

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



**FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE**

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme

**MASTER**

Présenté par :

**GHOUL FATIMA ZOHRA**

**Filière : Hydrocarbures et Chimie**

**Option : Géologie Pétrolière**

**Thème**

---

**Caractérisation géochimique et timing de génération et  
d'expulsion des hydrocarbures au niveau des roches mères du  
silurien et Dévonien supérieur du bassin de Mouydir**

---

Devant le jury :

<b>ZELLOUF, K</b>	<b>Prof. UMBB</b>	<b>Président</b>
<b>SADAOUI, M</b>	<b>Prof. UMBB</b>	<b>Rapporteur</b>
<b>KECIR, A</b>	<b>MAB UMBB</b>	<b>Examinatrice</b>
<b>YASBAA, S</b>	<b>MAB UMBB</b>	<b>Examinatrice</b>
<b>DERRIDJ,</b>	<b>MAB UMBB</b>	<b>Examinatrice</b>

**Année Universitaire : 2018/2019**

# Remerciements

*En préambule à ce mémoire je remercie ALLAH qui m'a aidé et m'a donné la patience et le courage durant ces longues années d'étude.*

*Je souhaite adresser mes remerciements les plus sincères aux personnes qui j'ai apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire ainsi qu'à la réussite de cette formidable année universitaire.*

*Je tiens tous d'abord à remercier mon encadreur Le Professeur SADAoui Moussa.*

*Nous remercions également Mr GHOULA.OMAR qui nous a encadrés lors de notre stage et il a guidé à réaliser ce travail pour son suivi et son orientation.*

*Nous remercions également Mme OMARI.F, pour ses conseils. Et qui à aucun moment n'a ménagé son savoir pour m'apporter de l'aide et à tous les personnels de division exploration Boumerdes.*

*Nous tenons également à remercier tous les personnels du département Gisements et miniers à l'université de Boumerdes, qui nous ont aidé à la réalisation de ce mémoire.*

*Que nos remerciements s'adressent aussi à tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin à la concrétisation de ce travail*

*Merci à tous*

*Avec l'aide de Dieu le Tout puissant j'ai enfin achevé ce travail le quel est  
dédié à toutes les personnes qui me sont chères ;*

*A ceux qui mon cœur depuis sa naissance ; n'a pu éprouver qu'amour et  
reconnaissance ;*

*A ceux qui ont donné un sens à mon existence, en m'offrant une éducation  
digne de confiance ;*

*A ceux qui m'ont soutenu nuit et jours et durant tout mon parcours ;*

*A ma très chère Mère*

*Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement  
j'ai toujours eu pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour  
et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail est le fruit de tes  
sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.*

*A mes chère Frères : Amar, Billel, Mohamed*

*A mes sœurs : Molka, Hanene,  
Hassina, Souhila, Hala, Amira, Malika, Nasira, Karima*

*Aux mes chers enfants*

*Kawtar, Nour*

*Atoute ma famille, A tous mes amis*

*À toutes les personnes qui ont participé à l'élaboration de ce travail à tous*

*Ceux que j'ai omis de citer*

*A tous ceux qui étaient à côté de moi et qui m'ont encouragé...*

Fatima

# Sommaire

Introduction générale .....	1
-----------------------------	---

## Chapitre I : Généralité sur le bassin de Mouydir

I-1 Situation géographique.....	4
I-2 Situation géologique .....	5
I-3 Cadre stratigraphique .....	6
I-3-1 Le Socle.....	6
I-3-2 Le Paléozoïque.....	6
I-3-3 Le Mésozoïque.....	7
I-3-4 Le Cénozoïque .....	8
I-3-5 Le Quaternaire .....	8
I-4 Aspect structural du bassin de Mouydir .....	10
I-4-1 Evolution tectonique affectant le bassin de Mouydir .....	12
I-4-2- Evolution géodynamique .....	14
I-5 Historique de l'exploration dans le bassin de Mouydir .....	16
I-6 Aspect pétrolier du bassin de Mouydir .....	18
I-6-1 Roches mères .....	18
I-6-2 Roches réservoirs .....	18
I-6-3 Roches couvertures .....	18
I-6-4 Les pièges .....	19
I-6-5 La Migration.....	19

## Chapitre II : Généralités géochimiques

Introduction a la géochimie organique .....	21
II-1 Méthodes d'analyses géochimiques .....	23
II -1-1 Dosage du carbone organique total (C.O.T.) .....	23
II-1-2 La pyrolyse Rock-Eval .....	24
II-2 Principe de la pyrolyse .....	24
II-3 Paramètres calculés.....	27
II--3-1 Le potentiel pétrolier (PP).....	27
II--3-2 l'index de production (IP).....	28
II-3-3 L'index d'hydrogène (IH).....	28
II-3-4 L'index d'oxygène (IO).....	29

II-4 Les méthodes optiques .....	32
II-4-1 L'étude en lumière transmise .....	32
II-4-2 L'étude en lumière réfléchie .....	32
II-4-3 L'étude en lumière fluorescente .....	33

## Chapitre III : Caractérisation géochimique

Introduction .....	35
III-1-Interprétation des logs géochimiques : .....	36
III-1-1 Le puits Aguemour-1 {GM-1} .....	36
III-1-2 Le puits Aguemour -101 {GM-101} .....	38
III-1-4 Le Puits Aguemour -103 {GM-103} .....	40
III-1-5 Le puits Tamesguidat -1 {TM-1} .....	42
III-1-6 Le puits Elatchane -1 {EA-1} .....	44
III-2 Caractérisation du niveau roches mères .....	46
III-2-1 Roche mère silurienne .....	46
III-2-1-1 Diagramme profondeur/COT .....	46
III-2-1-2 Diagramme IH/IO .....	47
III-2-1-3 Diagramme IH/T max .....	48
III-2-2 Interprétation des résultats géochimiques .....	49
III-2-3 Roche mère du dévonien supérieur .....	50
III-2-3-1 Diagramme Profondeur /COT .....	50
III-2-3-3 Diagramme IH/IO .....	51
III-2-3-4 Diagramme IH/T max: (Figure III. 11). .....	52
III -2-4 Interprétation des résultats géochimiques .....	53
III-2-4-1 La carte en iso-paque .....	53
III-2-4-2 La carte en iso-richesses .....	55
III-2-4-3 La carte en iso-maturité .....	57
III-2-4-4 la carte en iso Potentiel Pétrolier .....	59
III-2-4-5 La carte en iso-Potentiel Pétrolier Résiduel .....	61
III-2-4-6-La carte en isobathes : .....	62

## Chapitre IV : Modélisation géochimique

Introduction .....	63
IV-1 Le principe de la modélisation géochimique .....	63

IV-2 Les principales données de la modélisation géochimique .....	65
IV-2-1 Les données utilisées .....	65
IV-3 Méthodologie de travail.....	67
IV-4 Calibration des modèles .....	70
IV-5 Interprétation des résultats de la modélisation.....	71

# Liste des Figures

## Chapitre I

<b>Figure I. 1:</b> Situation géographique du bassin de Mouydir.....	4
<b>Figure I. 2:</b> Carte géologique et position de puits du bassin de Mouydir .....	5
<b>Figure I. 3:</b> la colonne stratigraphique du bassin de Mouydir.....	9
<b>Figure I. 4 :</b> Carte structurale du bassin de Mouydir .....	11
<b>Figure I. 5:</b> Coupe montrant l'évolution géodynamique du bassin de Mouydir .....	15
<b>Figure I. 6:</b> Carte des fiches techniques des puits du bassin de Mouydir .....	17
<b>Figure I. 7:</b> Carte de résultats pétroliers des puits du bassin de Mouydir .....	20

## Chapitre II

<b>Figure II. 1:</b> processus d'évolution de la matière organique .....	22
<b>Figure II. 2:</b> Schéma du principe analytique du Rock-Eval et les principaux facteurs mesurés. .....	24
<b>Figure II. 3:</b> Variation de la forme du pic S2 au cours de la maturation pour les trois types principaux de la matière organique.....	25
<b>Figure II. 4:</b> Présentation des courbes de la pyrolyse Rock-Eval .....	26
<b>Figure II. 5 :</b> Les principales zones de formation d'huile et du gaz en fonction de Tmax. ....	26
<b>Figure II. 6:</b> Diagramme de Van-Krevelen et les diverses lignées de la matière organique ..	27
<b>Figure II. 7:</b> Diagramme général IH/IO.....	30
<b>Figure II. 8:</b> Diagramme général IH/T max.....	31

## Chapitre III

<b>Figure III. 1:</b> Log géochimique du puits GM-1 .....	37
<b>Figure III. 2:</b> Log géochimique du puits GM-101 .....	39
<b>Figure III. 3:</b> Log géochimique du puits GM-103 .....	41
<b>Figure III. 4 :</b> Log géochimique du puits TM-1.....	43
<b>Figure III. 5:</b> Log géochimique du puits EA-1 .....	45

<b>Figure III. 6:</b> Diagramme profondeur/COT de la roche mère silurienne .....	47
<b>Figure III. 7 :</b> Diagramme IH/IO de la roche-mère silurienne.....	48
<b>Figure III. 8 :</b> Diagramme IH/T max de la roche-mère Silurienne .....	49
<b>Figure III. 9:</b> Diagramme profondeur/COT de la roche-mère du Dévonien supérieur .....	50
<b>Figure III. 10 :</b> Diagramme IH/IO de la roche-mère du Dévonien supérieur .....	51
<b>Figure III. 11:</b> Diagramme IH/T max de la roche-mère du Dévonien supérieur .....	52
<b>Figure III. 12 :</b> Carte en iso-paque de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir.....	54
<b>Figure III. 13:</b> Carte en iso-richesse de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir.....	56
<b>Figure III. 14:</b> Carte en iso-maturité de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir.....	58
<b>Figure III. 15:</b> Carte en iso-potentiel pétrolier de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir .....	60
<b>Figure III. 16:</b> Carte en iso-potentiel pétrolier résiduel de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir.....	61
<b>Figure III. 17:</b> Carte en isobathes de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir.....	62

## Chapitre IV

<b>Figure IV. 1:</b> Evolutions du flux de chaleur de puits EA-1 .....	67
<b>Figure IV. 2 :</b> Calibration du modèle de puits EA-1 .....	70
<b>Figure IV. 3 :</b> Evolution de l'enfouissement de roche-mère au niveau du puits EA-1 .....	72
<b>Figure IV. 4 :</b> Expulsion des hydrocarbures au niveau du puits EA-1 .....	72
<b>Figure IV. 5 :</b> Taux de transformation de la matière organique de la roche-mère silurienne.	73
<b>Figure IV. 6:</b> Quantité totale des hydrocarbures de la roche-mère du Silurien.....	73
<b>Figure IV. 7 :</b> Quantité des hydrocarbures expulsée par intervalle du temps de la .....	74
<b>Figure IV. 8:</b> Quantité des hydrocarbures résiduels de la roche-mère Silurien du puits EA-1 ...	74

## Liste des Tableaux :

<b>Tableau II. 1</b> : Classification des roches en fonction de dosage du carbone organique total (COT).....	23
<b>Tableau II. 2</b> : Corrélation entre les différents paramètres de maturation .....	34
<b>Tableau III. 1</b> : Les moyennes statistiques des paramètres géochimiques des puits .....	36
<b>Tableau III. 2</b> : les valeurs moyennes des paramètres géochimiques de la roche-mère Silurienne .....	49
<b>Tableau III. 3</b> : les valeurs moyennes des paramètres géochimiques de la roche-mère du Dévonien supérieur.....	53
<b>Tableau IV. 1</b> : Paramètres liés au socle .....	69
<b>Tableau IV. 2</b> : Paramètres pétro-physique .....	69

## Introduction générale

De 1960 à 1982, l'activité exploration dans le bassin de Mouydir s'est scindée par l'acquisition d'environ 5710 km de sismique 2D et l'implantation de 12 forages pétroliers et trois forages d'eau. Malheureusement, les tests n'ont révélé que de l'eau d'une salinité variable (eau douce à l'approche des affleurements vers le Sud) et quelques indices de gaz à partir des réservoirs de l'Ordovicien et du Dévonien inférieur. Dans certains puits, ces réservoirs se sont révélés secs. Plusieurs études ont été réalisées telles que la cartographie sismique et gravimétrique, analyses et évaluation géochimiques de l'hydrodynamisme ainsi que de l'analyse des résultats pétroliers. Cependant, jusqu'à présent il n'y a pas eu de travaux traitant de la distribution des environnements de dépôts, de qualité réservoir et de l'histoire de la migration, la charge et conservation des hydrocarbures dans ce secteur.

Il est important de noter l'insuffisance de données géologiques et géophysiques.

La couverture sismique est généralement faible surtout vers le Sud de la région d'étude. malgré ce constat, les travaux prévus dans ce projet permettront de dégager les zones prospectives en termes de qualité de réservoir, de charge et préservation des hydrocarbures ainsi que des ressources.

Des travaux de géochimie ont été réalisés que ce soit dans le cadre des projets internes ou en consultation externe. Ils ont montré que le Silurien est la seule roche mère qui pourrait alimenter les réservoirs Paléozoïques .Cependant, le timing de génération et d'expulsion Paléozoïque est critique par rapport à la structuration Hercynienne.

Sur le plan géochimique et modélisation de bassin , il est attendu de la présente étude de dégager les zones roches mères , de tracer les chemins de migration et d'estimer les qualités de gaz pièges, que ce soit durant la période Hercynienne ou carrément au Paléozoïque dans des structures anciennes(Taconique, Calédonienne et Viséenne ).Bien que le timing de génération soit plus ou moins connu, le calcul volumétrique s'effectuera avec plus de précision dans les calculs.

En général, les différents niveaux réservoirs consistent en les grès de l'Ordovicien qui ont de faibles propriétés pétrophysiques ( $\phi$  et  $k$ ) et grès de Dévonien inférieur (Gédinien, Siéginiens et Emsien) qui ont relativement de bonnes caractéristiques. Cependant, ces derniers présentent un problème de couverture dans une grande partie de la région d'étude.

Le Cambrien peut constituer un objectif vu ses caractéristiques qui restent encourageantes dans certains puits.

En plus de la cartographie au toit de ces réservoirs pour dégager des prospects et leads, un calcul de ressources en gaz est prévu, dans le but de montrer le potentiel réel de ce bassin .

Des zones perspectives en gaz seront délimitées a fin d'orienter l'exploration .de plus, des recommandations vont être émises à propos des travaux futurs.

Le mémoire suivant est organisé en quatre chapitres comme suit :

- une Généralité sur le bassin de Mouydir,
- une Généralité géochimique,
- Caractérisation géochimique des roches mères, des Silurien et Dévonien supérieur et modélisation géochimique.

## I-1 Situation géographique

Le bassin de Mouydir se situe dans la partie centrale méridionale de la plate forme saharienne.

Il est limité au Nord par la dépression d'Oued Mya, à l'Est par le mole d'Amguid-El-Biod, au Sud par le massif du Hoggar et à l'Ouest par le mole d'Idjerane Mzab qui le sépare successivement du Sud vers le Nord du bassin de l'Ahnet et celui du Gourara.

La région d'étude est limitée par les longitudes 2° 58' et 4° 48' Est et les latitudes 26° 00' et 30° 00' Nord.

Il couvre une superficie d'environ 44000km<sup>2</sup>(Figure I.1).

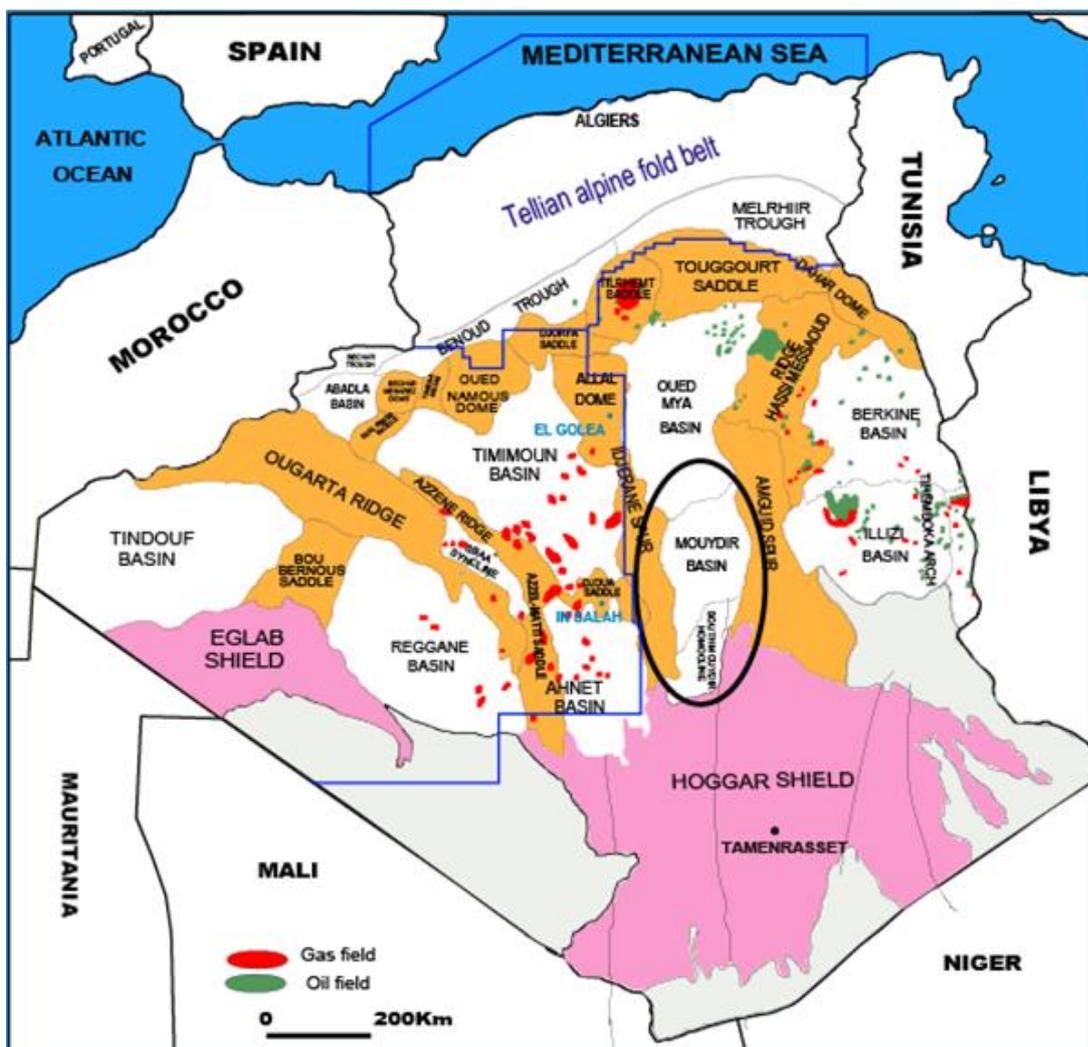


Figure I. 1: Situation géographique du bassin de Mouydir (Document Sonatrach, 2012)

## I-2 Situation géologique

La région d'étude est située au centre de la plate-forme saharienne. Cette dernière est caractérisée par des dépressions qui définissent d'Est en Ouest de vastes synclinales (**Figure I. 2**).

Les synclinales les plus importantes comme éléments négatifs de la plate-forme saharienne sont :

- les synclinales de Tindouf-Reggane,
- les synclinales Ouest Algériennes et
- les synclinales Centre et Est Algériennes.

La synclinale Centre Algérienne, dans laquelle se trouve notre région, prend naissance à partir des contreforts du Hoggar au Sud et se prolonge sur un axe de 700 km de long jusqu'à Oued Mya où la jonction n'est pas claire.

Elle est située entre la dorsale d'Idjerane-M'zab, qui la sépare de la synclinale Ouest Algérienne et la dorsale complexe d'Amguid-El-Biod, Hassi-Messaoud qui, de son côté, la sépare de la synclinale Est Algérienne.

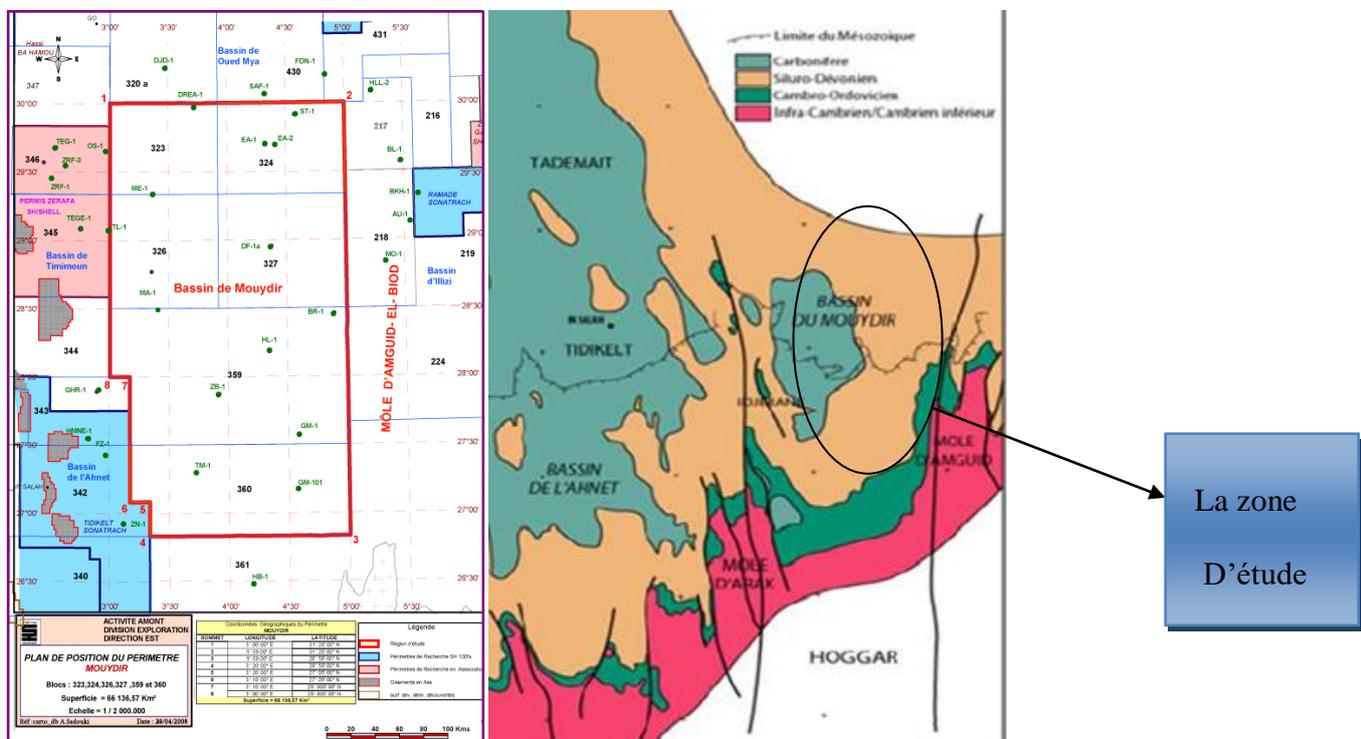


Figure I. 2: Carte géologique et position de puits du bassin de Mouydir

(Document Sonatrach, 2012)

### **I-3 Cadre stratigraphique**

La stratigraphie de la région d'étude est représentée par les dépôts d'âge Paléozoïque, Mésozoïque et Cénozoïque (**Figure I. 3**).

#### **I-3-1 Le Socle**

Le Bassin de Mouydir est atteint uniquement par les puits El Atchane (EA-1) et Bou Khachba (BKH-1). Il est constitué de roches éruptives, vertes, rouges, localement violacées, amorphes.

#### **I-3-2 Le Paléozoïque**

Il présente l'objectif principal dans la région d'étude allant du Cambrien jusqu'au Dévonien inférieur.

##### **I-3-2-1 Le Cambrien**

Le Cambrien est formé d'une séquence fluviatile gréseuse divisée en trois zones réservoirs (lithozones R3, R2+Ra et Ri.).

Les dépôts Cambriens deviennent de plus en plus épais d'Est en Ouest et dont l'épaisseur moyenne ne dépasse pas les centaines de mètres.

##### **I-3-2-2 L'Ordovicien**

Il est d'une épaisseur moyenne de 500m et est constitué d'argiles et de grès par trois sous-systèmes dont le troisième est peu développé.

###### **a. Ordovicien inférieur**

Il comprend :

- la zone d'Alternance (épaisseur moyenne 40m)
- les Argiles d'El Gassi (épaisseur 80m)
- les Grès d'El Atchène(épaisseur moyenne 70m)
- les Quartzites de Hamra (épaisseur moyenne 50m)
- les Grès de Ouargla (épaisseur moyenne 60m)

###### **b. Ordovicien moyen**

Il comprend :

- les Argiles d'Azal (épaisseur moyenne 11m)
- les Argiles de Oued-Saret (épaisseur moyenne 80m)

### c. Ordovicien supérieur

Il comprend :

- les Argiles Microconglomératiques (épaisseur moyenne 40m)
- la Dalle de M'krata (épaisseur moyenne 15m)

### I-3-2-3 Le Silurien

(Épaisseur moyenne 346m)

-les argiles de base sont hautement radioactives, dont l'extension est en rapport avec la transgression de la mer silurienne, elle constitue la principale roche mère de la région.

### I-3-2-4 Dévonien

Le Dévonien d'une épaisseur moyenne 420m

Généralement, ce dernier n'est présent que par sa partie inférieure :

- Gédinien (épaisseur moyenne 160m)
- Siegénien (épaisseur moyenne 260m)
- Emsien.

### I-3-3 Le Mésozoïque

Généralement, le Mésozoïque est transgressif et discordant sur les termes Paléozoïques, représenté par d'épais sédiments continentaux et lagunaires.

Les dépôts continentaux du trias sont inexistant dans le Mouydir.

- **Jurassique** : dépôts argilo-gréseux avec intercalations d'anhydrite et carbonates.
- **Crétacé inférieur** : sables fins à passées de calcaires et d'argiles.
- **Cénomaniens** : se caractérise par des sédiments à prédominance de matériaux clastiques fins, argiles et marnes.
- **Turonien et sénonien** : dépôts carbonatés avec intercalation d'évaporites.
- **Mio-pliocène** : des calcaires dans la partie nord-ouest et des sables argileux avec intercalations de calcaires en d'autres endroits.

**I-3-4 Le Cénozoïque**

Les dépôts du Cénozoïque sont peu connus, leur extension est réduite.

**I-3-5 Le Quaternaire**

Généralement Eolien ou Fluvatile, déposé dans des dépressions locales.

