime distensif de direction NE-SW donnant naissance à des failles normales suivies d'une variation d'épaisseur et d'un volcanisme reflétant l'instabilité tectonique des séries cambro-ordoviciennes. Ayant pour résultat la formation d'une pédiplaine, appelée Infra tassilienne.

### **2. La phase tectonique (Cradocien)**

Elle correspond à des mouvements compressifs au Nord de l'Afrique le long des accidents subméridiens, accompagnés de soulèvements régionaux.

Parallèlement, il y a eu un changement climatique qui a provoqué la mise en place d'une calotte glaciaire, centrée au Sahara central d'âge Caradoc-Ashegillien.

#### **a. La fonte de l'inlandsis et rejeux eustatiques**

La fonte de l'inlandsis à l'Ordovicien supérieur a entraîné une remontée du niveau marin, une transgression généralisée atteinte le Sahara méridional où se déposent les argiles noires à graptolites.

### **3. La phase calédonienne majeure (Silurien – début Dévonien)**

Correspond à une période d'érosion et une évolution régressive des séries du Silurien. Il s'en suit un apport de matériel détritique provenant du SE qui se dépose localement en discordance sur les séries anciennes.

## **Cycle hercynien (Dévonien-Carbonifère ~419 à 299 Ma)**

L'événement hercynien est associé à la fermeture de l'océan lapetus, ce qui a accentué les mouvements compressifs responsables du soulèvement de la plateforme. Cet événement, qui a duré environ 55 millions d'années, a provoqué un soulèvement régional significatif accompagné de plusieurs phases d'érosion. Il s'est déroulé en deux grandes phases :

### **La première (Événement hercynien)**

Correspond à une période d'érosion antérieure au dépôt du Moscovie (Westphalien).

### **La seconde (phase viséenne carbonifère inférieure)**

La plus marquante, s'est produite durant le Staphanie. Elle est caractérisée par un soulèvement intense suivi de phases d'érosion prolongées, qui ont continué pendant le Permien et, dans certains cas, jusqu'au Trias inférieur voir moyen

**Effet sur la fosse Benoud :** érosion sévère des couches sédimentaires.  
Remaniement des sédiments dans les bassins secondaires.

### **Cycle alpin (Mésocénozoïque --252Ma à Aujourd'hui)**

Au début de l'Ere Mésocénozoïque, la surface de la discordance hercynienne n'était pas totalement plane. Les faibles reliefs encore présents ont formé un bassin de drainage pour les rivières triasiques, dans lequel se sont accumulés les dépôts détritiques. Cette période a vu l'apparition de deux structures géologiques majeures : le sillon de Benoud et la dorsale de Hassi Rmel.

#### **Naissance du sillon de Benoud**

Malgré sa position proche de l'Atlas Saharien, le Sillon de Benoud n'est pas un bassin d'avant pays de la chaîne atlasique. Le Sillon de Benoud s'est formé en deux phases :

- **Trias - Jurassique inférieur :** Les différentes études antérieures réalisées entre la DH et le Lias carbonaté, montrent un amincissement des séries en allant vers le front de la chaîne atlasique. En effet, durant cette période un système de failles normales à regard nord fonctionnait sur la rive sud du Bassin Atlasique en formant un demi-graben. La région qu'occupe le Sillon de Benoud actuel constituait une zone haute.
- **Jurassique moyen - Actuel :** Le Sillon de Benoud a commencé à s'affaisser au Jurassique moyen, avec un taux de subsidence irrégulière. Au Crétacé la subsidence a connu un moment de ralentissement pour s'accélérer au Tertiaire. Le mécanisme de subsidence du Sillon de Benoud est à mettre en relation avec le développement d'une marge sédimentaire passive sous la région qu'occupe l'Atlas actuellement.

#### **Référence**

- Boujema A, 1987 : Evolution structurale du bassin pétrolier « triasique » du Sahara nord orientale (thèse de doctorat Université Paris XI).
- Ait Salem H, 198 : stratigraphie séquentielle et exploration pétrolière.
- M. Hassaine Malik ,2020 : mémoire de fine étude intitulé Etude sédimentologique et pétrophysiques du niveau des quartzites de Hamra (Ordovicien), dans le champ de Hassi Dzabat (Mole d'Amguid-Messaoud) - (province Traiasique), Algérie.

# **Chapitre II : stratigraphie et sédimentologie du silurien**

## I. Introduction

Le silurien représente une période charnière dans l'évolution géologique de nombreuse région du globe. Il est caractérisé par des transgressions marines majeures et des dépôts de sédiments fins riches en matière organique (Boucot,1969) ; Johnson et Rong,2001).

Dans le contexte algérien, et plus précisément dans le sillon de Benoud, le silurien conserve l'empreinte de ces dynamiques sédimentaires particulières (Boumendjel, 1996).

### I.01.Définitions

#### ➤ Sédimentologie

La sédimentologie est la branche de la géologie qui étudie les processus de formation, de transport, de dépôt et de diagenèse des sédiments. Elle permet de reconstituer les environnements anciens et d'interpréter l'histoire géologique d'une région. (Reineck et Singh, 1980).

#### ➤ Stratigraphie

La stratigraphie est la science qui analyse la succession, la nature et la distribution des couches sédimentaires. Elle vise à établir une chronologie relative des événements géologiques à travers l'étude des strates. (Boggs, 2006)

#### ➤ Roches mères

Les roches mères sont des formations géologiques riches en matière organique qui, sous l'effet de la chaleur et de la pression, génèrent du pétrole ou du gaz naturel par le processus de maturation thermique. (Tissot et Welte,1984)

#### ➤ Corrélation stratigraphique

La corrélation stratigraphique est la méthode permettant d'établir des relations d'équivalence entre des unités stratigraphiques situées dans différentes localisations géographiques, en se basant sur des critères lithologiques, paléontologiques ou géochimiques. (Nichos,2009)

#### ➤ Carte iso paque

Une carte isopaque est une représentation cartographique montrant l'épaisseur d'une formation géologique ou d'un intervalle stratigraphique donné, permettant de visualiser les variations de dépôt à travers une région. (Selley, 2000)

#### ➤ Faciès sédimentaire

Un faciès sédimentaire est l'ensemble des caractéristiques lithologiques, sédimentologiques et paléontologiques d'un dépôt, reflétant les conditions de son milieu de

sédimentation. L'analyse des faciès permet de reconstituer les environnements anciens et les dynamiques de dépôt. (Reading, 1996)

➤ **Milieu de dépôt (Environnement de dépôt)**

Le milieu de dépôt désigne l'ensemble des conditions physiques, chimiques et biologiques dans lesquelles les sédiments sont déposés. Il peut être continental (fluvial, lacustre), marin (plate-forme, talus, bassin) ou de transition (deltaïque, estuarien). (Nichols,2009)

➤ **Séquences stratigraphiques**

Une séquence stratigraphique est une succession de couches sédimentaires déposées pendant un cycle complet de variation du niveau marin relatif, limitée par des surfaces d'érosion ou de non-dépôt appelées discontinuités.

L'analyse séquentielle permet de mieux comprendre l'évolution des bassins sédimentaires. (Catuneanu,2006)

## II. Sédimentologie du Silurien

- **Cadre sédimentologique général**

Le Silurien est dominé par des environnements marins épicontinentaux peu profonds à moyennement profonds, favorisant des dépôts argileux et silteux riches en matière organique (Boucot et al.,1969). Dans le Sahara algérien, les études de Boumendjel (1996) ont confirmé la présence d'environnements de plat forme externe sous conditions anoxiques favorisant l'accumulation de matière organique.

- **Litho faciès observés**

Selon Johnson et Rong (2001), les litho faciès typiques du Silurien comprennent des niveaux de grès quartziques.

**Argile noire (Black shales) :** Elles traduisent des conditions anoxiques intenses, favorables à la préservation de la matière organique (Boucot et al., Rong,2001).

**Siltites :** Elles indiquent des dépôts sous influence hydrodynamique modérés (Johnson et Rong,2001).

**Grès quartziques :** Ils sont le résultat de phases énergétiques ponctuelles liées à des tempêtes ou des régressions marines (Selley, 1978).

De plus, la présence sporadique de bioturbations dans certains niveaux indique une ventilation temporaire du fond marines (Selley, 1978).

- **Processus de dépôt**

Les processus de sédimentation suivent les schémas typiques décrits par Demaison et Huizinga (1991) pour les environnements riches en roches mères :

**Dépôts anoxiques :** Accumulation lente de particules fines sous des eaux pauvres en oxygène.

**Pulsations hydrodynamiques :** Apports ponctuels de sédiments plus grossiers (silt, sable fin).

Ces processus expliquent la richesse en matière organique et la variation lithologique verticale observée dans les coupes du Silurien (Demaison et Huizinga, 1991).

- **Implication sur la genèse des roches mères**

La combinaison d'une productivité biologique élevée, d'un enfouissement rapide, et de conditions anoxiques persistantes est essentielle pour la formation des roches mères (Demaison et Huizinga, 1991).

Dans le cas du sillon de Benoud, ces conditions semblent avoir été réunies durant le Silurien inférieur, favorisant la génération potentielle d'hydrocarbures (Boumandjel, 1996).

### III. Roches mères paléozoïques

#### III.1. Évolution de la série paléozoïque

Les argiles radioactives provenant de la roche-mère silurienne font partie de la série Paléozoïque. La carte en isopaque de cette série révèle des sédiments allant du Cambrien au Carbonifère, avec une épaisseur maximale de 1900m, comme dans les cas formations sont séparées par des zones subsidentes orientées N-S et NNE-SSW. Les dépresseurs importantes pouvant atteindre jusqu'à 1700m à l'Ouest, tandis qu'à l'Est, l'épaisseur ne dépasse pas 1100m(fig.06).

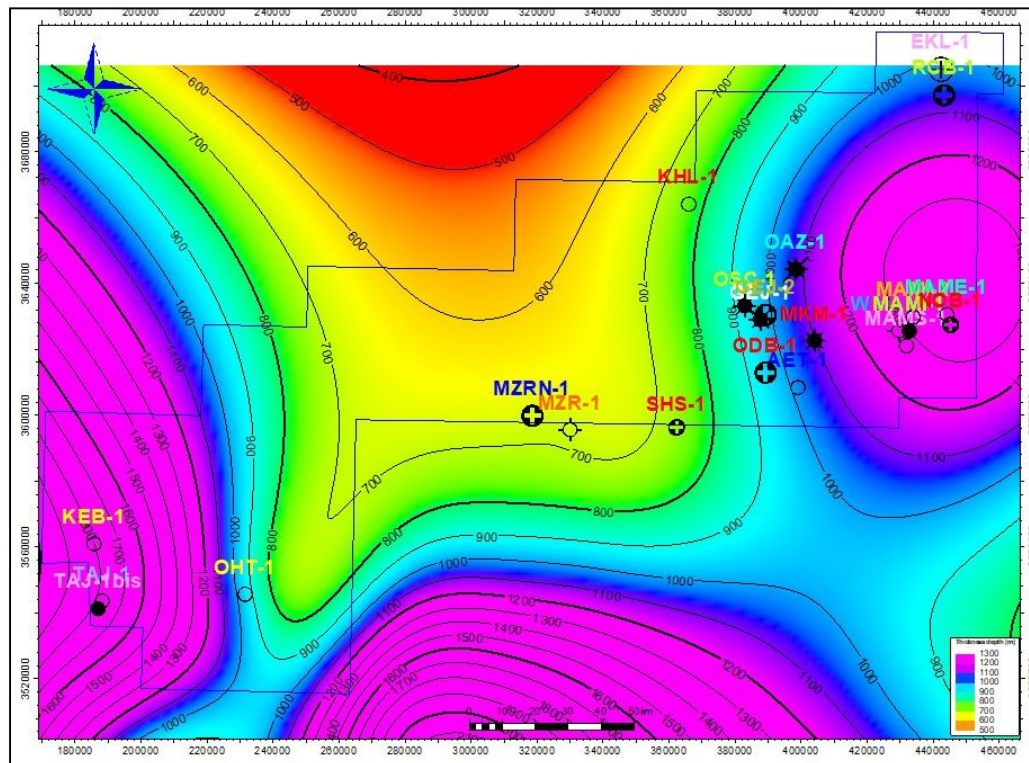


Fig.06 : Carte en iso paques de série paléozoïque Cambrien (DH-).

**1.2. Evolution de la roche-mère silurienne (formation d'Oued Ali (hot shale))**

Le silurien se divise en trois parties. La partie basale, très radioactive, est relativement mince, tandis que la partie sommitale, moins radioactive, représente la base du SAG. Ces deux niveaux sont séparés par un intervalle argileux peu ou pas radioactif, le Gothlandien (Fig.07). Cette division est observable à l'échelle régionale au-delà de la concession d'El Benoud (Bechar el Mehaiguène). Toutefois, la configuration des trois intervalles varie en fonction de la situation géologique du bassin. Par exemple, au niveau du puits HBL-1, les puits MZR-1, OHT-1, HMK-1 et jusqu'à AET-1, la partie intermédiaire du silurien est bien développée (Fig.07).

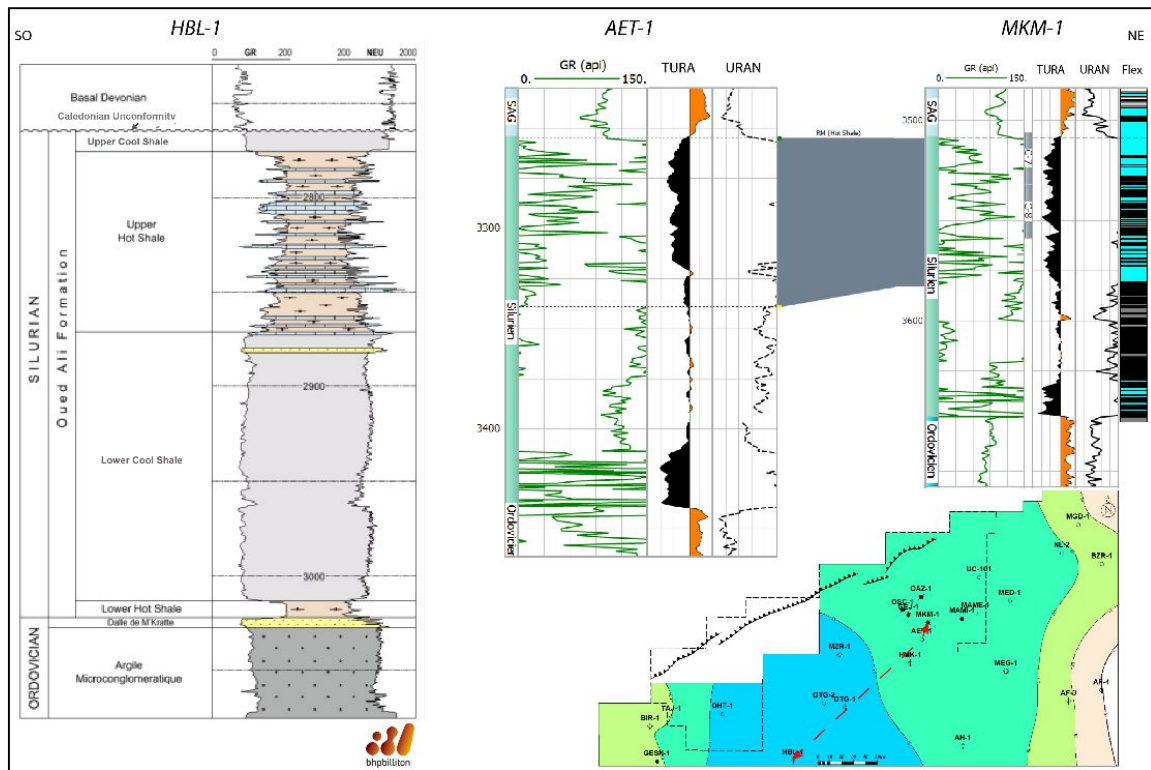


Fig.07 : Découpage type de la formation du Silurien Oued Ali, puit de référence HBL-1.

La carte en isopaque montre que le Silurien est largement présent dans la concession, traduisant une bonne extension régionale.

Toutefois, des variations d'épaisseur notables sont observées. Les épaisseurs maximales se trouvent au Sud-Est (110m à 130m), tandis qu'elles augment progressivement vers la Nord-Nord-Ouest, atteignant seulement 150 m dans les puits MZR-1 OAZ-1 (Fig.08).

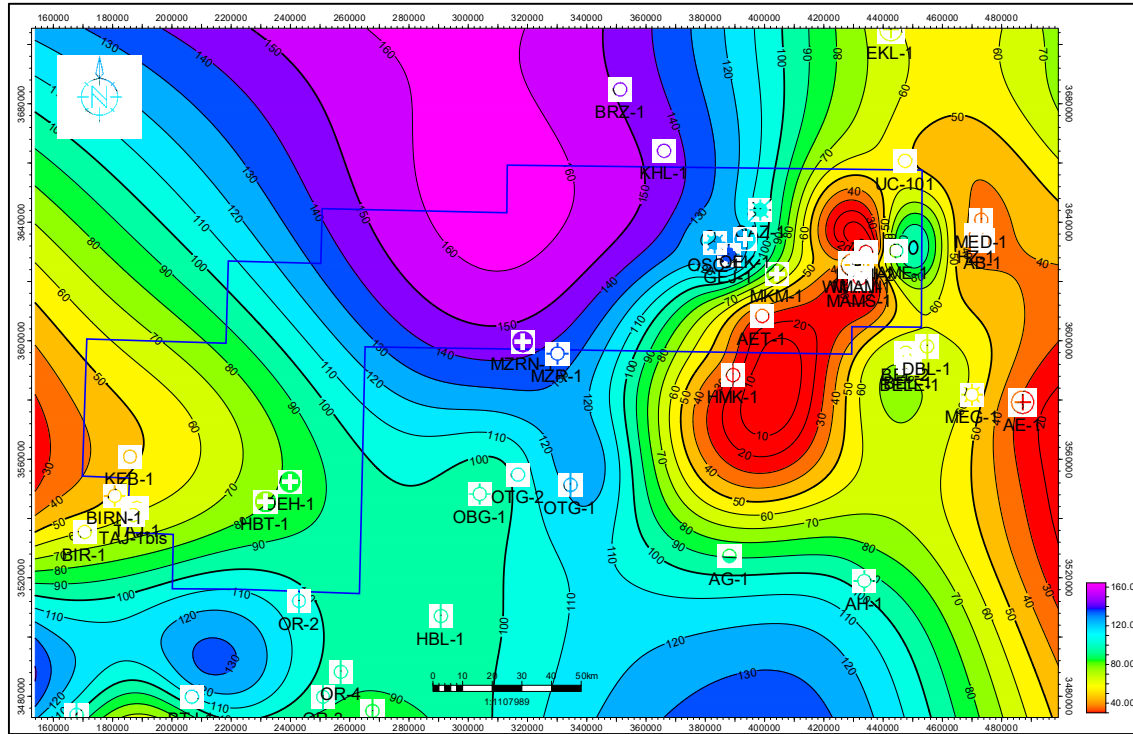


Fig.08 : Carte montrant les variations d'épaisseurs du Silurien HS dans la concession d'El Benoud.

### Profondeurs de la roche mère silurienne (hot shale)

La carte des profondeurs au toit de la roche-mère siluriennes montre que la zone nord de la concession d'El Benoud est la plus enfouie jusqu'à 4000 m par rapport au niveau zéro de la mer (TVDSS) (Fig.09).

