

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2016

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER 2

Présenté par

ARABI Mohammed Amine

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

*Etude géochimique et modélisation de l'évolution
thermique de la matière organique de la région de
Tlemcen*

Devant le jury :

Mr. ZELOUF K

Mm. KESIR A

Mr. SAADAOUI M

Président

Examineur

Promoteur

Année Universitaire : 2015/2016



Remerciements



En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu, notre créateur, pour le courage et la patience qu'il nous a donné pour accomplir ce travail.

Nous remercions notre professeur consultant SAADAOUI .M pour ses orientations et conseils.

Nous adressons nos vifs remerciements à tout le personnel de l' ADB/DES en particulier :

➤ *Mme GOUCEM .N.*

Sans oublier, Les géochimistes qui ont nous aidé avec tous ses plaisirs.

Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements à nos enseignants de la faculté des hydrocarbures et de la chimie (INH).

Enfin nos remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger mon travail.





Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce travail

A celui qui m'a fait

De moi un homme, « mon père »

A « ma mère »

A mes frères et mes sœurs

A toute ma famille

A tous mes profs

A tous mes amis de l'INH et de Zawas



- Mohamed Amine -



Sommaire

Introduction

Chapitre I : Généralités

I-1 : Situation géographique	03
I-2 : Situation géologique	04
I-3 : Stratigraphie	05
I-3-1 : Le Paléozoïque.....	05
I-3-1-1 : Le Silurien.....	06
I-3-1-2 : Le Dévonien.....	06
I-3-1-3 : Le Carbonifère.....	07
I-3-2 : Le Mésozoïque.....	08
I-3-2-1 : Le Trias.....	08
I-3-2-2 : Le Jurassique.....	08
I-3-2-3 : Le Crétacé.....	09
I-4 : Place du bassin d'étude dans le cadre de l'évolution géodynamique	12
I-5 : L'évolution structurale de la région d'étude	13
I-6 : Résultats pétroliers	15

Chapitre II : Généralités de la géochimie organique

II-1 : Introduction à la géochimie organique	16
II-2 : Origine et formation de la matière organique	17
II-3 : Evolution de la matière organique en pétrole et en gaz	22
II-3-1 La Diagenèse	24
II-3-2 La Catagenèse.....	24
II-3-3 La Métagenèse.....	25
II-4- Migration des hydrocarbures	25
II-5 Appareils et procédés géochimiques	27
II-5-1 Dosage du carbone organique total (COT).....	27
II-5-2 La Pyrolyse Rock Eval.....	29
II-5-3 Les méthodes optiques (IAT, PRV,...).....	39

Chapitre III : Caractérisation géochimique des niveaux roches mères

Introduction	42
III-1 : Roche mère et type	43
III -1-1 Le Silurien	43
III -1-2 Le Pliensbachien	43
III -1-3 Le Toarcien	43
III -1-4 L'Aalénien – Bajocien	44
III -1-5 Le Malm	45
III-2 : Présence et richesse des niveaux roches mères	45
III-2-1 Le Jurassique :.....	45
III-2-2 Type de matière organique	46
III-3 : Interprétation des logs géochimiques	46
III-4 : Interprétation des diagrammes	51

Chapitre IV : Modélisation géochimique

Introduction	58
IV-1 Principe de la modélisation géochimique	58
IV-2 Les principales données de la modélisation géochimique	60
IV-3 Interprétation des résultats de la modélisation	63
Conclusion générale	71
Liste Des Figures.	
Liste Des Tableaux.	
Références bibliographiques.	

Introduction :

L'intérêt pétrolier d'une région est régie par l'existence d'un système pétrolier (roche mère, roche réservoir, roche couverture). Dans ce cadre l'identification des roches mères et leur évolution s'avère indispensable pour valider tout programme de l'exploration pétrolière.

A cet effet, la géochimie organique propose actuellement des outils efficaces pour reconnaître et évaluer la richesse, le type, le milieu de dépôt, ainsi que l'état de maturation des roches mères. Ces outils permettent d'établir des liens génétiques entre les roches mères et les huiles, les identifier, et de déterminer l'époque de génération et d'expulsion des hydrocarbures par la modélisation géochimique.

C'est dans ce cadre, que j'ai réalisé une étude, dans le but de la caractérisation des principaux niveaux roches mères

La présente étude fait l'objet d'un mémoire de fin d'étude sous le thème :
Etude géochimique et modélisation de l'évolution thermique de la matière organique de la région de Tlemcen

Dans la région d'étude, malgré la présence de pièges et de niveaux réservoirs potentiels et les nombreux indices d'hydrocarbures enregistrés dans certains forages, le système pétrolier reste encore mal défini et circonscrit.

Les résultats pétroliers négatifs de tous les puits forés dans le domaine des hauts plateaux, objet de la présente étude, sont en partie attribués l'absence des éléments fondamentaux permettant de constituer un système pétrolier fonctionnel. Notre objet est la caractérisation du potentiel de la roche mère jurassique dans la région d'étude.

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

- La première partie concerne les généralités sur la région Tlemcen. Elle décrit la

situation géographique et géologique de la région, les aspects stratigraphiques et structuraux, et ainsi que le système pétrolier.

- La deuxième partie est basée sur les généralités géochimiques ainsi que les procédés réalisés au cours d'une analyse géochimique.
- La troisième partie concerne l'identification et la caractérisation géochimique des niveaux roches mères
- La quatrième partie est consacrée à la modélisation géochimique.

I-1 : Situation géographique :

La wilaya de Tlemcen se situe à l'extrême ouest du pays. Elle est limitée au Nord, par la mer méditerranée, à l'Est par la wilaya de Sidi Bel Abbés, au Sud par la wilaya de Naâma, au Nord-est par la wilaya d'Ain Temouchent et à l'Ouest par le Maroc. Elle couvre une superficie de 9061 Km². Le territoire de la wilaya de Tlemcen est formé d'un ensemble de milieux naturels qui se succèdent de manière grossièrement parallèle. On distingue du Nord au Sud : la chaîne montagneuse des Traras, les plaines et plateaux limités au Sud par les monts de Tlemcen et enfin la zone steppique qui s'étend jusqu'aux frontières avec la wilaya de Naâma (Fig.1).

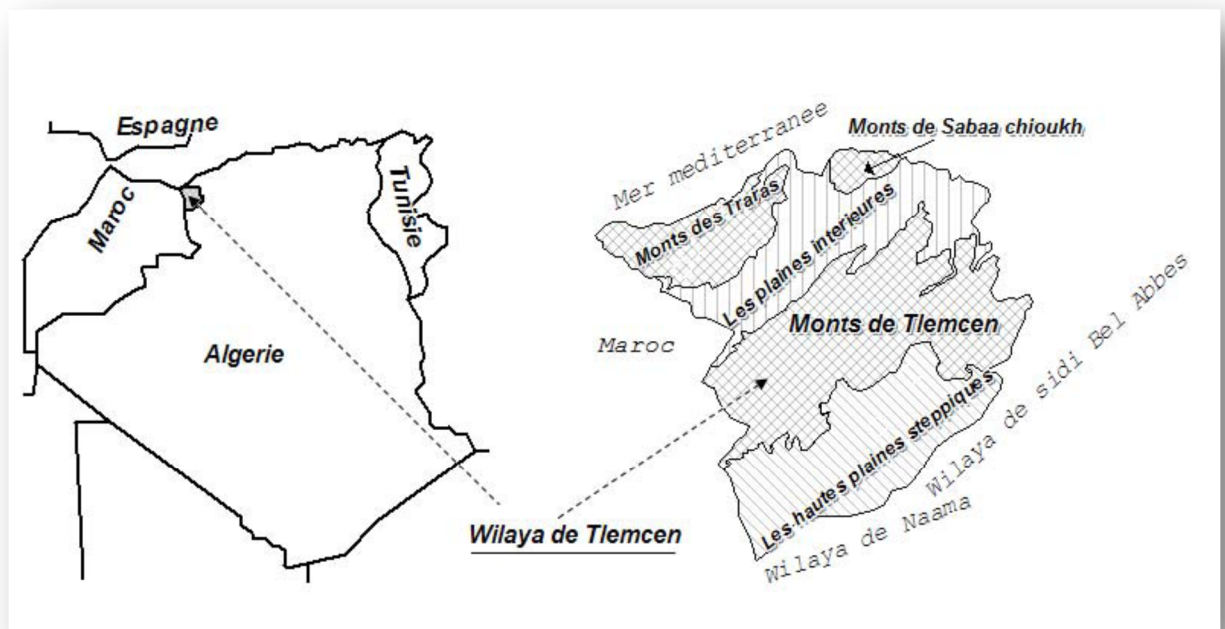


Fig.1 : Situation géographique de la wilaya de Tlemcen (extrait de l'internet)

I-2 : Cadre géologique :

Le périmètre de prospection Tlemcen fait partie de la zone des Hauts Plateaux ou Méséta oranaise et la zone pré atlasique (Fig. 2).

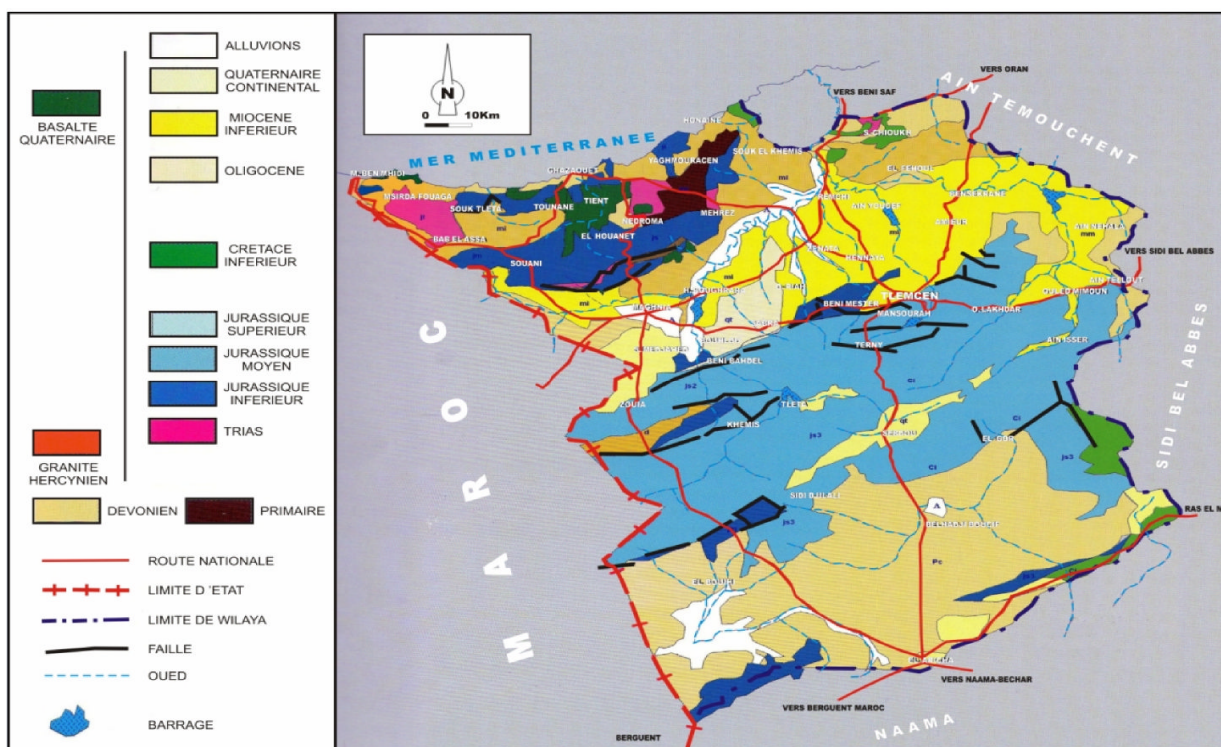


Fig. 2– Carte géologique de la wilaya de Tlemcen (extrait de la carte géologique d'Algérie, Ech. 1/500 000 ; modifiée).