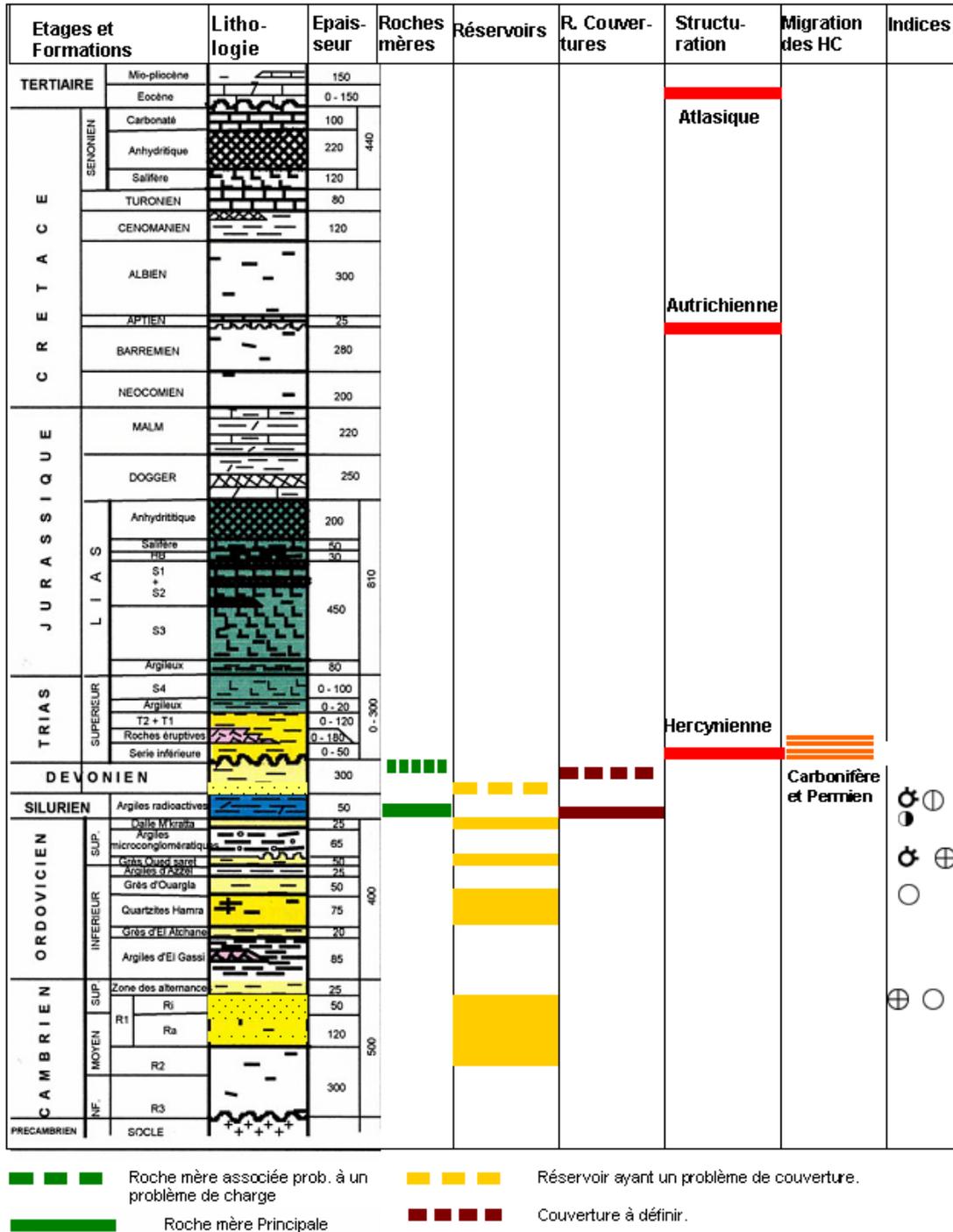


Figure I. 3: la colonne stratigraphique du bassin de Mouydir (Document sonatrach2012).

#### **I-4 Aspect structural du bassin de Mouydir**

La dépression du Mouydir où se situe la région d'étude, n'a presque pas été affectée par la subsidence Mésozoïque ; les principaux traits structuraux ont été acquis pendant le Paléozoïque et sont représentés par:

-le système de dislocation de Moussa-Aoulagui, limitant la dépression du côté Ouest et se prolongent au sud par le mole structural d'Idjerane.

-le second système c'est la terrasse structurale de Mouydir liée au Nord par la boucle Sud de Oued Mya.

-le troisième système, est constitué du Sillon de Zeriba et l'homoclinal du Mouydir Sud. La recherche des pièges structuraux dépend de la géologie structurale qui est en liaison directe avec le sens de la migration et les époques de la mise en place des hydrocarbures.

Au début du Paléozoïque, le socle formait une large plate forme s'étalant sur presque la totalité du territoire Algérien ; ce socle dont la composition est proche de celle des massifs cristallins du Hoggar, était recoupé par des accidents de direction subméridienne (résultat de la phase compressive panafricaine qui englobait les bassins d'OuedMya et de Mouydir et communiquait nettement avec le bassin de l'Ahnet.

Au Cambro-Ordovicien (Sarde, 500Ma), les principales contraintes étaient de nature distensive E-O et ont provoqué un jeu en inverse des failles N-S.

A l'Ordovicien (phase Taconique, 440Ma), les mouvements de cette phase compressive E-O ont provoqué un jeu en inverse des failles normales N-S.

A la fin du Silurien (phase Calédonienne, 390Ma), reprise en inverse des failles normales N-S, par cette phase compressive de direction E-O.

A la fin du Carbonifère (phase Hercynienne, 320-250Ma), la plate forme saharienne a subi un soulèvement majeur, c'est à ce cycle orogénique de direction N120 avec un jeu en inverse sur les failles NE-SO que revient la mise en place du schéma structural actuel.

Le cycle Hercynien a été à l'origine de l'individualisation des deux bassins Mouydir et Oued-Mya. (N.YAHI 1994) (**Figure I.4**).

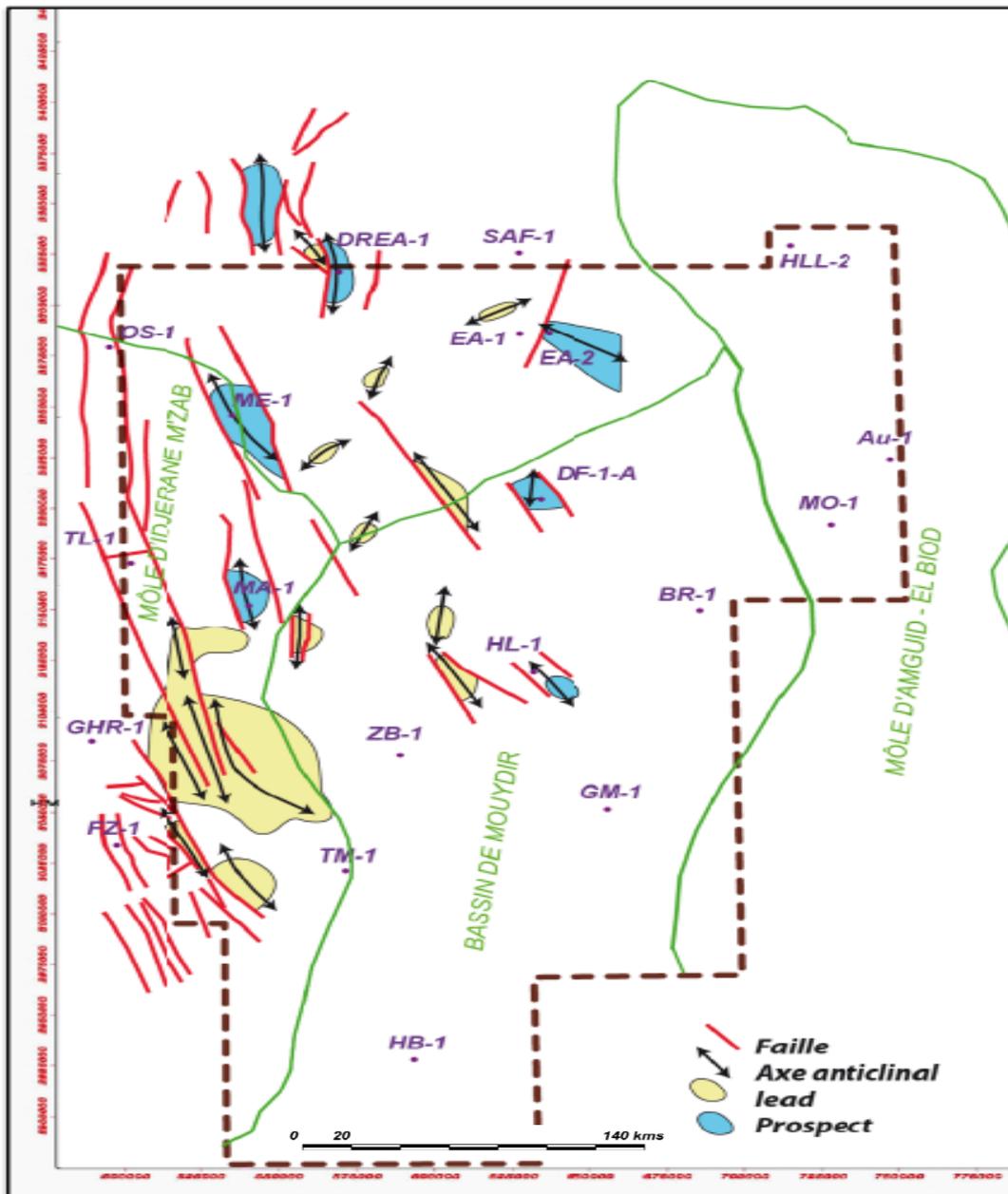


Figure I. 4 : Carte structurale du bassin de Mouydir (Document Sonatrach, 2012)

## **I-4-1 Evolution tectonique affectant le bassin de Mouydir**

### **I-4-1-1 Evénements Précambriens et Calédoniens**

Durant le Paléozoïque, la plate-forme Nord africaine est caractérisée par les deux cratons Ouest et Est africains relativement stables, séparés par la ceinture mobile pharusienne (650-550Ma) où prévalent les tectoniques de compression et transgression (Rogers et al, 1995, in J.Craig, J C Inaray et M Smith ,1995).

Après l'érosion des chaînes panafricaines, il y a eu pénéplanation ayant abouti à la formation de la surface infratassilienne ; elle représente le socle des bassins sahariens. Elle est composée de roches cristallines et/ou métamorphiques d'âge Précambrien, montrant des déformations de différents degrés selon les endroits de la plate-forme sahariennes (Bachellet et Peterson, 1991, in J.Craig et al, 1995).

Des accidents de socle orientés N-S et hérités de l'orogénèse panafricaine ont joué en extension durant le Cambro-ordovicien, la sédimentation s'était effectuée du Sud vers le Nord. La position proche du pôle Sud à la fin de l'Ordovicien, mena à la glaciation généralisée à l'échelle de l'Afrique du Nord. Des sédiments glacio-marins se sont déposés dans des paléo-vallées de direction subméridienne (observation terrain et bibliographie), créées par des érosions glaciaires.

La fin de la glaciation s'est annoncée par la dérive de la plaque africaine vers le nord. La fonte des glaciers avait créé une remontée eustatique et une transgression s'est installée. C'est durant cette phase que se sont déposées les argiles radioactives Siluriennes, roches mères de tous les bassins sahariens. Les grès du Silurien supérieur (F6) se sont déposés suite à une régression probablement liée à la phase tectonique Calédonienne qui s'est manifestée par une remontée isostatique. Des dépôts classiques du Dévonien inférieur sont issus de l'érosion des paléo-hauts régionaux.

### **I-4-1-2 Phase de compression hercynienne**

La phase d'orogénèse hercynienne est le résultat de la collision de la Gondwana et l'Eurasie du Dévonien moyen au Carbonifère, vu la rotation dans le sens des aiguilles d'une montre de Gondwana ; les accidents N-S du socle ont joué et changé vers la direction NW-SE, montrant une évidence de décrochement senestre. Cette phase N120 a donné naissance aux moles d'Idjerane M'zab et Amguid-El-Biod à la faveur des accidents du socle orientés N-S. Depuis la fin de Stéphanien jusqu'au

début Trias, la région a subi une intense érosion (érosion presque totale du Carbonifère et Dévonien supérieur).

L'analyse structurale de sub-surface au toit de l'Ordovicien (Z.Benmouméne, 1993) montre que le bassin est constitué par plusieurs trends positifs N-S et NNO-SSE à NNE-SSO ; ces trends comptent des structures anticlinales associées aux accidents. Ces derniers tel que celui de Moussa Oulegui ont une composante décrochante.

La surface de la discordance Hercynienne est basculée vers l'est à cause de l'épaississement de Mésozoïque. L'âge des structures est principalement Hercynien, Probablement tardif par endroits, malgré un certain jeu syn-sédimentaire des grandes failles majeures bordant sont présentes et constituent les limites des structures à l'instar de l'ensemble de la plate-forme saharienne, probablement à quelques variations près.

**-Linéaments NE-SO :** ils constituent des limites de trends structuraux ; des structures y sont associées surtout dans la partie Sud-Ouest ces linéaments sont globalement en accord avec ceux définis à partir de la carte d'anomalies de Bouguer (Takherist, 1990, in Benmouméne, 1993).

**-Linéament NNW-SSE :** ils sont en parfait accord avec la principale direction structurale et l'orientation des failles majeures. Vu les directions des contraintes principales de compression ou de distension des différentes phases tectoniques, au cours du Paléozoïque (Boudjema, 1987), ces failles ont été le siège de composantes décrochantes.

Ces directions sont parfois entrecoupées par celles au NE-SO. Elles découpent le substratum en losanges.

**-Linéaments NNE-SSO :** ceux-ci ne sont observés que dans la partie Nord-Est de (vers Oued Mya et à l'approche d'Amguide-El-biod).

Le passage de la terrasse structurale de Mouydir à la dépression de Oued Mya est déterminé par la conjugaison de ces différents linéaments. Il est important de noter que dans le puits DF-1a, le forage a mis en évidence un paquet de 46m de dolérites très fraîches dans le Dévonien inférieur, seul puits où ces roches ont été rencontrées. Elles montrent l'existence probable d'une zone de faiblesse au passage Mouydir-Oued Mya.

### **I-4-1-3 Inversion Autrichienne (Barrémien)**

Les données de puits montrent à l'échelle régionale que l'Aptien supérieur et l'Albien reposent en discordance sur le Barrémien, l'inversion Autrichienne est donc d'âge fin Barrémien-début Aptien (Boudjema et Tremolieres ,1987).La cause de l'événement Autrichien continue d'être confuse .La mobilité des plaques au Crétacé inférieur était dominée par l'ouverture de l'Atlantique sud et l'expansion de l'Atlantique central, sachant que les plaques africaine et sud américaine sont séparées.

Au Barrémien, la partie septentrionale du bassin de Mouydir est devenue le siège d'une sédimentation silico-clastique, dont la source est située vers le Sud .La surrection associée à la phase Autrichienne avait mené vers une régression généralisée .A Crétacé supérieur, une transgression généralisée à l'échelle de l'Afrique du Nord, avait favorisé le dépôt de carbonates à l'échelle de la plate-forme saharienne. Les accidents NNO-SSE ont joué en extension, notamment au Turonien.

### **I-4-1-4 Inversion Tertiaire et Quaternaire**

La convergence des plaques européenne et africaine commença au Sénonien, elle s'est terminée par la collision entre les deux continents à l'Eocène. En Afrique du Nord, les premiers mouvements se sont manifestés par des discordances angulaires, le dépôt de conglomérats, la collision à provoqué des séries de compression.

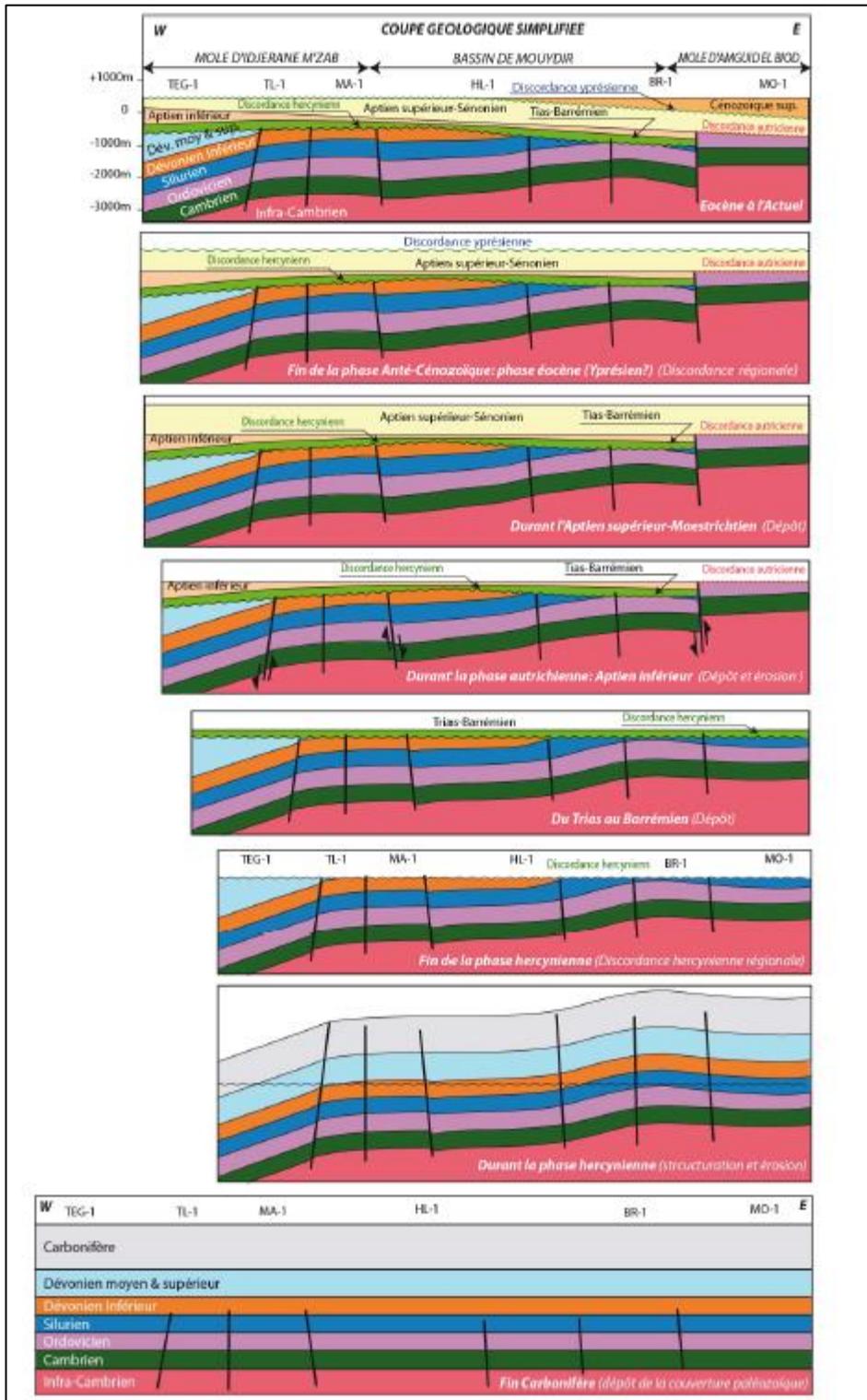
Les effets de cette phase pyrénéenne en Algérie durant le Miocène supérieur et post Pliocène sont peu prononcés comparativement en Europe, néanmoins elle a créé de nouvelles structures et a modifié les anciennes par endroits (RhourdeAdra, Amguid-Messaoud, bassin Illizi,...) .

### **I-4-2- Evolution géodynamique**

Pour comprendre l'histoire géologique de la région, il s'avère impératif de reconnaître les principaux mouvements tectoniques ayant conduit à l'architecture actuelle de la zone d'étude.

La base des données à travers laquelle une extrapolation est faite pour tout le Sahara algérien sont les accidents des boucliers Reguibet et Toureg en utilisant les données de forage, des photos satellite et l'interprétation sismique.

La datation des différents événements de la plate-forme saharienne est faite en se basant sur les principales phases tectoniques et la nature des directions (**Figure I. 5**).



**Figure I. 5:** Coupe montrant l'évolution géodynamique du bassin de Mouydir (M. Issad, 2012).

## I-5 Historique de l'exploration dans le bassin de Mouydir

Parallèlement aux travaux de prospection géophysique, 13 forages ont été réalisés entre 1955 et 1962 dans le bassin de Mouydir.

Parmi ces puits, 09 ont été effectués par CPA (Compagnie des Pétroles en Algérie), y compris le premier puits (DF-1A) qui a été implanté et accompli en janvier 1955, dans la région de Daïet El Frassau Nord du bassin de Mouydir.

1-puits **DF-1A (Daïet El Frass-1)**: il a été implanté en 1955, sur une anomalie gravimétrique.

Les réservoirs gréseux du Dévonien inférieur, partiellement érodés sous la discordance Hercynienne, ont été déterminés saturés en eau salée (190g/l) bien que des traces d'asphalte (huile lourde) aient été relevées sur la carotte N°20 prélevée dans ces niveaux.

2-puits **BR-1 (Beguir-1)**: foré en 1955 sur une structure reconnue par l'interprétation des données gravimétriques son but était la reconnaissance des possibilités éventuelles du Paléozoïque en hydrocarbures.

3-puits **HL-1 (Halhoula-1)**: ce puits implanté sur la base des levés gravimétriques, a été foré en 1956. Il avait pour objectif la reconnaissance du Paléozoïque.

Les trois (03) tests réalisés dans le Dévonien inférieur et le Silurien ont donné de l'eau douce sans aucun indice d'hydrocarbures.

4-puits **ZB-1 (Zriba-1)**: réalisé en 1956, son implantation a été effectuée sur la base des indications gravimétriques. Il avait pour but la reconnaissance du Paléozoïque. Ce puits n'a montré, malheureusement, aucune trace d'hydrocarbures et il a été abandonné lorsque les grès du Dévonien inférieur se sont révélés hors de portée de l'appareil de forage.

5-puits **GM-1 (Aguemour-1)**: il a été implanté en 1957 à partir de sismique réflexion. Il avait pour objectif d'évaluer les possibilités pétrolières du Dévonien inférieur et l'Ordovicien. Dans ce forage, aucune fluorescence, aucun indice de gaz ni trace d'huile, a la fin de la phase ni même d'eau salée.

6-puits **HB-1 (Hassi Habadra-1)**: il a été foré en 1958 sur une structure de surface. Son but était la reconnaissance d'éventuels potentiels pétroliers du bassin du Mouydir Aguemour.

Les tests effectués sur les niveaux poreux du Dévonien inférieur (test 3&4) et de l'Ordovicien (test 6) ont donné de faibles débits de gaz combustible ( $5\text{m}^3/\text{H}$ ).

Toute fois, la plupart de ces niveaux gréseux sont envahis par l'eau douce.

Quelques bulles de gaz ont été observées dans la carotte N°5, prélevée dans la partie basale du Dévonien inférieur et dans les fissures des carottes 13&16 prélevées dans l'Ordovicien.

Dans les grès quartzitiques de l'Ordovicien, une perte de boue (30m<sup>3</sup>/j) a été notée ; cette perte serait liée à la fracturation (**Figure I. 6**).

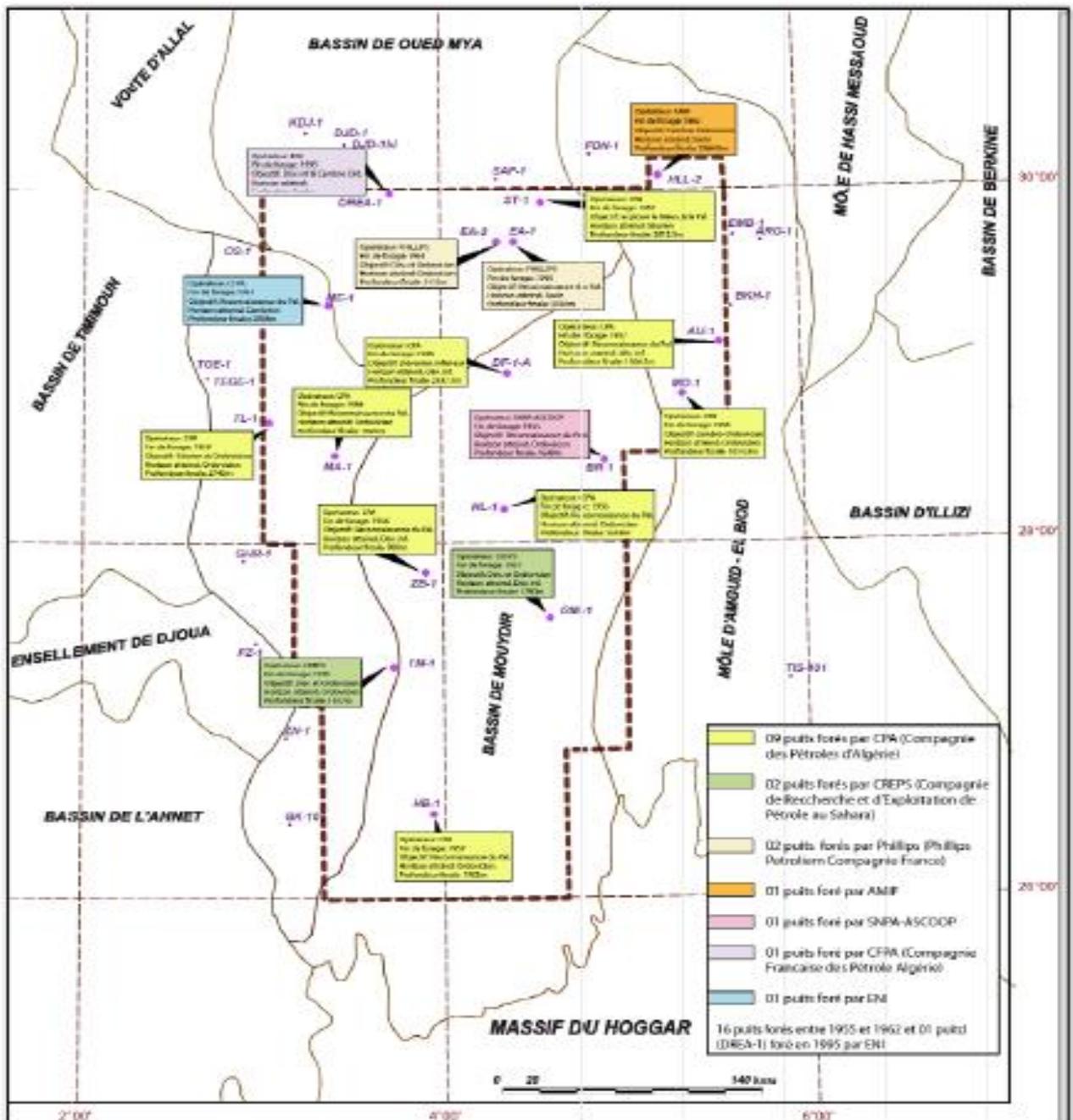


Figure I. 6: Carte des fiches techniques des puits du bassin de Mouydir (Document SONATRACH, 2012).

## **I-6 Aspect pétrolier du bassin de Mouydir**

La complexité du modèle géologique de séries Paléozoïques fait que les résultats des forages sont mauvais, ce qui aurait été du délaissement de la région.

Les potentialités du bassin dépendent des caractéristiques des roches mères, roches réservoirs, de la couverture et de la présence des pièges structuraux et/ou stratigraphiques.

### **I-6-1 Roches mères**

Comme dans toute la plate-forme saharienne, celles susceptibles de générer des hydrocarbures sont principalement les argiles basales du Silurien. Par ailleurs, les argiles du Dévonien supérieur, inférieur et l'Ordovicien peuvent s'ajouter par leur résultat géochimique assez bon. (T.DJEBAR et al 1990).

### **I-6-2 Roches réservoirs**

Une analyse comparative avec les régions de l'Ahnet et Oued Mya a permis de définir les formations gréseuses favorables aux accumulations des hydrocarbures qui sont :

#### **I-6-2-1 Cambro-ordovicien**

Les réservoirs du complexe Cambro-ordovicien sont de mauvaise qualité car ils ont une teneur élevée en argile.

- **Ordovicien**

Ils sont connus comme étant des réservoirs moyens ceci par leurs caractéristiques pétrophysiques médiocres à moyennes, leur qualité peut être améliorée dans les zones accidentées.

#### **I-6-2-2 Dévonien inférieur**

Ils présentent une porosité moyenne à bonne (R.SILEM 1991).

### **I-6-3 Roches couvertures**

La couverture des réservoirs Ordoviciens est assurée par les argiles Siluriennes et intraordoviciennes ; par contre, la couverture du Dévonien inférieur est assurée par les informations clastiques du Mésozoïque.

#### **I-6-4 Les pièges**

Les pièges reconnus sont de type structural ; ce sont des anticlinaux généralement adossés par des failles sans exclure l'existence des biseaux stratigraphiques.

#### **I-6-5 La Migration**

Jusqu'à présent la migration des hydrocarbures à été datée dans ce bassin en fin Carbonifère, ce même âge correspond à la phase d l'Orogenèse Hercynienne (Z.BENMOUMENE 1993) (**Figure I.7**).