Cet enfouissement est partiellement contrôlé par la faille Sud-Atlantique (ASA), qui favorise l'accumulation d'un bassin méso-cénozoïque épais. En revanche, la partie sud de la concession (Bechar et Mehaiguène), présente une roche-mère moins enfouie, avec des profondeurs de seulement – 1400 m.

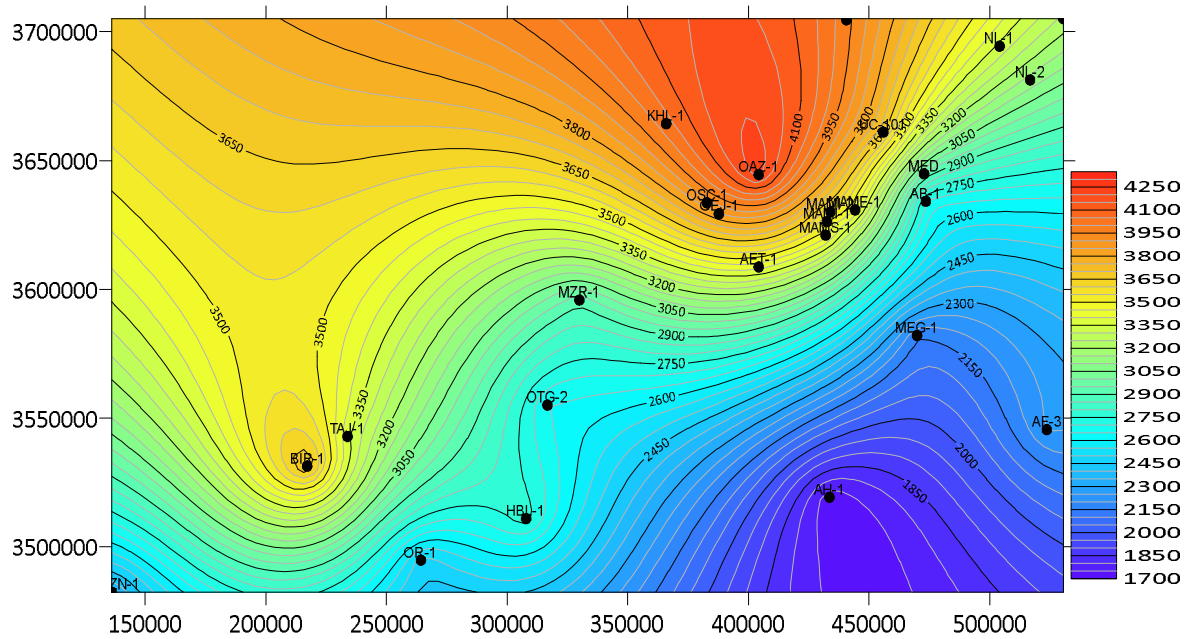


Fig.09 : Carte des profondeurs de la roche mère silurienne.

### 1.3. Description lithologique et palynologique

Selon le profil de corrélation (Fig.10), il ressort que le niveau intermédiaire non radioactif du Silurien présente un développement maximal et une épaisseur significative dans la partie occidentale, notamment au niveau du puits AET-1. Au-delà de ce puits, en direction du Nord-Est, une configuration similaire est observée, bien que l'épaisseur y soit sensiblement réduite. Cette diminution pourrait s'expliquer soit par un épisode d'érosion, soit par une lacune sédimentaire liée à un non-dépôt (cf. Fig10). Sur la même coupe de corrélation, un amincissement marqué est constaté au niveau des puits OAZ-1 et MAMI-1. Cette configuration favorise la superposition des deux niveaux radioactifs (inférieur et supérieur), ce qui se traduit par une augmentation de l'épaisseur cumulée de la roche-mère.

D'un point de vue lithologique, les interprétations disponibles se limitent essentiellement au niveau radioactif supérieur de la hot shale silurienne sur la base des données acquises (diagraphies Flex, carottes, analyses pétrographiques). Ce niveau est caractérisé par une nette prédominance d'argiles, ponctuées de quelques intercalations carbonatées. Ces apports carbonatés deviennent plus fréquents vers le sud de la zone d'étude, en particulier dans les puits MKM-1 et AET-1 (cf. Fig.II.09). Cette architecture lithologique est corroborée par les enregistrements diagraphiques, notamment les données Flex du puits MKM-1, où l'association marquée entre les niveaux carbonatés et les argiles est bien visible (. Log composite en annexe).

Par ailleurs, Les analyses en lumière fluorescente des argiles riches en matière organique ont révélé une abondance d'algues, masquées par une matière organique amorphe (puits OHT-1). La description microscopique des échantillons prélevés dans le puits OAZ-1 a montré une matière organique amorphe très carbonisée, associée à des spicules de graptolites. Bien que les palynomorphes soient rares, la présence de chitinozoaires, appartenant probablement aux

genres *Tanuchitina* et *Cyatochitina*, a été enregistrée. Ces palynomorphes suggèrent un environnement marin relativement réducteur.

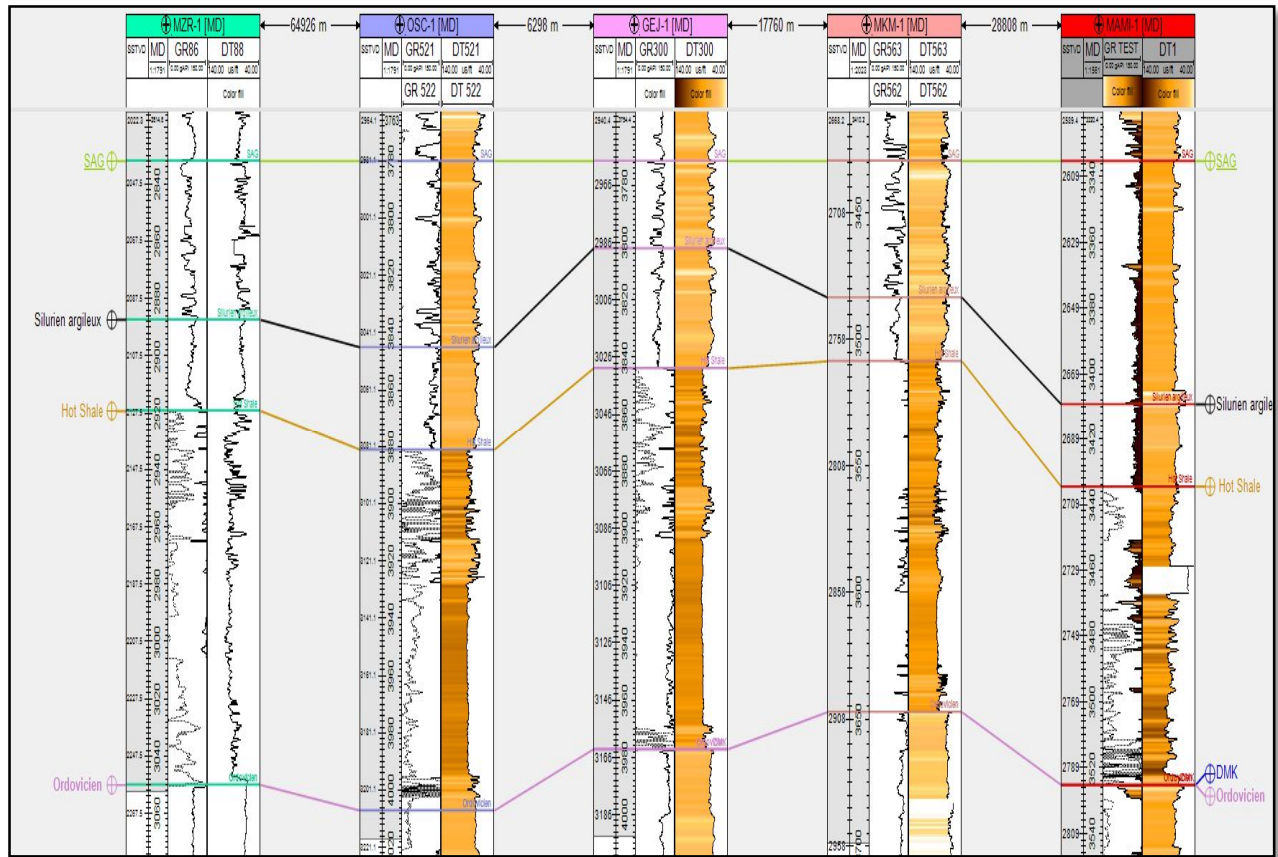


Fig II.10 : Corrélation stratigraphique entre les puits.

**Conclusion générale**

L'analyse des données de corrélation, de la lithologie et de la matière organique du Silurien (hot shale) dans la concession d'El Benoud met en évidence des variations notables en profondeur, en épaisseur et en composition. La carte des profondeurs montre un enfouissement différentiel contrôlé par la tectonique (ASA), avec des profondeurs maximales atteignant -4000 m au Nord, tandis que le Sud présente une roche-mère plus exhumée. Le profil de corrélation révèle l'importance du niveau intermédiaire non radioactif à l'Ouest, son amincissement progressif vers le Nord-Est, ainsi que la superposition des niveaux radioactifs dans certains puits, accentuant l'épaisseur globale de la roche-mère. Du point de vue lithologique, le niveau radioactif supérieur se distingue par sa prédominance argileuse associée à des passées carbonatées, particulièrement marquées vers le Sud.

Ces caractéristiques sont confirmées par les diagraphies et l'étude pétrographique des carottes et des échantillons. Enfin, l'analyse en fluorescence et en microscopie a révélé une abondance de matière organique amorphe, partiellement carbonisée, associée à des restes de graptolites et à quelques chitinozoaires. L'ensemble de ces éléments suggère un dépôt dans un environnement marin réducteur, favorable à la préservation de la matière organique, et donc au potentiel pétrolier de ces niveaux siluriens.

# Chapitre III : La géochimie organique et Système pétrolier

## Partie 1 : Généralités sur la géochimie organiques

## I. Introduction à la géochimie organique

De nos jours, les hydrocarbures sont la première source d'énergie mondiale. Ils occupent le premier rang des exportations algériennes, il faut donc en permanence faire un effort d'exploitation et d'exploration, ce qui exige des compagnies pétrolières, nationales ou étrangères d'être toujours plus performantes sur le plan de l'exploration et de la production, cela en faisant appel à la géochimie.

Le terme « géochimie » a été créé, en 1838, par le Suisse Christian Friedrich Schönbein. La géochimie organique est une branche des sciences de la terre qui traite l'abondance absolue et relative des éléments chimiques et des isotopes sur la terre, elle traite également leurs distributions et leurs migrations, en vue d'aboutir à des lois générales de comportement de la matière à l'échelle planétaire. (American Geological Institute -1960).

L'analyse de la matière organique est l'un des objectifs d'un pétrolier, donc la géochimie elle a pour but de déterminer l'origine et les zones de formation des hydrocarbures dans un bassin sédimentaire qui est un système pétrolier. Il s'agit également de retrouver leurs voies de migration et leurs zones d'accumulation. Ces études permettent d'orienter et de localiser des zones susceptibles de renfermer des hydrocarbures et d'établir des programmes d'exploration dans ces systèmes et en vue d'identifier des prospects, devenant par la suite des gisements d'hydrocarbures exploitables.

L'accumulation des hydrocarbures provient par le fait d'un système qui regroupe des éléments et des processus géologiques (Magoon et Dow, 1994), Ces éléments et ces processus géologiques sont définis différemment par plusieurs auteurs. Du point de vue géologie pétrolière, Gluyas et Swarbrick (2004), définissent les « magic five ingrédients » sans lesquels un bassin ne peut pas constituer une province pétrolière, ces ingrédients magiques sont les suivants : la roche mère, la roche couverture, le piège, la roche réservoir et le timing.

## II. Système pétrolier

Il existe deux types de systèmes pétroliers conventionnels et non-conventionnels.

Les hydrocarbures des deux systèmes résultent de la transformation de la matière organique sédimentaire contenue dans une roche suite à l'augmentation de la température et la pression lors de son enfouissement (la roche mère). Cependant, ce qui les différencie c'est les méthodes utilisées pour les extraire et les exploiter de leurs réservoirs dit « conventionnels » et « non-conventionnels », respectivement.

Un système pétrolier conventionnel est exploité avec plus de facilité à partir des roches réservoirs poreuses et plus perméables, contenant des concentrations importantes de ces hydrocarbures ayant migrés et étant piégés sous une roche imperméable

Ces réservoirs conventionnels peuvent devenir avec le temps des réservoirs non conventionnels, ceci est dû :

Soit à une deuxième partie (parfois très importante) d'hydrocarbures conventionnels produits restant piégée dans la roche mère à cause de sa faible perméabilité,

Soit aux processus diagenétiques et la circulation de fluides qui influencent les qualités pétrophysiques des réservoirs les classant donc dans les gisements inexploitable et roches réservoirs moins perméables.

Un système pétrolier non-conventionnel est un bassin exploité en utilisant des techniques avancées, qui impliquent des coûts et des technologies supérieures à ceux des réservoirs pétroliers conventionnels, car les conditions de l'exploitation sont difficiles. Ces réservoirs comprennent les schistes bitumineux, des sables bitumineux (à l'exception des sables bitumineux canadiens qui constituent une production assez importante), en offshore très profond, en conditions polaires ainsi que l'exploration du pétrole lourd et extra-lourds (dans ces deux derniers cas c'est la qualité de l'huile très visqueuse qui ne permet pas l'utilisation des méthodes conventionnelles).

Afin de caractériser chaque élément et chaque processus des systèmes pétroliers conventionnels et non-conventionnels, des approches pétrographique (minérale et organique), géochimique et pétro-physique, appuyées par la modélisation, sont étudiées et proposées dans ce travail. (Fig11)

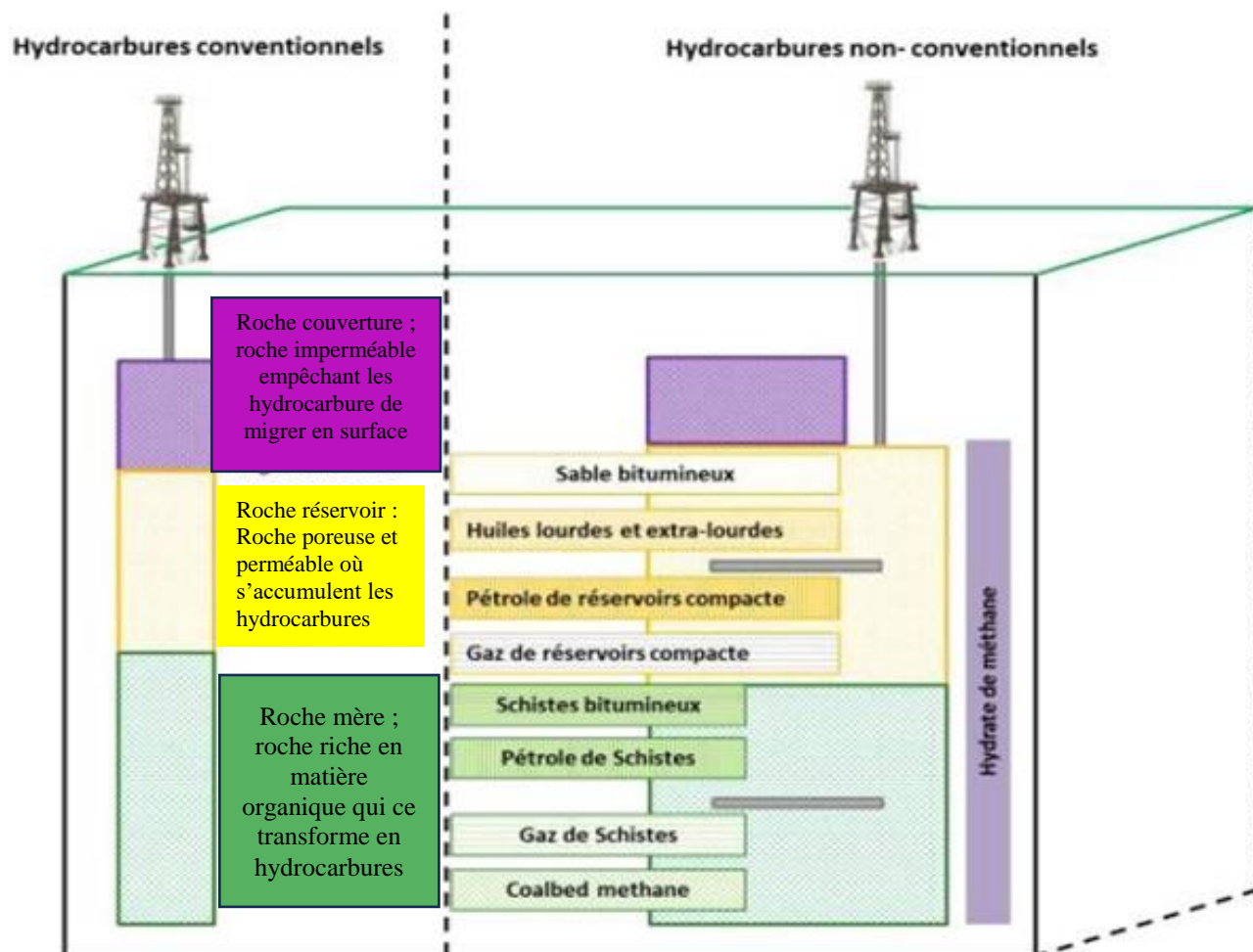


Fig.11 : Représentation schématique d'un système pétrolier conventionnel et d'un système pétrolier non-conventionnel (d'après Rolan Vially, 2013).

Les différents éléments d'un système pétrolier sont définis et étudiés comme suit :

- **La roche mère**

C'est l'élément principal dans la formation des hydrocarbures, il s'agit d'une roche source contenant une forte concentration de matière organique ayant partiellement ou totalement généré des hydrocarbures à partir du kérogène. Ce dernier peut être de différents types selon le milieu de dépôt de la matière organique le composant de : type I (milieu lacustre), type II (milieu marin) et type III (milieu continental).

Il est important de connaître la composition de la roche mère, de comprendre son fonctionnement actuel et antérieur, de déterminer sa maturité et d'évaluer son potentiel pétrolier et sa porosité.

- **Les roches réservoirs**

Ce sont des roches sédimentaires à porosité et perméabilité assez importante, contenant des hydrocarbures. Leur caractérisation est essentiellement pétro-physique, car leurs qualités dépendent de leurs capacités à accumuler et laisser circuler le plus d'hydrocarbures. Dans le cas de systèmes pétroliers non-conventionnel, la roche mère peut être roche réservoir en même temps, et empêcher les hydrocarbures de s'expulser à cause de la mauvaise connexion des pores donc la faible perméabilité. Dans ce cas-là, le kérogène est présent.

- **La roche couverture**

C'est la barrière naturelle qui empêche les accumulations d'hydrocarbures de se disperser et qui les maintienne dans le réservoir, il s'agit d'une roche imperméable d'une épaisseur et une continuité latérale importantes.

Les roches couvertures étudiées dans ce travail sont le type argilites du bassin de Paris qui sont des roches sédimentaires détritiques composées de particules d'une taille inférieure à 2 microns (minéraux des argiles accompagnés souvent de quartz très fin). Leur caractérisation pétro-physique a été réalisée avec la méthode d'injection de mercure, le SEM (Microscope électronique à balayage environnemental), la tomographie et l'analyse d'images.