Les Hauts Plateaux sont un domaine de morphologie losangique recouvert par des chotts et terrains continentaux d'âge pliocène et quaternaire.

C'est un domaine stable, limité au Sud par l'Atlas Saharien et au Nord par le Domaine Tellien. La limite au Nord est généralement marquée par une série d'accidents impliquant des déversements des plis anticlinaux vers le Sud. En revanche, la limite avec l'Atlas saharien (SL) est beaucoup plus précise et elle est représentée par une ligne de fracture correspondant à l'Accident Sud Mésétien

Le schéma structural actuel de la Méséta oranaise correspond à une succession de hauts fonds et de dépressions essentiellement mésozoïques contrôlés par des accidents majeurs d'orientation générale Nord Est —Sud Ouest.

La Meseta a toujours été en zone stable très peu subsidente et ceci depuis le Paléozoïque, permettant ainsi le dépôt d'une couverture sédimentaire mésozoïque très réduite.

La zone préatlasique comporte quelques ondulations parfois dues à l'halocionèse, les seules structures significatives sont celles qui la bordent au Nord à savoir les chaînons de l'Antar-Guettar, Les monts du Nador, et les monts de Chellala et au sud par l'alignement des Djebels Aissa-Souiga-Melah de la région d'Ain Sefra jusqu'au Djebel Chebaibita de Zahrez.

I-3 : Stratigraphie :

I-3-1 Le Paléozoïque :

La série paléozoïque a été décrite par (G. LUCAS R 1952) dans deux régions bien distinctes, à savoir la région de Tiff rit (monts de Saïda) et de Ghar Roubane (Monts de Tlemcen). Cependant le niveau le plus ancien qui a été rencontré dans ces régions, est attribué au Silurien. (Fig. 3).

I-3-2-1 : Le Silurien: Il est représenté essentiellement par une formation de schistes gris à gris-bleu, siliceux à Graptolites, de quartzite et de phtanites noirs. Ces derniers sont constitués sur le plan microscopique, de microquartzite, très fine, charbonneuse, à radiolaires. L'épaisseur n'excède pas les 65 m.

I-3-2-2 : Le Dévonien: Il est constitué d'une série de schistes et de microbrèches, avec alternances de bancs schisteux et gréseux durs et de micorbrèches en gros bancs. Il s'agit de grès, plus ou moins grossier, à peu micacé, à petits graviers et à grains de phtanites. A Ghar Rouban, cette série admet l'inter stratification au sein des schistes et grès, de niveau de calcaire à caractère récifal, contenant essentiellement des algues (Othonella), et de polypiers (Cyathophyllum), associés à des Bryozoaires, des Brachiopodes, Gastéropodes et Trilobites. L'épaisseur est estimée à environs 200 m.

I-3-2-3 : Le Carbonifère :

- **Le Carbonifère inférieur** : Il est généralement transgressif sur les terrains anciens.
- **Le Viséen moyen** : Il a été reconnu que dans la région de Ghar Rouban, représenté par une barre de calcaires de 50 à 80 m d'épaisseur, presque entièrement dolomitisés. Elle peut avoir par endroit une étendue de 4 Km, qui va de Déglen à l'Ain Tilouine, présentant des calcaires massifs, gris-bleu, à foraminifères benthiques, tels que *Valvulina* et *Ammodiscus*. Au-dessus, viennent de déposer les schistes à minces intercalations de lydienne noire, riche en Radiolaires (*Spumellaria*).
- **Le Viséen supérieur** : décrit dans les deux régions, il est constitué de poudingues à gros galets de grès et de schistes et de tufs volcaniques ; les schistes sont fossilifères contenant des Brachiopodes et de Lamellibranches , caractérisant le Viséen supérieur. Les poudingues reposent en discordance angulaire sur le Dévonien. Ceci est surmonté par des poudingues fins à petits galets de phtanites noirs. Au dessus on retrouve des grès à gros graviers de phtanites. Localement, ils contiennent des débris charbonneux et quelques Brachiopodes et Encrines. Ces grès peuvent contenir des schistes gris clair, riche en faune viséenne, notamment *Productus Hemisphericus* P. *Striatus*, P. *Pseudoplicatilis* ...etc. Au sommet de cette formation on rencontre des brèches volcaniques à éléments variés , tels que les rhyolites, basaltes ou andésite associée à des galets de schistes. A Ghar Rouban, le viséen supérieur a été daté par les goniatites. Et il est constitué de calcaire qui repose sur des conglomérats transgressifs.
Par ailleurs, la formation du complexe volcano-sédimentaire : Elle regroupe des laves, des tufs et des produits à caractère détritique. A Tiffrit, ce complexe admet en association des faciès détritiques mal cimentés et à niveaux charbonneux (G. Lucas, 1952)
- **Le Carbonifère supérieur (Namurien)** : A Tiffrit, il est représenté essentiellement par une sédimentation détritique grossière, soulignée à la

base par des niveaux conglomératiques, coïncidant avec un développement magmatique intense, représenté par notamment de rhyolite et de basalte.

I-3-2 : Le Mésozoïque :

I-3-2-1 : Le Trias: Il se présente sous deux formes :

- Un Trias reposant en discordance sur le socle hercynien, soulignée par de puissants conglomérats (R. Ciszak, 1993).
- Un Trias en contact anormal avec les terrains plus récents. Il est de type extrusif.

Sur le plan lithologique, dans le mole de Tifrit et Ghar Rouban (bassin de Telagh), le Trias est constitué d'un complexe continental, grésos-conglomératique à bréchiq, souvent rubifié, à cachet alluvionnaire, de formations volcaniques (R.Ciszack, 1993) représentées essentiellement de basaltes de type doléritique, interstratifiés au sein des argiles et pélites rouges (Lucas, 1942, 1952). Elles sont surmontées de niveaux de calcaires durs, recristallisés, souvent dolomitisés, associés aux coulées basaltiques. Ces calcaires renferment essentiellement des débris de Lamellibranches et Gastéropodes (Traras).

Par ailleurs, on signale la présence de Bivalve, notamment Anoplopora Lettica, qui désigne le Muschelkalk. Au niveau de Tifrit, les évaporites sont généralement occasionnelles. Néanmoins, on note l'existence de niveaux gypseux associés souvent aux pélites rouges dans les affleurements de type extrusif. En ce qui concerne les laves volcaniques, elles sont visibles et souvent associées aux affleurements triasiques, représentées essentiellement par des basaltes et des rhyolites.

Le Trias au niveau des forages est un complexe de type fluvatile et lagunaire, représenté par une série argilo gréseuse et évaporitique, constitué à

la base par un conglomérat puissant, surmonté d'alternance de grès fin à moyen, à grossier, parfois quartzitique, à passées d'argiles silteuses, brun rouge, indurées feuilletées, silteuses, et de dolomies grises. Cette série peut être recoupée par une épaisse formation volcanique (andésite)

Les faciès lagunaires par contre sont représentés par des dolomies cristallines et d'anhydrite, parfois il est complètement salifère .

L'épaisseur des formations triasiques varie en générale entre 222m à 1164

I-3-2-2 : Le Jurassique: affleure à Ghar Rouban et Tifrit, et il est traversé par la majorité des puits de la région.

- **Le Jurassique inférieur (Lias) :** En affleurement, les termes, inférieurs sont généralement peu fossilifères (Ammonites absentes), (G.Lucas, 1952). H est constitué de calcaires gris à Brachiopodes, ou de dolomies à algues et pachyodontes, de type faciès néritique peu profond. L'épaisseur du lias calcaire peut être estimée à 300 m. Les calcaires deviennent noirs, spathiques au Toarcien, riches en bélemnites (20m), associés aux calcaires argileux à ammonites pyriteuses (Pseudogrammoceras, Harpoceras faciferum...etc).

Par contre au niveau des forages, le Lias est plus épais, son épaisseur peut atteindre les 1100m . Il est généralement composé de dolomies cristallines à microcristallines à passées de calcaires, parfois oolithiques, d'argiles et d'anhydrites . Par ailleurs, ces niveaux ont pu être datés par les ammonites, les foraminifères et par biozones palynologique

- **Le Jurassique moyen (Dogger)** A Ghar Rouban et à Tiff rit, il est représenté à sa base (Aalénien-Bajocien) par des formations néritiques subrécifales, essentiellement dolomitiques, surmontées de calcaires gris, grumeleux, pseudo oolithiques, à petits fossiles siliceux, les Echinodermes sont localement abondants. Ces faciès deviennent plus argileux au Bajocien et représentés par des marnes à Ammonites pyriteuses

(Pylioceras, Oppelia Subradiata) L'épaisseur, est supérieure à 100m. Le Dogger traversé par les puits, est constitué de dolomies massives, cristallines à microcristallines à passées de calcaires crayeux. De calcaire argileux, légèrement dolomitique, parfois à pseudo oolithes, ce faciès contient essentiellement des grès gris vert, fin à moyen, micacé, à passées d'argiles grises indurées et quelques fines intercalations de dolomies microcristallines. Vers le nord, aux environs de Remailla, il est représenté par des argiles gris-noirs, silto-gréseuses, feuilletées. Quant à l'épaisseur, elle est importante peut atteindre relativement les 1500m. Les datations ont été faites à base d'études palynologiques.

- **Le Jurassique supérieur (Malm) :** Il est caractérisé à l'Oxfordien, par un apport sableux qui évoque le faciès deltaïque et gagne les régions de Ghar Rouban et celle de Tif rit, constituées d'argiles grises et de grès. Quant aux faciès bathyaux, semblent couvrir la région de Nador. L'installation de mers épicontinentales très peu profondes, au Kimmeridgien- Portlandien, a pu favoriser le dépôt de dolomies, calcaires argileux, marnes à lamellibranches, échinodermes, des récifs notamment à l'est de Tiaret. Au nord, le dépôt profond persiste à cette période, avec des calcaires ammonitico-rosso à calpionelles au Tithonique. Cependant, au niveau, des forages, le Malm se présente sous forme d'une alternance de calcaires argileux et de marnes et argiles gris-noirs. Il admet une série essentiellement dolomitique ou calcaire au Portlandien. L'épaisseur de ces séries peut dépasser les 1000m (forages).