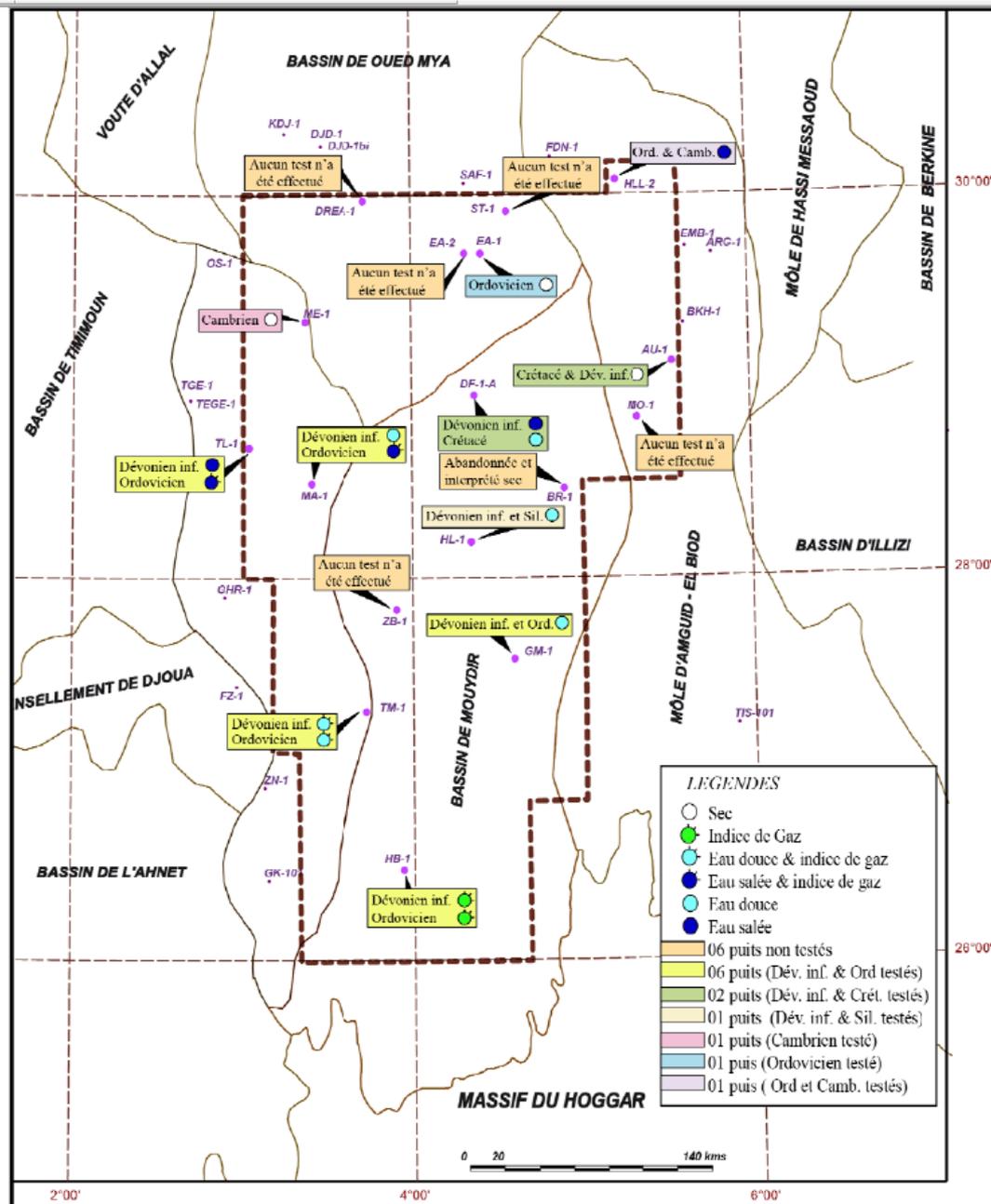


Figure I. 7: Carte de résultats pétroliers des puits du bassin de Mouydir (Document Sonatrach, 2012)

Figure I. 1:Situation géographique du bassin de Mouydir (Document Sonatrach, 2012).....	4
Figure I. 2:Carte géologique et position de puits du bassin de Mouydir .....	5
Figure I. 3:la colonne stratigraphique du bassin de Mouydir .....	9
Figure I. 4 : Carte structurale du bassin de Mouydir (Document Sonatrach, 2012) ..	11
Figure I. 5:Coupe montrant l'évolution géodynamique du bassin de Mouydir (M. Issad, 2012).....	15
Figure I. 6:Carte des fiches techniques des puits du bassin de Mouydir (Document SONATRACH, 2012). .....	17
Figure I. 7:Carte de résultats pétroliers des puits du bassin de Mouydir (Document Sonatrach, 2012).....	20
I-1 Situation géographique.....	4
I-2 Situation géologique .....	5
I-3 Cadre stratigraphique .....	6
I-3-1 Le Socle.....	6
I-3-2 Le Paléozoïque.....	6
I-3-3 Le Mésozoïque.....	7
I-3-4 Le Cénozoïque .....	8
I-3-5 Le Quaternaire .....	8
I-4 Aspect structural du bassin de Mouydir .....	10
I-4-1 Evolution tectonique affectant le bassin de Mouydir .....	12
I-4-2- Evolution géodynamique .....	14
I-5 Historique de l'exploration dans le bassin de Mouydir .....	16
I-6 Aspect pétrolier du bassin de Mouydir .....	18
I-6-1 Roches mères .....	18
I-6-2 Roches réservoirs .....	18
I-6-3 Roches couvertures .....	18
I-6-4 Les pièges .....	19
I-6-5 La Migration.....	19

## Introduction a la géochimie organique

La géochimie organique est une discipline appliquée à la géologie et elle est orientée vers la recherche pétrolière.

Elle a pour but de déterminer l'origine et les zones de formation des hydrocarbures dans un bassin sédimentaire. Il s'agit également de retrouver leurs voies de migration et leurs zones d'accumulation.

La matière organique est un constituant important des roches sédimentaires. Elle est fournie par le zooplancton, le phytoplancton, les bactéries ainsi que les végétaux supérieurs; elle est la source des hydrocarbures.

Plusieurs méthodes mathématiques, chimiques et physiques ont été introduites pour l'étude de cette matière organique ainsi que les différentes huiles des roches.

Avant son incorporation dans le sédiment, le matériel organique subit un transport et des altérations; le transport peut s'effectuer sous différentes formes. Suivant le cas, la matière organique peut être emmenée très loin ou tout près du milieu de production.

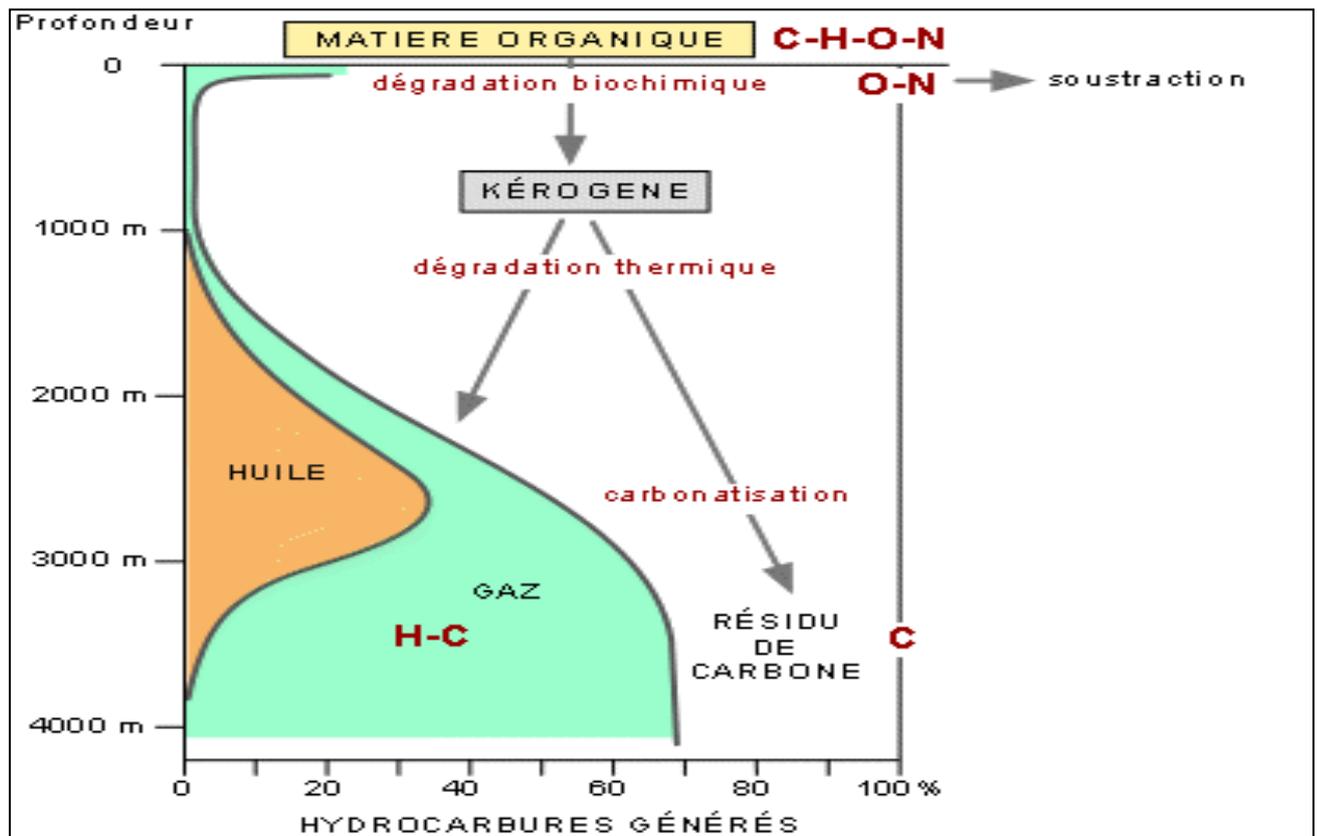
Les particules organiques subissent d'intenses altérations dans la tranche d'eau les transportant, surtout du fait des bactéries aérobies. La préservation de cette matière organique est favorisée par des milieux de sédimentation calmes et réducteurs (marges continentales, bassin de sédimentation ...) ainsi que par un enfouissement rapide.

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 se forme : c'est le composé majeur des matières organiques sédimentaires il est le résidu de transformation de la matière organique sous l'influence des bactéries ainsi que de multiples et complexes réactions physico-chimiques, ceci se poursuit au cours de l'enfouissement avec l'augmentation de la température et de la pression.

**-une phase catagenétique** : 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 métagenétique** : 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. (**Figure II.1**).



**Figure II. 1: processus d'évolution de la matière organique (Pierre André Bourque 1986)**

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.

## II-1 Méthodes d'analyses géochimiques

### II -1-1 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 ( $\text{CO}_2$ ) seront acheminés vers un tamis moléculaire et y seront retenus. Le pourcentage en carbone organique total (COT) est calculé sur les volumes de  $\text{CO}_2$  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 (**Tableau II.1**).

**Tableau II. 1 : Classification des roches en fonction de dosage du carbone organique total (COT).**

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

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

### II-1-2 La pyrolyse Rock-Eval

La caractérisation géochimique de la matière organique contenue dans les roches reste l'objectif principal en exploration pétrolière. Cette caractérisation se fait à partir d'une pyrolyse (une décomposition d'un **composé organique** par la chaleur -sans flamme, pour éviter l'**oxydation** et la **combustion**- pour obtenir d'autres produits) de la matière organique insoluble dans les solvants organiques : le kérogène.

La technique de la pyrolyse la plus utilisée est la méthode Rock-Eval (Espitalié et al, 1985) dont les modèles les plus récents déterminent également la teneur en C.O.T. Cette méthode permet de simuler, en un temps très court, la dégradation thermique naturelle du kérogène (Figure II.2).

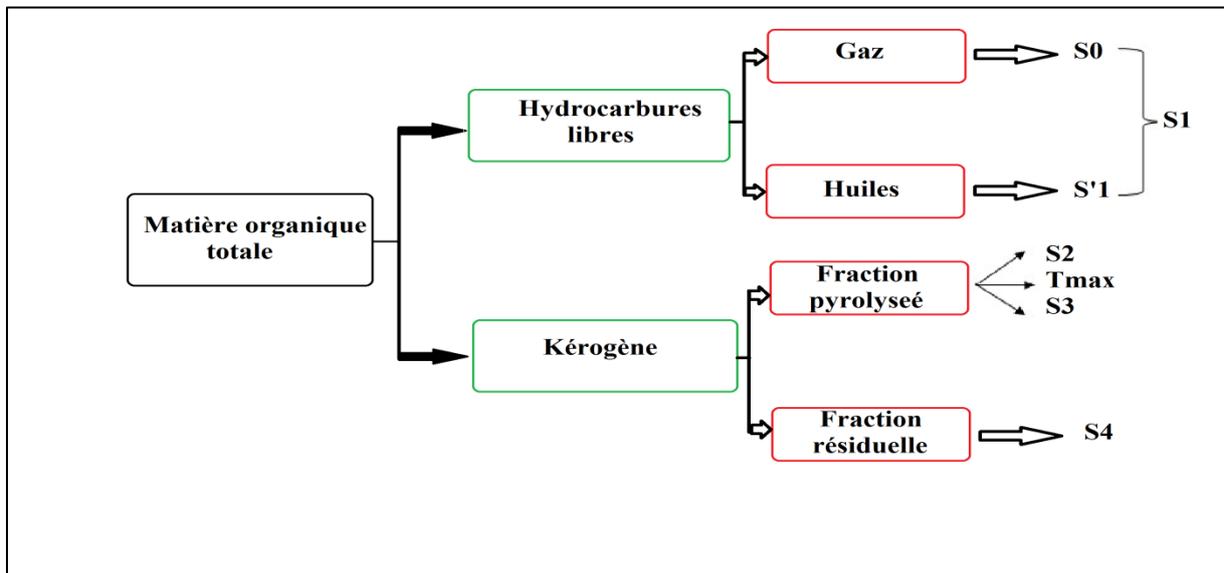


Figure II. 2: Schéma du principe analytique du Rock-Eval et les principaux facteurs mesurés. (Lafargue et al., 1998)

### II-2 Principe de la pyrolyse

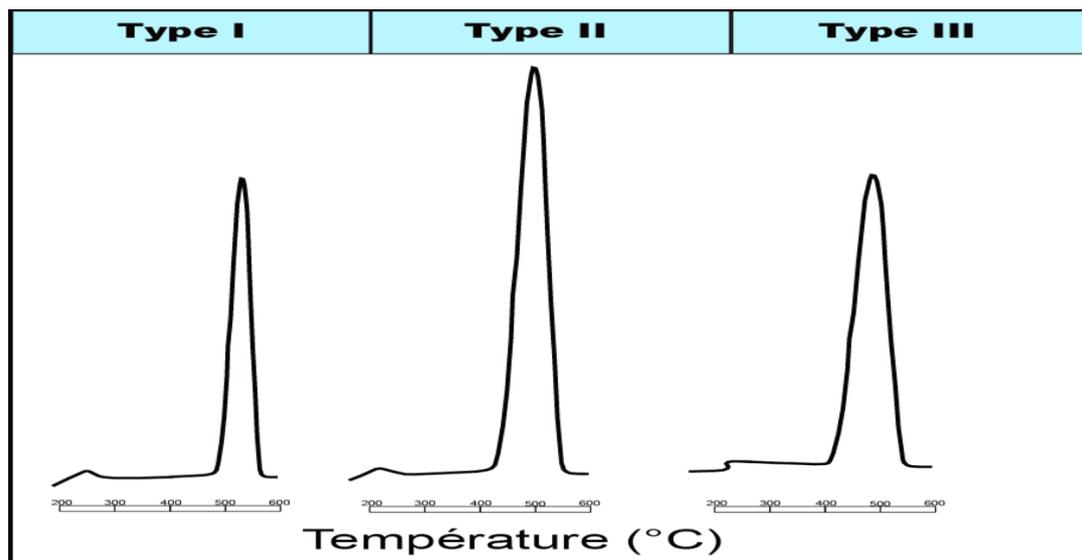
Le principe est basé sur la détection sélective et l'analyse quantitative des composés oxygénés et hydrocarbonés libérés par le kérogène et les hydrocarbures contenus dans un échantillon chauffé en programmation de température sous une atmosphère inerte.

Au fur et à mesure de l'augmentation de la température :

- Les hydrocarbures gazeux et liquides contenus dans la roche se volatilisent à température modérée donnant un pic  $P_1$  dont l'intégrale  $S_1$  (exprimé en mg d'hydrocarbures / g de roche) est représentative de la quantité d'hydrocarbures déjà présents.

• Le craquage du kérogène aboutit à une autre génération d'hydrocarbures issus maintenant non de thermo vaporisation, mais de la pyrolyse, ces hydrocarbures légers se manifestent par un pic  $P_2$  dont l'intégrale  $S_2$  (exprimé en mg d'HC / g de roche) exprime leur quantité et représente alors le potentiel pétrolier résiduel. La somme  $S_1+S_2$  exprime quant à elle le potentiel pétrolier total.

La forme du pic  $S_2$  est significative et peut éventuellement indiquer le type de matériel organique (**Figure II.3**).

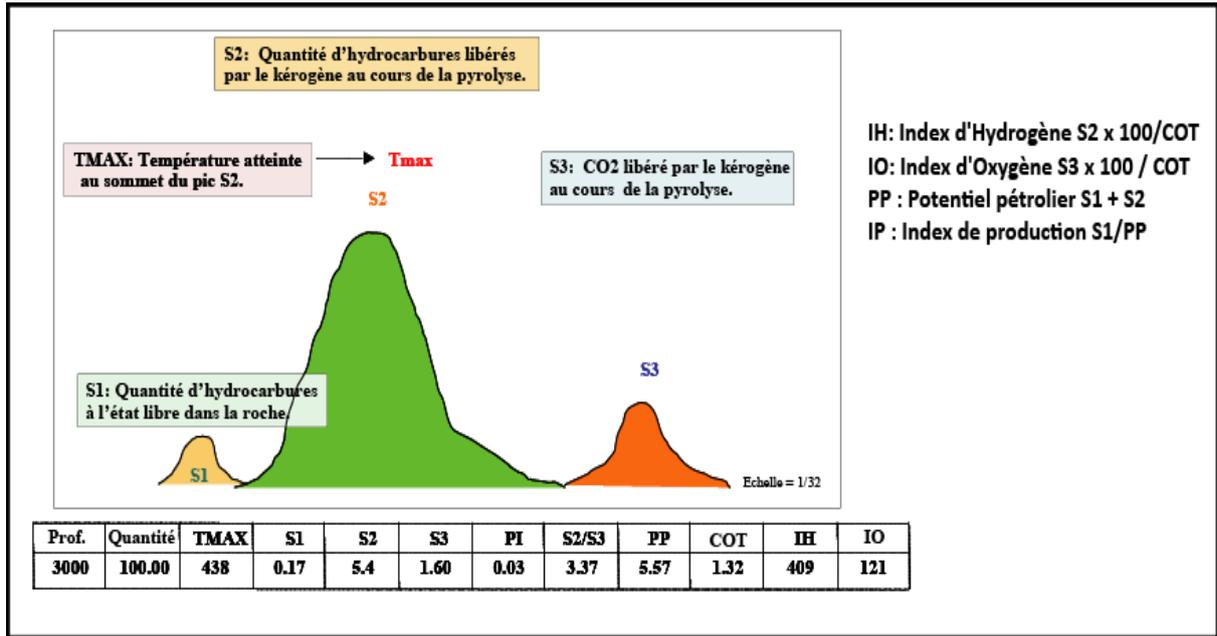


**Figure II. 3: Variation de la forme du pic S2 au cours de la maturation pour les trois types principaux de la matière organique.**

De même que ce paramètre permet d'évaluer la qualité des roches mères potentielles. Ainsi lorsque :

- \*  $S_2 < 2$  mg d'HC / g de roche  $\Rightarrow$  Roche mère pauvre.
- \*  $2 < S_2 < 5$  mg d'HC / g de roche  $\Rightarrow$  Roche mère moyenne.
- \*  $S_2 > 5$  mg d'HC / g de roche  $\Rightarrow$  Roche mère bonne.

• La combustion de la matière organique (ayant déjà subi une pyrolyse) sous air à  $600^\circ\text{C}$  finit par le dégagement de  $\text{CO}_2$ , qui sera représenté par le pic  $P_3$  et sa quantité par l'intégrale  $S_3$ , exprimé en mg de  $\text{CO}_2$  /g de roche (**Figure II.4**).

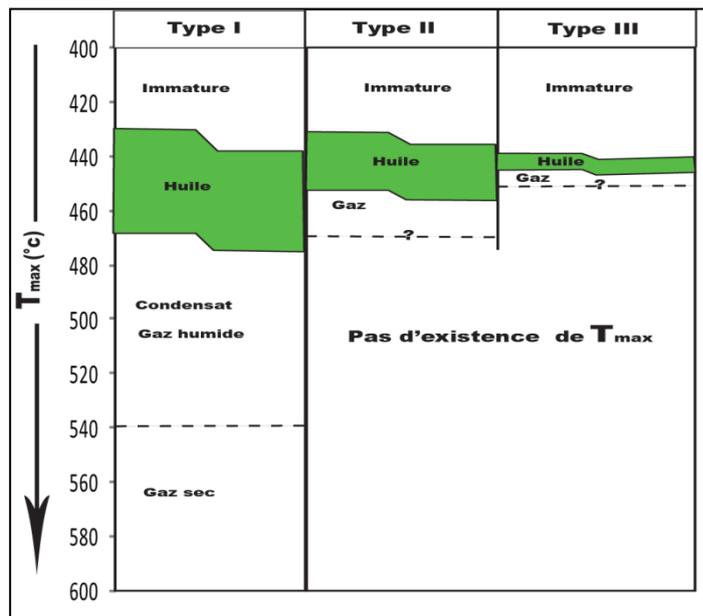


**Figure II. 4: Présentation des courbes de la pyrolyse Rock-Eval**

La température expérimentale de la pyrolyse est enregistrée au sommet du pic S<sub>2</sub>. Elle correspond à la **Tmax** qui est exprimée en degrés Celsius.

Les valeurs de Tmax augmentent avec l'accroissement du degré de maturation de la matière organique (Barker-1974, Espitalié et al-1985).

Elle est parmi les meilleurs critères pour la détermination de l'état d'évolution de la matière organique ; selon le type de la matière organique et la profondeur atteinte (**Figure II.5**).



**Figure II. 5 : Les principales zones de formation d'huile et du gaz en fonction de Tmax.**

## \* REMARQUE

Ces températures maximales de pyrolyse sont obtenues en laboratoire et ne correspondent pas aux températures actuelles dans lesquelles se trouvait l'échantillon prélevé. Il est utile de signaler encore une fois que la pyrolyse est une simulation de l'évolution thermique au cours des temps géologiques.

- les rapports S2/COT et S3/COT définissent respectivement un index d'Hydrogène (IH) et un index d'Oxygène (IO) ; ces deux index permettent dans un graphe de Van-Krevelen de décrire dans leurs chemins d'évolution, le type de la matière organique et son degré d'évolution (Kazi-Tani, 2002) (Figure II.6).

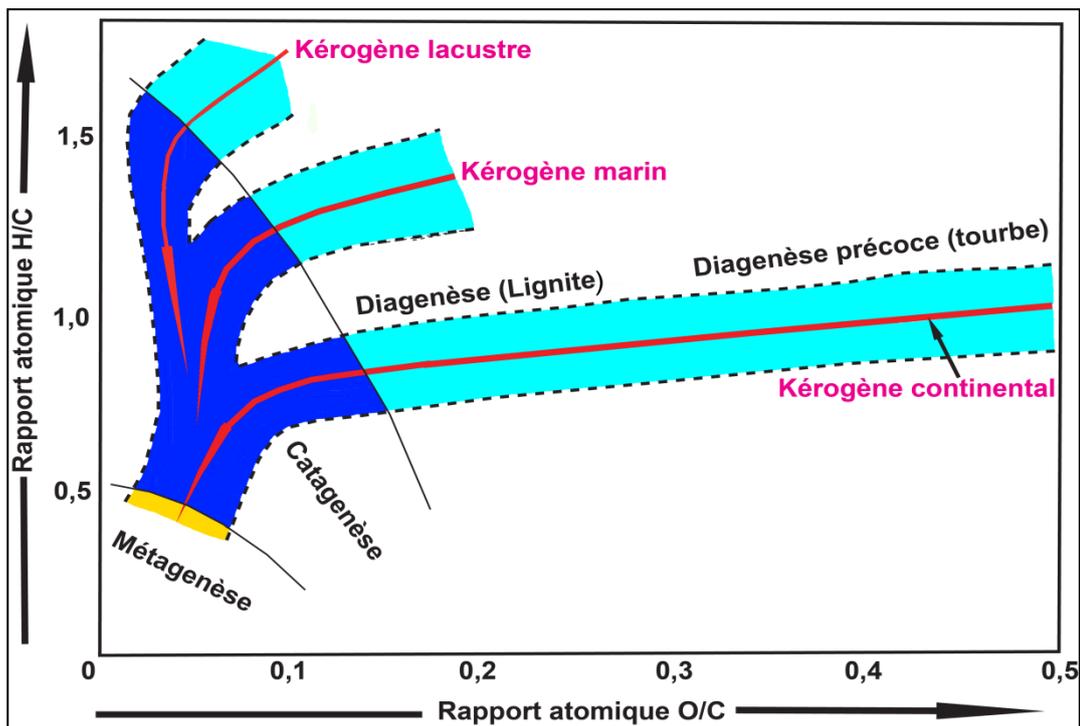


Figure II. 6: Diagramme de Van-Krevelen et les diverses lignées de la matière organique

## II-3 Paramètres calculés

### II--3-1 Le potentiel pétrolier (PP)

Dans le cas d'une roche-mère mature ayant généré des hydrocarbures, le potentiel pétrolier total est représenté par la somme :

$$\text{PP} = \text{S}_1 + \text{S}_2 \quad (\text{Exprimé en mg d'HC/g de roche}).$$

Ce paramètre peut identifier le potentiel pétrolier de la roche:

- \*  $PP < 0,5 \Rightarrow$  roche mère très faible.
- \*  $0,51 < PP < 2 \Rightarrow$  roche mère faible.
- \*  $2,01 < PP < 5 \Rightarrow$  roche mère moyenne.
- \*  $5,01 < PP < 20 \Rightarrow$  roche mère bonne.
- \*  $PP > 20 \Rightarrow$  roche mère très bonne.

**Remarque:**

Il ne faut pas confondre le potentiel pétrolier d'une roche avec sa richesse en matière organique. En effet, cette roche peut être très riche en matériel organique et présenter un potentiel pétrolier pauvre, ceci est observé pour les matières organiques de mauvaise qualité tel qu'un matériel de type IV (Negroni, 1988).

### II--3-2 l'index de production (IP)

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

$$IP = S_1 / (S_1 + S_2)$$

L'index de production présente deux éventualités extrêmes : 1 ou 0

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

Ce paramètre peut être considéré comme un critère de maturation :

- à partir de  $IP = 0.05$ , c'est le début de formation d'huile,
- à partir de  $IP = 0.40$ , c'est le maximum de formation d'huile.
- Au-delà de  $0.50$  le gaz se perd et les indices de production retombent.

### II-3-3 L'index d'hydrogène (IH)

Il exprime le rapport des hydrocarbures libérés par le kérogène lors de la pyrolyse au carbone organique total.

$$IH = (S_2 \times 100) / COT \quad (\text{Exprimé en mg d'HC /g de COT}).$$

Il est considéré:

- faible, si IH est inférieur à 100.
- moyen, si IH varie de 100 à 300.
- fort, si IH varie de 301 à 600.
- très fort, si IH est supérieur à 600.

### II-3-4 L'index d'oxygène (IO)

Il exprime le rapport entre le CO<sub>2</sub> libéré par le kérogène lors de la pyrolyse au carbone organique total.

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

Il est considéré:

- Très faible, si IO est inférieur à 50.
- faible, si IO varie de 51 à 100.
- Moyen, si IO varie de 101 à 200.
- Fort, si IO varie de 201 à 400.
- Très Fort, si IO est supérieur à 400.