Cependant dans le cas des roches réservoirs carbonatées, la création de roche couverture peut être due à la transformation avec le temps de ces roches suite à des phénomènes de dolomitisation et/ou des phénomènes de sulfato-réductions comme c'est le cas dans le bassin de Sabinas (Mexique) où la dolomitisation suivie de la précipitation d'anhydrite réduit petit à petit la porosité transformant ces carbonates en roches couvertures.

- **Les pièges**

Les pièges peuvent être soit sédimentaires soit structuraux, le moment de leur formation est le moment de la première accumulation d'hydrocarbures qui peut être évalué en étudiant le moment du piégeage des inclusions de fluides.

La charge sédimentaire est constituée de couches exerçant une pression et un poids sur l'ensemble des éléments précédents, ce qui joue un rôle important dans l'augmentation de la pression. Ces éléments fonctionnent selon les processus suivants : la génération des hydrocarbures, leurs migrations, leurs accumulations dans les roches réservoirs, leurs piégeages et leurs dysmigration. (Fig12)

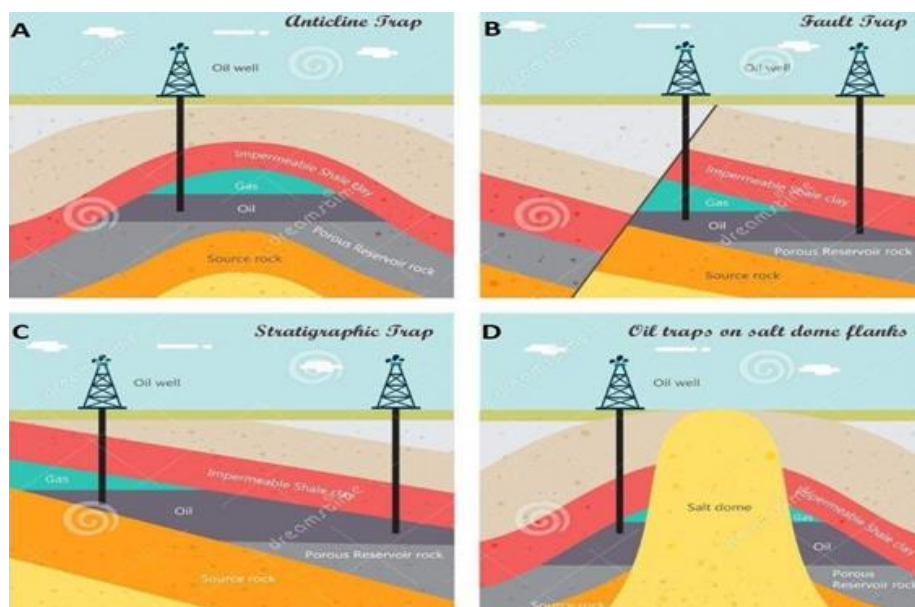


Fig.12 : Illustration des différents pièges, A : Pli anticlinal, B : Faille, C : Stratigraphique D : Diapir (dôme de sel) préservation.

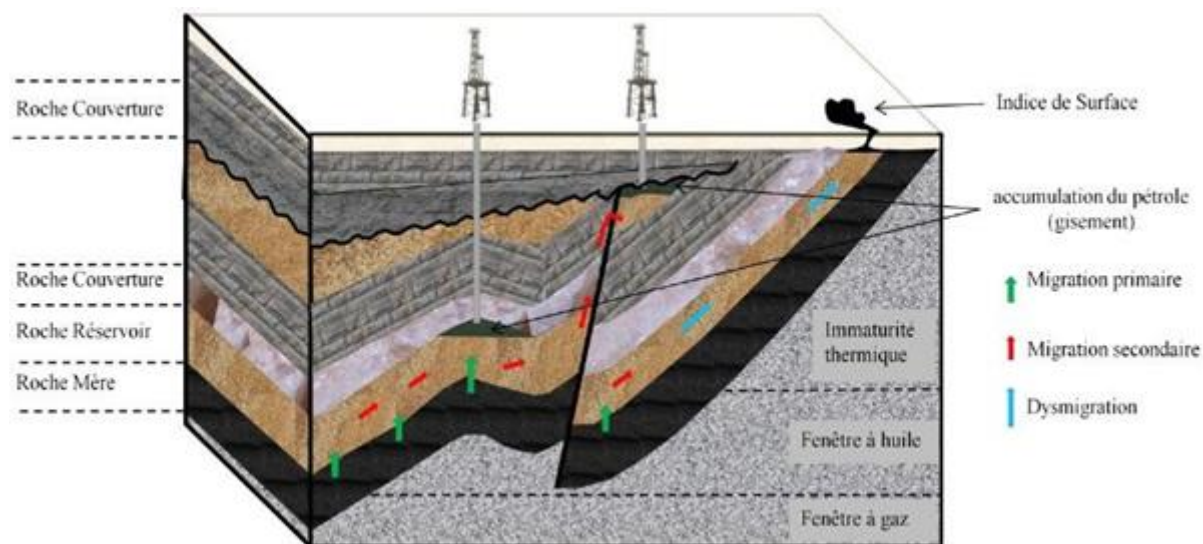


Fig.13 : Bloc 3D représentatif d'un système pétrolier classique composé d'une roche mère, d'une roche réservoir, d'une roche couverture et de piège.

La matière organique avant son incorporation dans le sédiment elle sera transportée ; ce transport peut s'effectuer sous différentes formes (forme dissoute dans l'eau ou détritique). La matière organique peut être emmenée très loin ou tout près du milieu de son dépôt, et lors

de ce transport elle subit d'intenses altérations dans la tranche d'eau qui la transporte (bactéries aérobies).

La préservation de cette matière organique est favorisée par des milieux de sédimentation calmes et réducteurs (marges continentales, bassin de sédimentation ...) ainsi que par un enfouissement rapide. Après son incorporation au sein d'un sédiment, divers processus physico-chimiques affectent sa composition et ses propriétés. C'est ainsi que l'on distingue plusieurs phases dans le processus de maturation de cette matière organique :

- **Une phase diagenétique** : caractérisée par une perte d'oxygène ; elle est contrôlée par l'activité bactérienne, la subsidence et le gradient géothermique du bassin ; au terme de cette phase le kérogène (partie insoluble de la matière organique dans les solvants organique) se forme le composé majeur des matières organiques sédimentaires.
- **Une phase catagénétique** : caractérisée par une perte d'hydrogène ; pendant cette phase se produisent des réactions de craquage du kérogène aboutissant à la formation d'huile.
- **Une phase métagénétique** : pendant laquelle le craquage du kérogène restant et des huiles contribuera à la formation des gaz ; après cette phase, les constituants du kérogène résiduel seront transformés en carbone graphitique. (Fig14)

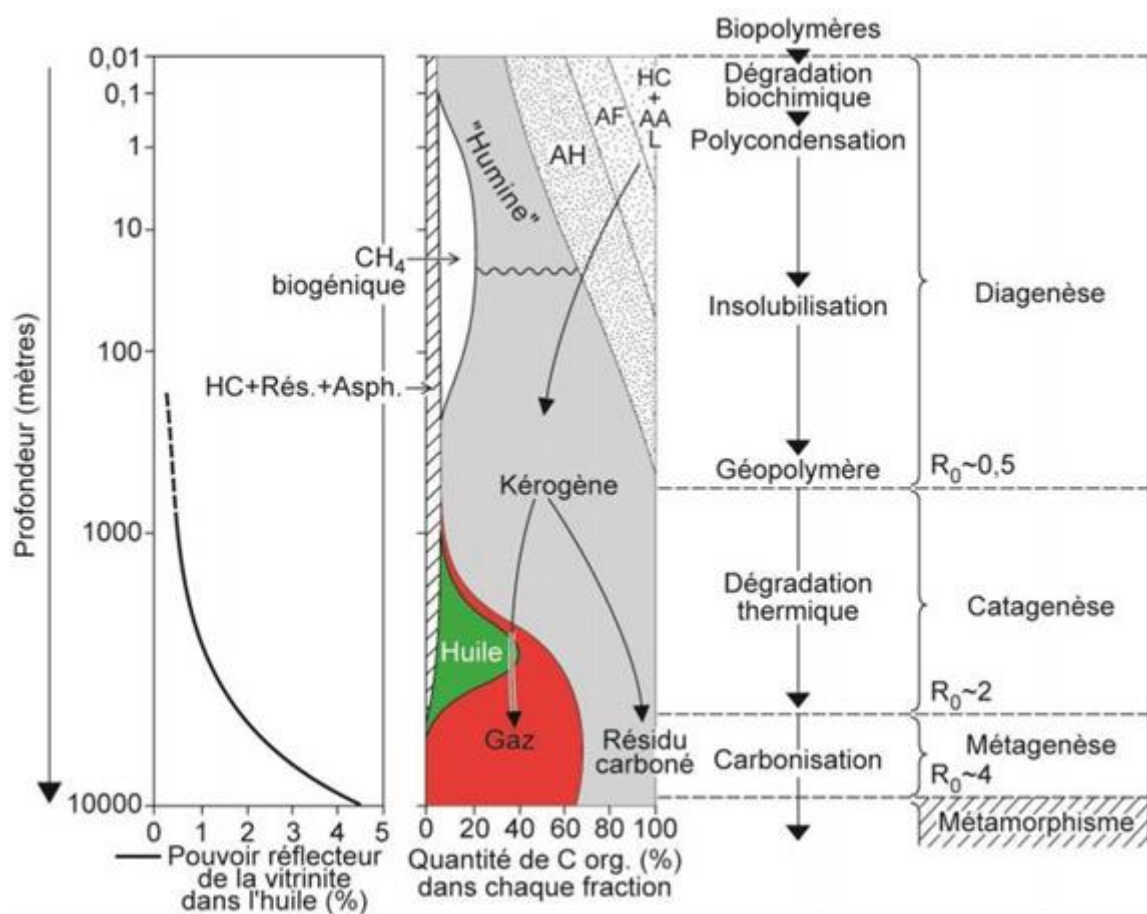


Fig. 14 : processus d'évolution de la matière organique.

L'étude du kérogène permet de connaître et de comprendre l'origine et les milieux de dépôt de la matière organique, son type, son évolution, et ses potentialités en hydrocarbures. C'est là qu'interviennent les méthodes géochimiques ; qui sont basées sur des techniques d'analyses d'échantillons de roches, d'extraits organiques de roches et de fluides (huile, condensat, gaz).

Les méthodes les plus utilisées sont :

- Le dosage du carbone organique total (C.O.T.).
- Les méthodes de pyrolyse.
- Les méthodes optiques (microscopie).
- L'extraction de la matière organique.
- La détermination des différents groupes structuraux par chromatographie.

D'autres méthodes sont également utilisées :

- L'analyse des isotopes du carbone.
- L'étude des biomarqueurs (fossiles géochimiques) par spectrométrie de masse.

D'après son origine, elle est subdivisée en trois principales lignées, auxquelles une quatrième lignée, de type détritique, peut être associée :

- **Type I** : matière organique aquatique (marine ou lacustre), elle est riche en lipides ; son potentiel pétrolier ainsi que son index d'hydrogène sont très élevés.
- **Type II** : matière organique composée d'algues marines, pollens, spores et des bactéries. Possédant un index d'hydrogène moyen à fort et un potentiel pétrolier élevé mais inférieur à celui du type I.
- **Type III** : c'est une matière organique formée par des débris de végétaux supérieurs ; riche en oxygène, elle a un index d'oxygène et un potentiel en gaz très élevé par rapport à celui des autres types. Par contre, son index d'hydrogène est faible à moyen.
- **Type IV** : c'est une matière organique altérée, résiduelle, remaniée ; son potentiel pétrolier est négligeable, son index d'hydrogène est très faible tandis que son index d'oxygène est variable. (Fig15)

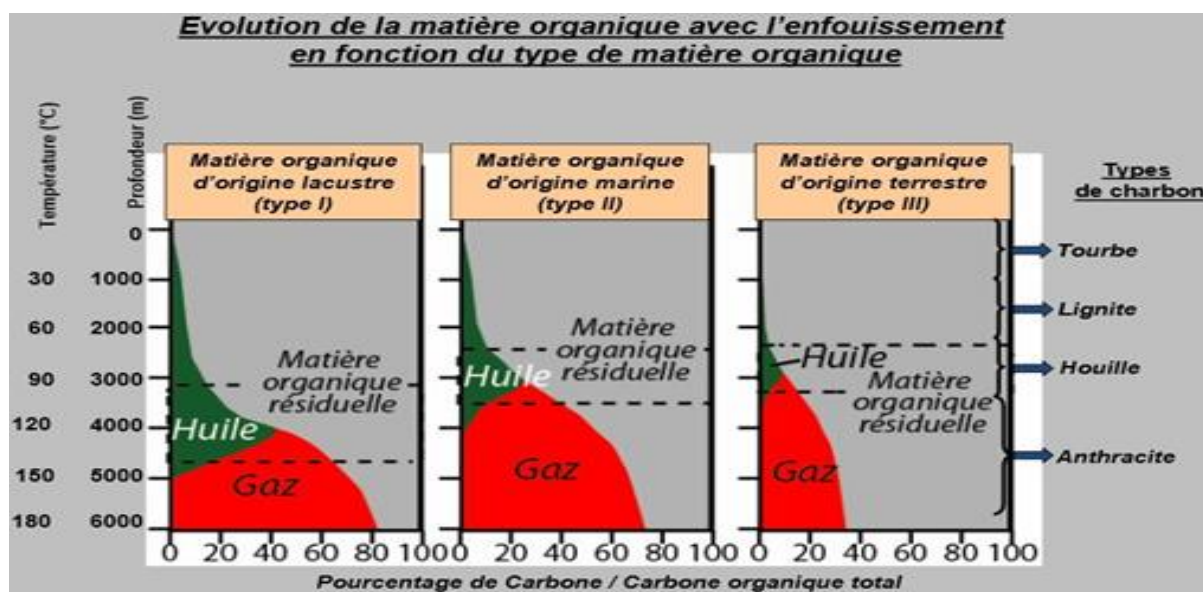


Fig.15 : Evolution de la matière organique avec l'enfouissement en fonction du type de kérogène.

### III . Méthodes d'analyses géochimiques

#### III.1. Prélèvement et préparation des échantillons

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

Les échantillons à prélever obéissent à certaines conditions :

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

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

#### III.2 : Dosage du carbone organique total (C.O.T)

Le dosage du carbone organique total s'effectue d'abord par l'élimination du carbone minéral contenu dans l'échantillon de roche qui se fait par l'attaque de l'échantillon à l'acide chlorhydrique (HCl) à normalité 2. L'acide agit sur les carbonates puis l'on rajoute en fin d'attaque de la soude (NaOH) à normalité 1.33 afin de neutraliser la solution.

La solution est ensuite filtrée dans un creuset semi-perméable puis séchée dans une étuve à faible température (50° C). Le creuset est ensuite introduit dans un four LECO à induction. Après étalonnage, il subit, alors, une combustion à haute température ( $T^{\circ} = 1200^{\circ} \text{C}$ ), sous flux d'oxygène, et en présence de catalyseurs.

Les atomes d'oxygène et de carbone combinés sous-forme de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) seront acheminés vers un tamis moléculaire et y seront retenus. Le pourcentage en carbone organique total (COT) est calculé sur les volumes de CO<sub>2</sub> et CO dégagés par l'échantillon. Un affichage digital sur l'appareil donnera directement la valeur du COT en pourcentage par rapport au poids de la roche. La richesse en carbone organique total a permis d'établir une classification des roches :

Carbone organique total (COT) [%]		Classification
Argiles	Carbonates	
<0.50	< 0.25	Roche très pauvre
0.50 - 1.00	0.25 - 0.50	Roche pauvre
1.01 - 2.00	0.51 - 1.00	Roche moyennement riche
2.01 - 4.00	1.01 - 2.00	Roche riche
> 4.01	> 2.01	Roche très riche

Tableau III.1 : classification des roches en fonction de dosage du carbone organique total (COT)

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

### ➤ La pyrolyse Rock Eval

C'est l'analyse de la matière organique (MO) par dégradation thermique expérimentale du Kérogène contenu dans les roches sédimentaires sous atmosphère inerte (Hélium).

Elle simule en un temps très court (20 minutes), la genèse naturelle d'huile dans les sédiments. Elle permet de mesurer le contenu en hydrocarbures libres (S1), en hydrocarbures potentiels (S2), en CO<sub>2</sub> organique (S3) dans les roches et la température atteinte au sommet du pic (S2) [T max].

Les paramètres obtenus sont utilisés pour caractériser la qualité de la matière organique (type) et son état d'évolution (maturation).

La pyrolyse se fait à l'aide de deux appareils : ROCK-EVAL II et ROCK –EVAL VI.

Elle permet de déterminer, à la fois :

- La nature et le type de la matière organique.
- Son état d'évolution ou degré de maturation.
- Ses potentiels pétroliers.

Les paramètres obtenus par Pyrolyse sont les suivants :

**S1** : Représente la quantité des hydrocarbures libres (liquides ou gazeux) exprimé en : mg d'HC/ g de roche.

Paramètres Géochimiques	Notions	Intervalle des valeurs	Estimation qualitative
Quantités des hydrocarbures libres (mg d'HC/g de roche)	S1	0 - 0.5	Pauvre
		0.5 - 1	Moyen
		1 - 2	Bon
		> 2	Très bon

Tableau III.2 : Evaluation qualitative du S1.

**S2** : La quantité de composés hydrocarbonés provenant du craquage entre 300 et 600°C du kérogène, exprimé en : mg d'HC/g de roche.

Paramètres Géochimiques	Notions	Intervalle des valeurs	Estimation qualitative
Quantité des HC issus du craquage du Kérogène (mg d'HC/ g de roche)	S2	0 - 0.5	Pauvre
		0.5 - 1	Moyen
		1 - 2	Bon
		> 2	Très bon

Tableau.III.3 : Evaluation qualitative du S2.

**T max** : Correspond à la température dans le four au sommet du pic S2, c'est un indicateur d'évolution de la matière organique.

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

Tableau.III.4 : Evaluation qualitative basée sur le Tmax en fonction du type de la matière organique.

### L'indice d'altération thermique (LAT)

L'indice d'altération thermique LAT et un paramètre géochimique de maturité extrait au laboratoire avec la pyrolyse Rock-Eval on l'utilise pour confirmer l'exactitude des diagrammes IH/Tmax lorsque le diagramme indique des positions anormales lors de l'utilisation des échantillons en cuttings.

Paramètre de maturité	Immature	Huile	Condensât-gaz humide	Gaz sec	Overmature
IAT	< 2.5	2.5 -3	3 – 3.5	3.5 -4	> 4

Tableau.III.5 : maturité en fonction de l'IAT.

**S3** : La quantité de gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) piégé séparément lors du craquage du kérogène est exprimé en mg de CO<sub>2</sub>/g de roche.