I-3-2-3 : Le Crétacé

- **Le Crétacé inférieur** : Il est essentiellement argilo-gréseux, de type fluvio-deltaïque, constitué d'alternance de grès fins et d'argiles gris-vert, silteuse et de fines passées de calcaires et dolomies gréseux. L'épaisseur de ces séries varie entre 280m et 500 m, pouvant atteindre environ 1500m.
- **Le Crétacé supérieur** : Il affleure au Nord-Est de la région d'étude, représenté par des faciès marno-calcaire avec des influences évaporitiques. Son épaisseur est estimée à environ 850m.

AGE	LITHOLOGIE	EP.	DESCRIPTION
MIOCENE			Argiles silteuses et des grès
CRETACE	Supérieur 	> 650m	Calcaires marneux et des marnes
	Inférieur 	280 à 1500 m	Alternance de grès et d'argiles à fines passées de dolomies et de calcaires
JURASSIQUE	Malm 	~1000 m	Calcaires et dolomies massifs Marno-calcaires
	Dogger 	100 à 1500 m	Marnes à ammonites
	Lias 	300 à 900 m	Calcaires fossilifères Calcaires argileux à ammonites
TRIAS		222 à 1016 m	Grès et conglomérats avec des coulées basaltiques
CARBONIFERE	Supérieur 		Grès conglomératiques à passées d'argiles et à niveaux basaltiques
	Inférieur 	50 à 80 m	Conglomérats niveau volcanique (basalte) Poudingues et schistes fossilifères (radiolaires)
DEVONIEN		~200 m	Calcaires transgressifs à foraminifères benthiques Alternance de schistes, grès et microbrèches
SILURIEN		65 m	Schistes et phylites noirs à graptolites

Fig.3- : Colonne lithostratigraphique type des Mont de Tlemcen (d'après BENEST et al.1999)

I-4 : Place du bassin d'étude dans le cadre de l'évolution géodynamique :

Le bassin de la Tafna est constitué les limite occidentaux des bassins littoraux Néogènes de l'Algérie (NEURDIN, 1992). Il dessine un sillon complexe de direction WSW-ESE. Il appartient à la zone tellienne (FENET, 1975) et est inclus dans le domaine externe de la chaîne alpine. Son évolution paléogéographique est liée aux phases paroxysmales de l'orogénèse alpine (GUARDIA, 1975) et c'est durant le Miocène inférieur qu'il s'est individualisé.

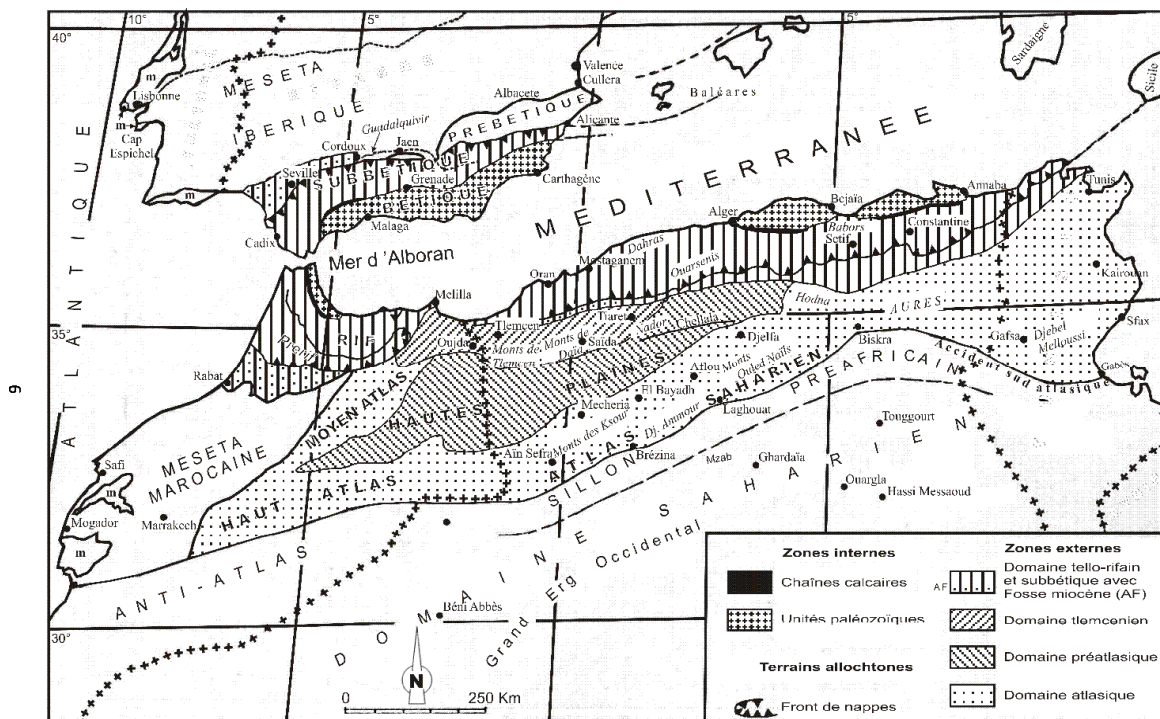


Fig. 4– Schéma structural de la chaîne alpine de la Méditerranée occidentale (d'après M. BENEST, 1985 ; modifiée).

I-5 :L'évolution structurale de la région d'étude :

L'Algérie Nord occidentale a connu deux grandes périodes orogéniques : une tectogénèse dite pré-atlasique et l'autre tectogénèse appelée atlasique (GUARDIA ,1975).

I-5-1 : La tectogénèse pré-atlasique :

Elle regroupe tous les mouvements tectoniques ayant affectés le socle pendant la période de sédimentation de la couverture secondaire. Ces mouvements sont décelés grâce aux perturbations provoquées au cours de la subsidence. Ils concernent les failles N20 et N50 qui rejouent ainsi en régime distensif et permettent l'individualisation des bordures orientale et occidentale des Traras respectivement du Trias au Crétacé.

I-5-2 : La tectogénèse atlasique :

Elle concerne les mouvements qui se sont produits pendant l'émersion définitive de la région au Crétacé supérieur, et au cours de la transgression miocène. Les structures observées sont rapportées à trois phases tectogéniques essentielles

➤ La première phase majeure de tectogénèse :

D'âge éocène, cette phase agit en compression. Elle est responsable de l'ébauche des principaux plis de grande amplitude qui déforment la région.

➤ La seconde phase :

D'âge oligo-miocène, elle se révèle d'une très grande importance dans l'édification architecturale de la région. Elle est distensive et permet l'individualisation des horsts et des grabens grâce au jeu vertical important des accidents principaux N50 et pour une moindre part N20.

➤ **La dernière phase :**

Il s'agit d'une phase compressive. Elle débute au Miocène supérieur et ses effets s'étendent jusqu'au Quaternaire. Elle se manifeste par le jeu d'accidents en mouvements décrochant et par des déversements des structures formées lors des phases antérieures.

I-6 : Résultats pétroliers :

La présence de gisements d'hydrocarbures dans le Nord-ouest de l'Algérie (gisement d'Ain Zeft et de Tliouanet dans le bassin de Chélif) a attiré plusieurs compagnies pétrolières.

Dans la Meseta Oranaise, la SN.REPAL, SNPA (Division Afrique) et SPHD-DS qui durant les débuts des années soixante exploraient la région et foraient les quatre premiers forages .

L'implantation de tous les puits de la Meseta a été basée sur des études de gravimétrie et/ou sismique réflexion et/ou photogéologie et parfois accompagnée de brèves reconnaissances géologiques sur le terrain.

Le premier puits foré par Sonatrach sur la base d'une sismique réflexion. Il avait comme objectifs principaux, le Paléozoïque, le Trias gréseux, le Lias, les calcaires du Dogger et les grès du Callovien.

Le plus récent puits foré par Sonatrach (1972), Les résultats pétroliers des objectifs gréseux du Trias et des calcaires du Dogger et du Lias se révèlent sec.

Le nombre de puits utilisé pour cette étude est deux (2), ils sont implantés dans la Meseta Oranaise.

Les tests effectués sur les puits sont réalisés au niveau des réservoirs du Jurassique.

Les résultats pétroliers de ces puits forés dans les hauts plateaux s'avèrent

décourageants (sec ou à eau).

II- Généralités géochimiques

La matière organique (MO) sédimentaire est l'objet de recherche depuis de nombreuses années.

Elle est à l'origine de nos ressources énergétiques. Elle constitue également un enregistrement de la vie passée. De plus, comme tout constituant d'un sédiment, elle témoigne de son origine, de sa composition, du degré de transformation, de son milieu de dépôt et des conditions de préservation. La connaissance de tous ces processus se situe à l'interface entre la chimie et la géologie voir même la biologie. La discipline en question est désignée par la Géochimie Organique appliquée à l'exploration pétrolière. C'est l'étude de la matière organique, sa composition et sa variation depuis son incorporation dans les sédiments jusqu'à sa transformation, sa maturation, son accumulation et sa migration sous forme d'huile ou de gaz vers les roches réservoirs.

La géochimie est basée sur des techniques de laboratoire, en introduisant des méthodes chimiques, mathématiques et physiques pour l'étude de la matière organique des roches (roche mère) ainsi que l'étude des limites.

Une étude géochimique intégrée d'une région donnée aboutit à une évaluation quantitative des hydrocarbures générés ainsi que l'identification des roches mères, ceci contribue à l'optimisation du risque géologique lié aux forages des prospects.

II -1 OBJECTIFS :

Les buts principaux de la géochimie sont :

- Identification et caractérisation des roches mères.
- Situer les périodes de génération et d'expulsion des hydrocarbures.
- Caractériser les bruts et les extraits.

- Etablir des corrélations (huile / huile ou huile/roche mère).
- Détecter les chemins de migration des fluides.

II-2- Origine et formation de la matière organique

La matière organique est constituée principalement de débris d'algues lacustres, de planctons marins, de plantes supérieures et de bactéries. Elle est incorporée aux sédiments lors de leur dépôt. Selon (Tissot et Welte, 1984), 0,5-1% de la biomasse est sédimentée. Les principaux groupes composant la matière organique quel que soit sa nature sont les lipides, les carbohydrates, les protéines, les tannins et la lignine (Fig.5-6).

Le processus de sédimentation est un processus permanent qui se produit dans les océans et lacs à l'échelle des temps géologiques (millions d'années). Ainsi, l'incorporation de la matière organique dans les sédiments est favorisée par une faible vitesse de déposition et une faible énergie des grains fins des sédiments argileux ou carbonatés. L'abondance de la matière organique se trouve généralement dans les zones profondes des bassins.

Après la phase de sédimentation, la matière organique subit une première transformation contrôlée par l'activité bactérienne (oxydo-réduction et sulfato-réduction).

Elle subit le processus de diagenèse organique où il y a libération de l'azote et CO₂ principalement, puis au fur et à mesure la température monte, elle rentre dans la phase de catagenèse où de l'huile est générée entre 60 et 120°C. Quand elle atteint le stade de métagenèse elle génère du gaz.