Ces paramètres (IH, IO, Tmax et COT) sont représentés sous forme des diagrammes permettant de mieux interpréter ces résultats :

- IH/T max : qui donne aussi le type de la matière organique et son degré d'évolution
- Profondeur/COT : qui montre la variation du matériel avec la profondeur (**Figure II.7.8**).

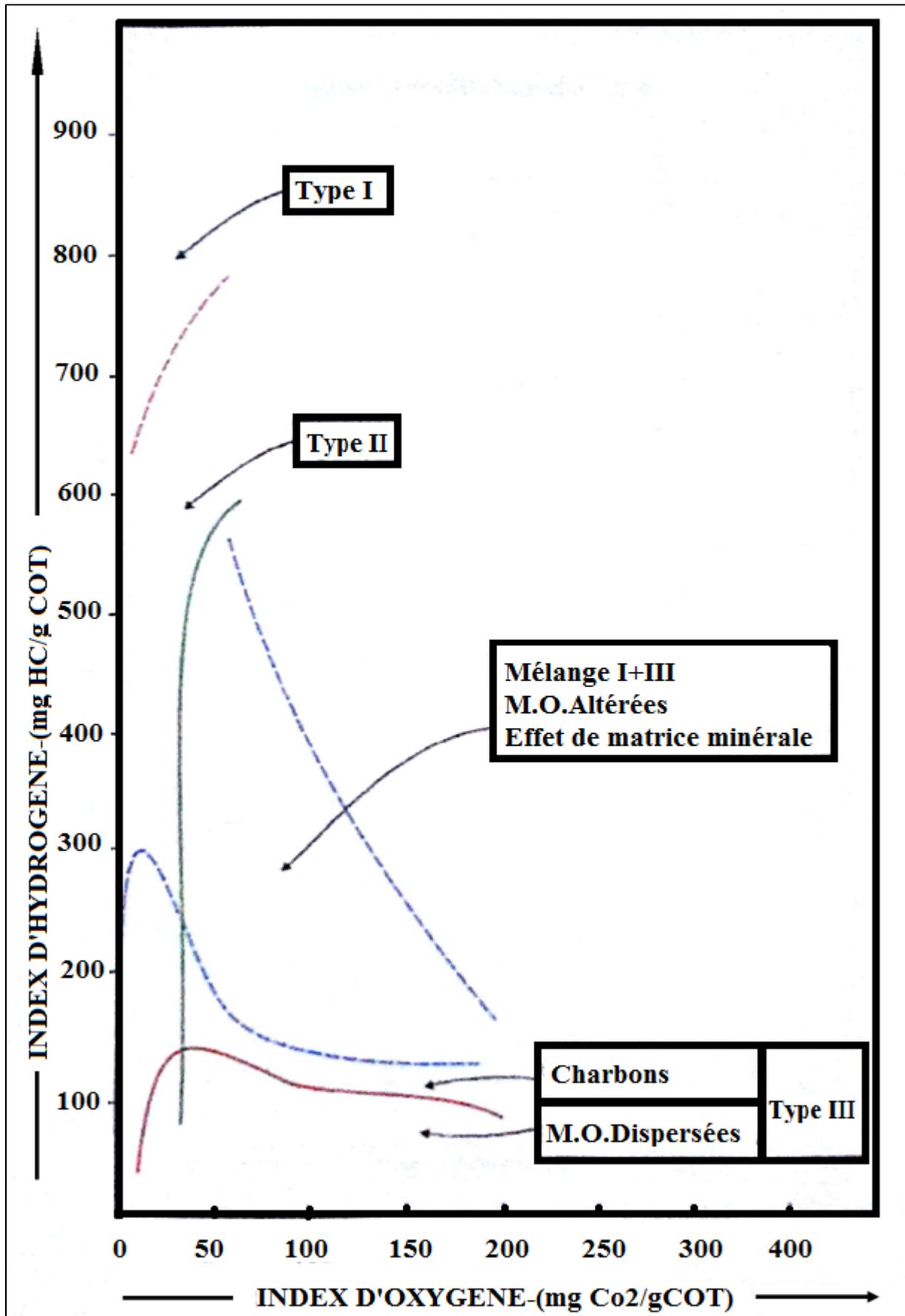


Figure II. 7: Diagramme général IH/IO

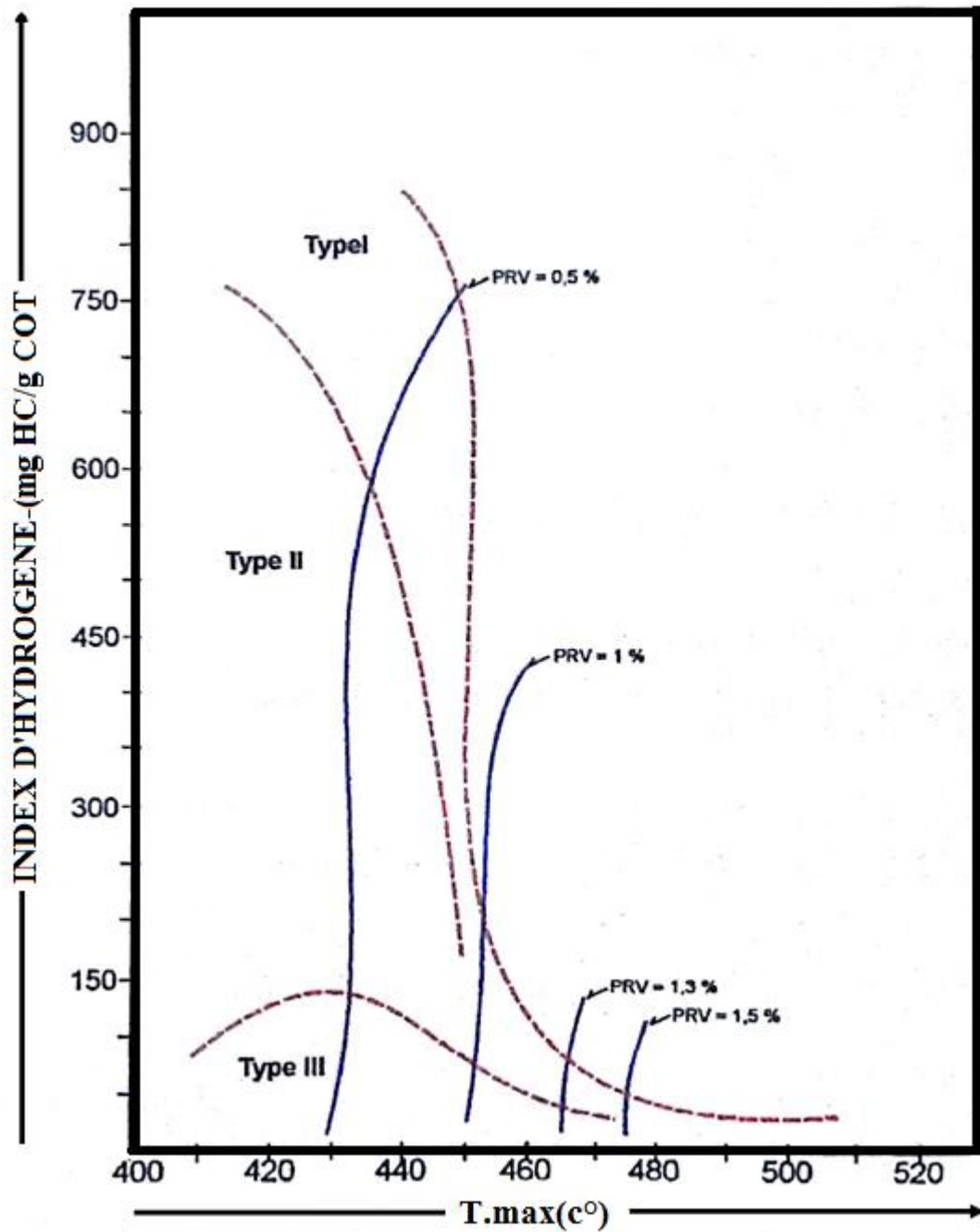


Figure II. 8: Diagramme général IH/T max

## II-4 Les méthodes optiques

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.

C'est alors que la matière organique est récupérée dans un tube à essai puis relavée pour éliminer le Bromoforme. Ce résidu sera étudié en lumière transmise, réfléchiée et fluorescente.

Pour l'étude en lumière réfléchiée, 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.

### II-4-1 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 (Staplin, 1969), elle correspond à l'indice d'altération thermique (IAT). Ce dernier passe du jaune pâle, au jaune, à l'orange, au brun puis au noir. Les couleurs les plus claires correspondent aux stades les moins évolués; de ce fait, les indices d'altération thermique les plus élevés déterminent les matières organiques les plus matures.

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

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

Cependant, des processus d'altération ou de remaniement peuvent affecter la coloration du palynomorphe; de plus, l'étude en lumière transmise diffère d'un observateur à un autre rendant parfois l'observation subjective.

### II-4-2 L'étude en lumière réfléchiée

Elle permet de déterminer le pouvoir réflecteur de la vitrinite (PRV) (dérivant de la gélification des tissus ligno-cellulosiques des végétaux supérieurs, survenue au cours de la

fossilisation pendant la diagenèse précoce). Cette dernière est un macéral rare à absent dans les kérogènes de type aquatique (I et II).

Ce pouvoir réflecteur estime l'état de maturation du kérogène. Cette étude se fait sur des matières organiques de type humique (continental, type III) où se trouvent en abondance les particules de vitrinite (Negroni, 1988).

La vitrinite est le macéral dont le pouvoir réflecteur et la teneur en carbone sont les plus élevés. Sa réflectance est moins dispersée que celle des autres groupes (liptinite et l'inertite). Elle évolue de façon continue au cours de toute l'houillification.

Le pouvoir réflecteur (PR) est calculé selon cette formule :

$$\text{PR} = \frac{\text{Intensité lumière réfléchie}}{\text{Intensité lumière incidente}} \quad (\text{Exprimé en pourcentage})$$

#### **REMARQUE :**

La vitrinite est généralement absente dans les terrains plus vieux que le Dévonien car c'est seulement à partir de cette période que les végétaux supérieurs terrestres se sont largement développés (Tissot et al, 1975).

Ces études, en lumière transmise et réfléchie, permettent de définir les différents types de matière organique ainsi que leur état d'évolution.

#### **II-4-3 L'étude en lumière fluorescente**

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

Cette étude ne permet pas l'observation des stades les plus matures car, dans ces cas-là, il n'y a plus de fluorescence (**Tableau II.2**).

**Tableau II. 2: Corrélation entre les différents paramètres de maturation**

	Diagenèse	Catagenèse		Métagenèse
Stades d'évolution	zone immature	zone de genèse d'huile	zone de genèse des condensats et gaz humides	zone de genèse des gaz secs
<b>P.R.V.</b>	0.3 à 0.5 %	0.5 à 1.35 %	1.35 à 2.0 %	2.0 à 3.0 %
<b>I.A.T.</b>	1.0 à 1.5	2.0 à 3.0	3.0 à 3.5	3.5 à 5.0
<b>T. max</b>	≤ 435°c	435°c à 465°c	465°c à 530°c	530°c à 550°c

Figure II. 1: processus d'évolution de la matière organique (Pierre André Bourque 1986) .....	22
Figure II. 2: Schéma du principe analytique du Rock-Eval et les principaux facteurs mesurés. (Lafargue et al., 1998) .....	24
Figure II. 3: Variation de la forme du pic S2 au cours de la maturation pour les trois types principaux de la matière organique. ....	25
Figure II. 4: Présentation des courbes de la pyrolyse Rock-Eval .....	26
Figure II. 5 : Les principales zones de formation d'huile et du gaz en fonction de Tmax. ....	26
Figure II. 6: Diagramme de Van-Krevelen et les diverses lignées de la matière organique ....	27
Figure II. 7: Diagramme général IH/IO .....	30
Figure II. 8: Diagramme général IH/T max .....	31

Tableau II. 1 : Classification des roches en fonction de dosage du carbone organique total (COT).....	23
Tableau II. 2: Corrélation entre les différents paramètres de maturation .....	34

Introduction a la géochimie organique.....	21
II-1 Méthodes d'analyses géochimiques .....	23
II -1-1 Dosage du carbone organique total (C.O.T.).....	23
II-1-2 La pyrolyse Rock-Eval .....	24
II-2 Principe de la pyrolyse .....	24
II-3 Paramètres calculés .....	27
II--3-1 Le potentiel pétrolier (PP) .....	27
II--3-2 l'index de production (IP) .....	28
II-3-3 L'index d'hydrogène (IH).....	28
II-3-4 L'index d'oxygène (IO).....	29
II-4 Les méthodes optiques .....	32
II-4-1 L'étude en lumière transmise .....	32
II-4-2 L'étude en lumière réfléchie .....	32
II-4-3 L'étude en lumière fluorescente.....	33



## Introduction

Ce chapitre est consacré à la caractérisation géochimique de la région étudiée, basée sur les résultats obtenus par l'étude géochimique de la matière organique (méthode de Rock-Eval et dosage de carbone) et une étude optique.

Les données obtenues sont représentées graphiquement sous forme de :

- Logs géochimiques pour mieux visualiser les niveaux roches mères.
- Diagrammes d'évolution des paramètres géochimiques en fonction de la profondeur (prof/COT).
- Diagrammes IH/IO et IH/Tmax, pour déterminer le type de la matière organique.

Les résultats utilisés pour la caractérisation géochimique sont traités suivant des conditions de normalisation de la méthode Rock-Eval.

## Méthodologie

Pour mieux caractériser les roches-mères du Paléozoïque et mener à terme les objectifs assignés à cette étude, nous avons traité les données géochimiques brutes en se basant sur les critères suivants (Espitalie, F.Marquis et G.Deroo 1986) :

- $S1$  et  $S2 < 0.2$  : IP et Tmax ne sont pas significatifs (à revoir).
- $COT < 1\%$  : tous les paramètres ne sont pas significatifs
- Si  $S2 > 0.2$  mg d'HC/g de roche pour avoir des Tmax significatives.
- $IP < 0.3$ , sinon les Tmax seront sous-estimées à cause de l'influence des hydrocarbures dans le craquage de la matière organique, d'où un S2 erroné.
- L'identification des niveaux roches-mères ayant un bon potentiel de génération a été fixée à un COT minimum de 1% (Selon les normes de l'IFP et d'autres sociétés).

Le tableau suivant résume les valeurs moyennes des paramètres géochimiques après traitement des données (**Tableau III. 1**).

PUITS	AGE	interval (m)	épaisseur(m)	COT (%)	S1(mg HC/GR*)	S2(mg HC/GR*)	S3(mg HC/GR*)	IH(mg HC/g)	IO(mg HC/g)	PP(mg HC/GR*)	IP	TMAX (°C)	PRV	IAT
GM-1	DEVONIEN SUP	398,9-947,05	548,2	3,82	0,16	0,47	0,55	13	15	0,63	0,32	517	2,3	4
GM-101		210,60-273	62,4	2,99	0,25	0,65	0,99	25	35	0,90	0,30	462	2	4
GM-103		507-577	70	1,39	0,038		0,24		21	0,04	1,00		1,50	4,5
TM-1		305-481,20	176,2	2,32	0,145	0,46	0,43	20	19	0,61	0,28	464	1	2,75
EA-1	SILURIEN	2413-2418	5	9,03	0,52	1,16		13,79		1,67	0,30	427,00		

**Tableau III. 2 : Les moyennes statistiques des paramètres géochimiques des puits (d'après les résultats de laboratoire rapport sonatrach n° 05/10.2027)**

### III-1-Interprétation des logs géochimiques :

On définit un log géochimique comme étant la représentation verticale sur l'ensemble des résultats de dosage du carbone et de la pyrolyse Rock Eval. Les logs géochimiques constituent un pas crucial vers la caractérisation des roches-mères car ils permettent une interprétation statistique des résultats (Espitalie, J., Laporte, J. L. et al, 1977), ainsi qu'une meilleure sélection des niveaux roches-mères potentielles.

A l'aide des différents sondages (GM-1, GM-101, GM-103, TM-1, EA-1.), on représentera la variation des différents paramètres géochimiques des deux roches mères principales du bassin de Mouydir.

#### III-1-1 Le puits Aguemour-1 {GM-1}

Le log géochimique du puits GM-1 obtenu pour l'intervalle de profondeur de 398.9 à 947.4 m avec une richesse moyenne à bonne, sauf une partie très bon qui ne atteint jusqu'à 5.06 % dans l'intervalle 399.6 à 401 m. les valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (S1) sont très faibles.

Les potentiels pétroliers résiduels (S2) compris entre 0.5 et 1 mg d'HC/g de roche, sont pauvres pour la roche mère du Dévonien supérieur.

Enfin, les températures maximales (Tmax) qui délimitent une zone mature de gaz sec sont supérieures à 550 C° (**Figure III. 1**).

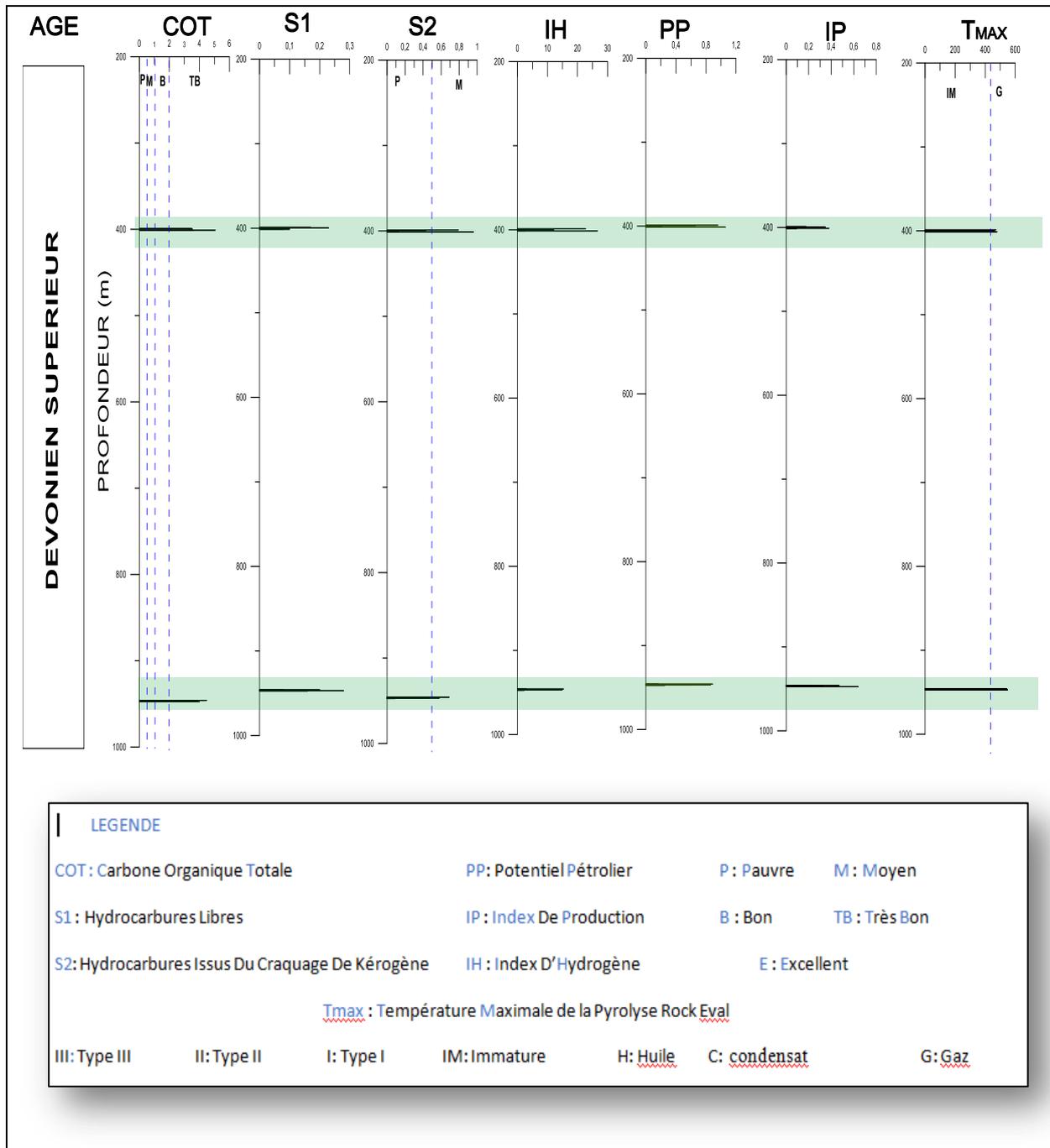


Figure III. 1: Log géochimique du puits GM-1

**III-1-2 Le puits Aguemour -101 {GM-101}**

Le log géochimique du puits GM-101 obtenu pour l'intervalle de profondeur de 61.80 à 273m avec une richesse moyenne à bonne, sauf une partie très bon ne qui atteint jusqu'à 5.59 % dans l'intervalle 272 à 273 m. Les valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (S1) sont très faibles.

Les potentiels pétroliers résiduels (S2) compris entre 0.5 et 1 mg d'HC/g de roche, sont pauvres pour la roche mère du Dévonien supérieur.

Enfin, les températures maximales (Tmax) qui délimitent une zone mature de condensat et gaz humides sont supérieures à 456 et 469 C° (**Figure III. 2**).

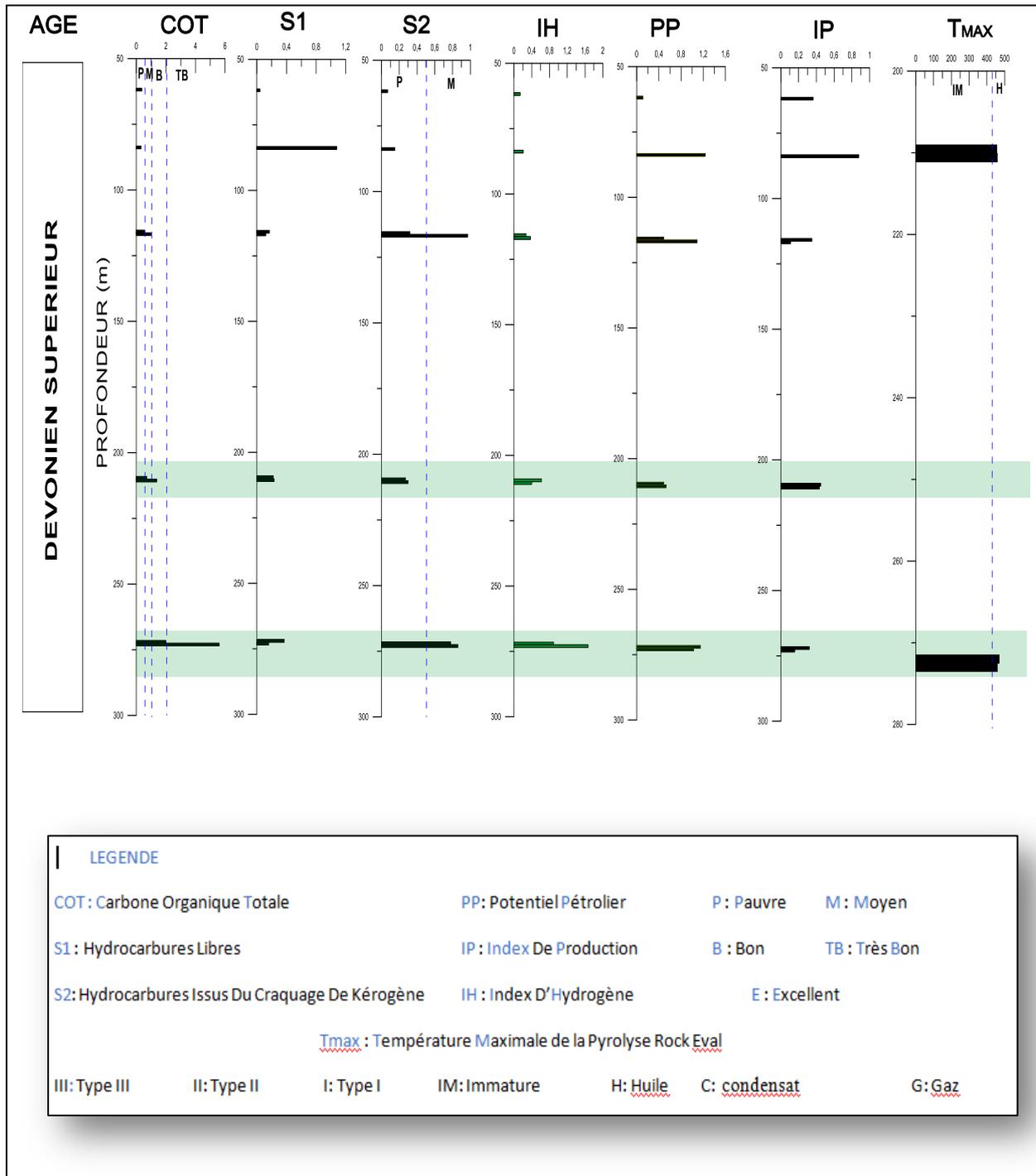


Figure III. 2: Log géochimique du puits GM-101

**III-1-4 Le Puits Aguemour -103 {GM-103}**

Le log géochimique du puits GM-103 obtenu pour l'intervalle de profondeur de 502 à 577 m avec une richesse moyenne à bonne qui varié entre 1 à 2 % dans l'intervalle 507 à 577 m. les valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (S1) sont très faibles.

Enfin, l'indice d'altération thermique (IAT) compris entre 4 et 5 EchCorreia donc se confirme que la zone est de genèse des gaz sec (**Figure III. 3**).

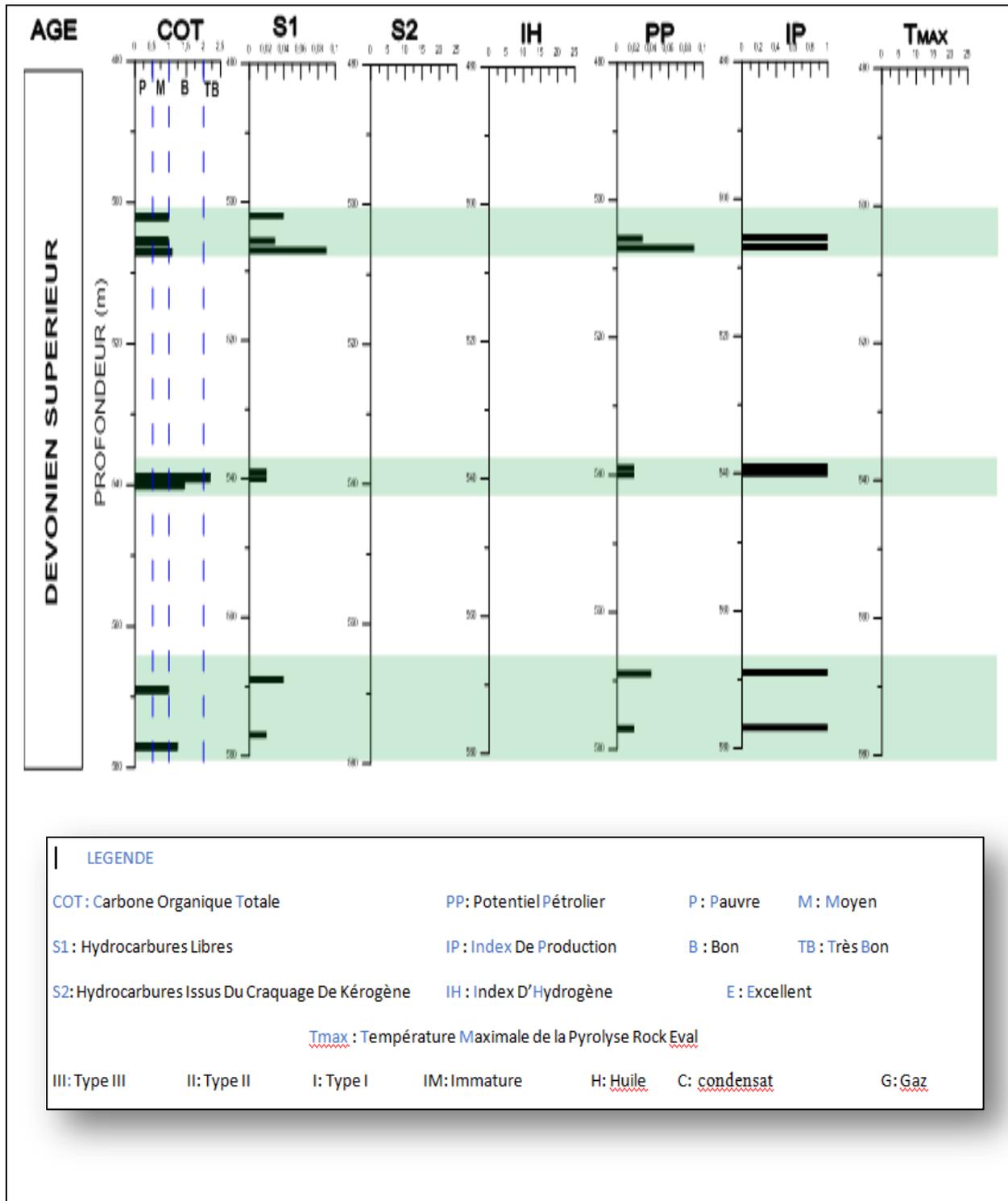


Figure III. 3: Log géochimique du puits GM-103

**III-1-5 Le puits Tamesguidat -1 {TM-1}**

Le log géochimique du puits TM-1 obtenu pour l'intervalle de profondeur de 305 à 1410.5m avec une richesse bonne à très bonne au niveau de la roche-mère Dévonien supérieur, qui varié entre 1 à 4 % dans l'intervalle 305 à 481.2 m, avec une richesse pauvre au niveau de la roche-mère Silurien. Les valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (S1) sont très faibles.