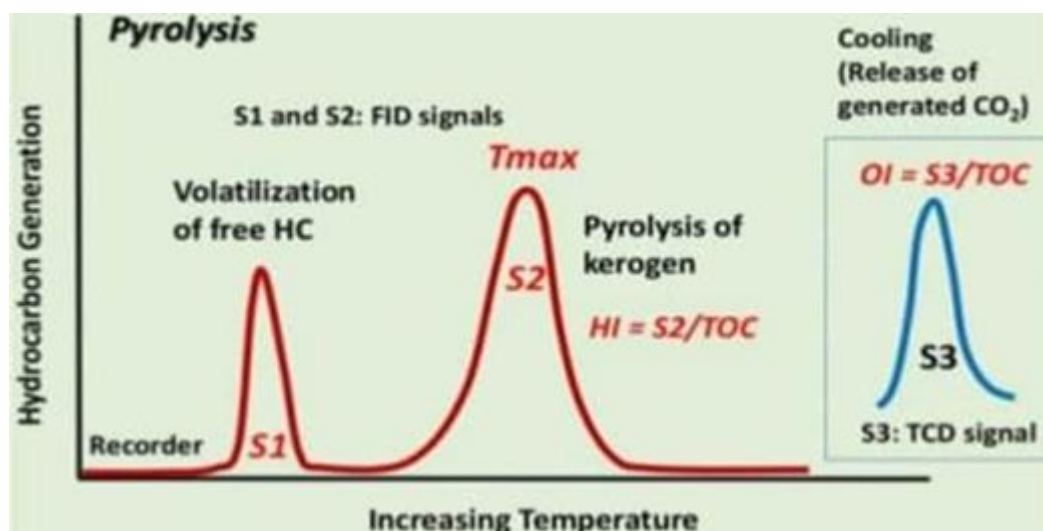


Fig.III.5 : Les trois pics de pyrolyses.

Les deux pics S1 et S2 sont détectés à ionisation de flamme (FID) par contre le pic S3 est détecté grâce à l'infrarouge (IR). La combinaison de ces paramètres de pyrolyse dans un diagramme de « Van-Krevelen » permet de caractériser les potentiels pétroliers des roches mères, leur type et leur état de maturation.

A partir des données S1, S2 et des teneurs en carbone organique, les paramètres suivants peuvent être calculés :

**IH** : c'est l'indice d'hydrogène, il est calculé par l'équation suivante :

$$IH = S2 \times 100 / COT.$$

**Il est exprimé en mg d'hydrocarbures / grammes de COT.**

Il est en relation avec le rapport H/C et S2, il donne une idée sur la maturation de la matière organique. Ce paramètre peut aussi donner une idée sur le type de matière organique.

Faible	Moyen	Fort	Très fort
0 - 100	101 - 300	301 - 600	> 600

Tableau.III.6 : Gammes de variation des valeurs des IH.

Type de MO	Valeurs de IH
Type I – lacustre	> 600
Type II – marin	150 – 600
Type III – continental	< 150

Tableau.III.7 : Valeurs des IH en fonction du type de la matière organique.

IO : L'indice d'Oxygène : en relation avec le rapport O/C et correspond à S3, IO peut nous donner une idée sur le milieu de dépôt de la matière organique, il est exprimé en mg de CO<sub>2</sub>/g de COT.

On peut le calculer par la formule suivante :

$$IO = S3 \times 100 / COT.$$

Très faible	Faible	Moyen	Fort	Très fort
0 - 50	51 - 100	101 - 200	201 - 400	> 400

Tableau.III.8 : Echelle des valeurs de l'indice d'oxygène.

IP : l'indice de production nous donne une idée sur la migration et l'accumulation des Hydrocarbures à partir de la roche mère :

Une accumulation : lorsque IP > à celui du stade d'évolution considérée.

Une migration : variation positive ou négative de ses indices (IP).

Ce paramètre est calculé par la formule suivante :

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

Immature	Mature	Très mature
< 0,1	0,1 - 0,4	> 0,4

Tableau.III.9 : Valeurs de l'indice de production dans différents stades de maturité.

PP : Potentiel pétrolier, calculé par la formule suivante exprimé en mg d'HC/ g de roche

$$PP = S1 + S2.$$

Très faible	Faible	Moyen	Bon	Très bon
0,01 - 0,5	0,51 - 2	2,01 - 5	5,01 - 20	> 20

Tableau.III.10 : Echelle des valeurs du potentiel pétrolier.

### Les méthodes optiques (IAT, PRV)

Comme dans le cas de la pyrolyse programmée, les méthodes optiques sont en général associées au dosage du carbone organique total.

Ces méthodes exigent différentes manipulations soit en lumière transmise, soit en lumière réfléchie, ou en lumière fluorescente.

Les études, en lumière réfléchie et en lumière fluorescente, n'ont pas été faites dans le cadre de ce travail lors de l'initiation à la géochimie pour des raisons techniques.

Ces méthodes nécessitent une isolation de la matière organique. Dans un bûcher en Téflon On met un échantillon de roche concassée. On lui fait subir une attaque à l'acide chlorhydrique (HCl) pour la destruction des carbonates et à l'acide fluorhydrique (HF) pour la destruction des minéraux silicatés. L'échantillon est lavé à l'eau distillée puis à l'alcool, ensuite, une séparation au mélange Bromoforme/Alcool est effectuée.

La matière organique, du fait de sa faible densité, flotte sur le Bromoforme tandis que les minéraux lourds forment le culot, lors de leur décantation.

La » matière organique est récupérée dans un tube à essai puis relavée pour éliminer le Bromoforme. Ce résidu sera étudié en lumière transmise, réfléchi et fluorescente. Pour l'étude en lumière réfléchi, une partie de ce résidu est étalée dans le creuset d'une cartouche, recouverte d'une couche de résine puis séchée. La surface est ensuite polie ; elle est prête à l'observation.

Quant à l'autre partie, elle est montée en lame mince puis observée en lumière transmise.

L'étude en lumière transmise :

Elle permet de déterminer les palynofaciès présents dans la lame : fraction amorphe ou éléments figurés.

La couleur des éléments figurés, tels les spores et les pollens, donne le stade de maturation de cette matière. Il existe une échelle de référence avec des valeurs allant de 1 à 5, et qui correspond à l'Indice d'Altération Thermique (IAT).

# Partie 2 : Caractérisation géochimique des puits étudiés

## I. Introduction

Après le traitement des données géochimiques des 10 puits étudiés, notamment (MAMI-1, MAMI-2, MAMS-1, MAME-1, GEJ-1, OAZ-1, AET-1, TAJ-1, OSC-1 et MKM-1) (fig.16) et après avoir obtenu les diagrammes à partir des valeurs de certains paramètres tels que l'indice d'hydrogène (IH), l'indice d'oxygène (IO), la température maximale (Tmax) (voir tableaux en annexe), nous avons présenté les principaux résultats et les interprétations.

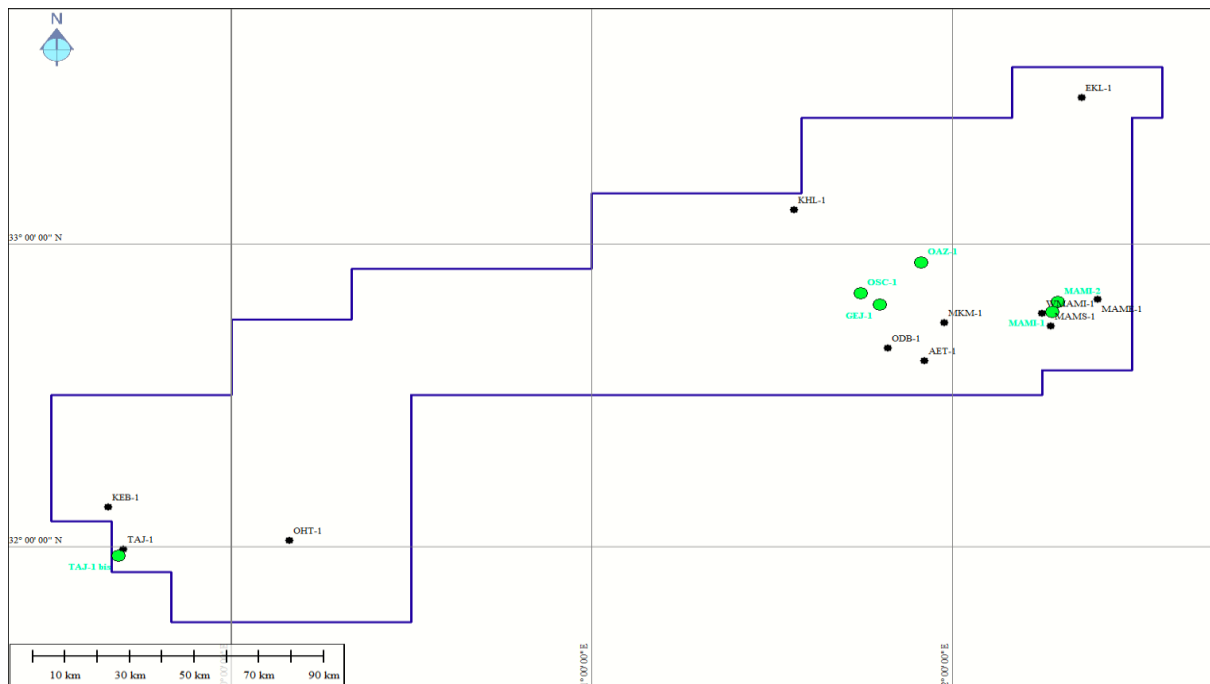


Fig.16 : Carte de position des puits de sillon de Benoud (Document SH/EXP).

## II. Intérêt de l'étude géochimique

L'interprétation géochimique a pour objectifs principaux de :

- Créer un jeu cohérent de données géochimiques ;
- Identifier les roches mère du bassin ;
- Caractériser les roches mères du bassin
  - En identifiant le type de matière organique contenu dans chacune des roches mères.
  - En quantifiant le potentiel actuel au travers du COT (Carbone Organique Total) et de l'IH (Index d'Hydrogène).
  - En déterminant les paramètres cinétiques des kérogènes immatures de chacune des roches mères.
- Evaluer le degré de maturité des roches mère afin de pouvoir quantifier les volumes expulsés ainsi que le potentiel résiduel.
- Evaluer le potentiel initial des roches mères en corrigeant les paramètres actuels (COT et IH) des effets de la maturité. Lors de l'étude, il est apparu que les argiles

radioactives du Silurien constituent la principale roche mère, elles présentent de bons paramètres géochimiques sur les puits analysés. Les épaisseurs varient de 5 à 332 m. Les COT moyens variant de 1 à 19 %.

### III. Interprétation géochimique des diagrammes

#### III.1. Qualité

Les diagrammes HI versus Tmax et HI versus OI (Figure 16) montrent, pour le Silurien l'existence de plusieurs familles de kérogènes (type I, II et III), un type de kérogène marin (type II), est observée au niveau des puits MAMI-1, MAMI-2, GEJ-1, TAJ-1, OSC-1 et MAMS-1, les autres puits analysés montrent un kérogène de type III /IV cela est dû à la maturité avancée qui a fait baisser les valeurs de IH.

#### III.2. Maturation

L'état de maturations fixé par les températures maximales de pyrolyse se trouve en phase a condensat-gaz humide pour les puits MKM-1, OAZ-1, OSC-1 et MAME-1. Les données de température enregistrée au niveau des puits MAMI-1, MAMI-2, MAMS-1, GEJ-1 et AET-1 montre une distribution dans la zone à huile avec des valeurs moyennes des Tmax qui varient entre 438°C et 446°C.

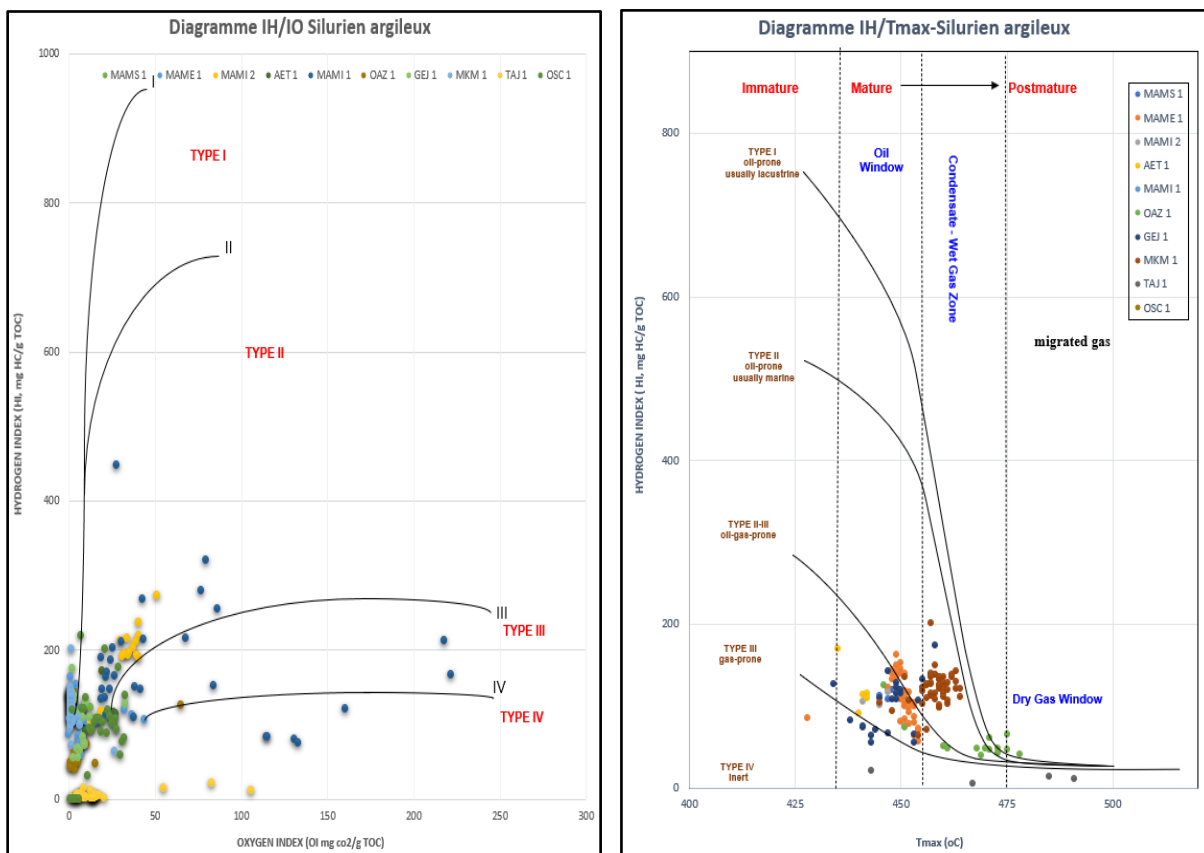


Fig.17 : Diagrammes IH/Tmax et IH/IO pour les valeurs moyennes des données géochimiques du Silurien.

#### IV. Interprétation des cartes de richesse en COT et de maturité thermique du Silurien

##### IV.1. Interprétation de la carte de richesse

La carte d'iso-richesse en carbone organique total (COT) du Silurien met en évidence une hétérogénéité marquée de la distribution spatiale de la matière organique. Les valeurs de COT varient de 2% à plus de 11.5%, reflétant des environnements de dépôt contrastés. (Figure.18)

- **Zones à forte richesse (> 10%)**

Localisées au nord-est (proximité de NI-2), ces secteurs traduisent des conditions sédimentaires favorables à l'accumulation de matière organique (milieu anoxique, sédimentation fine, préservation élevée).

- **Zones à richesse modérée (6% - 9%)**

Observées au centre du bassin (MAMS, MAME), suggérant des conditions intermédiaires avec un bon potentiel générateur.

- **Zones à faible richesse (<4%)**

Situées au sud-ouest et sud-ouest (OR-1, HBL-1), probablement liées à un apport détritique important ou à une oxydation accrue limitant la conservation de la matière organique.

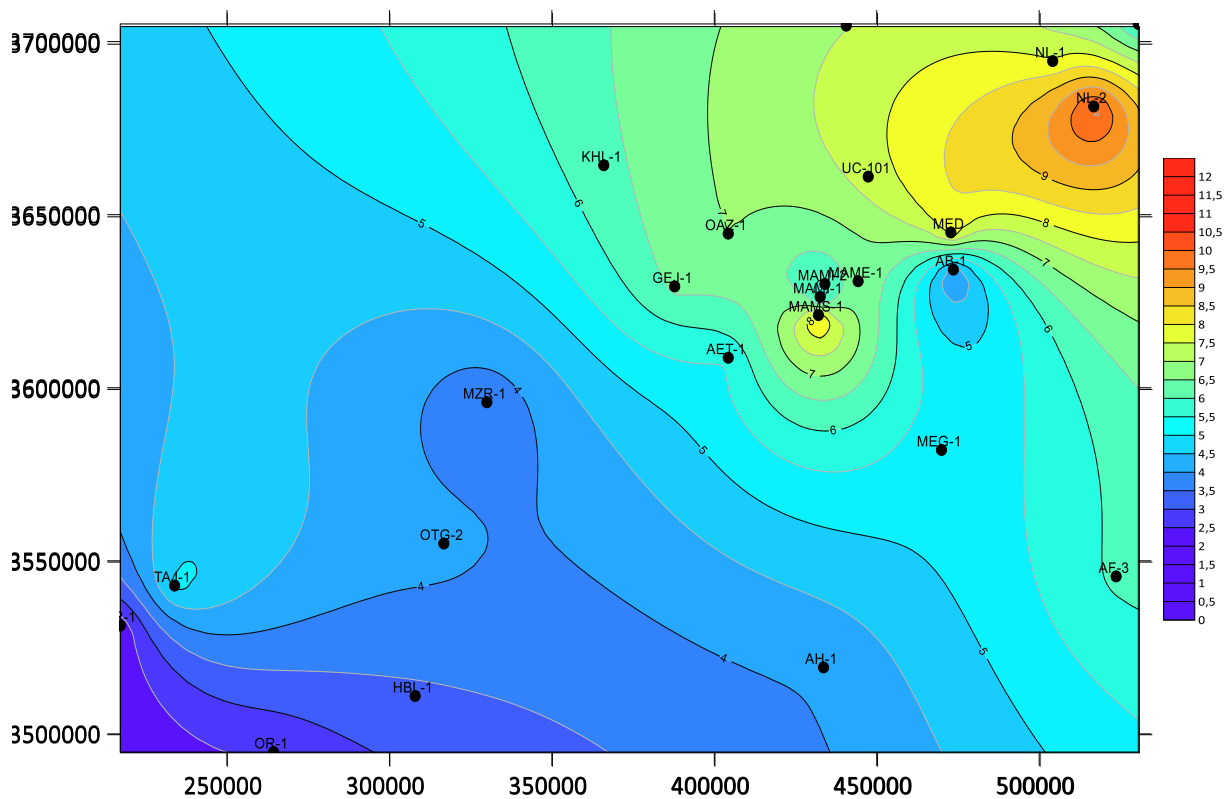


Fig.18 : Carte d'iso-richesse en COT (Silurien hot shale).

## IV.2. Interprétation de la carte de maturité thermique

La carte de maturité thermique ( $T_{max}$ ) montre un gradient thermique nord-sud, avec des valeurs comprises entre 432°C et 482°C. (figure.19)

### Zones post-matures ( $T_{max} > 470^{\circ}\text{C}$ )

Localisées au nord el Benoud, (OAZ-1), ces secteurs sont entrés dans la fenêtre à gaz sec voire au-delà (zone de gaz thermogénique).