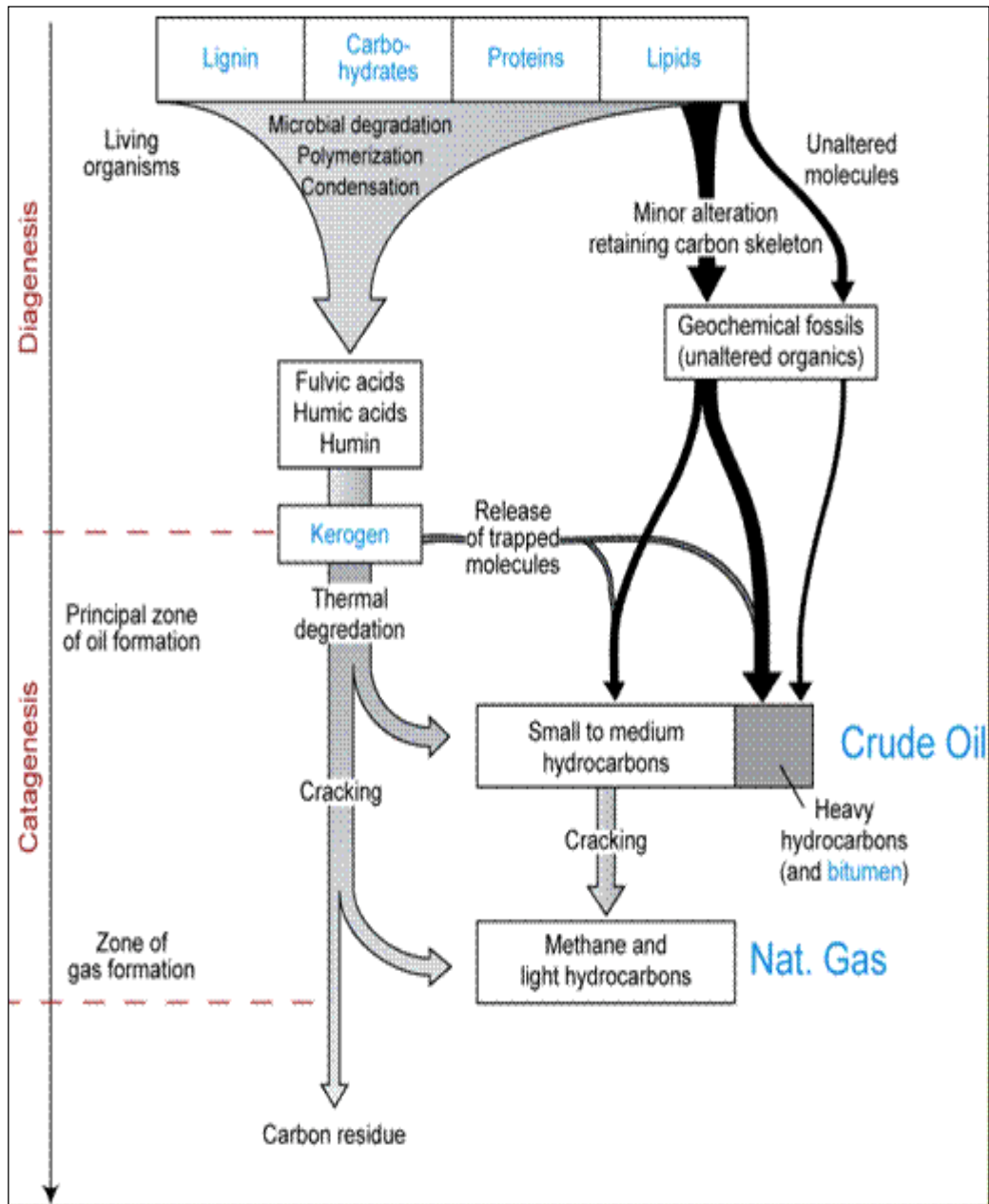


Fig. 5 : Evolution de la matière organique avec l'enfouissement

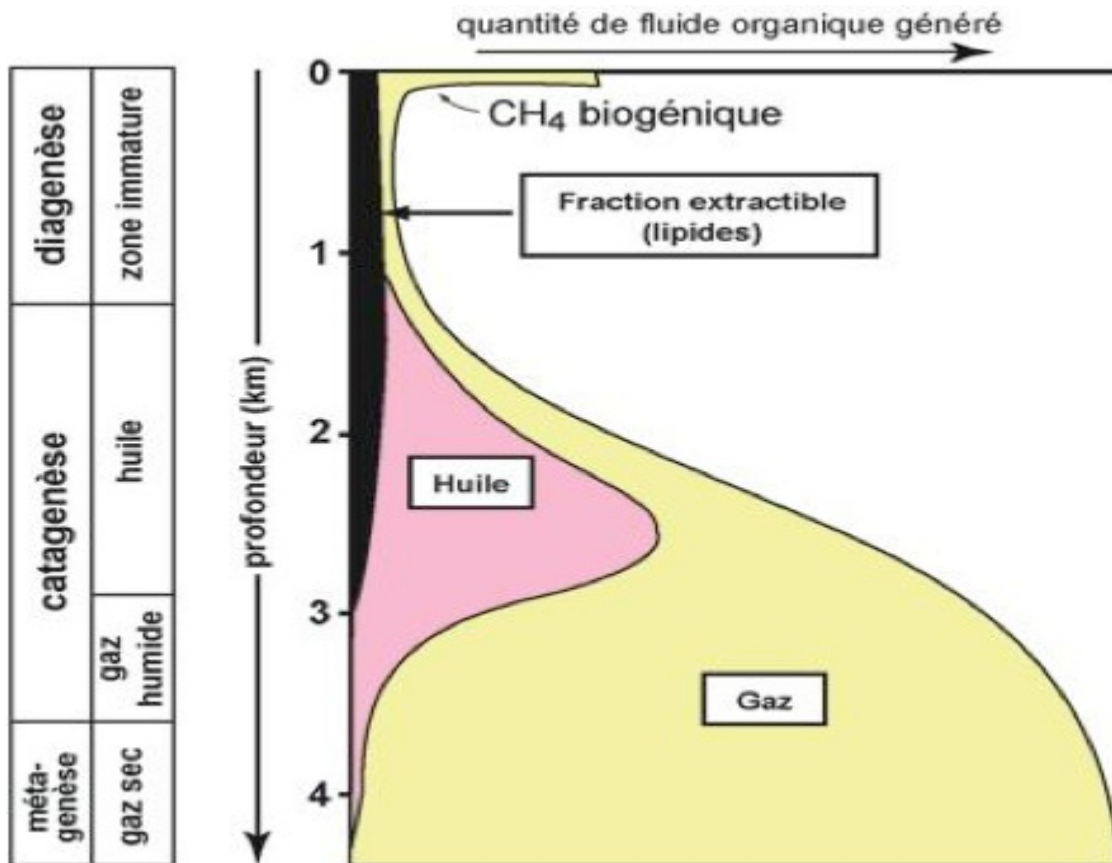


Fig.6- Evolution au cours de l'enfouissement de la composition de la matière organique sédimentaires

Il est défini comme étant une matière organique insoluble aux solvants organiques (Fig.7). Au cours de l'enfouissement des sédiments et par l'action du temps et de la température, le kérogène subit une dégradation thermique sous l'action de la température. C'est la phase de maturation (Fig.8). Il est alors transformé en bitume. Ce bitume une fois transformé en hydrocarbures liquides peut alors quitter la roche mère et migrer vers une roche réservoir sous forme d'hydrocarbures liquides, c'est ce qu'on appelle migration primaire.

Le terme « roche- mère » est défini comme étant un niveau contenant de la matière organique ayant généré des quantités commerciales d'HC.

Il existe quatre types de matières organiques :

-TYPE I : C'est une matière organique aquatique (marine ou lacustre) riche en lipides et par conséquent en hydrogène. Elle a un potentiel pétrolier et un indice d'hydrogène élevé (IH : 800-900 et IO < 50mg HC/g COT) (Fig.9).

-TYPE II : Il est composé d'algues marines, pollen, spores et bactéries (451-600mg HC/g COT). Le rapport H/C est moyennement élevé (Fig.9).

-TYPE III : Il est principalement composé de végétaux supérieurs (IH < 150mg HC/g COT). Ce type est composé de la matière continentale, pauvre en hydrocarbures saturés et riches en composés aromatiques. Ce type de matière organique est surtout favorable à la génération du gaz. Le rapport H/C est relativement moindre par rapport aux deux autres types.

-TYPE IV : Le kérogène de type IV est produit par l'altération au cours du cycle sédimentaire des roches, il montre à l'analyse élémentaire de très faibles quantités d'hydrogène et des fortes proportions en oxygène, il provient par altération des trois autres types.

Ce kérogène fortement altéré est sans intérêt pétrolier car il a perdu toute capacité à produire des hydrocarbures.

II-3 : Evolution de la matière organique en pétrole et en gaz :

Du point de vue chimique, le kérogène se présente comme une macromolécule ayant une composition complexe. Il occupe une place de choix pour investigation géochimique, vu qu'il constitue la source de toute production d'hydrocarbures. En effet, le craquage des liaisons chimiques sous l'influence de la température (en présence de la matrice minérale) permet d'aboutir à la

génération de molécules d'hydrocarbures (fig.7). La qualité et la quantité de ces derniers (liquides ou gazeux) dépendent de la nature ou du type de la matière organique initiale, de l'intensité de la température régnant sur la roche-mère et de son milieu de dépôt.