Les valeurs potentielles pétrolières résiduelles (S2) sont pauvres pour la roche-mère du Dévonien supérieur et Silurienne.

Les températures maximales (Tmax) qui délimitent une zone mature de gaz sec sont comprises entre 443 et 509 c° au niveau de deux roches mères.

Enfin, l'indice d'altération thermique (IAT) compris entre 4 EchCorreia confirme donc que la zone est mature de gaz sec (**Figure III. 4**).

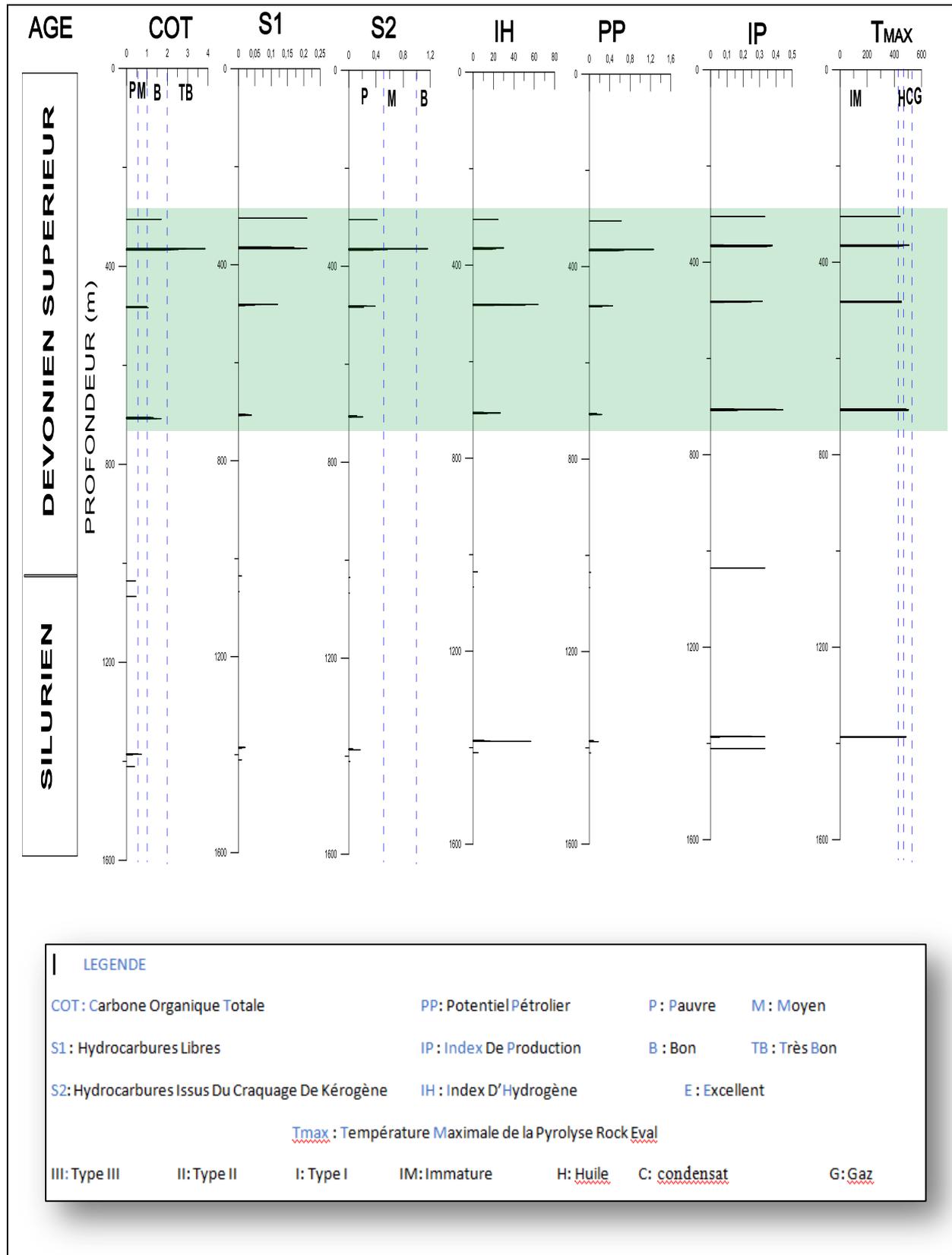


Figure III. 4 : Log géochimique du puits TM-1

**III-1-6 Le puits Elatchane -1 {EA-1}**

Le log géochimique du puits EA-1 obtenu pour l'intervalle de profondeur de 2413 à 2418 m avec une richesse très bonne à excellente au niveau de la roche-mère Silurienne, qui peut atteindre 12%. Les valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (S1) sont très faibles.

Les valeurs potentielles pétrolières résiduelles (S2) sont pauvres pour la roche mère Silurienne.

Le degré d'évolution très avancé du kérogène (phase à gaz sec) est probablement la raison essentielle de la faiblesse des paramètres S1, S2 et PP (**Figure III. 5**).

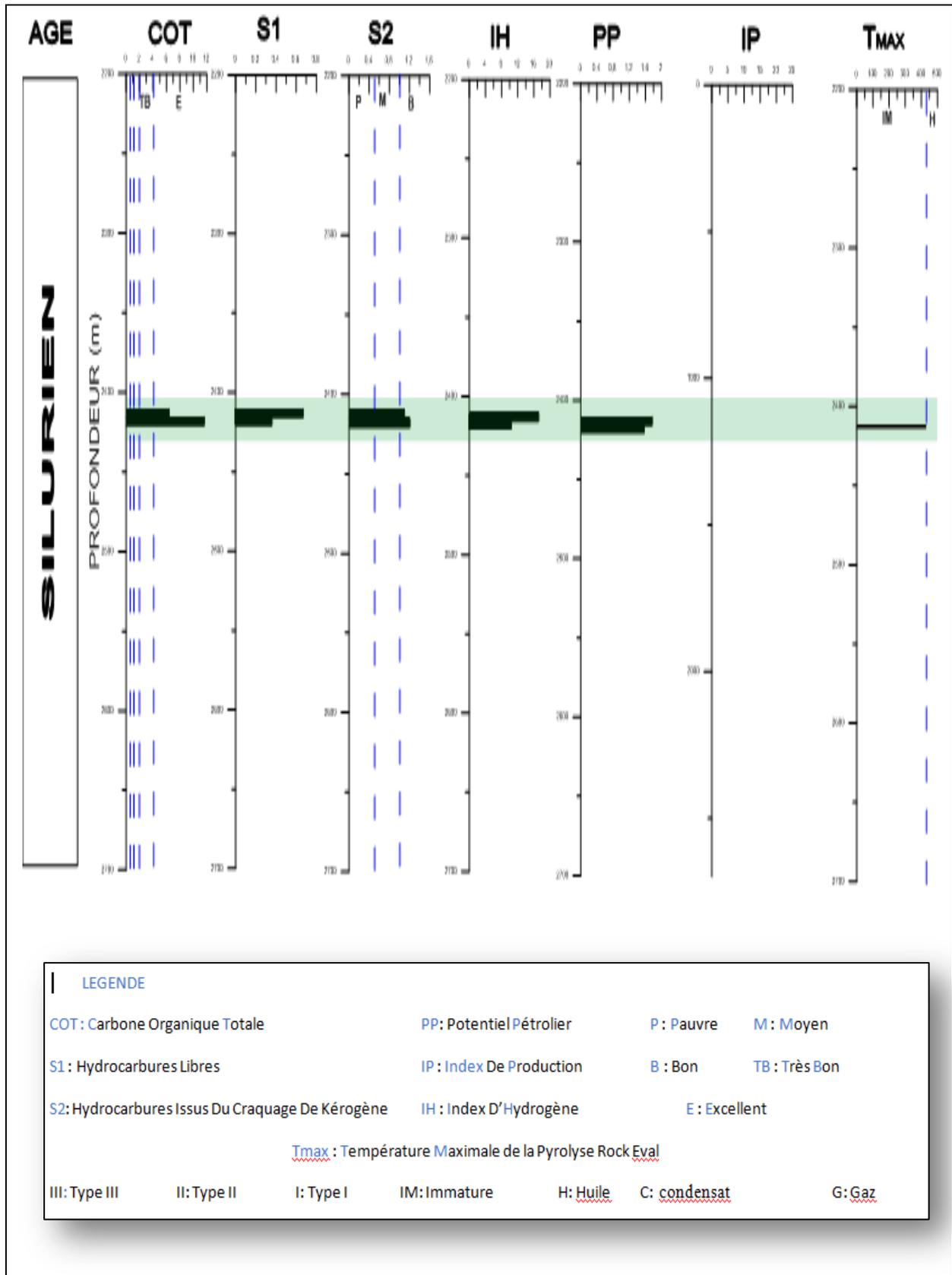


Figure III. 5: Log géochimique du puits EA-1

## III-2 Caractérisation du niveau roches mères

Pour mieux avoir une idée plus claire sur la caractérisation de la matière organique et apprécier sa qualité et la maturité des roches mères, nous avons tracé les diagrammes suivants :

- Profondeur/COT
- IH/IO
- IH/Tmax

D'après l'analyse des logs géochimiques, on trouve deux niveaux de la roche-mère :

### III-2-1 Roche mère silurienne

#### III-2-1-1 Diagramme profondeur/COT

Ce diagramme montre la variation de COT avec la profondeur et on a résumé dans le tableau suivant : (**Figure III. 6**).

PUITS	Enfouissement de la roche-mère (m)	Valeurs COT(%)	Observation
EA-1	<u>2413-2420</u>	<u>6-12</u>	<u>Tres bones à excellentes</u>
HB-1	<u>1130-1140</u>	<u>0,3-0,5</u>	<u>pauvre</u>
MA-1	<u>1150-1153</u>	<u>0,3-1,5</u>	<u>pauvre à moyenne</u>
ME-1	<u>1650-2050</u>	<u>0,5-1</u>	<u>moyenne</u>
TM-1	<u>1030-1415</u>	<u>0,3-1</u>	<u>pauvre à moyenne</u>

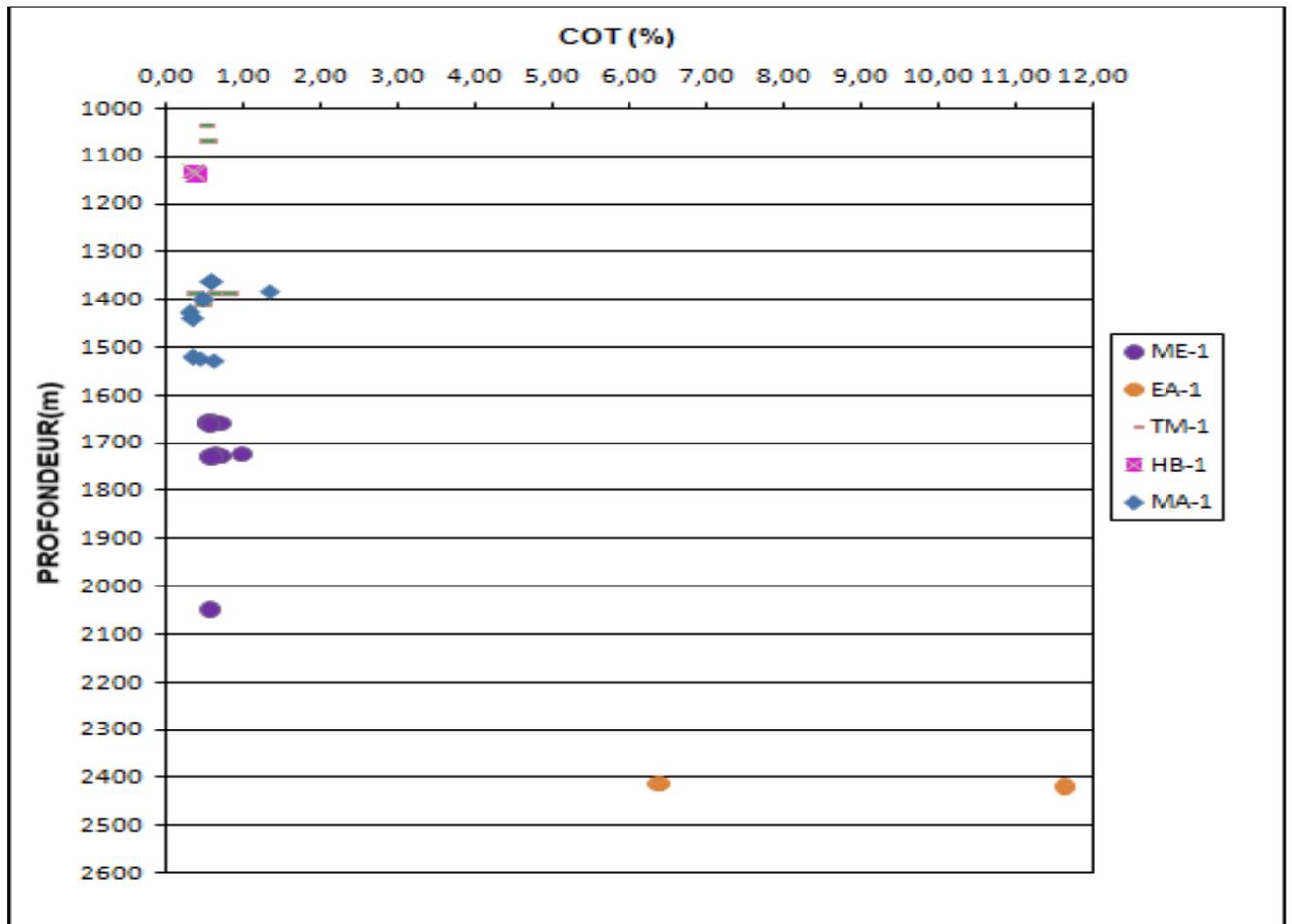


Figure III. 6: Diagramme profondeur/COT de la roche mère silurienne

### III-2-1-2 Diagramme IH/IO

Ce diagramme montre la variation de l'index d'hydrogène en fonction de l'index d'oxygène et permet de classer et de reconnaître les différents types de matière organique étudiée.

L'analyse de ce diagramme montre que les valeurs de IO et IH sont faibles pour les puits

EA-1, HB-1, MA-1, ME-1 et TM-1 ; donc, le type de la matière organique dans ces puits est de type II qui correspond au milieu continental (Figure III. 7).

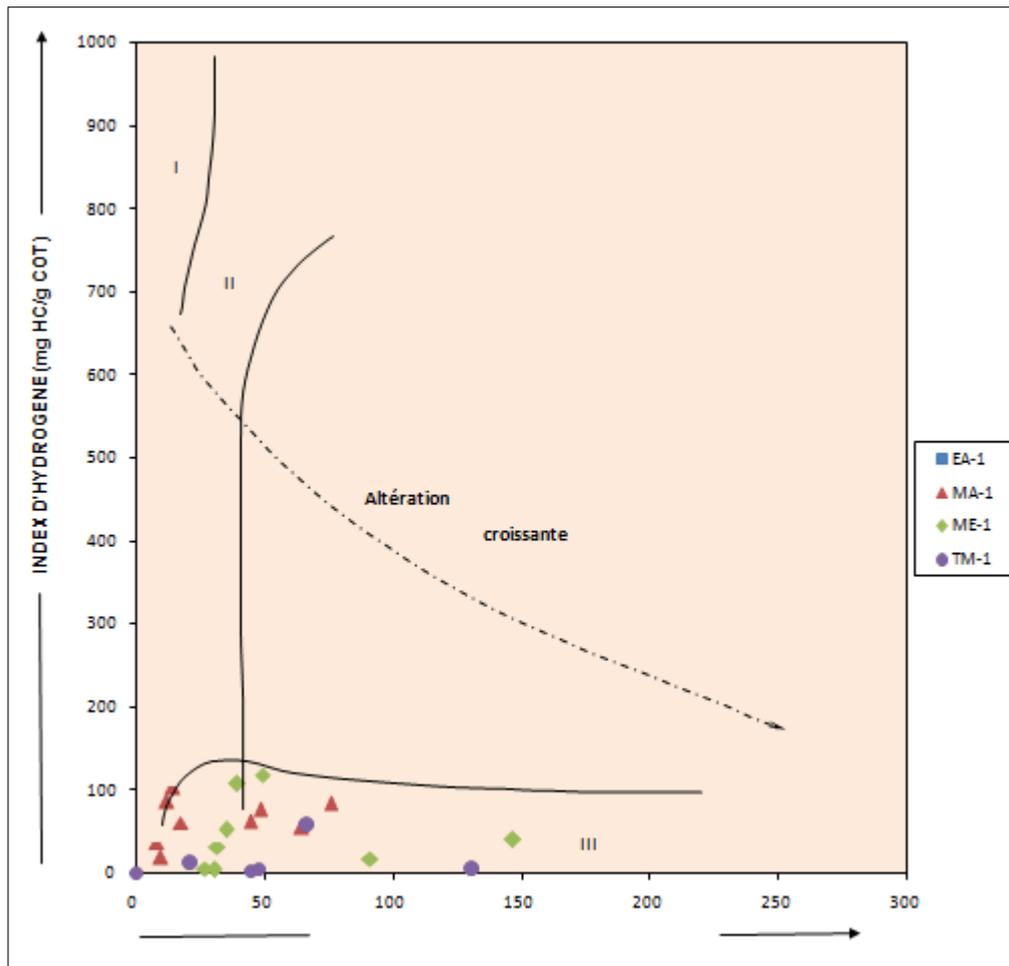


Figure III. 7 : Diagramme IH/IO de la roche-mère silurienne

### III-2-1-3 Diagramme IH/T max

Le Silurien du Sahara Algérien est connu mondialement qu'il est de type II marin. D'après notre diagramme IH/T max qui représente le type de la matière organique ou kérogène en même temps les phases donnant la formation des HC, on remarque que le plus grand nombre des points dans le diagramme se concentrent entre les types II et III. Ce résultat se contredit au type II du Silurien. Cela peut être expliqué par plusieurs phénomènes, à savoir l'altération de la matière organique touchée par la discordance hercynienne (oxydation) ; d'autre part, cela est dû à la mauvaise conservation des carottes et du cutting prélevé pendant le forage et contaminé par d'autres roches (Figure III. 8).

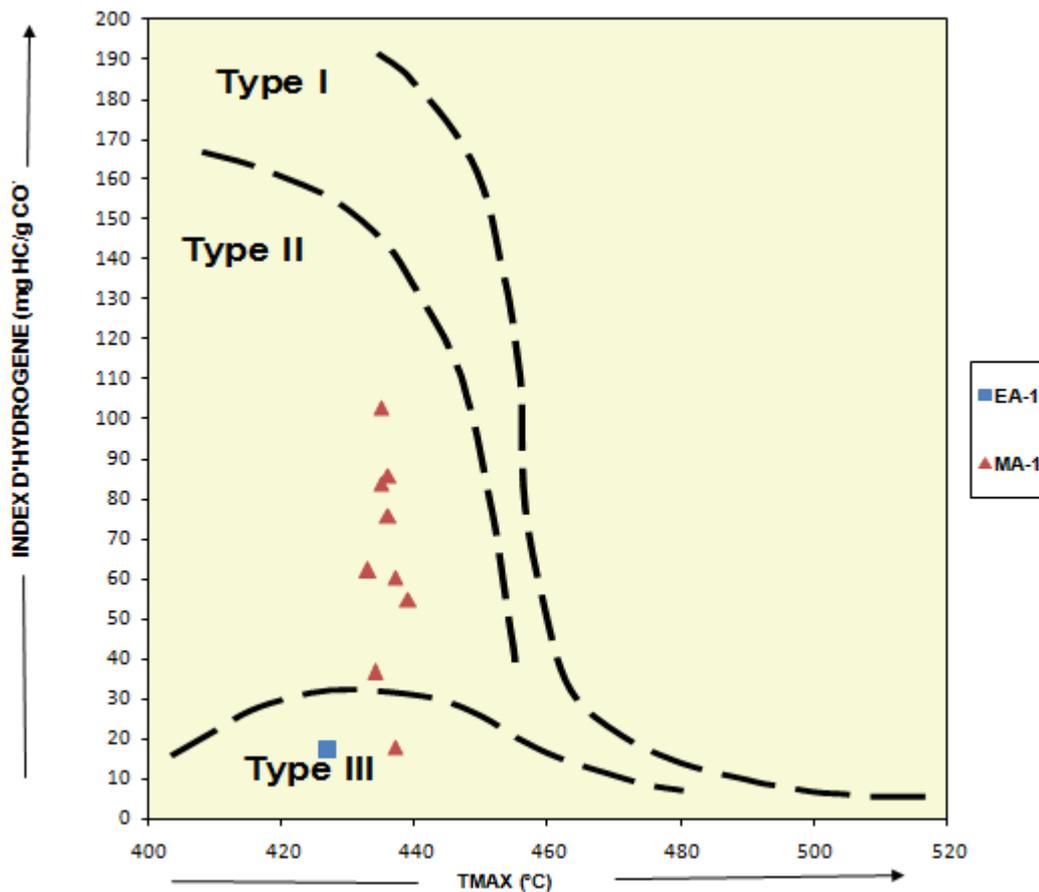


Figure III. 8 : Diagramme IH/T max de la roche-mère Silurienne

**III-2-2 Interprétation des résultats géochimiques**

Le Silurien a été testé dans les sondages EA-1, HB-1, MA-1, ME-1 et TM-1 et sa composition lithologique est à tendance argileuse. Les valeurs moyennes des paramètres géochimiques lorsque les valeurs de COT>1(%) sont présentées dans le tableau suivant (Tableau III. 2).

PUITS	AGE	interval (m)	eppaisseur(m)	COT (%)	S1(mg HC/GR <sup>+</sup> )	S2(mgHC/GR <sup>+</sup> )	S3(mgHC/GR <sup>+</sup> )	IH(mg HC/g)	IO(m HC/g)	PP(mgHC/GR <sup>+</sup> )	IP	TMAX (°C)	PRV	IAT
EA-1	SILURIEN	<u>2413-2418</u>	<u>5</u>	<u>9,03</u>	<u>0,52</u>	<u>1,16</u>		<u>13,79</u>		<u>1,67</u>	<u>0,30</u>	<u>427,00</u>		

Tableau III. 3: les valeurs moyennes des paramètres géochimiques de la roche-mère Silurienne

### III-2-3 Roche mère du dévonien supérieur

#### III-2-3-1 Diagramme Profondeur /COT

Ce diagramme montre la variation de COT avec la profondeur et on a résumé dans le tableau suivant : (Figure III. 9).

PUITS	Enfouissement de la roche-mère (m)	Valeurs COT(%)	Observation
GM-1	<u>390-950</u>	<u>3-5,6</u>	<u>Tres bones à excellentes</u>
GM-101	<u>61,80-275</u>	<u>0,32-6</u>	<u>pauvre à excellentes</u>
GM-102	<u>225</u>	<u>0,65</u>	<u>moyenne</u>
GM-103	<u>500-580</u>	<u>0,98-2,5</u>	<u>bonnes à très bonnes</u>
TM-1	<u>300-707,7</u>	<u>0,4-4</u>	<u>pauvre à très bonnes</u>

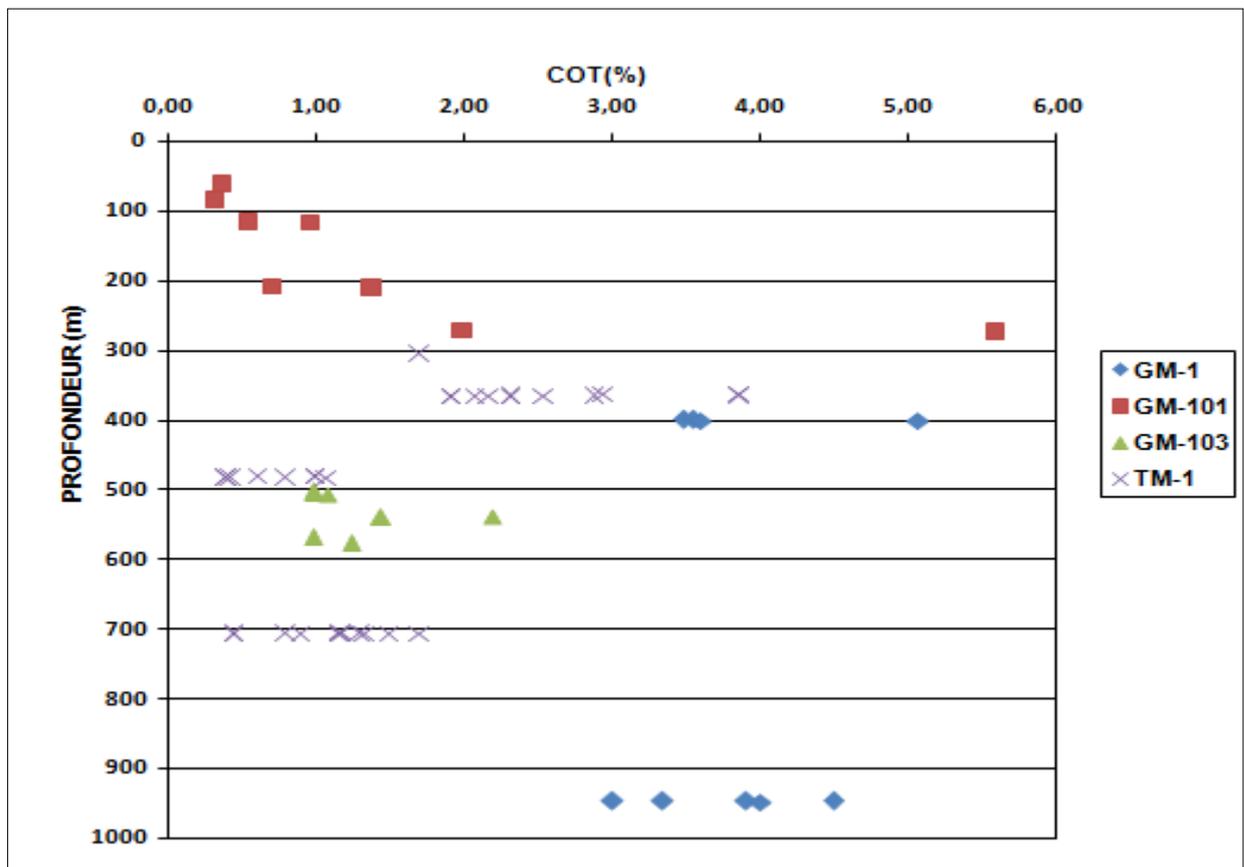


Figure III. 9: Diagramme profondeur/COT de la roche-mère du Dévonien supérieur

### III-2-3-3 Diagramme IH/IO

L'analyse de ce diagramme montre que les valeurs de IO et IH sont faibles on a donc :

Pour les puits GM-1, GM-101, GM-102 et GM-103 et TM-1, le type de la matière organique est de type mixte II et III (marin, continental) (**Figure III. 10**).