### Zones en fenêtre à huile/gaz humide ( $T_{max} 450\text{-}470^{\circ}\text{C}$ )

Concentrées au centre du bassin, (GEJ-1), ces secteurs présentent un niveau de maturité favorables pour la génération d'hydrocarbures liquides et de gaz humide.

### Zones immatures ( $T_{max} < 450^{\circ}\text{C}$ )

Observées au centre droit (AET-1), ces secteurs sont peu ou pas générateurs actuellement.

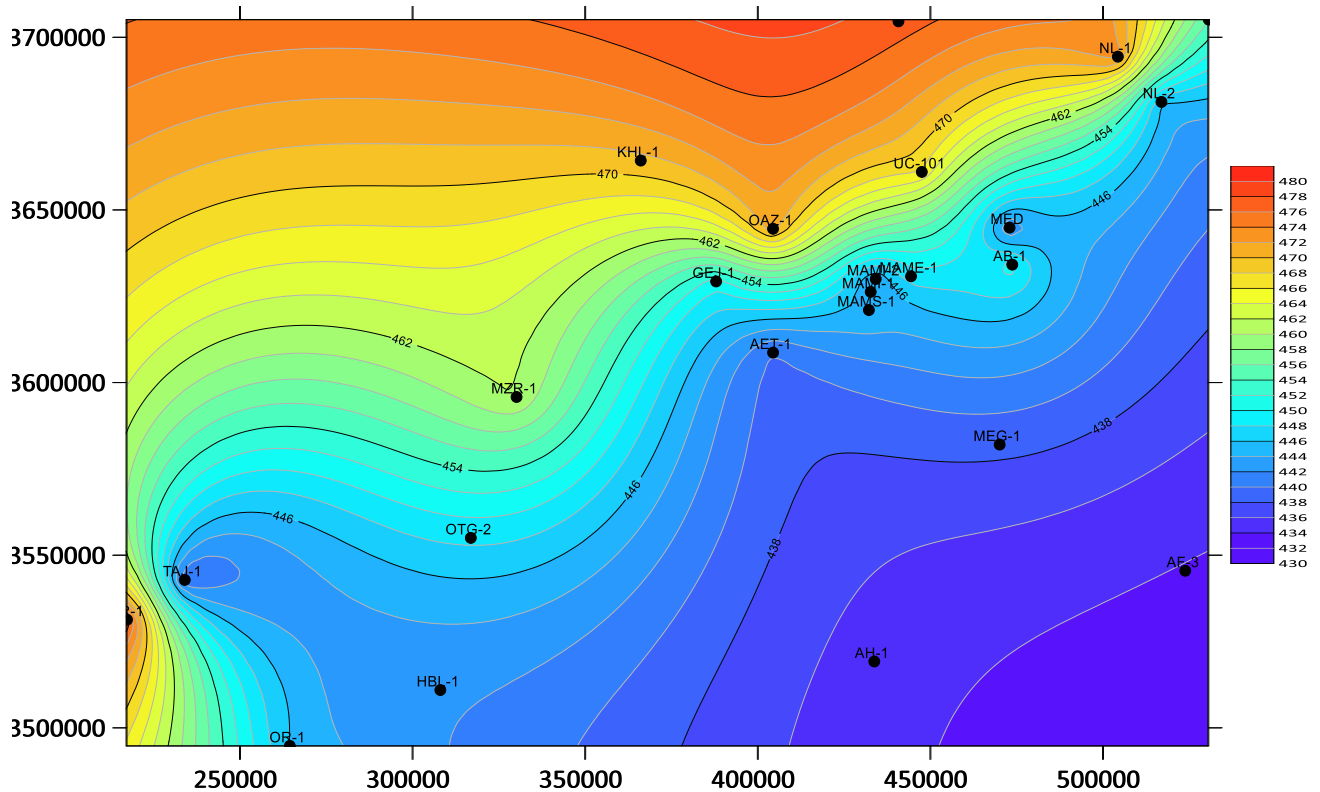


Fig.19 : Carte de maturité thermique du Silurien.

## **Conclusion**

Au terme de cette étude qui a été réalisée sur 10 puits, Nous sommes arrivés aux conclusions suivantes :

L'Analyse des diagrammes géochimiques a montré que l'ensemble des échantillons varie dans sa nature, avec une dominance de matière organique marin et en moindre quantité une matière organique continentale. Ceci indique un kérogène de type II et type III et les mesures de Tmax montrent une distribution dans la zone à huile et une autre distribution dans la zone condensat à gaz.

# Chapitre IV : Modélisation 1D de puits MAMI-1

## I. Modélisation géochimique

La modélisation géochimique est surtout utilisée dans le but de reconstituer, le plus fidèlement possible, l'évolution dans le temps de la maturation d'un niveau (ou plusieurs) considéré comme roche mère, après sa caractérisation géochimique à partir des données analytiques de laboratoire (COT ; S2 ; Tmax ...), de même que l'estimation des époques de génération et d'expulsion des hydrocarbures qui constituent des objectifs à atteindre. Dans ce but, et à l'aide du logiciel **PetroMod2021.2**(Figure.21), on a procédé à la modélisation géochimique d'un (01) puits répartis dans la région d'étude (figure.20), en tenant compte des conditions suivantes :

- La disponibilité des données de laboratoire (Données géochimiques).
- La profondeur atteinte par les sondages.
- Les données de calibrations.

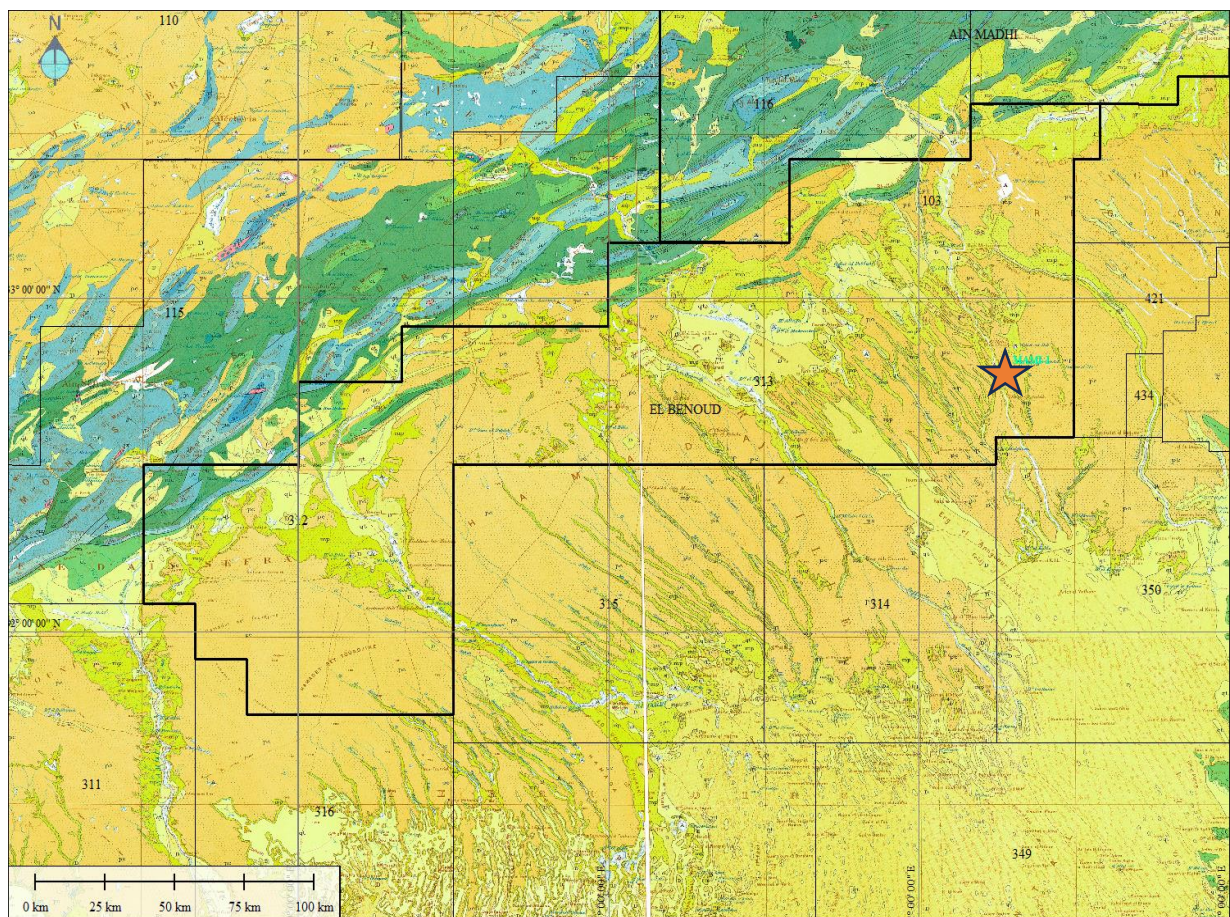


Figure.20 : Le plan de position du puits modélisé (MAMI-1).

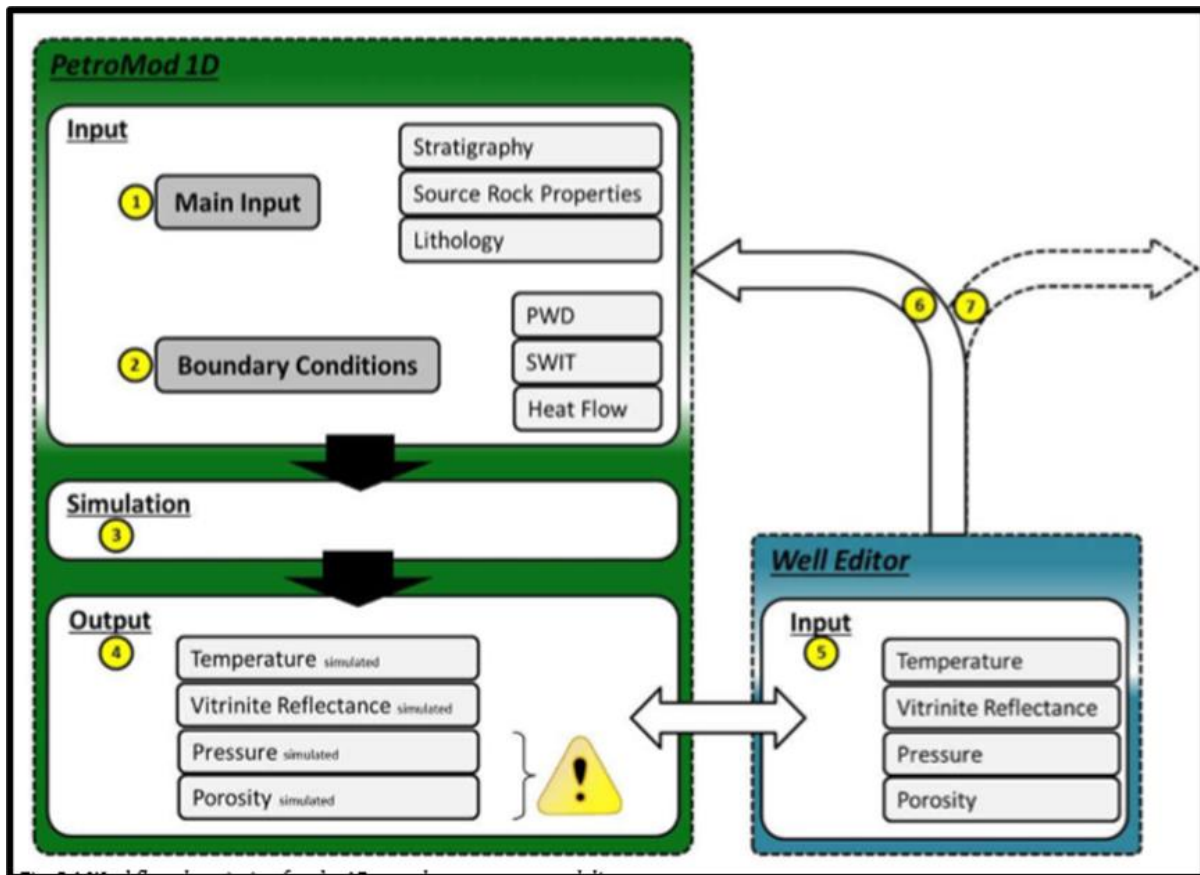


Figure.21 : La méthodologie de la construction d'un modèle 1D.

Cette modélisation est essentiellement concernée par le niveau basal du Silurien, correspondant aux Argiles radioactives. Ces dernières se distinguent du reste du Silurien par leurs très bonnes caractéristiques géochimiques correspondant à celles d'un très bon niveau roche mère, de classe mondiale (World class source rock).

Il est défini par une matière organique de **type II**, ceci pour les paramètres cinétiques que va prendre en considération le logiciel dans notre cas nous avons pris la cinétique de **Berkine** avec un **IH** initial de **532** mg d'HC/g de TOC. (Figure.22).

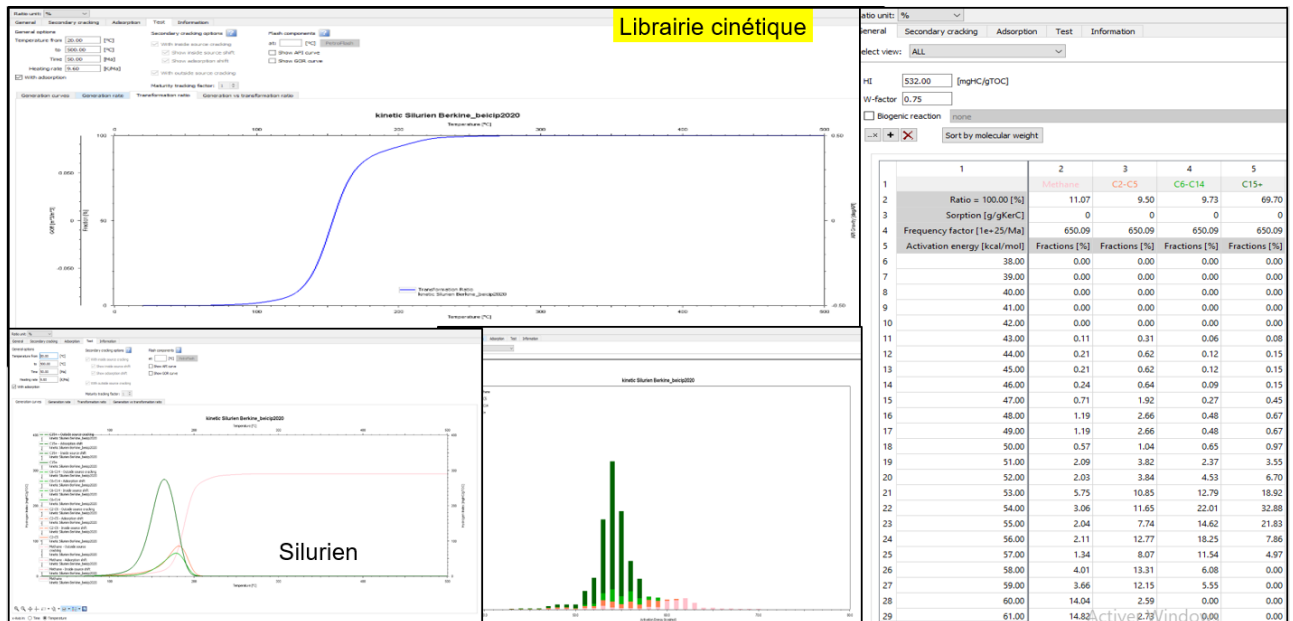


Figure.22 : La cinétique de Berkiene2020 utilisée pour la roche mère silurienne

Les deux variables principales qui régissent le modèle final dont découleront les hypothèses du timing de la génération et les aspects qualitatifs et quantitatifs, en termes d'hydrocarbures, sont :

- L'histoire thermique adoptée pour la région d'étude, avec les époques d'élévation du flux thermique qui est généralement variable au cours du temps.
- L'enfouissement (subsidence) de la série sédimentaire contenant le ou les niveaux roches mères, qui peuvent être affectées par les phases d'érosion.

L'appréciation et la calibration de la part de chacune de ces deux variables dans le processus de la maturation des niveaux roches mères au cours du temps n'est pas réalisable sans difficultés.

L'estimation des épaisseurs érodées a été faite sur la base des données de puits et des coupes géologiques qui montrent, d'après l'ampleur des séries affectées par les érosions, que le maximum d'érosion aurait été effectué lors de l'orogénèse hercynienne, puis secondairement lors des phases érosives Alpine (Nord).

## II. Histoire thermique

L'histoire thermique adoptée pour la région d'étude est celle généralement admise comme ayant affectée la plate-forme saharienne, principalement dans ses parties centrale et orientale. Elle est basée sur celle proposée par PECTEN (Exploration Potentiel of the District 6/2 Convention Area ; Algeria- final report. Vol.1).

Néanmoins, à cause de son importance dans l'estimation des épaisseurs érodées et le calage du modèle final, il est préférable et plus judicieux de ne pas procéder à une simple extrapolation des valeurs du flux de chaleur à partir de la valeur réelle, mais de moduler les valeurs de celui-ci à travers le temps en tenant compte de l'histoire géologique régionale donc du modèle final de l'évolution.

Le modèle final de l'évolution du flux de chaleur doit répondre aux conditions de la tectonique, particulièrement aux évènements correspondant aux rifting et érosions régionales, pour une meilleure validité du modèle géochimique proposé.

Nous avons retenu la méthode qui consiste en la variation du flux de chaleur à travers le temps tout en calibrant les paramètres de maturité (PRV ; R0 équivalent ; Tmax et IAT (PECTEN, 1994 Bouabdallah ,2000). Ces interprétations nous ont renseigné sur l'existence des périodes de chauffes aux époques de la fin du Carbonifère (300Ma), vers le Trias -Lias (200Ma). (Figure .23)

Dans notre cas l'histoire de l'évolution du flux de chaleur variable dans le temps adoptée pour la région d'étude. En supposant un flux de chaleur modéré de 45mw /m<sup>2</sup> à 50 mw/m<sup>2</sup> lors de la période Crétacé-Actuel. Deux périodes de chauffes aux époques de la fin du Carbonifère (300Ma) de 70 à 85 mW/m<sup>2</sup> vers le Trias –Lias et de 70-85 mW/m<sup>2</sup>

### III. Résultats de la modélisation géochimique 1D

#### ➤ Calage du model :

L'enfouissement actuel atteint par les roches mères Silurien est indiqué par les données de vitrinite et autres paramètres de maturité qui reflètent essentiellement la période de silurien à l'actuel (voir graphe figure.VI.04). Toute variation du flux thermique et même d'enfouissement influencera la maturation.

Un bon calage entre les données mesurées et celles calculées selon le modèle de (Burnham et Sweeny.1989) est obtenu en supposant un flux de chaleur modéré de 45mW /m<sup>2</sup> à 55mw/m<sup>2</sup> durant la période allant du Crétacé à l'actuel. Un Pic de 70-85 mW/m<sup>2</sup> lors de la période Trias –Lias et de 70-85 mW/m<sup>2</sup> durant le Carbonifère (300 Ma).

Cependant, dans le cas de la modélisation thermique de la génération des hydrocarbures, si on opte pour des flux de chaleur modérés de 50 mW/m<sup>2</sup> ou 55 mW/m<sup>2</sup> pour la phase anté-érosion, il faut des épaisseurs érodées exagérées de l'ordre de 3500 à 4000 m pour atteindre une calibration avec les mesures de vitrinite (PRV ; R0équivalent).