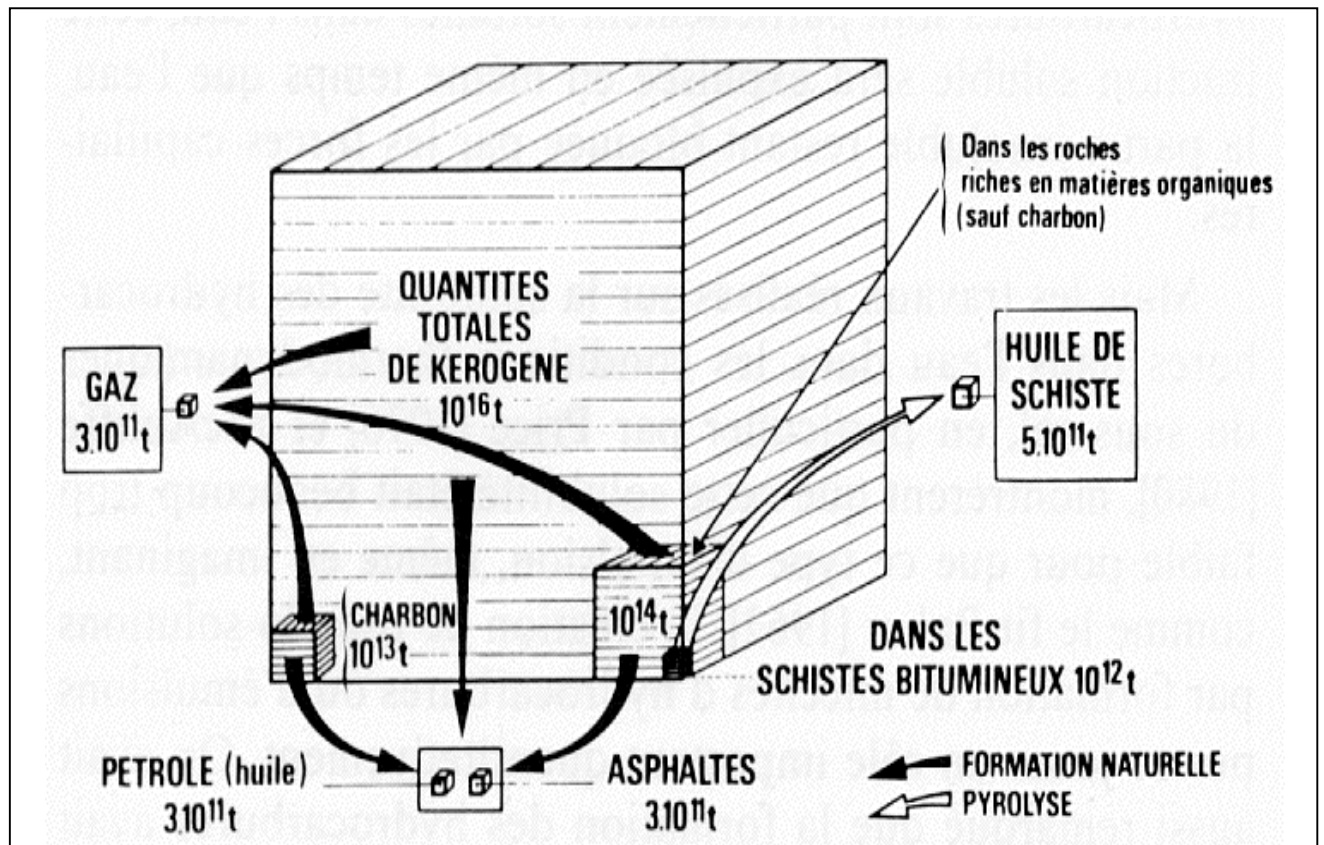


Fig.7 : Evolution du kérogène au cours de l'enfouissement

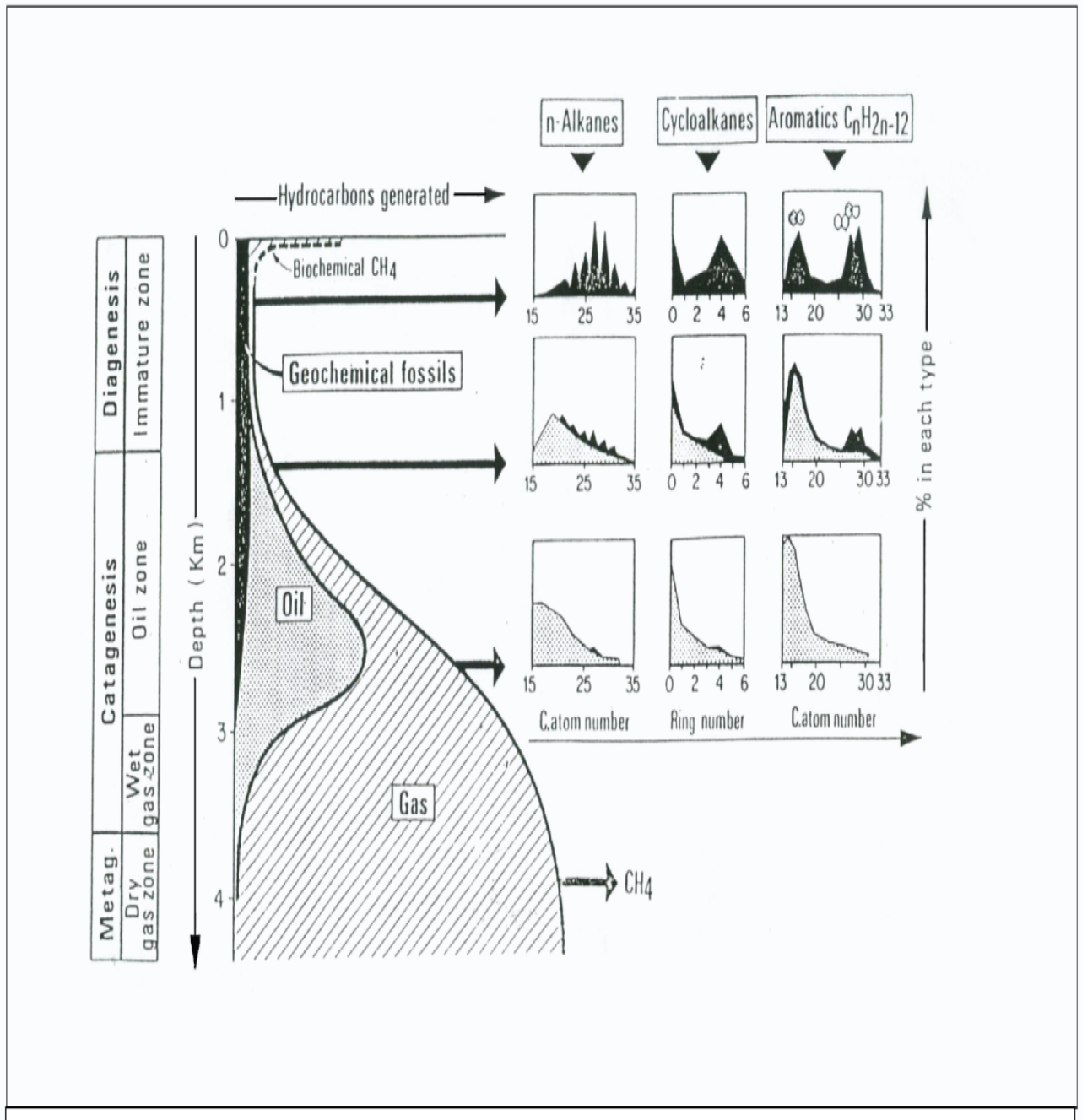


Fig.8-Schéma générale montrant la formation des hydrocarbures durant l'enfouissement de la roche mère

Le kérogène est progressivement transformé au cours de l'enfouissement sous l'effet des facteurs temps et température en petites molécules ayant un faible poids moléculaire (Fig.9).

Les transformations que subit la matière organique au cours de l'enfouissement sont biochimiques, thermodynamiques et thermiques.

Elles sont matérialisées par la mise en évidence de trois phases de maturation par lesquelles transite la matière organique depuis sa fossilisation jusqu'à sa dégradation finale (fig.8). Les étapes successives sont :

II-3-1 La diagenèse :

La composition élémentaire de la matière organique fraîchement sédimentée est constituée essentiellement de carbone, hydrogène et oxygène, mais aussi de soufre et d'azote. Durant cette phase précoce, si la matière organique a été déposée dans un milieu riche en oxygène (milieu aérobie, milieu oxydant), elle est oxydée et dégradée (mauvaises conditions de conservation). Par contre, si elle a été déposée dans un milieu réducteur (anaérobie, bonne condition de préservation de la matière organique), il y'a généralement production du gaz biochimique, méthane d'origine bactérienne, (CH_4), d'eau (H_2O), de gaz carbonique (CO_2), H_2S et d'azote. La paléo-température est fixée entre 70°C - 80°C (Bordenave, 1993).

II-3-2 La catagenèse :

Elle correspond à la phase principale de formation des hydrocarbures liquides. C'est la fenêtre à huile. La paléo-température est comprise entre 65°C et 150°C . Les profondeurs sont variables et dépendent du gradient géothermique. Il faut noter que la limite supérieure de la catagenèse correspond à la formation du condensât et de gaz humide.

La génération des hydrocarbures liquides de la matière organique sédimentaire ainsi que sa dégradation totale dépend essentiellement de deux facteurs principaux : la température et le temps de résidence de la matière organique.

En effet, la température élevée agissant pendant un temps court produit les mêmes effets qu'une température basse agissant pendant un temps long.

Le degré d'évolution thermique (maturation) de la matière organique dépend :

- De l'âge des sédiments
- Du gradient géothermique local.
- De l'enfouissement atteint.

REMARQUE : D'après le diagramme de Van Krevelin, on constate que pendant cette phase pour les types I et II, H/C diminue fortement et O/C ne diminue pratiquement plus. Pour le type III, H/C diminue peu, mais O/C diminue toujours fortement. Pour le type IV seul le rapport O/C diminue.

II-3-3 La métagenèse :

C'est la phase de formation du méthane sec. Ainsi, cette phase s'achève par la formation progressive du graphite. C'est le stade du métamorphisme.

II-4- Migration des hydrocarbures

Sous l'action de nombreuses contraintes, notamment les pressions, les hydrocarbures générés vont être expulsés de leur roche-mère (Cette expulsion est qualifiée de migration primaire). Ces hydrocarbures expulsés vont s'accumuler dans un niveau réservoir, qualifié de roche perméable et poreuse (ce processus est appelé migration secondaire). Il est important de signaler que dans le cas où l'étanchéité de la couverture (du réservoir) est affectée suite aux mouvements tectoniques, les hydrocarbures poursuivent leur migration (Ce processus est appelé migration tertiaire).

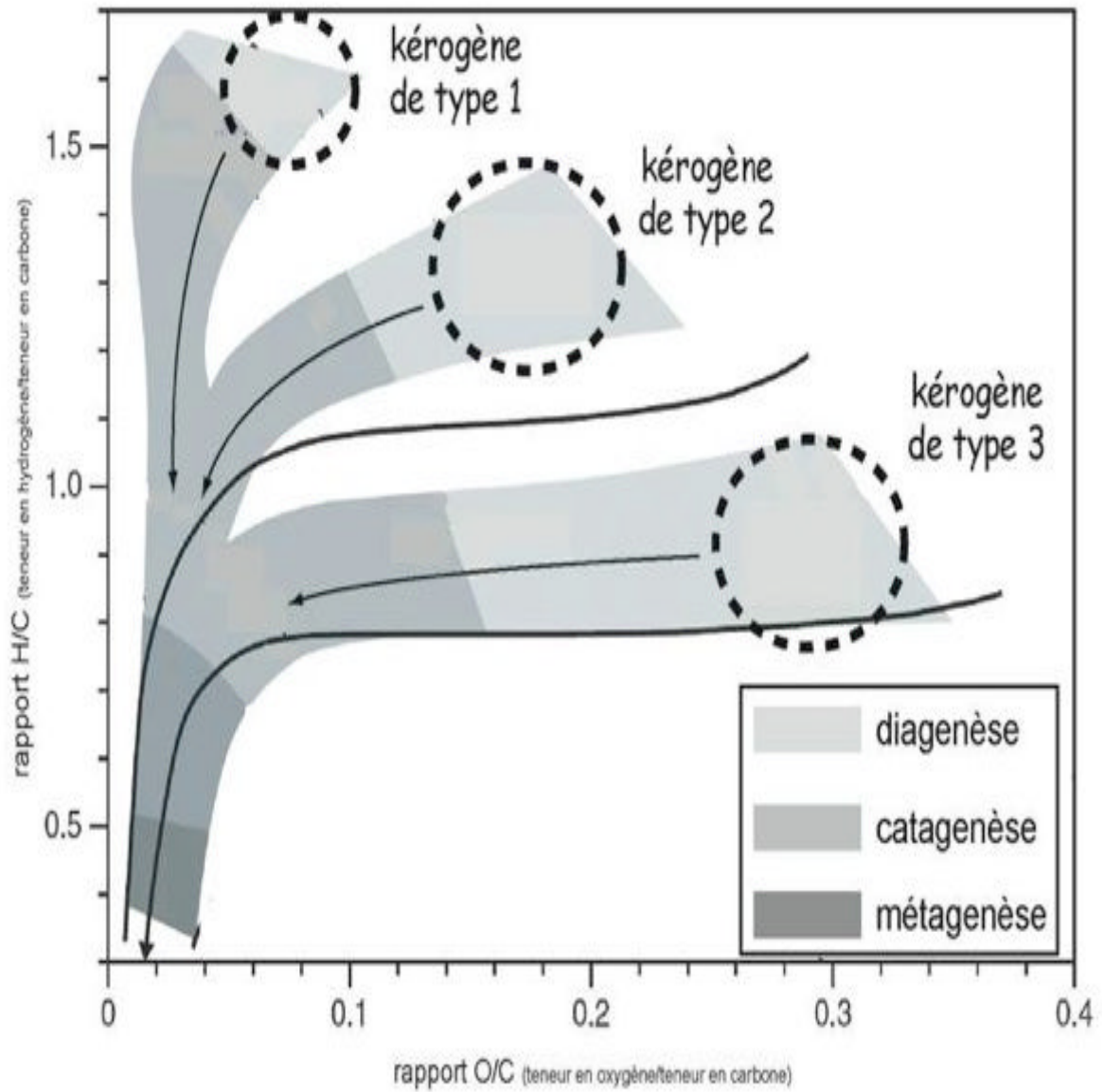


Fig.9-Diagramme de VAN KREVELEN H/C-O/C

II-5 APPAREILS ET PROCÉDES GEOCHIMIQUES

Afin d'aboutir à une bonne caractérisation de la matière organique du point de vue origine, type, richesse et la nature d'Hydrocarbure généré, il y a lieu de procéder à un ensemble d'analyses au laboratoire et qui se résumant comme suit :