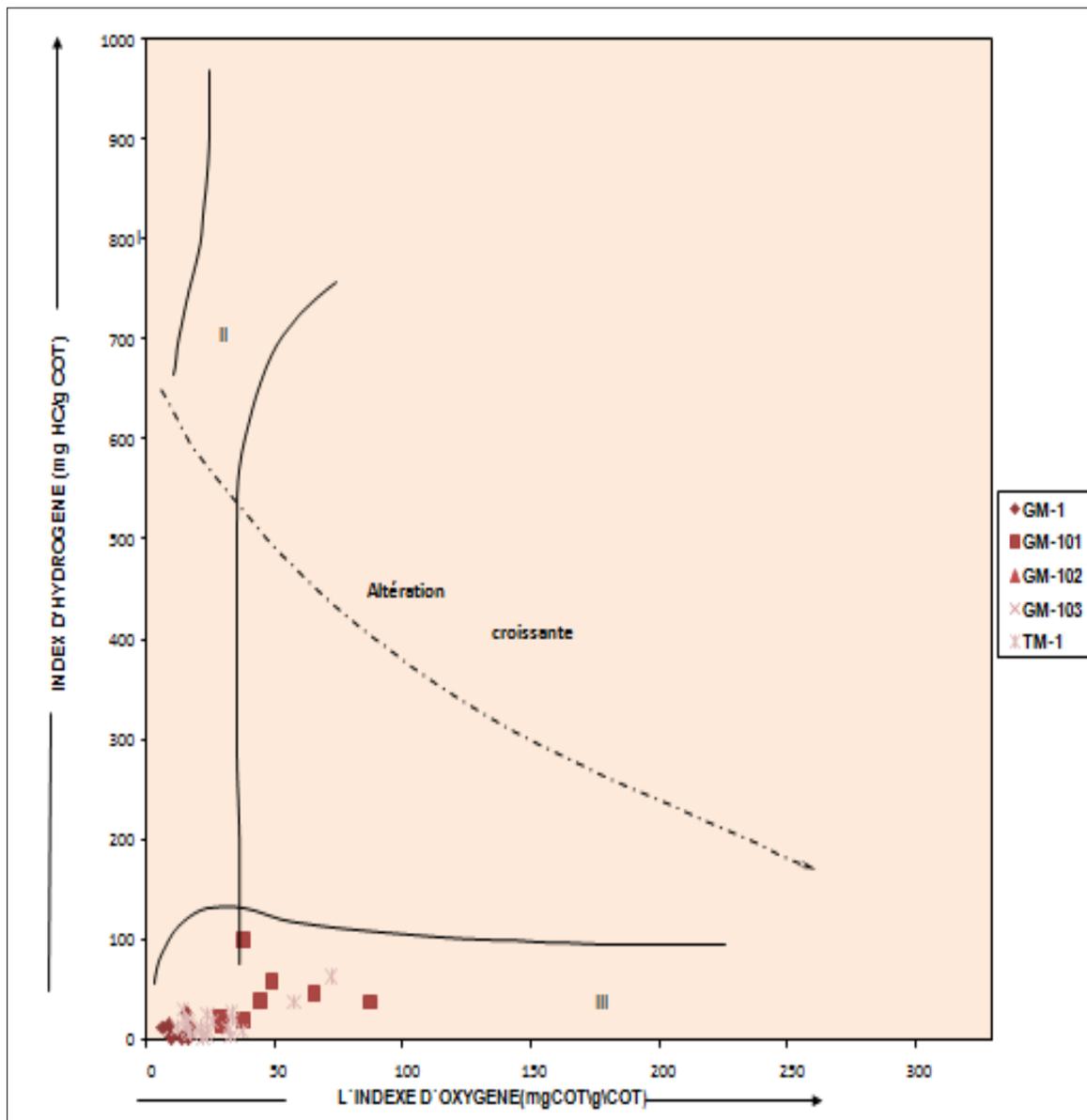


Figure III. 10 : Diagramme IH/IO de la roche-mère du Dévonien supérieur

### III-2-3-4 Diagramme IH/T max:

Du point de vue maturation ce diagramme nous montre que la concentration des différents points se trouve dans la zone à gaz sec (GM-1, GM-103, TM-1) et on a le puits GM-101 qui se trouve dans la zone à condensat à gaz humide. (Figure III. 11).

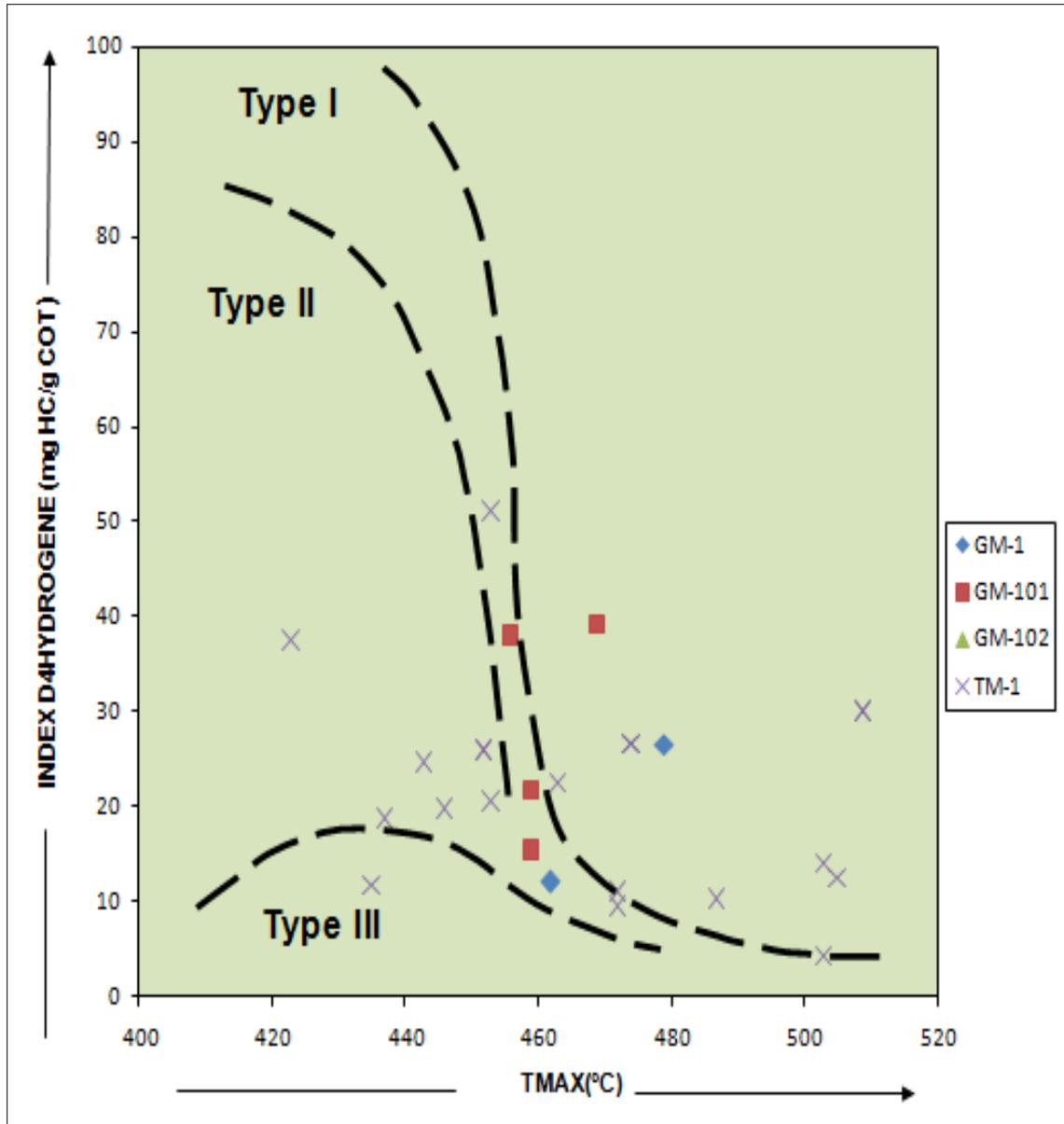


Figure III. 11: Diagramme IH/T max de la roche-mère du Dévonien supérieur

### III -2-4 Interprétation des résultats géochimiques

Le Dévonien supérieur a été étudié dans les sondages GM-1, GM-101, GM-102, GM-103 et TM-1 ; il est composé des argiles noires radioactives. Sur la base des données géochimiques issues des résultats d'analyse de la matière organique au niveau de ces sondages, on a pu établir les différentes cartes : en iso-paque, iso-richesse, iso-maturité, iso-potentiel pétrolier et iso-potentiel pétrolier résiduel, isobathes (**Tableau III. 4**).

PUITS	AGE	interval (m)	eppaisseur(m)	COT (%)	S1(mg HC/GR <sup>+</sup> )	S2(mg HC/GR <sup>+</sup> )	S3(mg HC/GR <sup>+</sup> )	IH(mg HC/g)	IO(mg HC/g)	PP(mg HC/GR <sup>+</sup> )	IP	TMAX (°C)	PRV	IAT
GM-1	DEVONNIEN SUP	<u>398,9-947,05</u>	<u>548,2</u>	<u>3,82</u>	<u>0,16</u>	<u>0,47</u>	<u>0,55</u>	<u>13</u>	<u>15</u>	<u>0,63</u>	<u>0,32</u>	<u>517</u>	<u>2,3</u>	<u>4</u>
GM-101		<u>210,60-273</u>	<u>62,4</u>	<u>2,99</u>	<u>0,25</u>	<u>0,65</u>	<u>0,99</u>	<u>25</u>	<u>35</u>	<u>0,90</u>	<u>0,30</u>	<u>462</u>	<u>2</u>	<u>4</u>
GM-103		<u>507-577</u>	<u>70</u>	<u>1,39</u>	<u>0,038</u>		<u>0,24</u>		<u>21</u>	<u>0,04</u>	<u>1,00</u>		<u>1,50</u>	<u>4,5</u>
TM-1		<u>305-481,20</u>	<u>176,2</u>	<u>2,32</u>	<u>0,145</u>	<u>0,46</u>	<u>0,43</u>	<u>20</u>	<u>19</u>	<u>0,61</u>	<u>0,28</u>	<u>464</u>	<u>1</u>	<u>2,75</u>

**Tableau III. 5 : les valeurs moyennes des paramètres géochimiques de la roche-mère du Dévonien supérieur**

#### III-2-4-1 La carte en iso-paque

Cette carte montre la variation de la série sédimentaire du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir, qui représente une valeur moyenne de 215m

D'après l'analyse de cette carte, on remarque que l'épaisseur augmente vers le centre du bassin, la plus grande épaisseur est localisée au niveau de puits GM-1 avec une valeur de 548.2m et l'épaisseur minimale se trouve au niveau du puits GM-101 avec une valeur de 62.4m (**Figure III.12**).

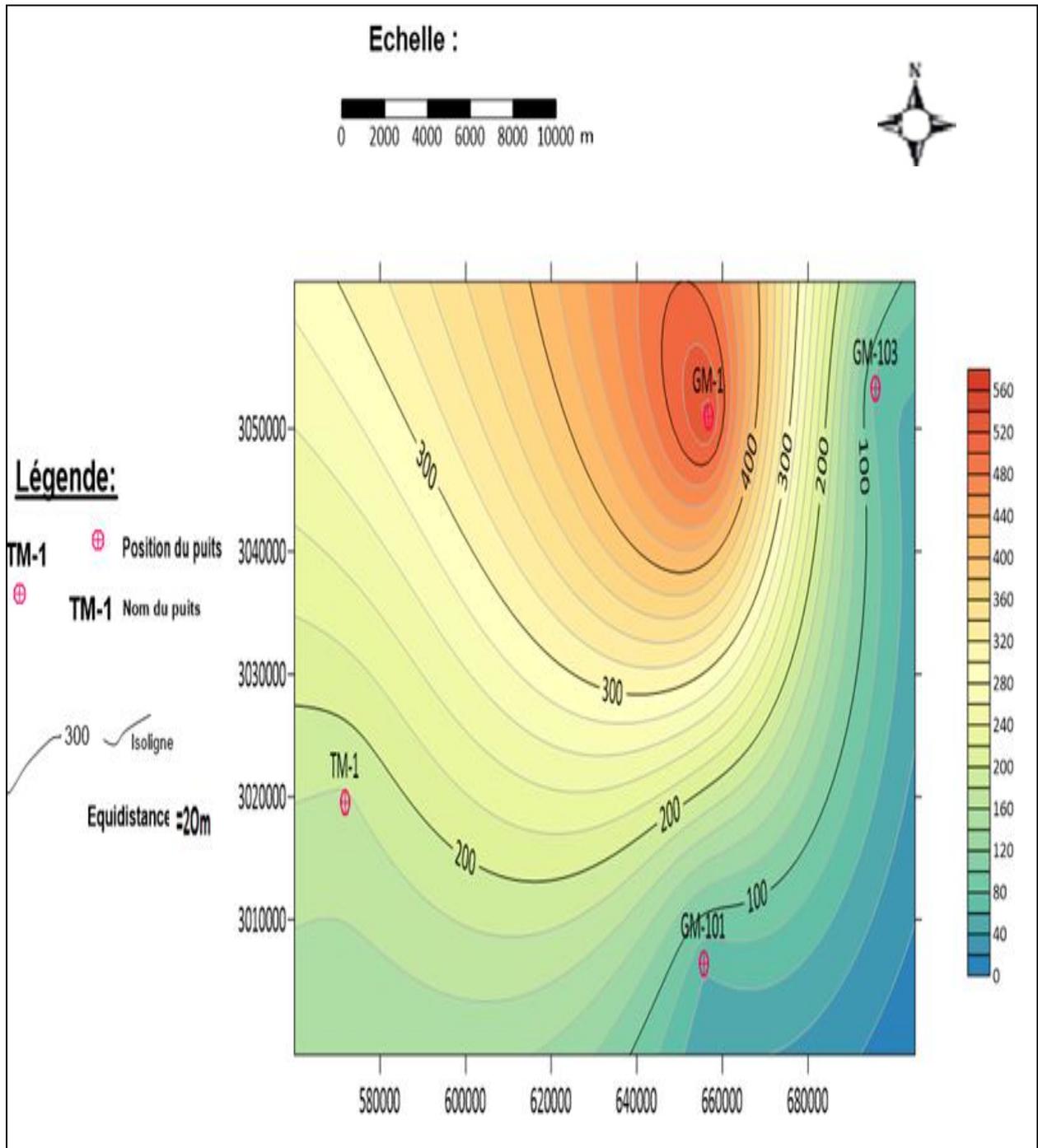


Figure III. 12 : Carte en iso-paque de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir

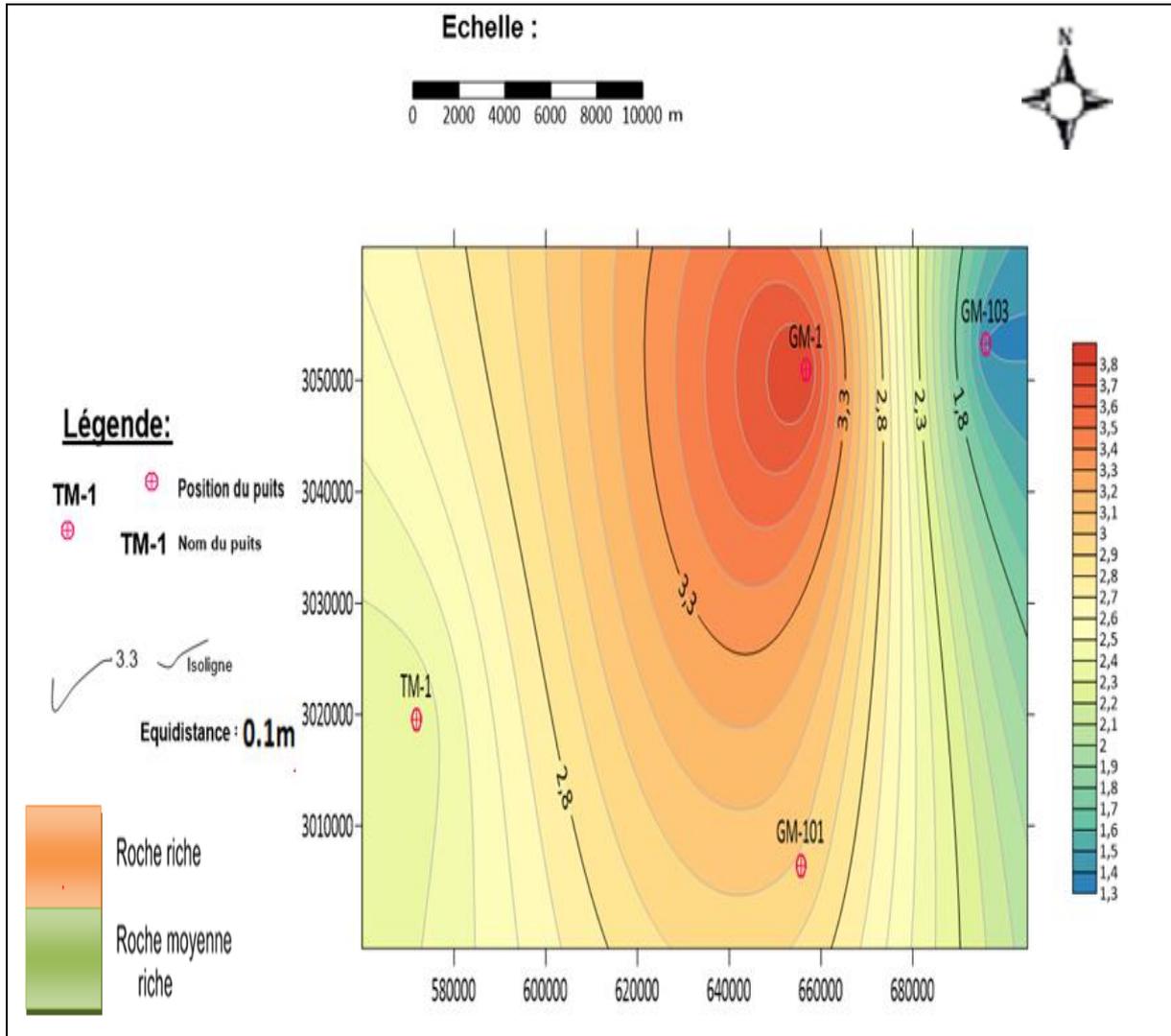
**III-2-4-2 La carte en iso-richesses**

D'après l'analyse de cette carte, on constate que la richesse en matière organique (COT) augmente d'une façon générale de l'ouest vers le centre, le sondage GM-1 situé au centre avec une grande teneur en carbone organique total (3.82%), tandis qu'au sondage GM-103, on a une teneur moyenne, de l'ordre de 1.39%.

On distingue deux zones :

-une zone moyenne, à l'Est autour de puits GM-103.

-une zone riche, située de Sud vers le centre du bassin avec des valeurs de COT de 2.32 à 3.82% (**Figure III. 13**).

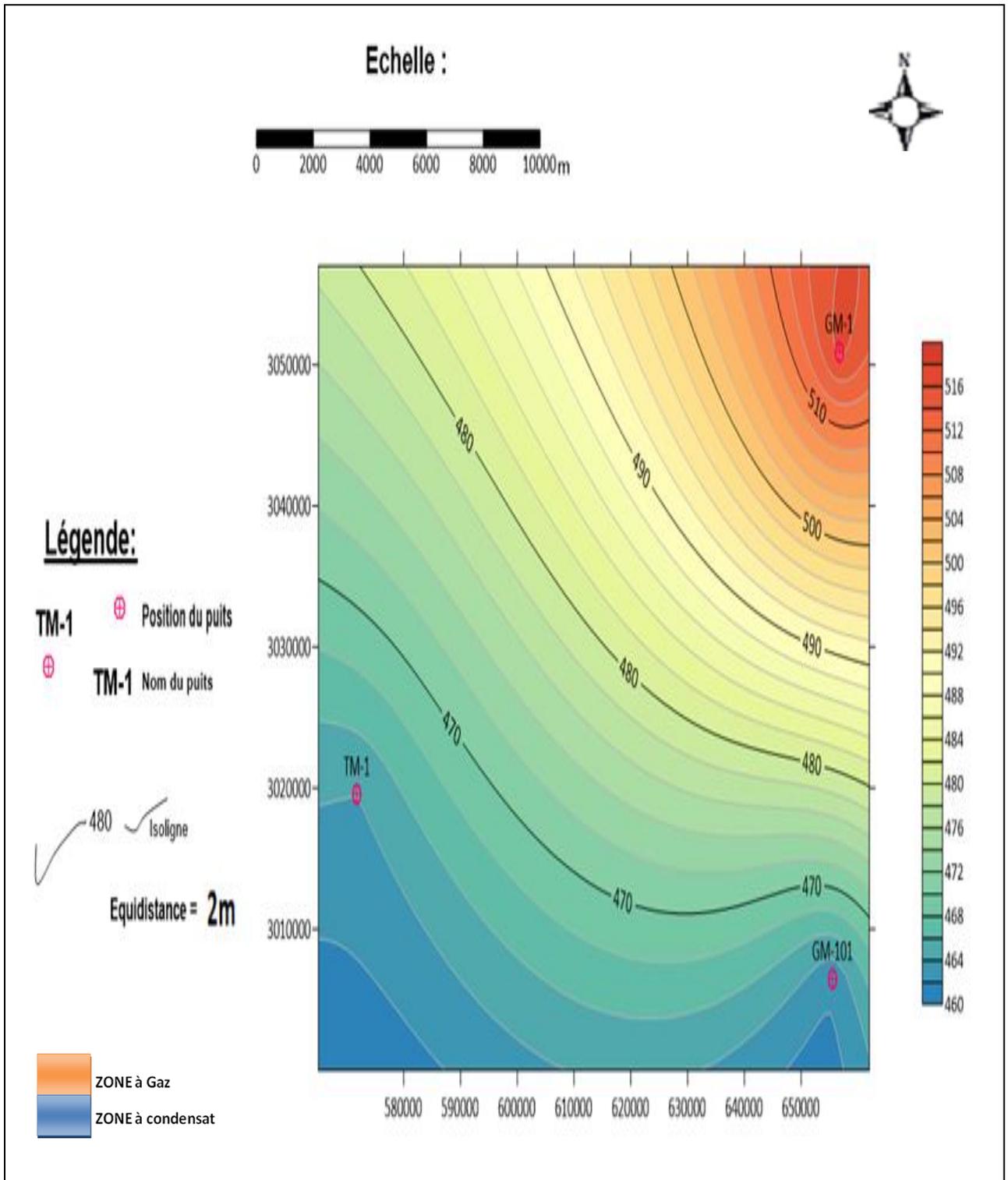


**Figure III. 13: Carte en iso-richesse de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir**

**III-2-4-3 La carte en iso-maturité**

L'analyse de cette carte permet de montrer l'existence de deux zones : la première est à phase à condensat et gaz humide ayant une Tmax qui augmente du Sud vers l'Ouest du bassin et qui est égale à 462 C° les puits (GM-101,).

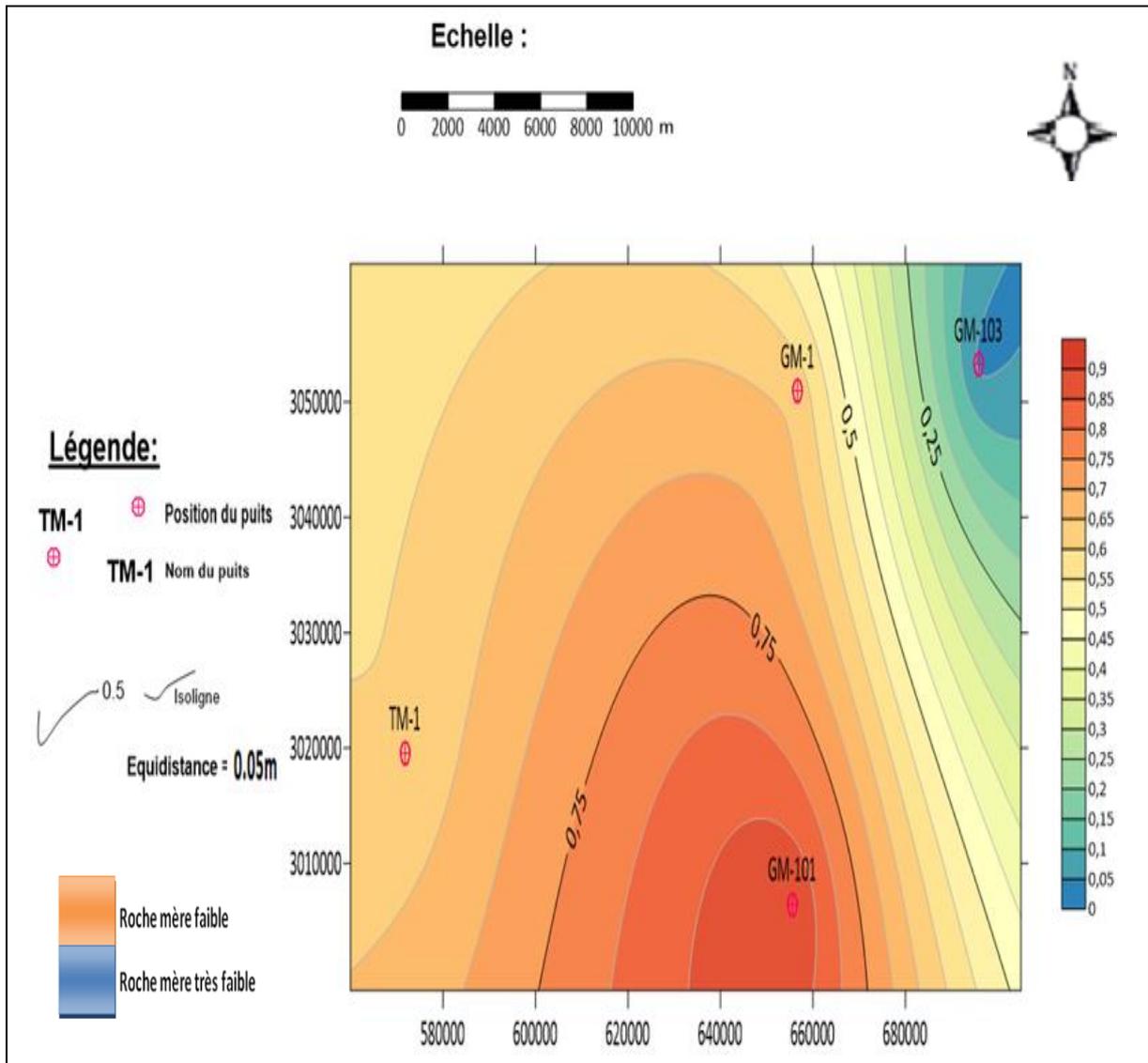
La seconde zone est à phase à gaz sec et se trouve au niveau du puits (GM-1, TM-1) (Tmax=517°C (**Figure III. 14**).