Dans notre cas d'étude et compte tenu de la calibration thermique du modèle 1D en question, nous considérons que le flux de chaleur aurait commencé à augmenter d'intensité à partir du Carbonifère (il y a environ 300 millions d'années), avec une épaisseur érodée par la discordance hercynienne ne dépassant pas 3000 mètres et par la discordance Alpine qui ne dépasse pas 1000 mètres. Nous avons ajusté attentivement ces paramètres (flux de chaleur et épaisseurs érodées) (voir la figure.23). Les conditions aux limites (**HF** ; **PWD** et **SWIT**) utilisées pour la calibration des modèles illustrés dans la figure.24.

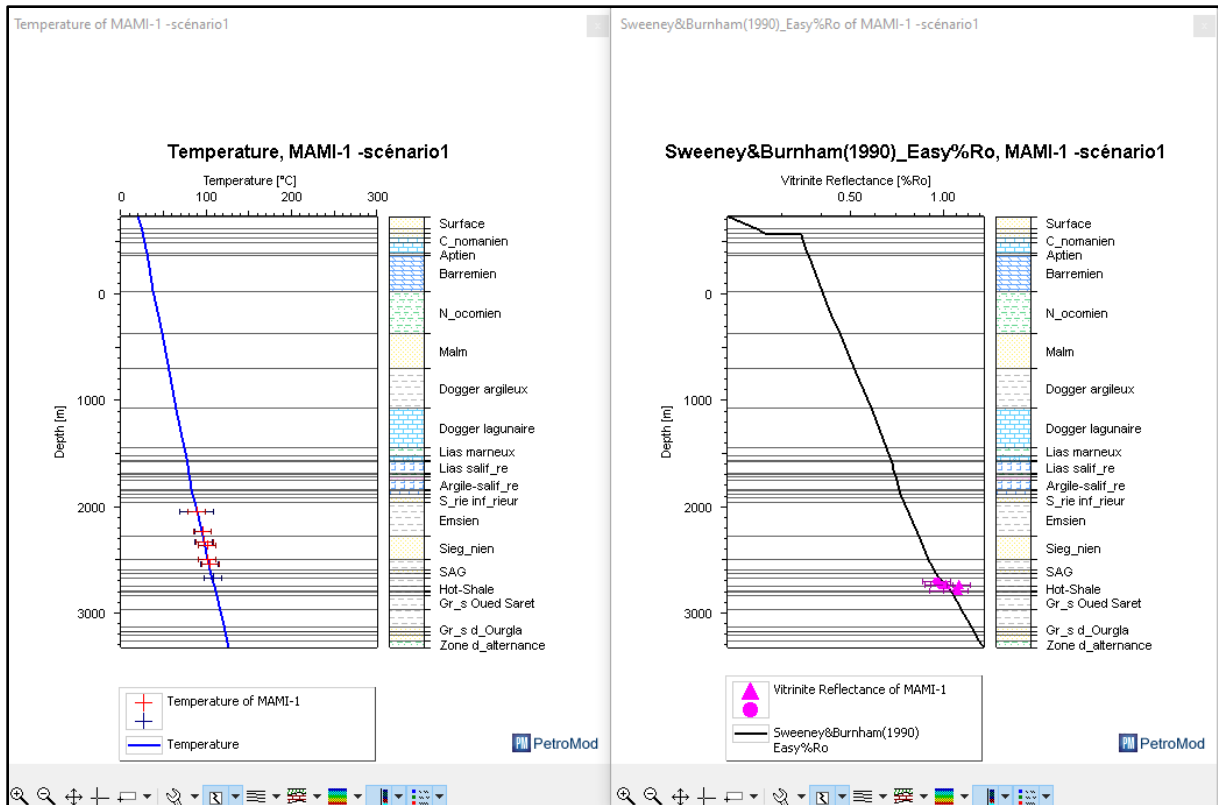


Figure.23 : Le calage du puits modélisé MAMI-1 .

#### IV. Histoire de la roche mère et son évolution

##### IV.1. El Ouabed (MAMI-1)

L'évolution de la roche mère dans cette région a été établie à partir de la modélisation géochimique de puit : MAMI-1. (Figure.25).

La roche mère silurienne, comprenant le Silurien argileux et le Silurien Hot Shale, a subi un enfouissement significatif au cours du Paléozoïque, entraînant la génération d'huile au Paléozoïque. Grâce au dépôt continu durant le Mésozoïque, sa production d'huile a continué à partir du Crétacé jusqu'à l'actuel.

Dans la région d'El Ouabed, la maturation est principalement attribuée au second cycle d'enfouissement (Mésozoïque), étroitement lié à un dépôt important, ce qui a permis de maintenir la fenêtre de production d'huile depuis le Crétacé jusqu'à l'actuel.

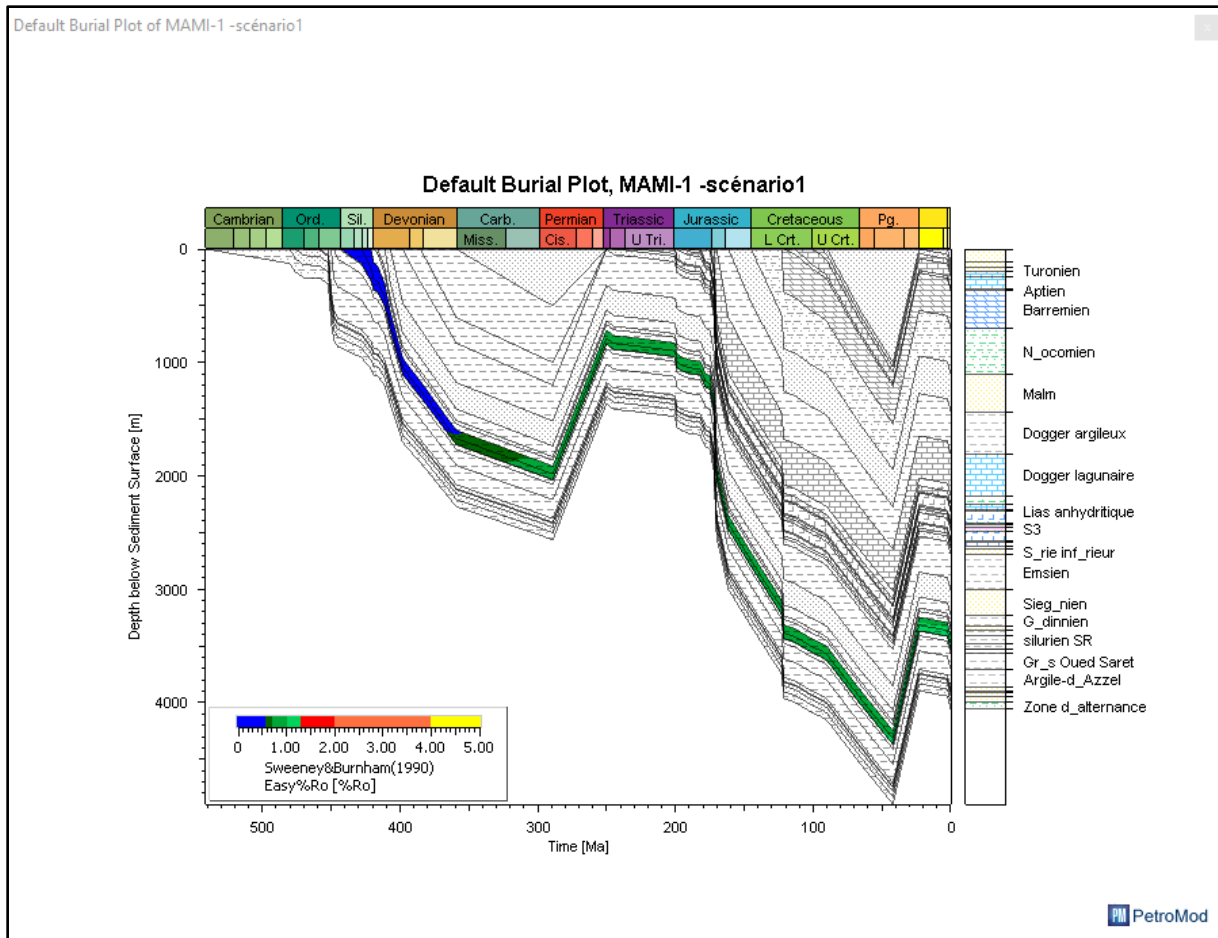
Le taux de transformation de la matière organique atteint durant la période pré-hercynienne respectivement pour les deux niveaux roches mères silurien argileux et le silurien hot shale est avoisinant (60% ; 65%), (Figure.27).



Figure24 : les conditions aux limites (HF ; SWIT et PWD) utilisées pour la modélisation 1D.

### IV.2. Timing de la génération

Dans la région de l’Ouabed, la génération d’huile est marquée par deux périodes distinctes, à savoir le Paléozoïque et le Mésozoïque, avec une importance particulière accordée à la génération Mésozoïque qui se poursuit jusqu’à l’actuel.



**Figure.25. : La courbe d’enfouissement du Puits MAMI-1 modélise**

### IV.3. Hydrocarbures générés et expulsés

La roche mère Silurienne dans la zone d’étude a atteint la fenêtre à huile au paléozoïque (Dévonien). Elle est passée à la phase d’expulsion vers la fin du Carbonifère, cette expulsion se poursuit jusqu’à l’actuel (Figure.26).

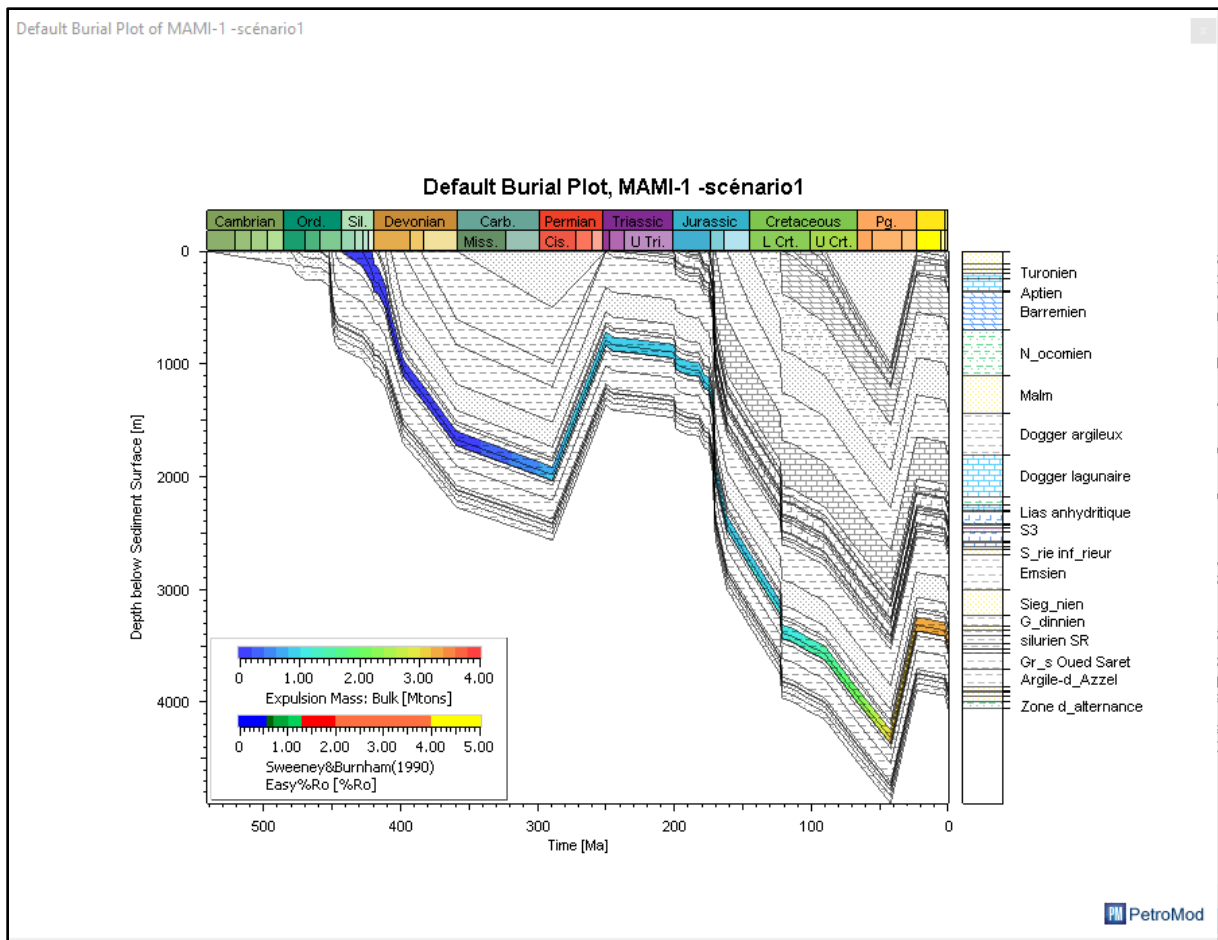


Figure.26 : La courbe d'enfouissement montrant le timing d'expulsion du Puits MAMI-1 modélise.

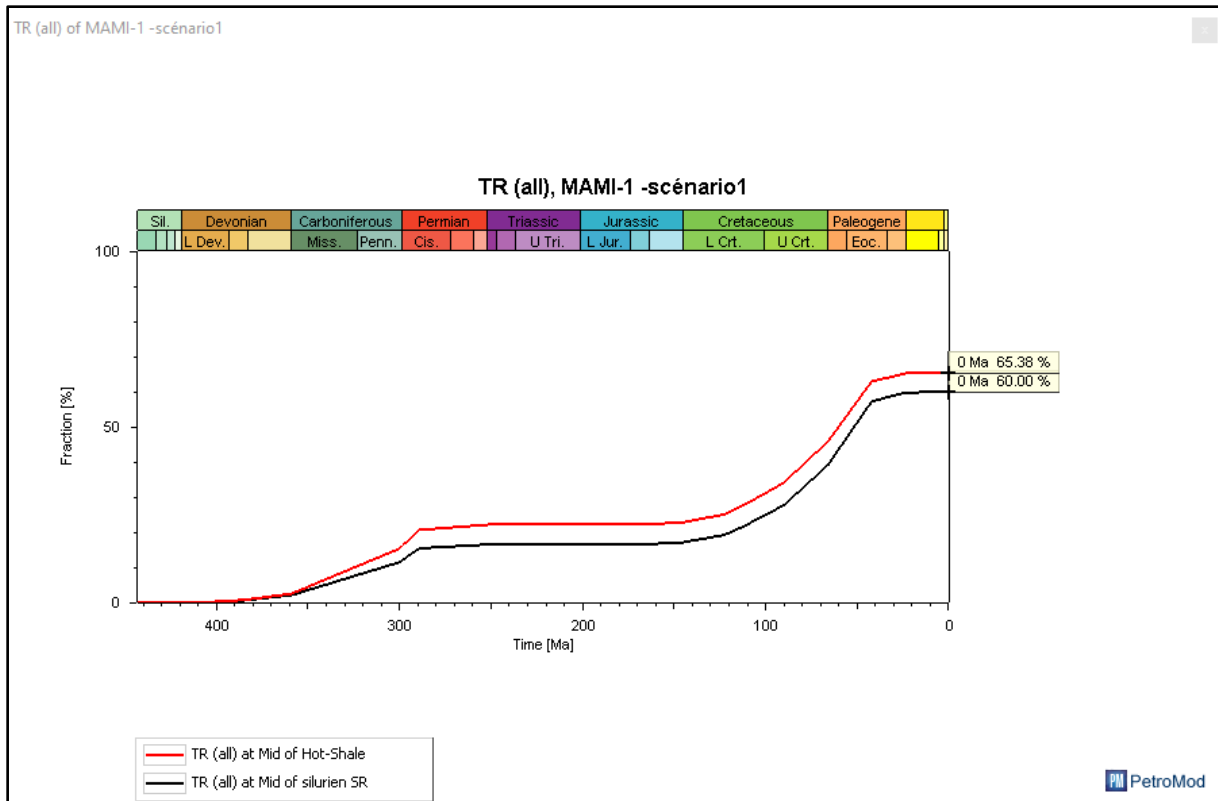


Figure.27 : Le taux de transformation de la roche mère silurienne du puit MAMI-1.

**Conclusions de la modélisation 1D PetroMod**

Les principaux points suivants peuvent être soulignés :

- Le niveau roche mère Silurien (Silurien argileux -silurien HS) est en phase à huile dans pratiquement toute la région d'El Ouabed (MAMI-1).
- La génération des hydrocarbures a eu lieu au Paléozoïque. Suite d'un dépôt d'âge Mésozoïque, une deuxième génération d'hydrocarbures Mésozoïque a été observée dans la région d'El Ouabed (MAMI-1).
- Le taux de transformation de la matière organique atteint environ 60 % dans le Silurien argileux, et 65 % dans le Silurien radioactif, indiquant un stade de génération d'huile.
- Les hydrocarbures produits pendant le Paléozoïque, voire même le Mésozoïque, ont été quasiment entièrement expulsés.

# Conclusions

## Conclusion Générale

L'objectif de ce travail était de comprendre les caractéristiques sédimentologiques et géochimiques des formations siluriennes du bassin de Benoud afin d'évaluer leur potentiel en tant que roches-mères. La problématique initiale posait la question suivante : dans quelle mesure les dépôts siluriens, par leur nature sédimentaire et leur composition organique, peuvent-ils constituer des unités favorables à la genèse des hydrocarbures ?

L'analyse sédimentologique a mis en évidence une dominance de faciès fins (argiles et schistes), riches en matière organique, déposés dans un environnement marin calme, relativement profond et marqué par des conditions anoxiques. La présence de laminations, l'absence ou la rareté de structures de haute énergie, ainsi que la prédominance de matière organique amorphe traduisent une sédimentation de basse énergie où la préservation de la matière organique était favorisée. Ces observations confirment d'un bassin de dépôt distal, peu influencé par l'apport détritique grossier, mais hautement favorable à l'accumulation d'éléments organique.

Sur le plan géochimique, les résultats obtenus (valeurs de TOC, indices HI et OI, diagrammes de type Van Krevelen et Rock Eval) montrent que la formation silurienne est particulièrement riche en matière organique (TOC élevé). Le type de kérogène identifié est majoritairement de type II, d'origine planctonique et algale, ce qui traduit un potentiel élevé en hydrocarbures liquides, avec parfois une composante mixte (II/III) permettant également la génération de gaz. Ces résultats convergent avec les interprétations sédimentologiques en confirmant que l'environnement anoxique du Silurien a permis non seulement l'accumulation mais aussi la préservation optimale de la matière organique.

Ainsi, l'intégration des données sédimentologiques et géochimiques apporte une réponse claire à la problématique : les dépôts siluriens du bassin de Benoud présentent toutes les caractéristiques requises pour constituer des roches-mères de grande qualité leur richesse en matière organique, associée à des conditions de dépôt favorables et à la nature du kérogène, en font une unité stratigraphique majeure dans la compréhension des systèmes pétroliers régionaux.