- **Dosage du Carbone Organique Total (COT) ;**
- **La Pyrolyse Rock Eval ;**
- **Les méthodes optiques (IAT, PRV,...) ;**

II-5-1 Dosage du Carbone Organique Total (COT)

Pour avoir une idée sur la richesse de la matière organique de notre échantillon, nous devons passer par les étapes suivantes: **l'Attaque à l'acide, la Neutralisation, la Filtration, le Séchage** de la matière organique.

-L'attaque à l'acide: on prend 400 mg d'échantillon broyé (pour les argiles), ou 800 mg (pour les carbonates), on procède à l'attaque par l'Acide Chlorhydrique (HCL, 2N) l'échantillon afin d'éliminer les carbonates et par l'Acide Fluoridrique pour éliminer la dolomie.

-Neutralisation : d'abord il faut commencer par étalonner le PH- mètre par le procédé suivant : On prend trois béchers contenant 5 ml d' HCL et de l'eau distillée, les mettre un par un dans le PH- mètre afin de l'étalonner à une valeur de 7- 7,5, et à ce moment-là, on peut faire la neutralisation de notre échantillon, en ajoutant du NAOH (N 1,33) pour éliminer le HCL.

- Filtration : on met l'échantillon dans un creuset en porcelaine (filtrant) et à l'aide d'une pompe à vide pour aspiration, on peut obtenir un minimum de liquide dans notre échantillon.

-Séchage : on met les échantillons dans une étuve sous une température qui ne dépasse pas 50°C, après cette opération on peut commencer le dosage.

Le dosage du carbone organique est un critère important d'évaluation de la richesse d'une roche en matière organique (COT).

Il se fait à l'aide de 2 appareils:

- Doseur de carbone LECO WR- 112 pour le Carbone Organique Total (COT).
- Doseur du Carbone et du Soufre (SC 444).

Le COT représente la teneur pondérale en carbone organique dans une roche sédimentaire, exprimée en pourcentage carbone organique / gramme de roche, il donne une idée sur la richesse en matière organique, permettant ainsi d'établir la classification suivante :

Tab. 1 : classification des roches en fonction du carbone organique total

Carbone organique total (%) (Argiles)	Carbone organique total (%) (Carbonate)	Classification
< 0.5	< 0.12	Roche pauvre
0.5- 1	0.12- 0.25	Roche moyenne
1- 2	0.25- 0.5	Roche bonne
2 - 4	0.5- 1	Roche très bonne
> 4	> 1	Roche excellente

(BEICIP-1988)

A la fin de cette opération, on peut également calculer le pourcentage du carbone minéral dans notre échantillon par la formule suivante:

$$\% \text{ CM} = \frac{0.6 [(VHCL \times NHCL) - (VNAOH \times NNAOH)]}{P}$$

Où : VHCL: volume de l'acide chlorhydrique (ml).

NHCL: normalité de l'acide chlorhydrique.

VNAOH: volume de la soude (ml).

NNAOH: normalité de la soude.

P: poids de l'échantillon (mg).

II-5-2 La Pyrolyse Rock Eval

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

Elle simule en un temps très court (20 minutes), la genèse naturelle d'huile dans les sédiments. Elle permet de mesurer le contenu en hydrocarbures libres (S1), en hydrocarbures potentiels (S2), en CO₂ organique (S3) dans les roches et la température atteinte au sommet du pic (S2) (T max).

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

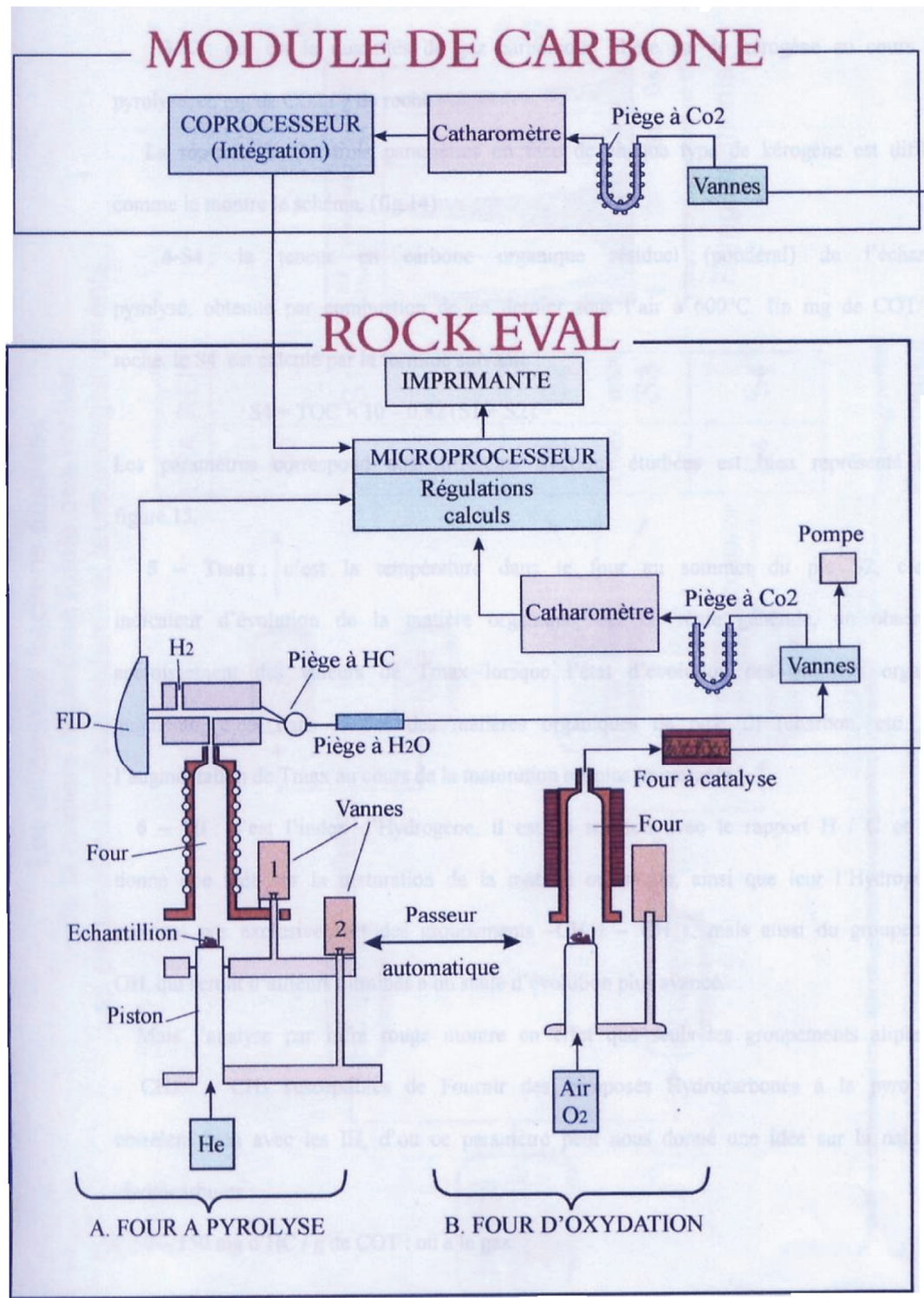
○ **Principe de la Pyrolyse:**

La pyrolyse permet de déterminer, à la fois :

- La nature et le type de la matière organique.
- Son état d'évolution ou degré de maturation.
- Son potentiel pétrolier résiduel et initial.

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

L'appareil ROCK-EVAL II est représenté dans la (Fig.10).



(BEICIP-1988)

Fig.10 : Schéma du principe Rock-Eval II muni d'un module de carbone.

- Les paramètres obtenus par Pyrolyse sont les suivants :

- **S1**: représente la quantité des hydrocarbures libres (liquides ou gazeux) exprimé en : mg d'HC/ g de roche.
- **S2**: la quantité de composés hydrocarbonés provenant du craquage entre 300 et 600°C du kérogène, exprimé en: mg d'HC/g de roche (Tab.2).

Tab.2 : Evaluation qualitative du S2

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

La température en degré Celsius atteinte au sommet du pic S2 est dite T max (Fig.11).

- **T max** : c'est la température dans le four au sommet du pic S2, c'est un indicateur d'évolution de la matière organique, car en règle générale, on observe un accroissement des valeurs de T max lorsque l'état d'évolution des matières organiques augmente, c'est dans le cas des matières organiques de type III (continentale) que l'augmentation de Tmax au cours de la maturation est plus importante et que l'évolution thermique est plus longue (Fig.11 et Tab.3).