**Figure III. 14: Carte en iso-maturité de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir**

**III-2-4-4 la carte en iso Potentiel Pétrolier**

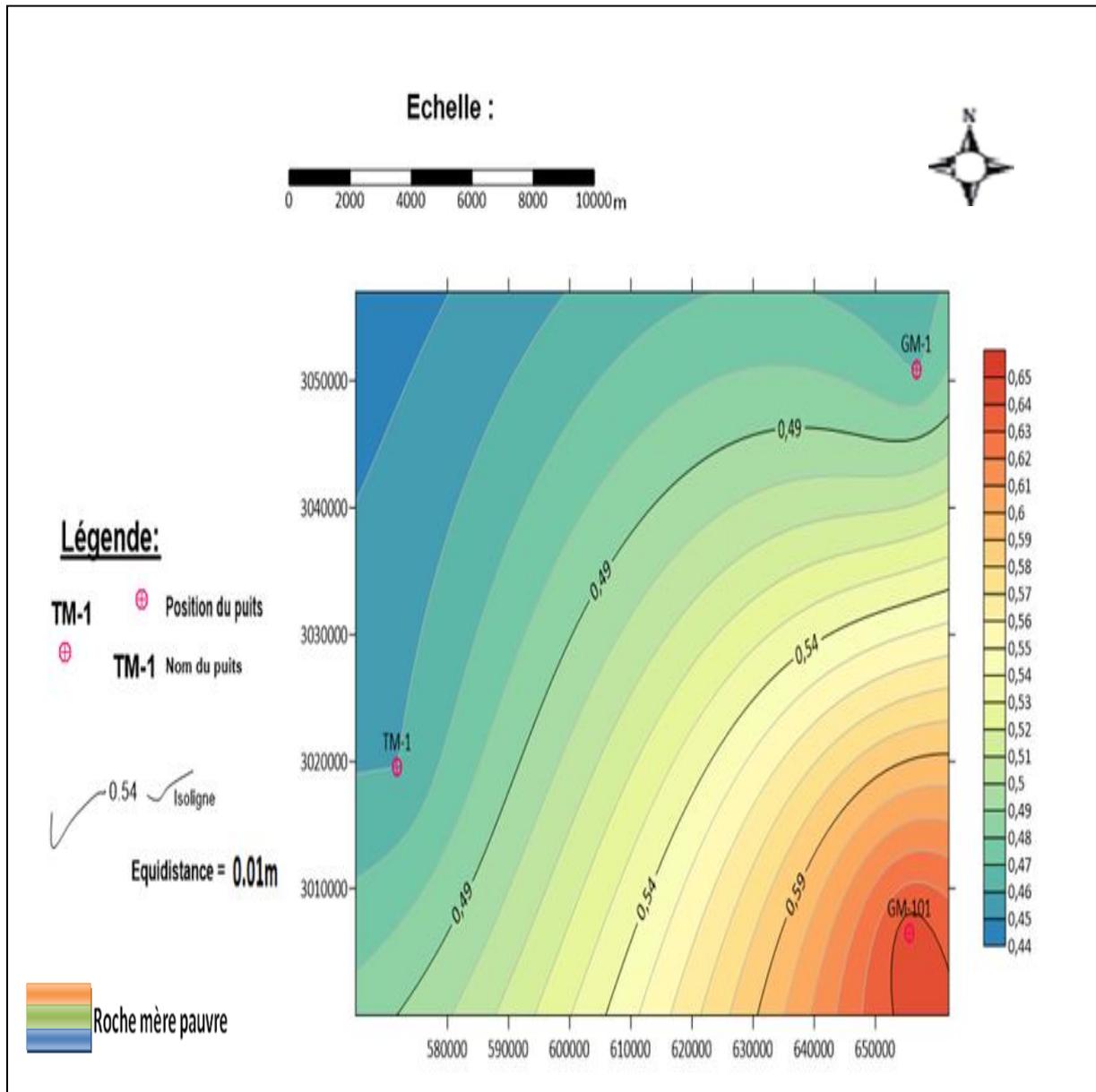
Le potentiel pétrolier du Dévonien supérieur est faible à très faible, il varie de 0.04 à 0.90mg d'HC/g de roche et il augmente du Est au niveau du puits TM-1 avec une plus faible valeur (PP=0.04mg d'HC/g de roche) vers le Sud. La plus grande valeur est enregistrée au niveau du puits GM-103(PP=0.90 mg d'HC/g de roche) (**Figure III. 15**).



**Figure III. 15: Carte en iso-potentiel pétrolier de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir**

### III-2-4-5 La carte en iso-Potentiel Pétrolier Résiduel

Le potentiel pétrolier résiduel (S2) est compris en général entre 0.46 et 0.65mg d'HC/g de roche ce qui montre l'existence d'une zone pauvre qui est représentée au niveau des puits GM-1 GM-101 et TM-1 avec des valeurs de  $S_2 < 2$  mg d'HC/g de roche (**Figure III. 16**).



**Figure III. 16: Carte en iso-potentiel pétrolier résiduel de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir**

### III-2-4-6-La carte en isobathes :

D'après l'analyse de cette carte, on remarque que la profondeur (Figure III.17).

La carte en iso-bathes ci-dessous a été éditée par Surfer sur la base des données des puits (les tops correspondants aux toits du Dévonien supérieur). Elle montre que les profondeurs de toit du Dévonien supérieur est augmente de Sud vers le Nord Est de la zone d'étude au niveau GM-1, GM-102 et GM-103.

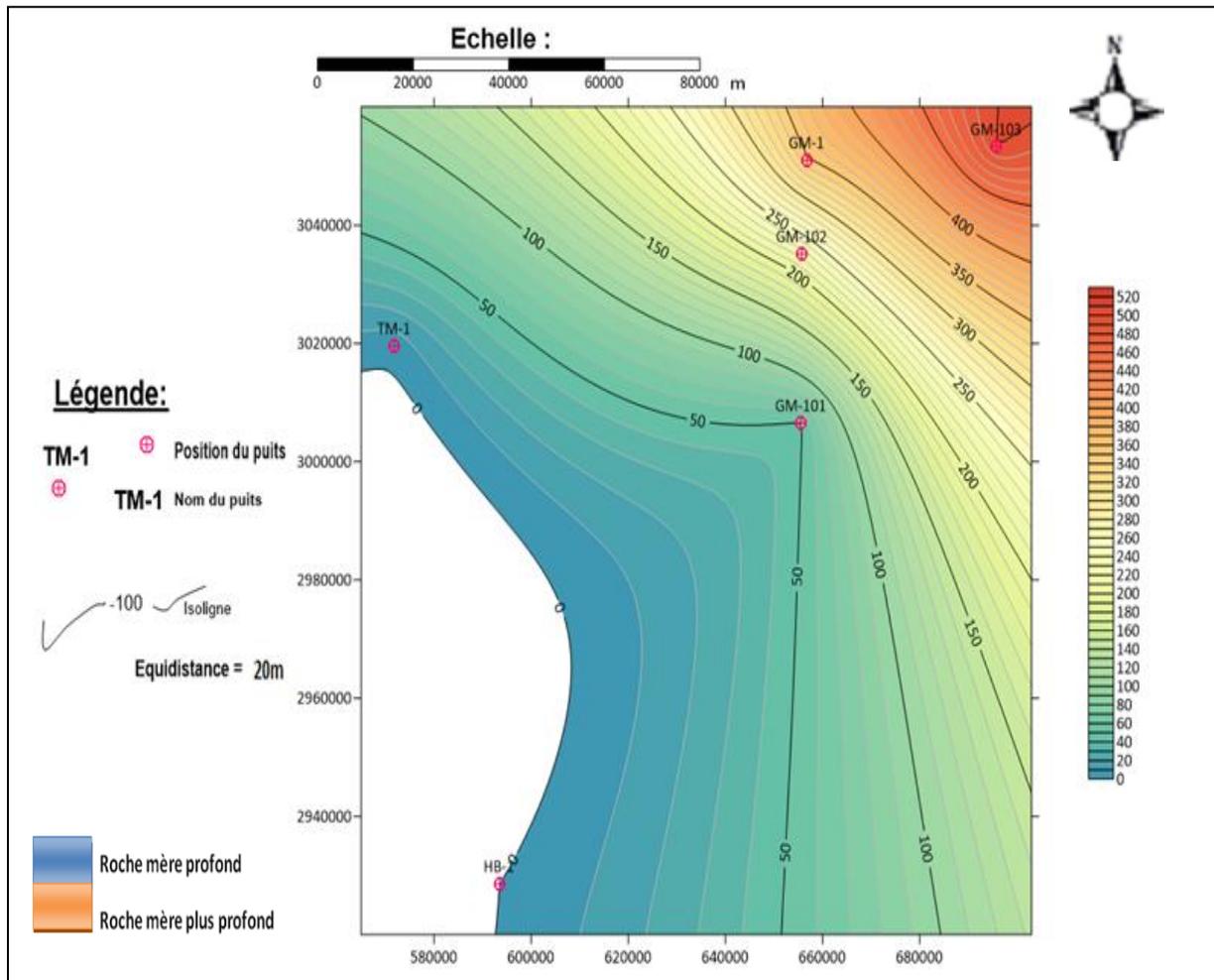


Figure III. 17: Carte en isobathes de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir

Figure III. 1: Log géochimique du puits GM-1.....	37
Figure III. 2: Log géochimique du puits GM-101.....	39
Figure III. 3: Log géochimique du puits GM-103.....	41
Figure III. 4 : Log géochimique du puits TM-1 .....	43
Figure III. 5: Log géochimique du puits EA-1.....	45
Figure III. 6: Diagramme profondeur/COT de la roche mère silurienne.....	47
Figure III. 7 : Diagramme IH/IO de la roche-mère silurienne .....	48
Figure III. 8 : Diagramme IH/T max de la roche-mère Silurienne .....	49
Figure III. 9: Diagramme profondeur/COT de la roche-mère du Dévonien supérieur .....	50
Figure III. 10 : Diagramme IH/IO de la roche-mère du Dévonien supérieur .....	51
Figure III. 11: Diagramme IH/T max de la roche-mère du Dévonien supérieur .....	52
Figure III. 12 : Carte en iso-paque de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir .....	54
Figure III. 13: Carte en iso-richesse de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir .....	56
Figure III. 14: Carte en iso-maturité de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir .....	58
Figure III. 15: Carte en iso-potentiel pétrolier de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir .....	60
Figure III. 16: Carte en iso-potentiel pétrolier résiduel de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir .....	61
Figure III. 17: Carte en isobathes de la roche-mère du Dévonien supérieur du bassin de Mouydir .....	62

Tableau III. 1 : Les moyennes statistiques des paramètres géochimiques des puits .....	36
Tableau III. 2: les valeurs moyennes des paramètres géochimiques de la roche-mère Silurienne .....	49
Tableau III. 3 : les valeurs moyennes des paramètres géochimiques de la roche-mère du Dévonien supérieur.....	53
Introduction.....	35
III-1-Interprétation des logs géochimiques :.....	36
III-1-1 Le puits Aguemour-1 {GM-1}.....	36
III-1-2 Le puits Aguemour -101 {GM-101} .....	38
III-1-4 Le Puits Aguemour -103 {GM-103} .....	40
III-1-5 Le puits Tamesguidat -1 {TM-1}.....	42
III-1-6 Le puits Elatchane -1 {EA-1} .....	44
III-2 Caractérisation du niveau roches mères .....	46
III-2-1 Roche mère silurienne.....	46
III-2-1-1 Diagramme profondeur/COT .....	46
III-2-1-2 Diagramme IH/IO .....	47
III-2-1-3 Diagramme IH/T max .....	48
III-2-2 Interprétation des résultats géochimiques .....	49
III-2-3 Roche mère du dévonien supérieur .....	50
III-2-3-1 Diagramme Profondeur /COT .....	50
III-2-3-3 Diagramme IH/IO .....	51
III-2-3-4 Diagramme IH/T max: (Figure III. 11).....	52
III -2-4 Interprétation des résultats géochimiques .....	53
III-2-4-1 La carte en iso-paque .....	53

---

III-2-4-2 La carte en iso-richesses.....	55
III-2-4-3 La carte en iso-maturité.....	57
III-2-4-4 la carte en iso Potentiel Pétrolier .....	59
III-2-4-5 La carte en iso-Potentiel Pétrolier Résiduel .....	61
III-2-4-6-La carte en isobathes :.....	62

### Introduction

La modélisation géochimique est un essai de reconstitution de l'histoire de l'évolution géologique et géothermique de la matière organique, source d'hydrocarbures, pendant les différentes phases d'enfouissement, en se basant sur les différentes données géologiques, stratigraphiques et géochimiques. Pour mieux comprendre les différents phénomènes et leurs influences sur la roche-mère, on prend en considération tous les phénomènes liés au cadre géochimique et géothermique suivant :

- a. Les périodes d'érosion ou de non dépôt.
- b. Les périodes de forte subsidence et
- c. L'histoire géothermique (modèle de flux de chaleur) et la structure de la lithosphère.

Les principaux objectifs de la modélisation géochimique sont :

- ✓ L'évolution de la maturation organique
- ✓ L'état de maturation de la matière organique
- ✓ L'histoire de l'enfouissement de la roche mère et
- ✓ Les quantités des hydrocarbures générées.
- ✓ Les types des hydrocarbures.

### IV-1 Le principe de la modélisation géochimique

La modélisation géochimique est réalisée par un logiciel dénommé GENEX ; c'est un programme de simulation numérique développé en système VAX par le groupe de recherche BEICIP – FRANLAB en collaboration avec l'Institut Français de Pétrole (IFP).

Ce programme réalise des opérations de calcul de timing de génération des quantités d'hydrocarbures, en prenant en considération le cadre géodynamique du bassin, le modèle géothermique ainsi que la cinétique de la matière organique. Ces calculs sont régis par la loi d'Arrhenius pour le craquage primaire de kérogène en huile et gaz et le craquage d'huile en huile très légère et gaz. La formule d'Arrhenius pour le craquage primaire est comme suit :

$$Dx/dt = A * K = A_0 e^{Ea/RT}$$

$$K = A_0 e^{E_a/RT}$$

avec :

**K** : la constante de vitesse

**A<sub>0</sub>** : le facteur pré exponentiel (s<sup>-1</sup>)

**R** : la constante des gaz parfaits

**T** : la température (K) et

**E<sub>a</sub>**: l'énergie d'activation (J/mol).

Les quantités d'hydrocarbures expulsés dépendent du seuil d'expulsion qui est propre à chaque type de lithologie de la roche-mère, le type et la richesse en matière organique (J.L. Rudkiewicz and F. Behar, 1993).

Pour pouvoir estimer le timing de génération des HC à partir des roches mères, il y a lieu de reconstituer l'évolution géologique (histoire d'enfouissement) et géothermique en prenant en considération l'aspect géochimique.

Le logiciel Genex est un calculateur qui permet de faire la simulation des différents phénomènes de compaction des roches, de transfert de chaleur, de processus de diagenèse organique qui aboutit à la génération des hydrocarbures par craquage chimique et cinétique et le phénomène d'expulsion des hydrocarbures à différents stades de maturation de la matière organique.

La méthodologie de réalisation d'un modèle consiste en l'introduction des données géologiques, géothermiques et géochimiques. Une fois que le calcul est lancé, on procède à la calibration du modèle par estimation des épaisseurs érodées ou d'adapter un modèle de flux de chaleur approprié.

La calibration du modèle passe par le calage de flux de chaleur actuel par températures mesurées aux puits et de l'histoire de maturation par le modèle de flux de chaleur et l'épaisseur érodée appropriée.

### IV-2 Les principales données de la modélisation géochimique

#### IV-2-1 Les données utilisées

##### 1-1 Les données litho-stratigraphique

Le découpage litho-stratigraphique adopté a été réalisé à la base des logs géologiques et de fiches stratigraphiques. L'échelle géologique utilisée dans la modélisation unidimensionnelle (1D) est l'échelle américaine

« North American ».

Le logiciel nécessite pour son démarrage les données suivantes :

- Age et profondeur des formations, avec leurs épaisseurs
- Proportions lithologiques pour chaque étage
- Périodes d'érosion, épaisseurs érodées et des lacunes sédimentaires

##### 1-2 Les données thermiques

Les données thermiques utilisées sont :

-Les températures mesurées aux différents niveaux de sondage à partir des diagraphies Bore hole temperature (BHT)/ DST.

La température à la surface de la terre est considérée constante de 25°C

- Le flux thermique correspond à la chaleur de la lithosphère et aérospère (70-100 mW/m<sup>2</sup>).
- Le flux de chaleur est en fonction de la conductivité thermique et il est régi par la formule suivante :

**LE FLUX DE CHALEUR= GRADIENT GEOTHERMIQUE×CONDUCTIVITE**

**THERMIQUE**

-Le flux augmente dans trois cas puisqu'il n'était pas constant pendant toutes les phases de sédimentation :

- Un mouvement tectonique

## Chapitre IV Modélisation géochimique

---

-Un stade d'ouverture (rifting)

-Une intrusion magmatique

Il existe trois modèles de flux :

-Flux constant : dans un bassin à tectonique modérée comme certains bassins intracratoniques.

- Flux variable : bassin d'avant fosse, d'avant pays.

-Flux de chaleur de modèle rift : Rifts, bassins de marge passive (Modèle de McKenzie).

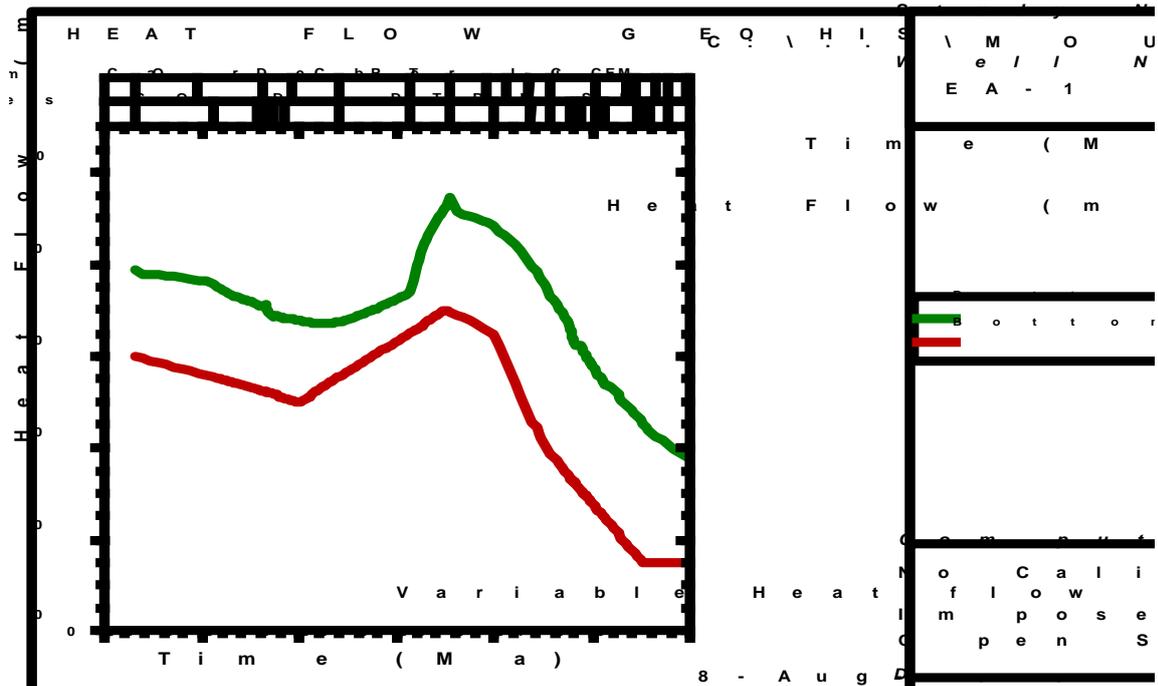
Dans notre cas, on a utilisé un flux variable dont le modèle est illustré comme suit :

-70 mW/m<sup>2</sup> durant l'ouverture du bassin au Cambrien.

-entre 70-80 mW/m<sup>2</sup> durant la distension Trias-Lias généralisée à l'échelle de l'Afrique de l'Ouest et ceci est lié à l'ouverture de l'Atlantique central.

-Période Jurassique supérieur-Tertiaire : un flux normal variant de 25 à 50mW/m<sup>2</sup>.

- Le flux de chaleur actuel est estimé à 25-30mW/m<sup>2</sup> (**Figure IV. 1**).



**Figure IV. 2: Evolutions du flux de chaleur de puits EA-1**

### 1-3 les Données géochimiques

Les données géochimiques nous conduisent à avoir deux niveaux roches mères : le Silurien (Silurien argileux, radioactif) et le Dévonien supérieur (Frasnien-Famenien).

Les données géochimiques introduites sont :

- l'épaisseur des roches mères
- la Richesse et type de matière organique et
- l'état de maturation (Tmax, PRV ou TR).

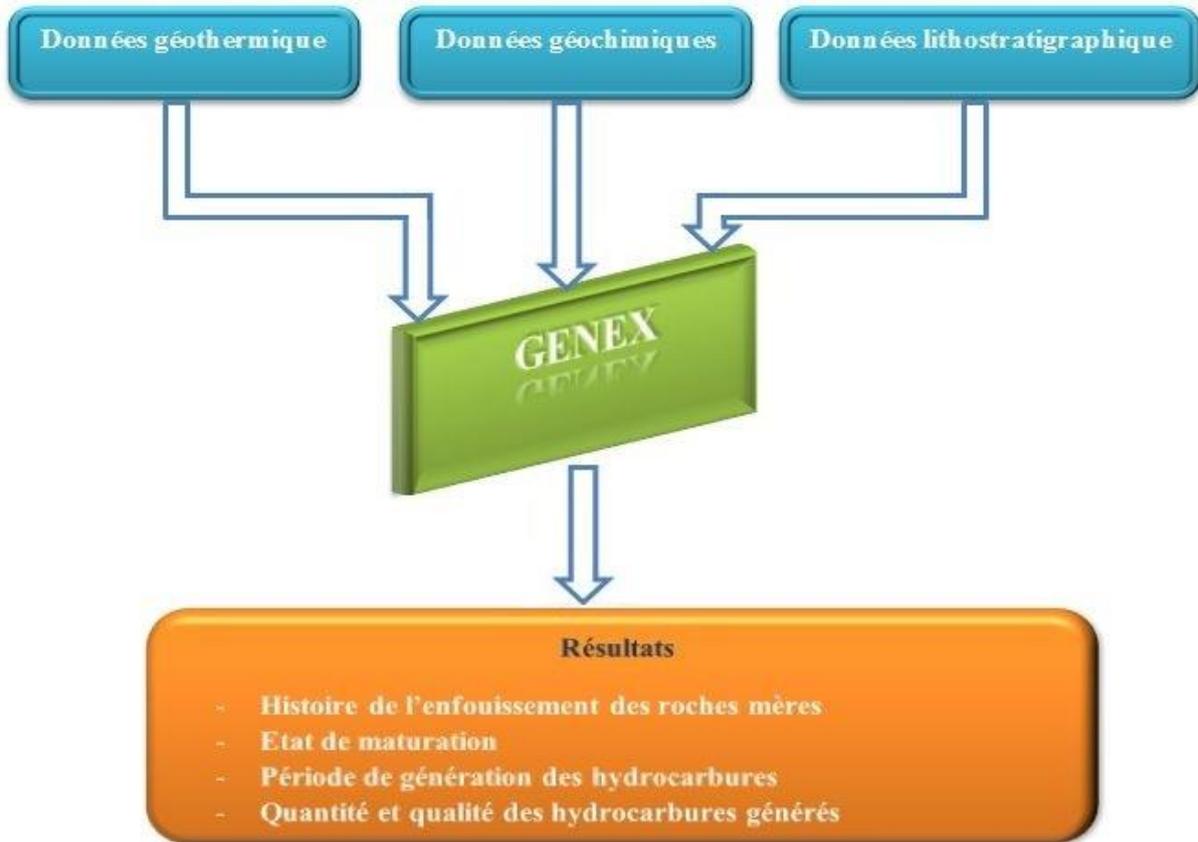
### IV-3 Méthodologie de travail

En vue de déterminer les périodes de génération et d'expulsion des hydrocarbures à partir des niveaux roches-mères identifiés, nous avons utilisé le logiciel Genex version **4.0.3**.

Ce logiciel conçu et développé par l'institut Français du Pétrole (IFP) et le Bureau Français de Consulting et de Formation dans le domaine pétrolier Beicip Franlab tient compte de la méthode de Backstripping qui permet de déterminer la subsidence. En vue d'établir le calibrage de notre modèle pour avoir des résultats fiables avec un minimum d'erreurs, en

## Chapitre IV Modélisation géochimique

fonction des données thermiques et géologiques du bassin, en se base sur les valeurs de la Tmax, mais l'idéal est de calibrer avec les valeurs du pouvoir réflecteur de la vitrinite (PRV)



Les niveaux roches-mères pris en considération présentent les états de maturité suivants :

-**Silurien** : type II en phase à huile à condensat et gaz

-**Dévonien supérieur** : type mixte II – III en phase à condensat et gaz sec.

Les paramètres utilisés par défaut sont f dans les tableaux (**Tableau IV. 1**), (**Tableau IV. 2**).

**Tableau IV. 3: Paramètres liés au socle**

Genex 4.0.3 Well Data : EA-1  
File Preferences Stratigraphy Thermal Data Geochemical Measurements Export to Temis

**Thermal Data: Basement**

	UPPER CRUST	LOWER CRUST	UPPER MANTLE
Thickness (km)	20.000	10.000	10.000
Density (g/cm3)	2.800	2.800	3.330
Conductivity (W/m/K)	3.600	3.100	2.500
Heat Capacity (MJ/m3/K)	3.600	3.900	3.950
Radiog. Heat Production (W/m3)	2.000E-06	2.000E-06	0.000E+00
Radioactivity Depth Decay (km)	10.0	10.0	
Temp Dependency of Cond. (°C-1)	5.000E-04	5.000E-04	2.000E-04
Thermal Dilatation Factor (°C-1)	1.000E-05	1.000E-05	1.000E-05

Radiogenic Heat Flow generated by the Basement : 19.00 (mW/m2)

Exit

Study Path : C:\...\MOUYDIR      Reference Datum : BURIAL  
Well File Name : EA-1.MAT      Time Scale : North American  
Creation Date : 8-Aug-2019 10:51      Kinetic Model : 3 Fraction  
Current Edit Kerogen : (TYPE I)      Reference Kerogen : (TYPE IV)

**Tableau IV. 4: Paramètres pétro-physique**

Genex 4.0.3 Default Library : CINMO  
File Preferences Thermal Compaction Geochemical

**Basic Lithologies**

	Lithology Name	Density (g/cm3)	Thermal Conductivity (W/m/K)	Heat Capacity (MJ/m3/K)	Porosity 1/Z Law / Measurements	Radiogenic Heat Production (W/m3)	TC of
1	SANDSTONE	2.653	3.50	2.90	Measureme	2.000E-06	
2	SILTSTONE	2.626	2.00	2.80	Measureme	2.000E-06	
3	SHALE	2.800	1.90	2.30	Measureme	3.000E-06	
4	MARL	2.746	2.20	2.75	Measureme	1.000E-06	
5	LIMESTONE	2.691	3.00	2.70	Measureme	1.000E-06	
6	DOLOMITE	2.780	3.30	2.70	1/Z Law	1.000E-06	
7	SALT	2.160	5.80	2.00	1/Z Law	1.000E-08	
8	ANHYDRITE	2.921	5.80	2.00	1/Z Law	1.000E-07	
9	COAL	1.400	0.42	1.00	1/Z Law	0.000E+00	
10	TUFF	2.700	2.00	2.50	1/Z Law	1.000E-07	
11	USER DEF	2.700	2.20	2.75		1.000E-06	
12	USER DEF	2.700	2.20	2.75		1.000E-06	

Real formations intervals will be mixtures of these basic lithologies

Exit

Study Path : C:\...\MOUYDIR      Time Scale : North American  
Default File Name : CINMO.DFT      Reference Kerogen : (TYPE IV )  
Creation Date : 29-Jul-2019 8:59

## Remarque

Le logiciel GENEX ne reconnaît que dix lithologies. Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de prendre une lithologie semblable à celle-ci :

Sandstone (grès). Anhydrite (Anhydrite).

Shale (Argile). Coal (Charbon).

Limestone (Calcaire). Tuff (Volcanique).

Marl (Marne). Salt (Sel).

Siltstone (Silt). Dolomite (Dolomie).