Au-delà de cette confirmation, cette étude souligne également l'importance de coupler les approches sédimentologiques et géochimiques dans l'évaluation des bassins. En effet, si l'analyse sédimentologique permet de reconstituer les environnements de dépôt, c'est l'approche géochimique qui quantifie réellement le potentiel pétrolier. L'association des deux approches offre donc une vision intégrée, indispensable pour toute évaluation des ressources en hydrocarbures.

En conclusion, le Silurien du bassin de Benoud peut être considéré comme une roche-mère clé dans l'histoire pétrolière régionale. Ces résultats ouvrent la voie à des travaux futurs portant sur la modélisation de la maturation thermique, la corrélation avec d'autres bassins nord-africains et l'évaluation quantitative des volumes générés, afin d'affiner davantage la compréhension du système pétrolier silurien.

## Liste des références utilisées

- Ait Salem, H. (1987). Stratigraphie séquentielle et exploration pétrolière.
- ANRH (Agence Nationale des Ressources Hydrauliques). Cartes géologiques et stratigraphiques de la région de Béni Ounif et Béchar.
- Arab, M. (2019, Décembre). Étude du Potentiel “Shale Gas” de la Zone de Jonction des Bassins de Mouydir et d’Oued Mya, par Modélisation de Bassin 2D.
- Beicip. (2013). Étude sédimentologique des réservoirs du Dévonien inférieur de l’Ouest de Hassi R’Mel – Béchar.
- Benatmane, F. (2001). Évaluation des ressources des leads et des prospects de la région de Talemzane (Blocs 409, 410b).
- Bencheikh, S., & Moula, M. (1995, Mars). Rapport N°113/1.2001 : Étude géochimique de la matière organique de la région de M’zaid Oued Mya.
- Boggs, S. Jr. (2006). Principles of Sedimentology and Stratigraphy. Pearson Prentice Hall.
- Bouabdallah, H. (2006, Octobre). Rapport GL 5845/0 : Modélisation géochimique du périmètre Djofra.
- Bouabdallah, H. (2008, Septembre). Modélisation géochimique et voie de migration dans le périmètre 425, Oued Mya.
- Bouabdallah, H. (2009, Juin). GL 6454/1 : Estimation des épaisseurs érodées durant les phases Hercynienne et Alpine. Modélisation géochimique de la roche mère silurienne à l’actuel. Bassin Oued Mya, Pourtour de Hassi R’Mel et Melrhir.
- Boucôt, A.J. (1969). Geology of the Moose River and Roch River Synclinoria, Northwestern Maine. Maine Geological Survey Bulletin 21, 117 p.
- Boudjema, A. (1987). Évolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse en Sciences, Université de Paris XI, Orsay.
- Boujema, A. (1987). Évolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara nord orientale. Thèse de doctorat, Université Paris XI.
- Brahimi, F. (2004, Novembre). Rapport GL 5480/0 : Synthèse et cartographie de la roche mère silurienne dans le bassin d’Oued Mya.
- Debri, N., & Djellit, H. (2013). Stratigraphie et évolution géodynamique du bassin de Béchar (Sud-Ouest Algérien). Revue des Sciences de la Terre.
- Eddine Yahi, N. (1993, Juillet). Étude géochimique et modélisation de l’évolution thermique de la matière organique de la voûte d’Allal et ses zones limitrophes. DES.
- Fabre, J. (2005). Géologie du Sahara occidental et central. Éditions Elf-Aquitaine.

Hachour, K., Ghoula, F., Berrabah, R., Chemaa, K., Sahmoin, S., & Briki, D. (2001, Décembre). Rapport final BHP/Sonatrach : Ouest Hassi R'mel, Réévaluation du potentiel pétrolier du pourtour de Hassi R'Mel.

Hassaine Malik, M. (2020). Mémoire de fin d'études : Étude sédimentologique et pétrophysique des quartzites de Hamra (Ordovicien), champ de Hassi Dzabat (Môle d'Amguid-Messaoud), province triasique, Algérie.

Kenneth, E. P. (1986, Mars). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. AAPG Bulletin.

Megartsi, M. (1991). La géologie de l'Algérie. Office des Publications Universitaires, Alger.

Munnecke, A., Calner, M., Harper, D.A.T., & Servais, T. (2010). [Référence incomplète].

Nichol, G. (2009). Sedimentology and Stratigraphy. Wiley-Blackwell.

PECTEN. (S.d.). Exploration Potential of the District 6/2 Convention Area ; Algeria – Final report, Vol. 1.

Peters, K.E. (1986). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. AAPG Bulletin.

Rapport BHP Billiton. (2001). Ouest Hassi R'Mel – Convention d'étude, source and migration.

Rapport DLAB n°111/4.2022. (1995, Mars). Résultats d'analyses géochimiques des puits de Meharez-Oued Namous (rapport préliminaire).

Rapport DLAB n°365/10.2032. (2011, Mai). Résultats d'analyses géochimiques des échantillons de cuttings et huile du puits MAMI-1.

Rapport DLAB n°372/GEO/GCH/2019/0071/2019. (2019, Novembre). Analyse géochimique et datation des carottes 2,4,5 et 6 du puits OAZ-1.

Rapport DLAB n°392/11.2009. (2012, Juin). Modélisation et caractérisation géochimique des échantillons du puits MAMI-1.

Rapport GL 3969/2. (1996, Novembre). Analyse géochimique dans le bassin Oued Mya, essai d'interprétation des résultats.

Rapport N68/1.2035. (1993, Avril). Étude géochimique d'échantillons de roches dans le bassin Oued Mya et ses zones limitrophes.

Selley, R.C. (2000). Applied Sedimentology. Academic Press.

Takherist, D. (1990). Structure crustale, subsidence mésozoïque et flux de chaleur dans les bassins Nord-Sahariens (Algérie). Thèse en Sciences, Université de Montpellier II.

Teyssier, C., & Whitney, D.L. (2002). Geodynamics of sedimentary basins. Geological Society of America Special Paper.

Tissot, B.P., & Welte, D.H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Springer-Verlag.

Wyns, R., & Beuf, D. (1984). Le Silurien en Afrique du Nord : stratigraphie, sédimentologie et tectonique. *Bulletin des Centres de Recherches Exploration-Production Elf-Aquitaine*.

Zouaghi, T., & Bouaziz, S. (2007). Géodynamique des bassins du Maghreb central. *Journal of African Earth Sciences*, 47(1), 1–17.

# Liste des figures

**Fig.I. 0 1** : carte géographique de sillon de Benoud (document SH/EXP).

**Fig. I .02** : carte géologique de sillon de Benoud (document SH /EXP).

**Fig. I .03** : colonne stratigraphique du sillon de BENOUD (document SH /EXP).

**Fig. I .04** : carte structurale régionale du périmètre El Ouabed (document SH 2007).

**Fig.I.05** : Coupe sismotectonique à travers l'Atlas Saharien, le sillon de Benoud et l'ensellement de Djofra (documents SH 2014).

**Fig.II.01** : Carte en iso paques de série paléozoïque Cambrien (DH-).

**Fig.II.02** : Découpage type de la formation du Silurien Oued Ali, puit de référence HBL-1.

**Fig.II.03** : Carte montrant les variations d'épaisseurs du Silurien HS dans la concession d'El Benoud.

**Fig.II.04** : Carte des profondeurs de la roche mère silurienne.

**Fig II.05** : Corrélation stratigraphique entre puits.

**Fig.III.01** : Représentation schématique d'un système pétrolier conventionnel et d'un système pétrolier non-conventionnel (d'après Rolan Vially, 2013).

**Fig.III.02** : Illustration des différents pièges, A : Pli anticlinal, B : Faille, C : Stratigraphique D : Diapir (dôme de sel) préservation.

**Fig.III.03** : Bloc 3D représentatif d'un système pétrolier classique composé d'une roche mère, d'une roche réservoir, d'une roche couverture et de piège.

**Fig. III.4** : processus d'évolution de la matière organique.

Fig.III.04 : Evolution de la matière organique avec l'enfouissement en fonction du type de kérogène.

**Fig.III.5** : Les trois pics de pyrolyses.

**Fig. III.6.** : Carte de position des puits de sillon de Benoud (Document SH/EXP).

**Fig.III.7** : Diagrammes IH/Tmax et IH/IO pour les valeurs moyennes des données géochimiques du Silurien.

**Fig.III.8** : Carte d'iso-richesse en COT (Silurien hot shale).

**Fig.III.9** : Carte de maturité thermique du Silurien.

**Figure.IV.01** : Le plan de position du puits modélisé (MAMI-1).

**Figure.IV.02** : La méthodologie de la construction d'un modèle 1D.

**Figure.IV.03** : La cinétique de Berkien2020 utilisée pour la roche mère silurienne.

**Figure.IV.04** : Le calage du puits modélisé MAMI-1.

**Figure.IV.05** : les conditions aux limites (HF ; SWIT et PWD) utilisées pour la modélisation 1D.

**Figure.IV.06** : La courbe d'enfouissement du Puits MAMI-1 modélise.

**Figure.IV.07** : La courbe d'enfouissement montrant le timing d'expulsion du Puits MAMI-1 modélise.

**Figure.IV.08** : Le taux de transformation de la roche mère silurienne du puit MAMI-1.

## Liste des tableaux

1. Classification des roches en fonction de dosage du carbone organique total (COT).
2. Evaluation qualitative du S1.
3. Evaluation qualitative du S2.
4. Evaluation qualitative basée sur le Tmax en fonction du type de la matière organique.
5. Maturité en fonction de l'IAT.
6. Gammes de variation des valeurs des IH.
7. Valeurs des IH en fonction du type de la matière organique.
8. Echelle des valeurs de l'indice d'oxygène.
9. Valeurs de l'indice de production dans différents stades de maturité
10. Echelle des valeurs du potentiel pétrolier.

## Liste des annexes

**Pl.1** : Data géochimique El Ouabed.

**Pl.2** : Data géochimique MKM-1.

**Pl.3** : Data géochimique TAJ-1.

**Pl.4** : Data géochimique OSC-1.

## Liste des abréviations

<b>Symbole</b>	<b>Désignation</b>
<b>N</b>	Nord
<b>E</b>	Est
<b>W</b>	Ouest
<b>NE</b>	Nord-Est
<b>SW</b>	Sud-Ouest
<b>NNE</b>	Nord-Nord-Est
<b>SSW</b>	Sud-Sud-Ouest
<b>SH</b>	Sonatrach
<b>EXP</b>	Exploration
<b>DH</b>	Discordance hercynien
<b>SAG</b>	Silurien argileux gréseux
<b>TVDSS</b>	True Vertical Depth Sub Sea
<b>ASA</b>	Accident Sud Atlasique
<b>SEM</b>	Scanning Electron Microscope
<b>COT</b>	Carbone Organique Total
<b>HCl</b>	Acide chlorhydrique
<b>NaOH</b>	La soude
<b>CO<sub>2</sub></b>	Gaz carbonique
<b>MO</b>	Matière organique
<b>T<sub>max</sub></b>	Température maximale
<b>IAT</b>	Indice d'Altération Thermique
<b>IH</b>	Index d'Hydrogène
<b>IO</b>	Index d'Oxygène
<b>IR</b>	Infrarouge
<b>IP</b>	Indice de production
<b>PP</b>	Potentiel pétrolier
<b>PRV</b>	Pouvoir Vitrinite de Réflectance
<b>HF</b>	Acide Fluorhydrique
<b>R<sub>0</sub></b>	La réflectance de vitrinite
<b>MA</b>	Millions d'Années
<b>HF</b>	Heat flow (flux de chaleur)
<b>PWD</b>	Paleo water depth
<b>SWIT</b>	Sedemntary water interface temperature

N°	Puits	Nature	Litho	Age	Cote	COT*	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	PP	IP	IAT
1	MAMS-1	Cut	argiles	Silurien radioact	3480	4,98	0,3	7,47	0,53	448	120	8	7,77	0,04	4 à 5
2					3485	8,50	0,29	7,68	0,79	447	122	13	7,97	0,04	/
3					3490	12,70	0,26	7,38	0,55	447	108	8	7,64	0,03	/
4					3495	8,43	0,26	8,08	0,47	445	113	7	8,34	0,03	4 à 5
1	MAME-1	Cr#11	argiles	Silurien	3397,00	1,55	0,33	1,55	0,19	453	100	12	1,88	0,18	/
2					3397,50	1,96	0,29	1,42	0,11	454	72	6	1,71	0,17	2,8 à 3
3					3398,00	1,87	0,33	1,47	0,13	452	79	7	1,80	0,18	/
4					3398,50	2,17	0,35	1,72	0,15	453	79	7	2,07	0,17	/
5					3399,00	2,65	0,38	1,86	0,13	454	70	5	2,24	0,17	/
6					3399,50	2,69	0,39	1,55	0,2	454	58	7	1,94	0,20	/
7					3400,00	2,18	0,38	1,41	0,12	453	65	6	1,79	0,21	/
8					3400,50	1,92	0,40	1,44	0,14	451	75	7	1,84	0,22	/
9					3401,00	1,45	0,41	1,50	0,15	452	103	10	1,91	0,21	/
10					3401,50	1,37	0,40	1,41	0,15	452	103	11	1,81	0,22	/
11					3401,90	1,98	0,35	1,72	0,15	453	87	8	2,07	0,17	/
12					3402,50	1,68	0,43	1,67	0,11	451	99	7	2,10	0,20	/
13					3403,00	1,47	0,40	1,54	0,11	453	105	7	1,94	0,21	/
14					3403,50	1,73	0,49	2,05	0,10	451	118	6	2,54	0,19	/
15					3404,00	1,76	0,41	1,49	0,10	451	85	6	1,90	0,22	/
16					3404,50	1,88	0,52	1,53	0,16	450	81	9	2,05	0,25	/
17					3405,00	1,58	0,46	1,61	0,11	451	102	7	2,07	0,22	/
18					3405,50	2,21	0,58	3,39	0,10	450	153	5	3,97	0,15	2,8 à 3
1	MAME-1	Cut	argiles	Silurien	3450	5,65	0,46	5,9	2,48	451	105	44	6,36	0,07	3 à 3,5
2					3460	5,25	0,39	6,26	1,7	449	119	32	6,65	0,06	/
3					3470	5,41	0,35	6,04	2	451	112	37	6,39	0,05	/
4					3480	6,98	0,38	6,5	1,94	452	93	28	6,88	0,06	3 à 3,5
1	MAME-1	Cr#12	argiles	Silurien radioact	3480,00	7,31	1,84	10,22	0,20	449	140	3	12,06	0,15	/
2					3480,50	7,38	1,70	9,93	0,06	449	135	1	11,63	0,15	/
3					3481,00	7,79	1,92	10,37	0,07	448	133	1	12,29	0,16	/
4					3481,50	6,98	1,67	9,83	0,07	449	141	1	11,50	0,15	/
5					3482,00	8,14	1,63	9,96	0,07	447	122	1	11,59	0,14	/
6					3482,50	5,97	1,77	9,73	0,07	449	163	1	11,50	0,15	/
7					3483,00	7,09	1,80	9,92	0,08	450	140	1	11,72	0,15	/
8					3483,50	7,29	1,72	8,56	0,21	452	117	3	10,28	0,17	/
9					3484,00	1,67	0,42	1,64	0,11	452	98	7	2,06	0,20	/
10					3484,50	7,21	1,66	10,08	0,11	451	140	2	11,74	0,14	3,00
11					3485,00	7,10	1,56	9,96	0,11	448	140	2	11,52	0,14	/
12					3485,50	6,58	1,69	9,89	0,12	449	150	2	11,58	0,15	/
13					3486,00	7,06	1,70	9,97	0,08	449	141	1	11,67	0,15	/
14					3486,50	9,05	1,77	9,77	0,03	450	108	0	11,54	0,15	/
15					3487,00	7,01	1,75	10,23	0,07	450	146	1	11,98	0,15	3,00
16					3487,50	7,30	1,73	10,5	0,07	448	144	1	12,23	0,14	/
17					3487,90	0,63	0,23	0,54	0,00	428	86	0	0,77	0,30	/
1	MAMI-2	Cut	argiles	Silurien radioact	3570	6,44	0,18	6,55	0,82	445	102	13	6,73	0,03	3 à 3,5
2					3575	5,81	0,18	6,14	0,75	441	106	13	6,32	0,03	/
3					3580	5,5	0,17	6,41	1,04	447	117	19	6,58	0,03	3 à 3,5
1					3586,50	0,54	0,40	1,02	0,22	363	189	41	1,42	0,28	3 à 3,5
2					3587,00	0,53	0,42	1,02	0,21	357	192	40	1,44	0,29	/
3					3587,50	0,51	0,43	1,07	0,20	363	210	39	1,50	0,29	3 à 3,5

4	MAMI-2	Cr#5	Argiles	Ordo-Silurien	3588,00	0,47	0,42	1,03	0,19	360	219	40	1,45	0,29	3,00		
5					3588,50	0,55	0,41	1,06	0,19	364	193	35	1,47	0,28	/		
6					3589,00	0,44	0,39	1,04	0,18	371	236	41	1,43	0,27	/		
7					3589,50	0,53	0,42	1,03	0,17	362	194	32	1,45	0,29	/		
8					3590,00	0,53	0,42	1,12	0,16	368	211	30	1,54	0,27	/		
9					3590,50	0,55	0,41	1,05	0,17	362	191	31	1,46	0,28	/		
10					3591,00	0,39	0,43	1,06	0,20	364	272	51	1,49	0,29	/		
11					3591,50	0,50	0,42	1,08	0,17	365	216	34	1,50	0,28	/		
12					3592,00	0,54	0,41	1,09	0,20	364	202	37	1,50	0,27	3 à 4		
13					3592,50	0,54	0,44	1,06	0,19	359	196	35	1,50	0,29	/		
1	AET-1	Cut	argiles	Silurien radioact	3415	6,32	0,43	7,30	1,65	442	116	26	7,73	0,06	/		
2					3420	5,72	0,30	6,25	1,43	442	109	25	6,55	0,05	3 à 3,5		
3					3425	5,92	0,39	6,78	1,63	441	115	28	7,17	0,05	/		
4					3430	5,02	0,21	4,58	0,49	440	91	10	4,79	0,04	/		
5					3435	4,63	0,35	7,89	0,91	435	170	20	8,24	0,04	/		
1	MAMI-1	Cut	argiles	Silurien	3360,00	0,44											
2					3365,00	0,48											
3					3370,00	0,8	0,17	0,64	0,23	/	80	131	0,81	0,21	3,00		
4					3375,00	1,08	0,24	0,9	1,24	/	83	115	1,14	0,21	/		
5					3380,00	1,06	0,17	0,79	1,41	/	75	133	0,96	0,18	/		
6					3385,00	0,4									/		
7					3390,00	1,06	0,19	0,87	1,22	/	82	115	1,06	0,18	/		
8					3395,00	0,68	1,06	0,82	1,09	/	121	160	1,88	0,56	/		
9					3400,00	0,50	0,22	0,83	1,11	/	166	222	1,05	0,21	/		
10					3405,00	0,5	1,36	1,06	1,09	/	212	218	2,42	0,56	/		
11					3410,00	1,08	2,42	3,46	0,86	451	320	80	5,88	0,41	/		
12					3415,00	1,27	0,7	2,73	0,86	451	215	68	3,43	0,20	/		
13					3420,00	1,23	0,7	3,14	1,06	451	255	86	3,84	0,18	/		
14					3425,00	2,3	0,76	3,36	0,96	451	146	42	4,12	0,18	/		
15					3430,00	2,21	1,34	5,9	0,95	454	267	43	7,24	0,19	/		
16					3435,00	2,99	1,6	6,28	0,92	451	210	31	7,88	0,20	/		
17					3440,00	4,46	2,09	8,28	1,1	448	186	25	10,37	0,20	3 à 3,5		
18					3445,00	4,78	2,28	9,02	0,89	454	189	19	11,30	0,20	4 à 3,5		
19					3450,00	3,47	1,84	7,04	0,88	447	203	25	8,88	0,21	/		
20					3455,00	3,98	1,39	6,56	1,07	446	165	27	7,95	0,17	/		
21					3460,00	3,08	1,34	4,63	1,19	474	150	39	5,97	0,22	/		
22					3465,00	4,8	2,68	7,82	1,04	454	163	22	10,50	0,26	/		
23					3470,00	5,44	2,56	7,26	1,04	460	133	19	9,82	0,26	/		
24					3475,00	5,2	2,04	7,9	4,37	452	152	84	9,94	0,21	/		
1	MAMI-1	Cut	argiles	Silurien radioact	3480,00	6,60	1,16	7,03	1,70	444	107	26	8,19	0,14	/		
2					3485,00	6,05	1,55	8,14	1,28	443	135	21	9,69	0,16	/		
3					3490,00	6,43	2,54	7,24	1,41	448	113	22	9,78	0,26	/		
4					3495,00	4,54	2,08	6,64	1,09	447	146	24	8,72	0,24	/		
5					3500,00	3,36	1,42	7,16	1,46	436	213	43	8,58	0,17	/		
6					3505,00	5,89	2,07	8,68	1,13	446	147	19	10,75	0,19	/		
7					3510,00	5,3	1,84	8,96	1,18	417	169	22	10,80	0,17	/		
8					3515,00	7,06	2,17	7,25	1,22	448	103	17	9,42	0,23	/		
9					3520,00	2,51	3,34	11,24	0,7	459	448	28	14,58	0,23	3 à 3,5		
10					3525,00	3,32	1,17	3,62	1,26	433	109	38	4,79	0,24	/		
11					3530,00	1,86	1,08	5,2	1,43	435	280	77	6,28	0,17	/		