Tab. 3 : Les valeurs de Tmax en fonction du type de la matière organique

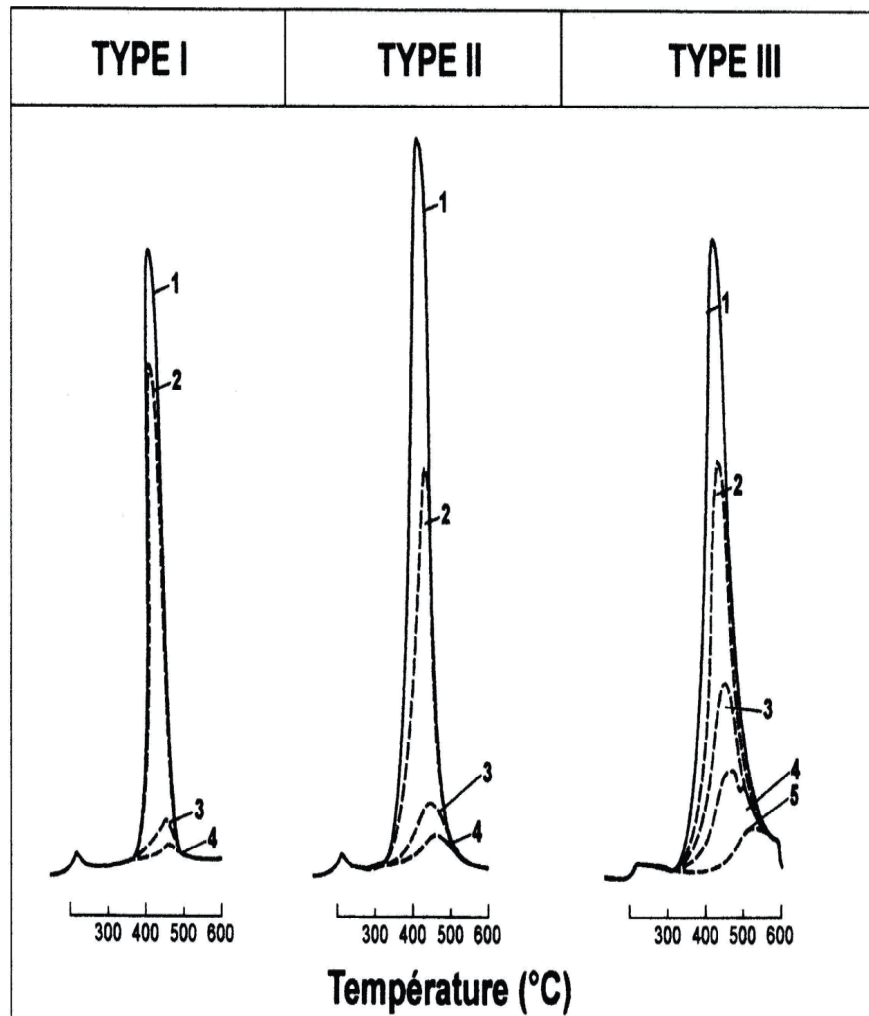
Paramètres géochimiques	Notions	Intervalle des valeurs		Estimation qualitative
Maturation	T max	Type I	< 430°C 430-445°C > 445°C	Immature Huile Condensât- gaz
		Type II	< 430°C 430-450°C > 450°C	Immature Huile Condensât- gaz
		Type III	<430°C 430-465°C 465-540°C > 540°C	Immature Huile Condensât-gaz humide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

●**S3**: La quantité de gaz carbonique (CO₂) piégé séparément lors du craquage du kérogène est exprimée en mg de CO₂/g de roche.

●**S4**: Il correspond au CO₂ issu de la combustion de l'échantillon de roche sous air à 600°C, il s'exprime en mg de COT/g de roche et est calculé par la formule suivante:

$$S4 = COT \times 10 - 0.82 (S1 + S2).$$

Ces trois paramètres en face de chaque type de Kérogène sont représentés dans le schéma suivant (Fig.11).



(BEICP-1988)

Fig. 11 : Variation de la forme du pic S2 au cours de la maturation pour les trois grand types de matière organique étudiés

Les paramètres correspondant aux différentes fractions étudiées sont représentés sur la figure 12.

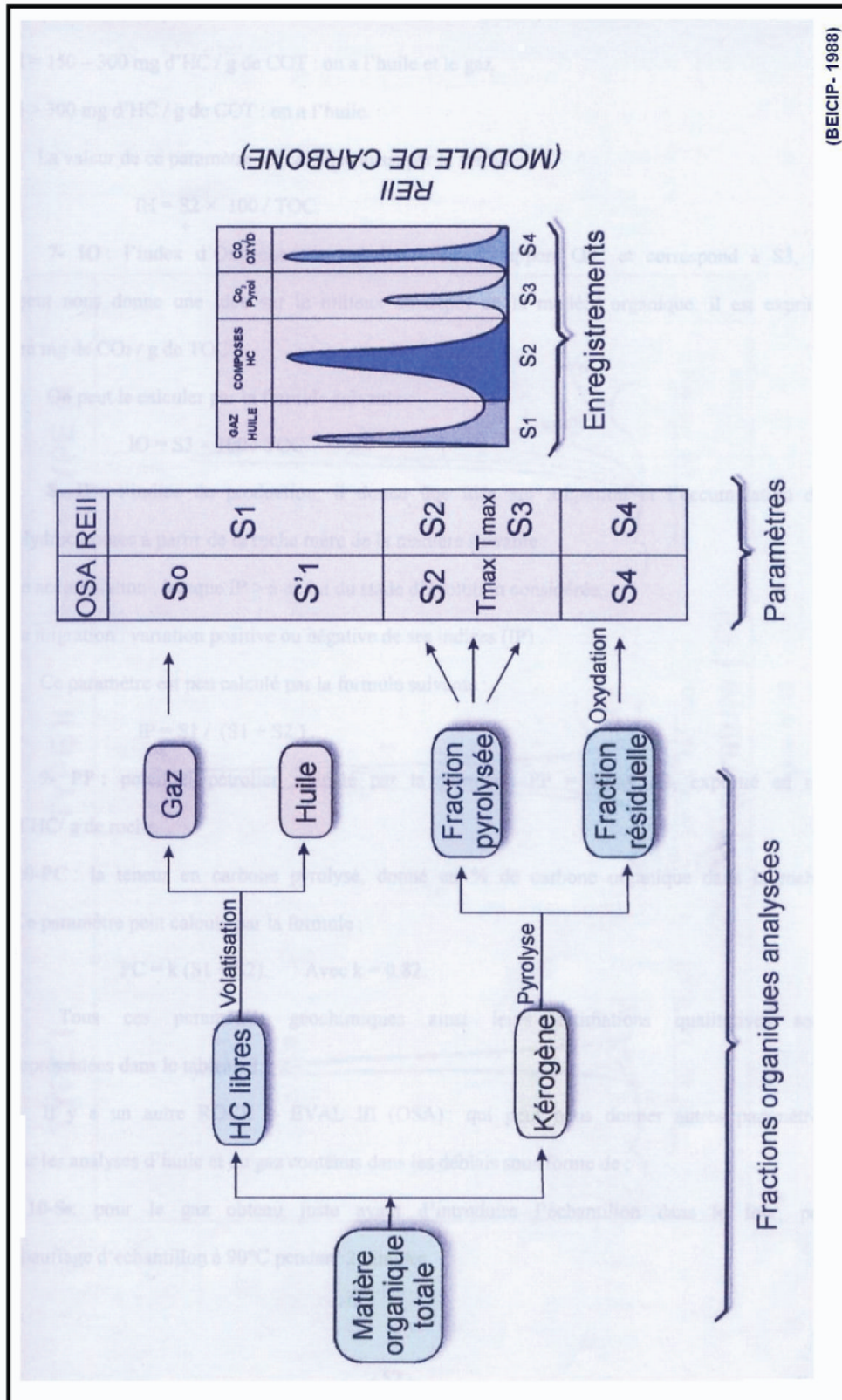


Fig.12 : Les différentes fractions étudiées de la matière organique totale des roches, les paramètres correspondants et leurs enregistrements .

- Les paramètres calculés sont les suivants:

• **IH** : c'est l'indice d'hydrogène, il est calculé par l'équation ci-dessous. Il est exprimé en mg d'hydrocarbures / grammes de COT.

$$\mathbf{IH = S2 \times 100 / COT.}$$

Il est en relation avec le rapport H/C et S2, et donne une idée sur la maturation de la matière organique. Ce paramètre peut aussi nous donner une idée sur le type de matière organique (Fig.14 et Tab.4)

Tab.4 : Echelle des valeurs de l'indice d'hydrogène

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

Tab. 5 : Valeurs des IH en fonction du type de la matière organique

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

• **IO** : l'indice d'Oxygène: en relation avec le rapport O/C et correspond à S3, IO peut nous donner une idée sur le milieu de dépôt de la matière organique, il est exprimé en mg de CO2/ g de COT.

On peut le calculer par la formule suivante:

$$\mathbf{IO = S3 \times 100 / COT.}$$

Tab. 6 : Echelle des valeurs de l'indice d'oxygène

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

- **IP** : L'indice de production nous donne une idée sur la migration et l'accumulation des Hydrocarbures à partir de la roche mère :
 - une accumulation : lorsque $IP >$ à celui du stade d'évolution considérée.
 - une migration : variation positive ou négative de ses indices (IP).

Ce paramètre est calculé par la formule suivante:

Si $IP > 0,3$: il y a beaucoup d'hydrocarbures libres donc la Tmax va être sous-estimée.

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

- **PP** : Potentiel pétrolier, calculé par la formule : $PP = S1 + S2$, exprimé en mg d'HC/ g de roche (Tab.7).

Tab. 7 : Echelle de valeurs du potentiel pétrolier.

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

- **PC** : La teneur en carbone Pyrolysé, donné en (%) de carbone organique dans la roche.

Ce paramètre peut être calculé par la formule suivante:

$$PC = K (S1 + S2). \quad \text{Avec } K = 0.82.$$

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

- IH / IO : qui donne une idée sur le type de la matière organique (Fig.13).
- IH /Tmax : qui donne aussi le type de la matière organique et son degré d'évolution de la (Fig. 14).
- Profondeur/ COT : qui montre la variation du matériel organique avec la profondeur.

Au niveau du CRD Boumerdès, les analyses de la pyrolyse sont effectuées à l'aide du ROCK – EVAL II (Fig.12), mais la dernière génération de ces appareils c'est le ROCK- EVAL VI.