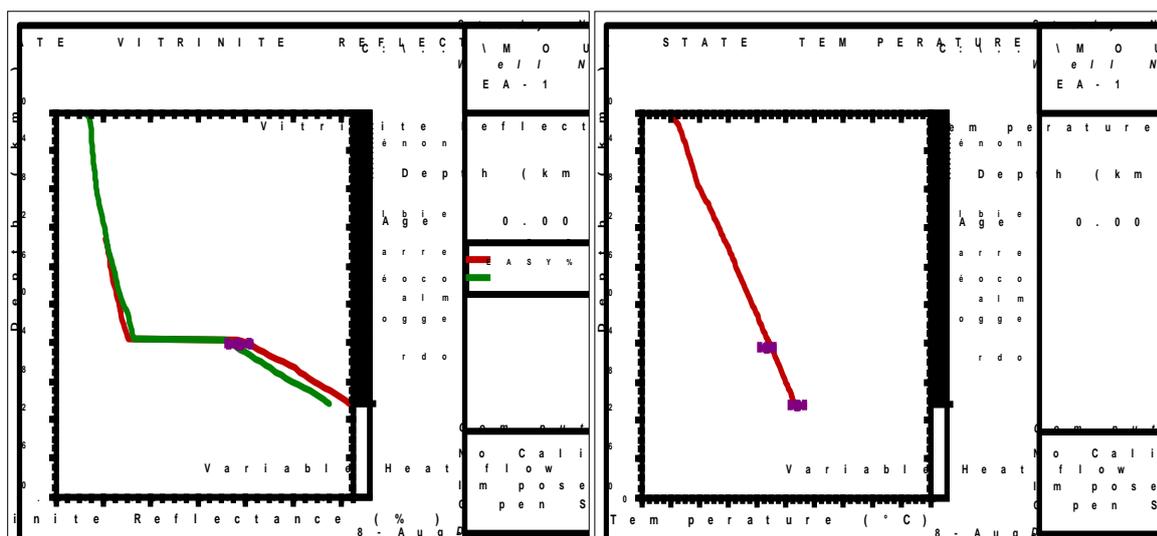
## IV-4 Calibration des modèles

Les valeurs de Tmax et le gradient géothermique calculé à partir des BHT (Bore Hole Température) et DST ont été utilisés pour la calibration des modèles thermiques.

Les valeurs de l'indice d'altération thermique (IAT) et de la réflectance de la vitrinite équivalent (Ro équivalent) déduites à partir de la formule de Jarvie, 2001 ( $R_o = 0.018 \times$

$T_{max} - 7,16$ ) ont été employées pour la calibration des modèles d'enfouissements

(Figure IV. 3).



**Figure IV. 4 : Calibration du modèle de puits EA-1**

### IV-5 Interprétation des résultats de la modélisation

La modélisation réalisée sur le sondage implanté dans le secteur étudié nous a permis d'avoir les résultats suivants :

- **la modélisation du puits EA-1 :**

-La courbe d'enfouissement montre deux cycles de subsidence, le premier cycle au Paléozoïque suivi d'un soulèvement intense qui correspond à la phase Hercynienne et un deuxième cycle au Mésozoïque, suivi d'un soulèvement moins important qui correspond à la phase Alpine.

- Durant l'enfouissement Paléozoïque, la roche-mère Silurienne a été suffisamment enfouie pour dépasser les 3200 m (**Figure IV. 5**).

-La roche-mère Silurienne a connu une phase de génération / expulsion du début de la phase à huile à la fin du Dévonien/début du Carbonifère de (-350) Ma, puis la phase à condensat au Carbonifère inférieur vers (-340) Ma, pour la quitter rapidement et atteindre la fenêtre à gaz au Carbonifère supérieur (Namurien). La quantité totale des hydrocarbures générée est estimée à 118 mg HC/g de roche initiale (**Figure IV.4**), (**Figure IV.6**).

-Le taux de transformation de la matière organique de la roche-mère Silurienne est très élevé et dépasse les 95%, avec un COT initial de 18.1%, (**Figure IV.5**).

-La quantité expulsée par intervalle de temps entre 398 et 286 Ma est de 8mg HC/g de roche initiale (**Figure IV.7**) et la quantité des hydrocarbures résiduels est de 9mg H C/g roche initiale (**Figure IV.8**).

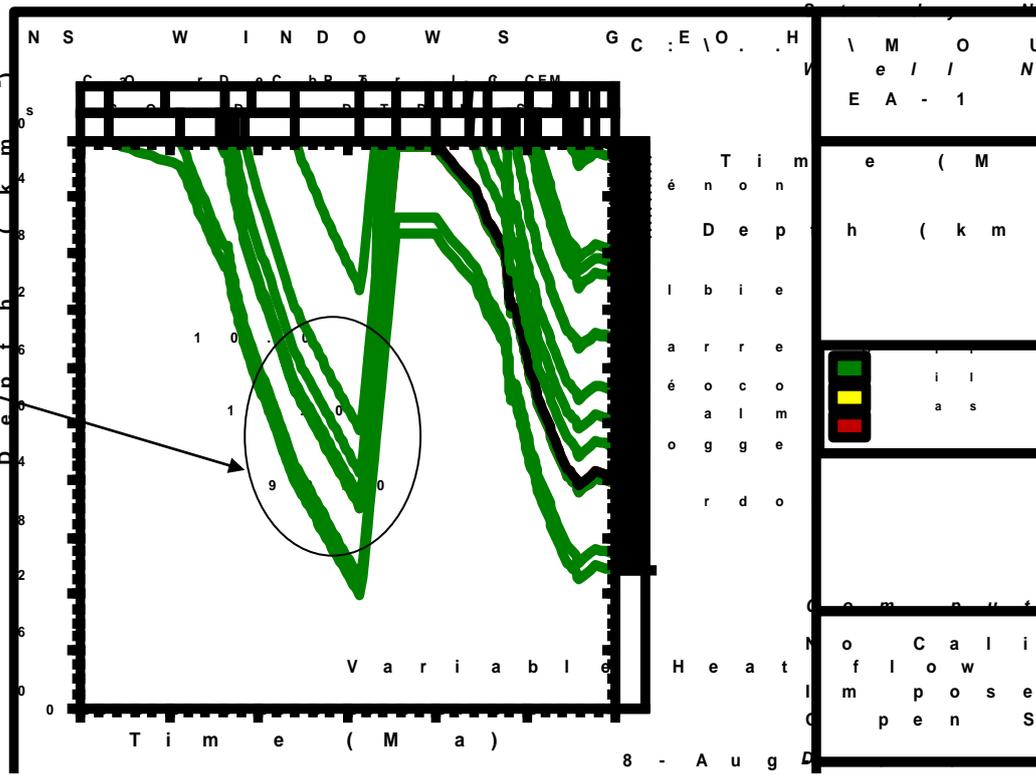


Figure IV. 6 : Evolution de l'enfouissement de roche-mère au niveau du puits EA-1

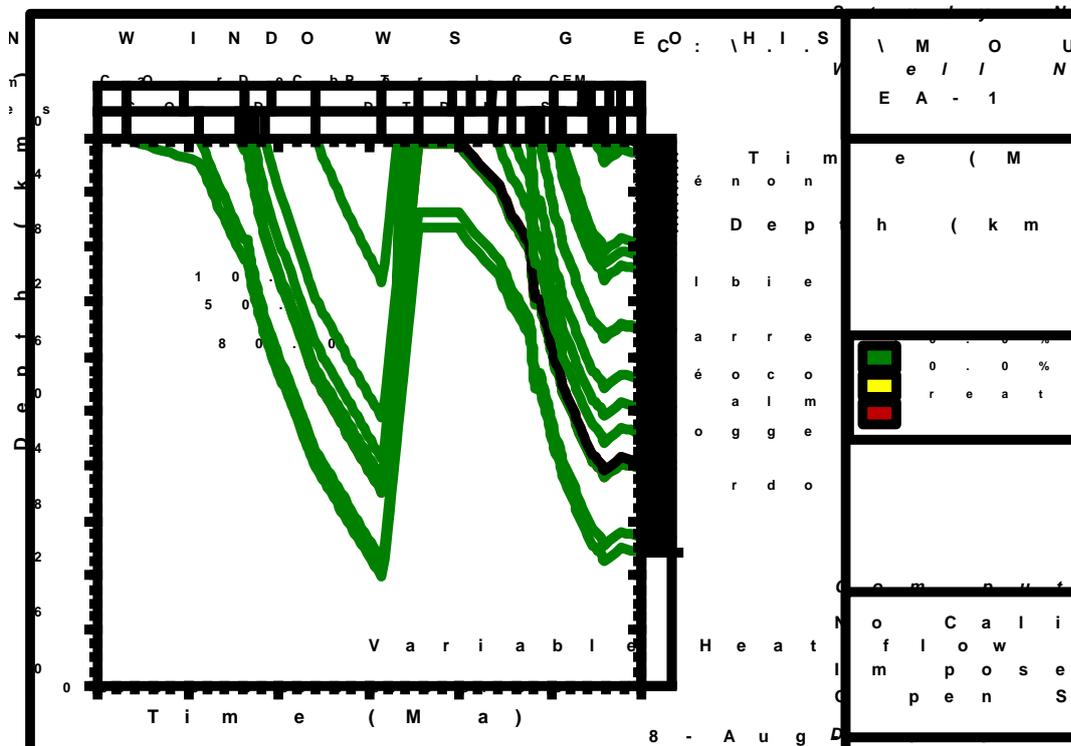


Figure IV. 7 : Expulsion des hydrocarbures au niveau du puits EA-1

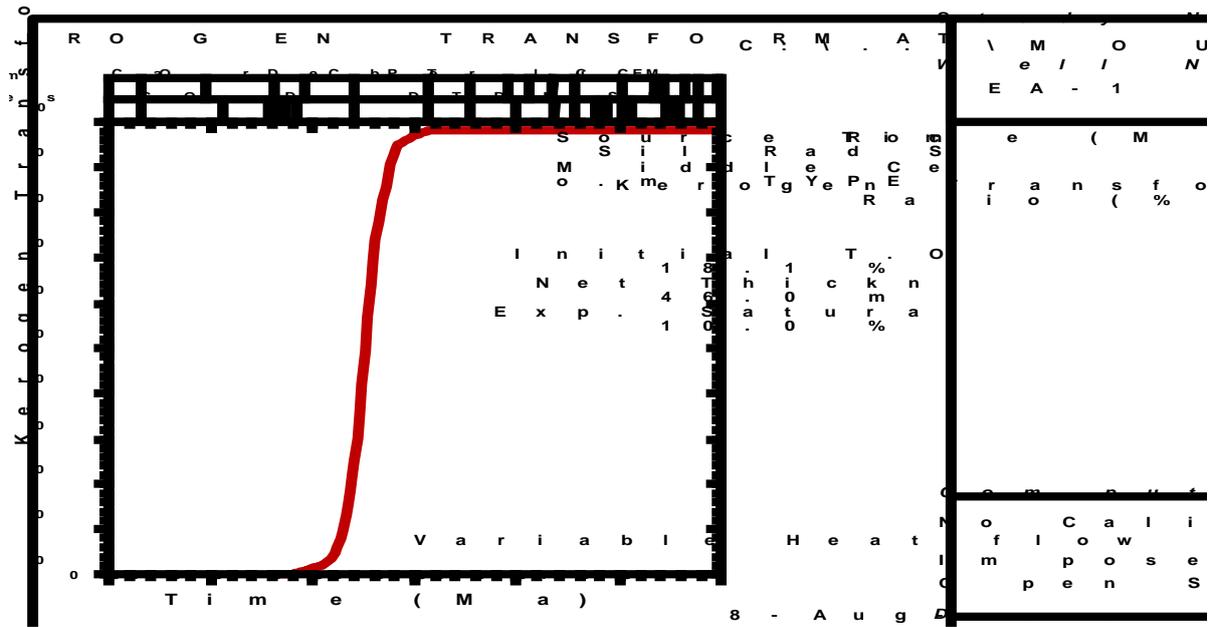


Figure IV. 8 : Taux de transformation de la matière organique de la roche-mère silurienne.

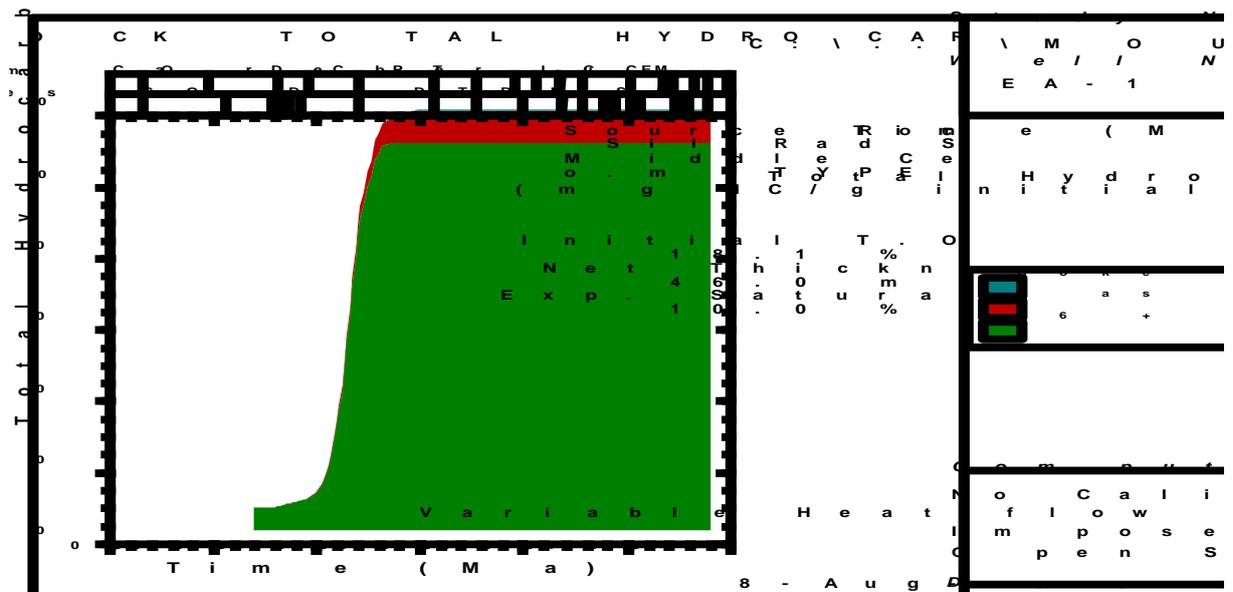


Figure IV. 9: Quantité totale des hydrocarbures de la roche-mère du Silurien.

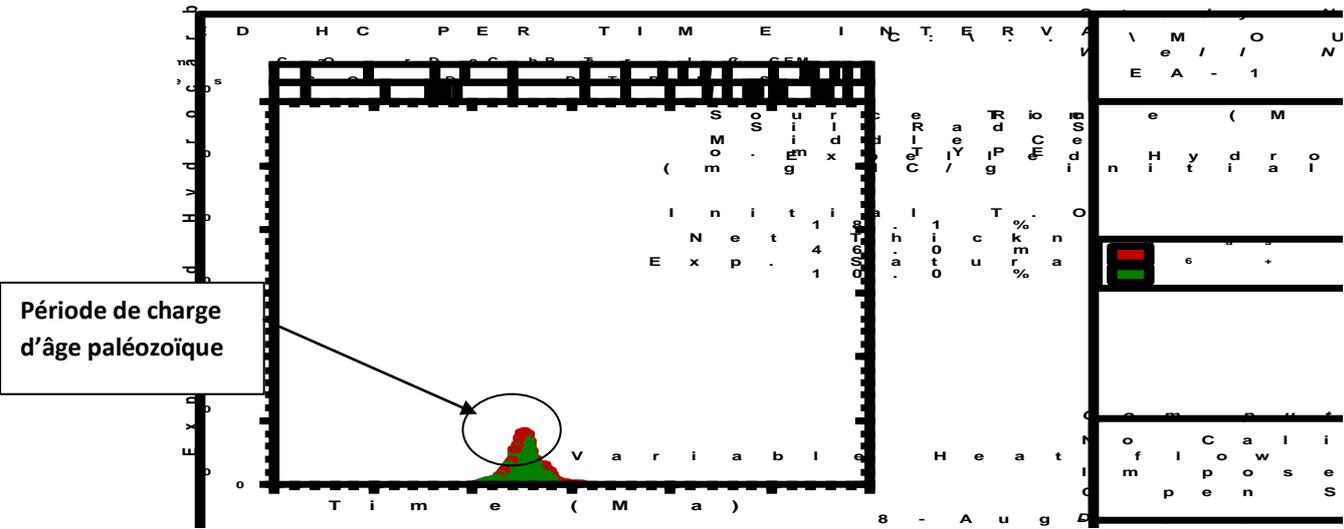


Figure IV. 10 : Quantité des hydrocarbures expulsée par intervalle du temps de la Roche-mère Silurienne du puits EA-1

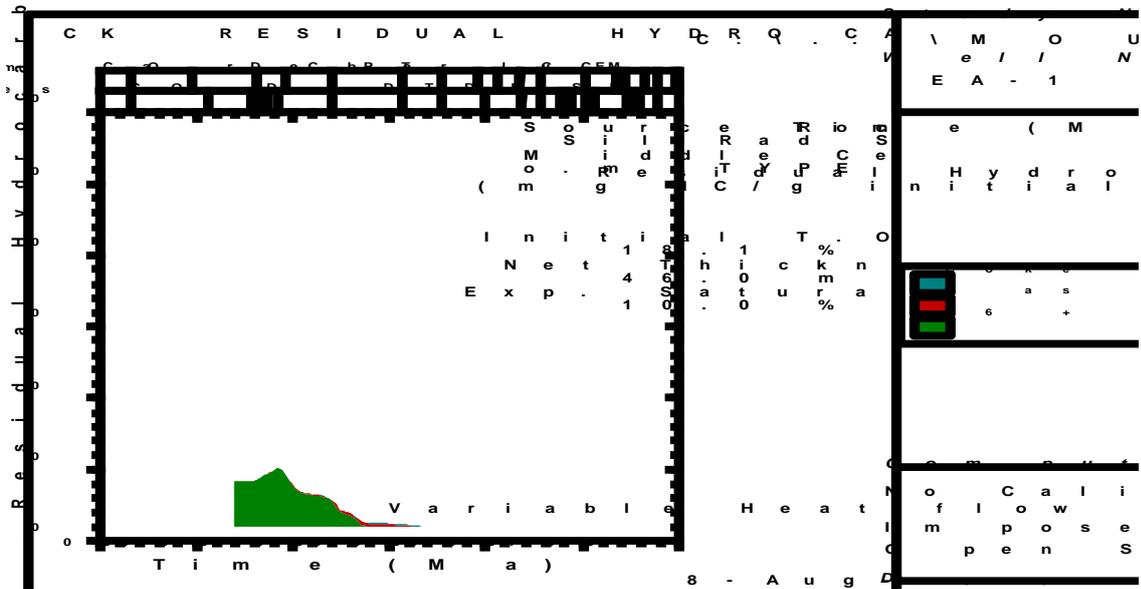


Figure IV. 11: Quantité des hydrocarbures résiduels de la roche-mère Silurien du puits EA-1

## Chapitre IV Modélisation géochimique

---

Figure IV. 1: Evolutions du flux de chaleur de puits EA-1 .....	67
Figure IV. 2 : Calibration du modèle de puits EA-1 .....	70
Figure IV. 3 : Evolution de l'enfouissement de roche-mère au niveau du puits EA-1 .....	72
Figure IV. 4 : Expulsion des hydrocarbures au niveau du puits EA-1 .....	72
Figure IV. 5 : Taux de transformation de la matière organique de la roche-mère silurienne...73	
Figure IV. 6: Quantité totale des hydrocarbures de la roche-mère du Silurien. ....	73
Figure IV. 7 : Quantité des hydrocarbures expulsée par intervalle du temps de la.....	74
Figure IV. 8: Quantité des hydrocarbures résiduels de la roche-mère Silurien du puits EA-1.	74
Tableau IV. 1: Paramètres liés au socle.....	69
Tableau IV. 2: Paramètres pétro-physique .....	69
Introduction.....	63
IV-1 Le principe de la modélisation géochimique .....	63
IV-2 Les principales données de la modélisation géochimique.....	65
IV-2-1 Les données utilisées .....	65
IV-3 Méthodologie de travail.....	67
IV-4 Calibration des modèles .....	70
IV-5 Interprétation des résultats de la modélisation.....	71

## Conclusion Général

Les séries paléozoïques du Bassin de Mouydir présentent comme roches mères celles du Silurien, du Dévonien Supérieur principalement Frasnien et Famennien.

La roche mère silurienne présente une extension régionale dans le bassin. Le type de matière organique est sapropélique de type II prouvé par le diagramme IH/IO, avec présence de chitinozoaires et d'algues ainsi que de matière organique amorphe et la roche mère dévonienne sera de type II et III (mixte).

La roche mère silurienne montre une maturité très avancée. Elle est actuellement en phase à gaz sec dans la majeure partie du bassin ( $R_o > 2\%$ ).

La richesse en matière organique du Dévonien supérieur est appréciable, ou le COT varie de 1.39% à 4%. dans tous les sondages analysés. ca veut dire il y a deux zones l'un moyenne et l'autre riche. et pour Les argiles radioactives du Silurien présentent de bonnes valeurs de COT qui varient en moyenne entre 2% et 4% pouvant même atteindre les 11.65% comme c'est le cas au niveau du sondage **EA-1**.

L'utilisation du logiciel GENEX dans la modélisation géochimique a permis donner une bonne approche des périodes de génération et d'expulsion des hydrocarbures, ainsi que la quantité générée et expulsée

La modélisation de l'évolution thermique de la roche mère Silurienne suite à la forte subsidence enregistrée pendant le paléozoïque, montre que celle-ci a commencé à générer de l'huile au début du carbonifère.

A la fin du Carbonifère, elle est passée à la génération de gaz. Cette génération se poursuit jusqu'à l'actuel.

Du point de vue transformation de la matière organique contenue dans la roche mère Silurienne, cette dernière a commencé à subir un crackage plus au moins rapide à partir du Dévonien moyen pour atteindre un taux de Transformation de 98% avant les mouvements compressifs Hercyniens. La génération des hydrocarbures dans le bassin de Mouydir a débuté au début du Carbonifère.

La génération de l'huile s'est arrêtée au Stéphanien alors que la génération du gaz s'est poursuivie jusqu'à la structuration hercynienne et même post hercynienne.

Considérant les résultats précédemment énoncées, on peut déduire que l'huile générée à la fin du Paléozoïque a été expulsée vers des niveaux perméables, s'est accumulée dans des pièges locaux puis a migré lors des mouvements Hercyniens. Seul le gaz généré après les mouvements compressifs hercyniens a pu être piégé.

## **Bibliographie:**

**Aliev.M, Ait M. Laoussine et al, 1987** structures géologiques et perspectives en pétrole et gaz du Sahara algérien. Tome 1, Alger.

**Arab.M, Z.Amia, Février 2008**, synthés géochimique et réévaluation du potentiel pétrolier du bassin de Mouydir . Document Sonatrach

**Attar et al. Dans WEC.1995**, Le potentiel en Hydrocarbures SONATRACH et SCHLUMBERGER published by Schlumbergerproduced by technical Editing Services Chester, Uk

**Beicip, Division exploration, juin 1979**, synthèse géologique du bassin de l'Ahnet Tidikelt. Premiers résultats de l'étude géochimique de forages de l'Ahnet.

**Benchikh, Drid, Tikhomirov, Juin 1984**, étude géochimique de la matière organique répartie dans la dépression de l'Ahnet, du Mouydir et du grand erg occidental. Rapport interne, sonatrach.

**EspitaleJ, Laporte I. et al, 1977**. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. (Revue de l'IFP- 1977 vol XXXII n°1 p 23-42)

**Rapport n° 420/1. 2056 (DLCH, Mars 1983)**, Essai de synthèse des résultats d'analyse géochimiques. Projet Ahnet- Mouydir.

**Rapport n° 532/3. 2022(DLCH, Mars 1984)** , Etude géochimique de la matière organique et des huiles réparties dans la cuvette de SBAA et la voute d'AZZENE .

**Sonatrach et Schlumberger, 2007**Wellévaluation conférence Algérie 2007, édite par Schlumberger, Décembre 2007, p63-68.

**Legrand, 1983**Essai sur la paléogéographie du silurien au Sahara Algérien .Compagnie Française des Pétroles. Notes et Mémoires 16 : 9-24

**Gomez-Silva et al., 1963**contribution à l'étude du Cambro-Ordovicien des chaines d'Ougarta (Sahara Algérien) Bull. Soc géol.Fr, 7, V, 1,134-141.

**Arbey, 1968**Structures et dépôts glaciaires dans l'Ordovicien terminal des chaines d'Ougarta (Sahara Algérien) C.R.AcSci, Paris, 266, D, 76-78

**Legrand, 1998** approches stratigraphiques de l'ordovicien terminal et du Silurien inferieur du Sahara Algérien par l'étude des Dipograptides (Graptolites) Thèse de doctorat Sc bordeaux 3vol .837 p

**Fabre, 1976** Introduction a la géologie du Sahara Algérien et des régions voisines. Alger Algérie SNED, Alger, 422p

**Conrad, 1969** continentale post-hercynienne du Sahara algérien (Saoura, Erg Chech-Tanezrouft, Ahnet-Mouydir). Thèse Fac Science Paris. Ronéotypé, 750p.290fig. 4cartes géol.h.t.

**Chetouhi et Kherif, 1996** Etude structurale et géodynamique de la région de Bled El Mass (Reggane) Mem.Ing FSTGAT/USTHB

**Boudjemâa, 1987** évolutions structurales du bassin triasique du Saharanord-oriental. thèse doctorat és –Sciences .Univ .Orsay (paris)

**Haddoumet al., 2001**, Hercynian compressional deformation of the Ahnet-Mouydir Basin, Algerian Saharan Platform: far-field stress effects of the late Paleozoic progeny. Terra nova ,13(3), 220-226

**Beuf et al., 1971** Les grés du paléozoïque au Sahara : sédimentation et discontinuités, évolution structurale d'un craton. Collection science et technologie du pétrole, n°18 Paris

**Christopher D. Laughrey, novembre 2009** , Applied petroleum geology and geochemistry for thermogenic shale gas evaluation . Wetherfordlaboratoires.Golden. Colorado V2.

**H Ghoul. 2001** Révolution des prospects et leads de la partie sud de bassin de Reggane .Rapport interne Sonatrach.

**Pierre André Bourque**, la genèse de pétrole et de gaz. Université LAVAL Québec.

**LasmoInt.Ltd, 1995**, Alegria district VI Study/ Volume 2b source rock évaluation.

**Kilmetov.K ,Ghoumari 1985** , synthèse géochimiques des bassins de l'Ahnet-Mouydir-Gourara.

**Negrone, 1988**, application des études géochimiques à la recherche pétrolière, IFE.PARIS

**Tissot et al, 1975**, L'évolution de la matière organique des sédiments.

**Maxant.J,1980**, variation of density with rock type.

**Murris R, J, 1984, introduction** in petroleum geochemistry and basin evaluation.

**Soulali , R , Briki , D , Alassal.A, Novembre 2004 .** Analyse et synthèse géochimique des bassins Mouydir-Oued Mya ; document Sonatrach

**N. Yahi, 1994**, étude et modélisation géochimiques du bassin du Mouydir et zones limitrophes. Document sonatrach

**Rueil-Malmaison, France 12-15 December 1983**, organic geochemistry applied to oil exploration;

Résultats d'analyses géochimiques des échantillons des puits du bassin de Mouydir ; document sonatrach, 2011

Réévaluation du potentiel pétrolier du bassin du Mouydir, décembre, 2011 ; document sonatrach,

**Document sonatrach, ADB /DES ,2004**, Classification des blocs du domaine minier algérien

**Document Sanatrach, ADB /DES, 1999, Définition** et distribution du potentiel pétrolier des régions Oued Mya, Voute d'Allal et mole de Tilrhemt.

**Sonatrach / Triton 1996.** Convention d'étude Mouydir Area.