1	OAZ-1	Cr#2	argiles	Silurien radioact	4085,00	0,55	0,23	0,69	0,36	446	125	65	0,92	0,25	3,25			
2		Cr#4			4138,40													
3					4140,20													
4					4148,80													
5					4149,07													
6					4292,10	2,67	1,33	1,36	0,10	460	51	4	2,69	0,49	2,5 à 2,6			
7		4294,85			3,5	1,02	1,37	0,13	469	39	4	2,39	0,43	/				
8		4296,50			3,48	1,37	1,67	0,11	461	48	3	3,04	0,45	3,50				
9		4298,50			2,01	0,84	0,97	0,11	470	48	5	1,81	0,46	/				
10		4300,30			2,57	1,03	1,22	0,1	471	47	4	2,25	0,46	/				
11		4302,13			5,96	1,47	2,86	0,07	468	48	1	4,33	0,34	/				
12		4304,60			4,79	1,62	2,29	0,17	473	48	4	3,91	0,41	/				
13		4307,00			3,88	2,14	2,37	0,12	471	61	3	4,51	0,47	/				
14		4321,00			1,34	1,24	0,88	0,09	475	66	7	2,12	0,58					
15		4322,00			7,82	1,21	3,34	0,11	473	43	1	4,55	0,27	3 à 3,5				
16		4322,51			9,55	1,34	3,94	0,1	478	41	1	5,28	0,25	/				
17		4324,00			7,17	1,03	3,33	1,10	475	46	15	4,36	0,24					
18		4325,75			0,57	0,26	0,42	0,06	451	74	11	0,68	0,38					
1	GEJ-1	cuttings	argiles	Silurien radioact	3840,00	4,56	● 0,57	● 5,3	0,31	450	● 116	7	5,87	0,10				
2					3850,00	4,07	● 0,39	● 4,97	0,36	449	● 122	9	5,36	0,07				
3					3860,00	5,38	● 0,62	● 5,87	0,32	449	● 109	6	6,49	0,10				
4					3870,00	3,54	● 0,48	● 4,56	0,36	449	● 129	10	5,04	0,10				
5		carotte			3880,27	8,28	● 3,16	● 9,57	0,19	449	● 116	2	12,73	0,25				
6					3881,30	7,06	● 3,43	● 12,27	0,17	458	● 174	2	15,7	0,22				
7					3882,33	6,16	● 2,78	● 7,37	0,12	450	● 120	2	10,15	0,27				
8					3883,33	4,26	● 1,92	● 2,82	0,2	453	● 66	5	4,74	0,41				
9					3884,48	6,15	● 3,37	● 8,8	0,14	447	● 143	2	12,17	0,28				
10					3885,37	5,38	● 1,98	● 3,00	0,16	453	● 56	3	4,98	0,40				
11					3886,53	8,47	● 3,23	● 9,07	0,15	454	● 107	2	12,3	0,26				
12					3887,45	4,65	● 2,22	● 6,41	0,15	457	● 138	3	8,63	0,26				
13					3888,55	5,90	● 2,86	● 7,8	0,2	455	● 132	3	10,66	0,27				
14					3890,00	4,40	● 0,58	● 4,8	0,37	448	● 109	8	5,38	0,11				
15		3900,00			4,18	● 0,44	● 4,57	0,52	445	● 109	12	5,01	0,09					
16		3910,00			4,63	● 0,29	● 2,58	0,25	443	● 56	5	2,87	0,10					
17		3920,00			3,19	● 0,18	● 2,39	0,28	441	● 75	9	2,57	0,07					
18		3930,00			3,29	● 0,2	● 2,13	0,22	443	● 65	7	2,33	0,09					
19		3940,00			2,39	● 0,16	● 1,77	0,23	441	● 74	10	1,93	0,08					
20		3950,00			2,57	● 0,14	● 2,11	0,22	438	● 82	9	2,25	0,06					
21		3960,00			4,08	● 0,25	● 2,75	0,22	447	● 67	5	3	0,08					
22		3970,00			2,65	● 0,2	● 1,88	0,25	444	● 71	9	2,08	0,10					
23		3980,00			1,01	● 0,07	● 1,28	0,33	434	● 127	33	1,35	0,05					
	<b>Puits</b>	<b>Nature</b>	<b>Litho</b>	<b>Age</b>	<b>Cote</b>	<b>COT*</b>	<b>S1</b>	<b>S2</b>	<b>S3</b>	<b>Tmax</b>	<b>IH</b>	<b>IO</b>	<b>PP</b>	<b>IP</b>	<b>IAT</b>			

num	profondeur (n COT* (%))	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	IH (mg/g)	IO (mg/g)	Tmax(°C)	IAT	IP
1	3498,2	3,65	1,7	3,96	0,2	108,49	5,48	458 3 à 3,5	0,37
2	3499,8	3,53	1,64	3,99	0,05	113,03	1,42	457	0,34
3	3500,2	5,33	2,62	5,85	0,09	109,76	1,69	456	0,39
4	3501,7	9,61	4,02	9,45	0,12	98,34	1,25	459	0,39
5	3502,85	6,39	3,29	6,55	0,17	102,50	2,66	455 N/A	0,42
6	3503,3	0,52	0,17	0,33	0,14	63,46	26,92	454	0,38
7	3504,6	6,47	2,28	7,74	0,07	119,63	1,08	460	0,30
8	3505,75	4,74	2,82	5,05	0,09	106,54	1,90	452	0,49
9	3506,1	4,37	3,38	8,8	0,08	201,37	1,83	457	0,38
10	3507,6	5,6	2,09	6,8	0,08	121,43	1,43	459 N/A	0,31
11	3508,6	5,74	2,16	7,12	0,09	124,04	1,57	460	0,31
12	3509,7	5,48	2,07	6,89	0,1	125,73	1,82	459	0,30
13	3510,58	1,17	0,56	1,16	0,08	99,15	6,84	459	0,39
14	3511,85	6,56	3,08	8,29	0,09	126,37	1,37	456	0,36
15	3512,55	4,89	2,44	6,12	0,1	125,15	2,04	459 N/A	0,38
16	3513,4	4,63	2,4	6,44	0,1	139,09	2,16	458	0,35
17	3514,25	8,44	3,51	10,76	0,11	127,49	1,30	456	0,34
18	3515,1	7,1	2,85	10,63	0,09	149,72	1,27	458	0,28
19	3516,9	7,22	3,3	9,62	0,14	133,24	1,94	459	0,35
20	3517,7	8,36	3,7	11,08	0,09	132,54	1,08	459 N/A	0,34
21	3518,6	4,25	1,84	5,04	0,05	118,59	1,18	455	0,38
22	3519,4	7,68	3,5	10,46	0,1	136,20	1,30	451	0,37
23	3520,5	6,46	2,34	7,74	0,13	119,81	2,01	460	0,31
24	3521,65	5,86	2,46	8,11	0,07	138,40	1,19	458	0,32
25	3522,5	5,82	3,21	7,93	0,11	136,25	1,89	457 3 à 3,5	0,40
26	3523,4	6,84	3,67	9,58	0,12	140,06	1,75	457	0,38
27	3524,6	7,3	2,06	5,24	0,1	71,78	1,37	456	0,33
28	3525,5	4,91	2,62	6,04	0,11	123,01	2,24	455	0,41
29	3526,75	6,14	3,02	7,77	0,08	126,55	1,30	457	0,38
30	3527,5	4,21	1,99	4,31	0,04	102,38	0,95	461	3,5 0,44
31	3528,5	5,86	3,25	5,56	0,06	94,88	1,02	448	0,52
32	3529,5	6,04	2,6	6,95	0,05	115,07	0,83	460	0,37

33	3530,4	5,63	2,55	6,49	0,08	115,28	1,42	458		0,38
34	3531,6	5,27	2,36	5,37	0,08	101,90	1,52	459		0,39
35	3532,3	4,82	1,73	5,16	0,06	107,05	1,24	461	3,5	0,33
36	3533,4	6,46	2,68	7,48	0,06	115,79	0,93	457		0,31
37	3534,7	5,87	3,05	6,08	0,06	103,58	1,02	445		0,48
38	3535,7	4,5	2,01	5,39	0,08	119,78	1,78	461		0,31
39	3536,9	5,79	2,45	7,43	0,08	128,32	1,38	460		0,29
40	3537,5	6	3,33	7,71	0,11	128,50	1,83	457 N/A		0,37
41	3538,7	6,28	3,23	8,54	0,08	135,99	1,27	459		0,33
42	3539,9	5,58	2,48	7,55	0,08	135,30	1,43	460		0,30
43	3540,8	6,18	2,84	8,44	0,1	136,57	1,62	457		0,45
44	3541,8	8,48	3,36	10,92	0,07	128,77	0,83	461		0,32
45	3542,8	9,43	3,92	12,74	0,1	135,10	1,06	459 N/A		0,32
46	3543,8	7,84	3,8	10,16	0,14	129,59	1,79	463		0,32
47	3544,8	7,09	3,55	9,78	0,08	137,94	1,13	462		0,33
48	3545,8	6,14	3,36	8,31	0,07	135,34	1,14	462		0,39
49	3546,5	4,65	2,74	6,66	0,06	143,23	1,29	463		0,41
50	3547,6	3,62	1,83	4,05	0,03	111,88	0,83	460 N/A		0,36
51	3548,2	4,91	2,62	5,97	0,1	121,59	2,04	463		0,35
52	3549,2	5,39	2,49	6,58	0,05	122,08	0,93	464		0,37
53	3550,5	4,69	2,28	5,21	0,07	111,09	1,49	464	3,5	0,29

num	nature	profondeur (n COT* (%))	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	IH (mg/g)	IO (mg/g)	Tmax(°C)	IAT	IP	PP
1	Cuttings	3840	0,42	—	—	—	—	—	—	—	—
2		3845	2,42	0,14	2,88	0,61	119,008264	25,2066116	444	0,04635762	3,02
3		3850	0,37	—	—	—	—	—	—	—	—
4		3855	0,31	—	—	—	—	—	—	—	—
5		3860	0,23	—	—	—	—	—	—	—	—
6		3865	0,24	—	—	—	—	—	—	—	—
7		3870	0,59	0,09	1,29	0,61	218,644068	103,389831	450	0,06521739	1,38
8		3875	3,27	0,13	3,95	0,55	120,795107	16,8195719	446	0,03186275	4,08
9		3880	4,25	0,1	5,09	0,52	119,764706	12,2352941	451	0,01926782	5,19
10		3885	4,16	0,17	5,63	0,33	135,336538	7,93269231	443	0,02931034	5,8
11		3890	4,18	0,09	1,3	0,36	31,1004785	8,61244019	442	0,0647482	1,39
12		3895	5,33	0,13	5,06	0,46	94,934334	8,630394	444	0,02504817	5,19
13		3900	4,21	0,1	3,81	0,43	90,4988124	10,2137767	447	0,02557545	3,91
14		3905	4,61	0,14	4,29	0,67	93,0585683	14,5336226	443	0,03160271	4,43
15		3910	4,11	0,17	4,24	0,75	103,163017	18,2481752	444	0,03854875	4,41
16		3915	3,82	0,14	4,09	0,69	107,068063	18,0628272	443	0,03309693	4,23
17		3920	4,05	0,11	4,28	0,49	105,679012	12,0987654	444	0,02505695	4,39
18		3925	4,18	0,15	4,47	0,61	106,937799	14,5933014	445	0,03246753	4,62
19		3930	5,19	0,12	4,62	0,45	89,017341	8,67052023	445	0,02531646	4,74
20		3935	4,27	0,13	4,37	0,66	102,34192	15,4566745	446	0,02888889	4,5
21		3940	2,25	0,13	4,5	0,44	200	19,5555556	446	0,02807775	4,63
22		3945	5,18	0,13	4,52	0,57	87,2586873	11,003861	446	0,02795699	4,65
23		3950	4,12	0,15	4,89	0,61	118,68932	14,8058252	445	0,0297619	5,04
24		3955	4,12	0,12	4,59	0,65	111,407767	15,776699	444	0,02547771	4,71
25		3960	3,77	0,15	3,83	0,68	101,591512	18,0371353	445	0,03768844	3,98
26		3965	2,92	0,14	3,01	0,62	103,082192	21,2328767	444	0,04444444	3,15
27		3970	3,04	0,13	3,25	0,56	106,907895	18,4210526	441	0,03846154	3,38
28		3975	3,38	0,13	3,15	0,6	93,1952663	17,7514793	442	0,03963415	3,28
29		3980	2,87	2,99	5,04	0,44	175,609756	15,3310105	432	0,37235367	8,03
30		3985	2,86	0,08	1,66	0,38	58,041958	13,2867133	449	0,04597701	1,74
31		3990	3	0,07	2,28	0,43	76	14,3333333	448	0,02978723	2,35
32		3995	3,35	0,12	2,71	0,47	80,8955224	14,0298507	449	0,04240283	2,83
33		4000	0,62	0,11	0,86	0,44	138,709677	70,9677419	449	0,11340206	0,97

Puits	Nature	Litho	Age	Cote	COT*	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	PP	IP	IAT	
TAJ-1	Cr#14	Argiles	Silur argi	3281	3,8178693	0,07	0,29	0,3	602	7,60	7,86	0,36	0,19		
TAJ-1				3281,5	3,8961605	0,05	0,24	0,29	603	6,16	7,44	0,29	0,17	x	
TAJ-1				3282	5,13308025	0,05	0,31	0,3	602	6,04	5,84	0,36	0,14		
TAJ-1				3282,5	4,76806116	0,08	0,27	0,32	603	5,66	6,71	0,35	0,23		
TAJ-1				3283	3,6727561	0,06	0,09	0,36	605	2,45	9,80	0,15	0,40		
TAJ-1				3283,5	0,67515647	0,02	0,14	0,56	443	20,74	82,94	0,16	0,13		
TAJ-1				3284	1,63175813	0,15	0,08	0,29	289	4,90	17,77	0,23	0,65		
TAJ-1				3284,5	1,51734216	0,06	0,04	0,24	597	2,64	15,82	0,1	0,60		
TAJ-1				3285	0,61465258	0,01	0,07	0,65	491	11,39	105,75	0,08	0,13		
TAJ-1				3285,5	3,02543463	0,01	0	0,1	338	0,00	3,31	0,01	1,00	x	
TAJ-1				3286	1,95865501	0,03	0	0,12	339	0,00	6,13	0,03	1,00		
TAJ-1				3286,5	3,3676593	0,06	0,12	0,19	567	3,56	5,64	0,18	0,33		
TAJ-1				3287	2,09421852	0,05	0,03	0,18	327	1,43	8,60	0,08	0,63		
TAJ-1				3287,5	1,62620156	0,02	0,01	0,33	339	0,61	20,29	0,03	0,67		
TAJ-1				3288	0,81928296	0,05	0,12	0,45	485	14,65	54,93	0,17	0,29		
TAJ-1				3288,5	1,94490138	0,07	0,05	0,09	330	2,57	4,63	0,12	0,58		
TAJ-1				3289	4,12106379	0,06	0,24	0,2	601	5,82	4,85	0,3	0,20	x	
TAJ-1				Cr#15	3339	2,44913505	0,07	0,04	0,33	337	1,63	13,47	0,11	0,64	
TAJ-1					3339,5	2,47023307	0,1	0,06	0,33	338	2,43	13,36	0,16	0,63	X
TAJ-1					3340	2,3075701	0,07	0,04	0,35	605	1,73	15,17	0,11	0,64	
TAJ-1	3340,5	2,83	0,08		0,08	0,45	294	2,83	15,90	0,16	0,50				
TAJ-1	3341	2,96	0,05		0,04	0,4	339	1,35	13,51	0,09	0,56				
TAJ-1	3341,5	4,92	0,07		0,07	0,49	604	1,42	9,96	0,14	0,50				
TAJ-1	3342	2,87	0,03		0,04	0,38	604	1,39	13,24	0,07	0,43	X			
TAJ-1	3342,5	2,55	0,08		0,06	0,39	324	2,35	15,29	0,14	0,57				
TAJ-1	3343	2,54	0,08		0,07	0,37	336	2,76	14,57	0,15	0,53				
TAJ-1	3343,5	2,93	0,05		0,04	0,37	343	1,37	12,63	0,09	0,56				
TAJ-1	3344	2,79	0,06		0,05	0,41	603	1,79	14,70	0,11	0,55				
TAJ-1	3344,5	3,5	0,15		0,19	0,54	467	5,43	15,43	0,34	0,44				
TAJ-1	3345	2,56	0,09		0,06	0,41	330	2,34	16,02	0,15	0,60	X			
TAJ-1	Cr#16	3419	0,72		0,05	0,08	0,09	343	11,11	12,50	0,13	0,38	X		
TAJ-1		3419,5	0,58		0,04	0,08	0,05	345	13,79	8,62	0,12	0,33			
TAJ-1		3420	0,87		0,05	0,04	0,13	338	4,60	14,94	0,09	0,56			
TAJ-1		3420,5	3	0,06	0,05	0,43	341	1,67	14,33	0,11	0,55				
TAJ-1		3421	0,92	0,04	0,04	0,05	340	4,35	5,43	0,08	0,50				
TAJ-1		3421,5	3,6	0,04	0,03	0,05	343	0,83	1,39	0,07	0,57	X			