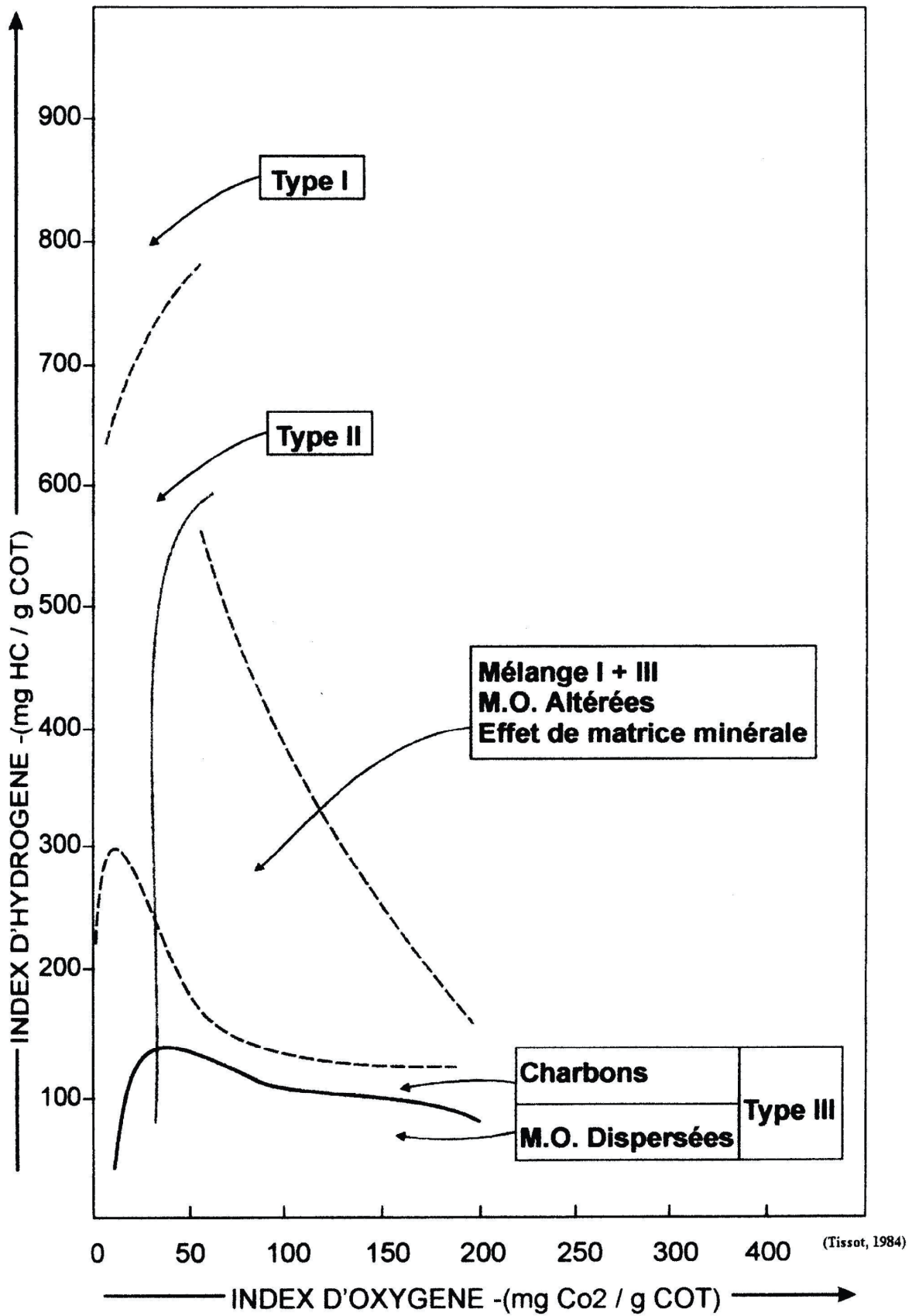


Fig.13-Diagramme général IH-IO

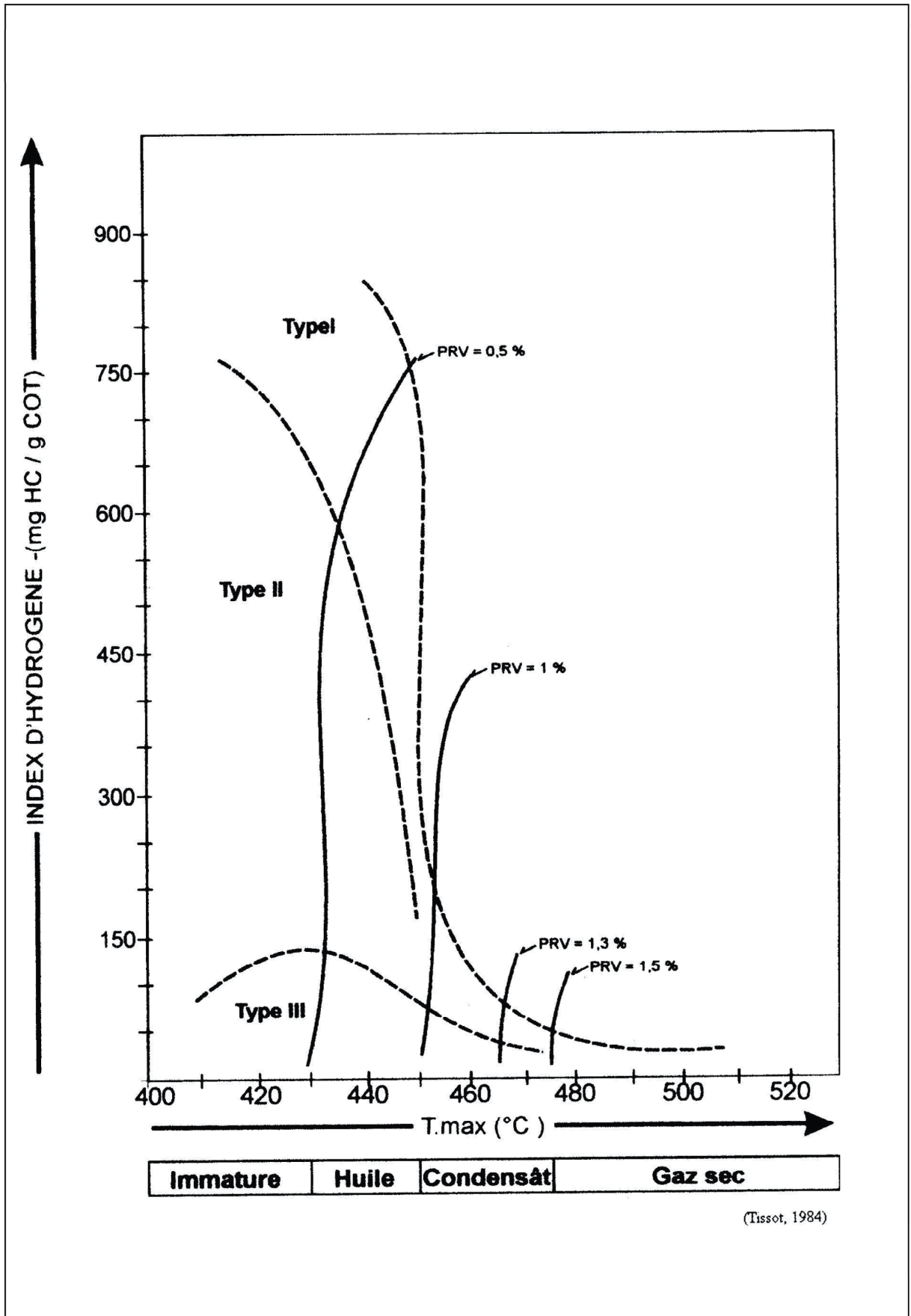


Fig.14-Diagramme général IH-Tmax

II-5-3 Les méthodes optiques (IAT, PRV,...) :

Comme dans le cas de la pyrolyse programmée, les méthodes optiques en général associées au dosage du carbone organique total nécessitent le minimum de richesse en matière organique pour élaborer des lames minces ou pastilles pour la pétrographie organique et mesures optiques. Ces méthodes exigent différentes manipulations soit en lumière transmise soit en lumière réfléchie, ou en lumière fluorescente.

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

- **L'étude en lumière transmise :**

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

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

Les indices d'altération thermique les plus élevés déterminent les matières organiques les plus matures.

Cependant, des processus d'altération peuvent affecter la coloration du palynomorphe. En outre, les études en lumière transmise diffèrent d'un observateur à un autre rendant parfois l'observation subjective.

Une corrélation entre les différentes phases de matière organique et la Tmax permet d'établir le tableau ci-après :

Tab.8 : Corrélation entre les différents paramètres de maturation

	Diagenèse	Catagenèse		Métagenèse
Stade d'évolution	Zone immature	Zone de genèse d'huile	Zone de genèse des condensats et gaz humides	Zone de genèse des gaz secs
I.A.T	1.0 à 1.5	2.0 à 3.0	3.0 à 3.5	3.5 à 5.0
Tmax	≤435 °C	435°C à 465°C	465°C à 530°C	530°C à 550°C

Tab 9 : Les paramètres géochimique :

Paramètres géochimiques	Notions	Intervalles des valeurs		Estimation qualitatives
Carbone Organique (%)	COT	argile	< 0.5% 0.5 – 1% 1 – 2% 2 – 4% > 4%	Pauvre Moyen Bon Très bon excellent
		carbonate	< 0.12 0.12 - 0.25% 0.25 - 0.5% 0.5 - 1% > 1%	Pauvre Moyen Bon Très bon Excellent
Quantités des Hydrocarbures libres (mg d'HC/g de roche)	S1	0 - 0.5 0.5 - 1 1 - 2 > 2		Pauvre Moyen Bon Très bon
Index d'Hydrogène (mg d'HC/g de COT)	IH	0 - 100 101 - 300 300 - 600 > 600		Faible Moyen Fort Très fort
Index d'Oxygène (mg d'CO ₂ / g de COT)	IO	0 - 50 51 - 100 101 - 200 200 - 400 > 400		Très faible Faible Moyen Fort Très fort.
Potentiel pétrolier Mg d'HC /g roche	PP	0.01 - 0.5 0.5 - 2 2.01 - 5 5.01 - 20 >20		Très faible Faible Moyen Bon Très bon
Index de production (sans unité)	IP	< 0.1 0.1 - 0.4 > 0.4		Immature Mature Très mature
Maturation	Tmax (°C)	Type III	< 430°C 430 – 465°C 465 – 540°C > 540°C	Immature Huile Condensât-gaz humide Gaz sec
		Type II	< 430°C 430 – 450°C > 450°C	Immature Huile Condensât - gaz
		Type I	< 430°C 430 – 445°C > 445°C	Immature Huile Condensât-gaz
Quantité des HC issus du craquage du kérogène (mg d'HC/g de roche)	S2	0 – 0.5 0.5 – 1 1 - 2 > 2		Pauvre Moyen Bon Très bon

(BEICIP-1988)

Caractérisation des niveaux roches mères

III-1 Introduction :

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

Les données obtenues sont représentés graphiquement sous forme :

- Logs géochimiques pour mieux visualiser les niveaux roches mères.
- Diagrammes d'évaluation des paramètres géochimiques en fonction de la profondeur (PROF/COT, PROF/Tmax).
- 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 :

Pour mieux caractériser les roches mères du Mésozoïque et mener à terme les objectifs assignés à cette étude, nous avons traité les données géochimiques brutes en se basant sur les critères suivants :

- COT > 0.5% pour les argiles et > 0.3 pour les carbonates (pour avoir des IO significatifs).
- Si S1 et S2 < 0.2 : Tmax n'est pas significative.
- S2 > 0.2 mg d'HC/g de roches 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)

III-2 Les roches mères :

2-1- Roche mère et type :

2-1-1 Le Silurien :

Affleure dans les monts de Tifrit de Saida (où de nombreux indices de bitumes ont été rencontrés à l'affleurement dans le Lias de Sidi El Abed) et aussi au Nord de Ghar Roubane. Il est constitué à sa base essentiellement par des argiles fortement radioactives charbonneuses. localement silteuses. micacées, de couleur gris - noire, fossilifères parfois feuilletées et pyriteuses avec des passées de grès blancs fins à moyens. L'épaisseur n'excède pas les 65 m. Aucun forage n'a atteint ces niveaux et pour mieux l'évaluer il faut faire un échantillonnage de terrain dans les monts de Tifrit et Ghar Roubane

III- 2-1-2 Le Pliensbachien :

Constitué soit par des dépôts de plate forme externe plus au moins épais (Dj. R'ha et Chemarikh) soit des dépôts de lagon d'énergie modérée (Dj. Antar, Dj. Hafid, Dj. Souiga et Dj. Melah).

III-2-1-3 Le Toarcien :

Correspond à la période du maximum d'extension de la transgression mésozoïque, avec un faciès marin franc. Il est constitué par des marnes et des marno calcaires légèrement silteuses de couleur gris à gris noire et parfois brun chocolat

III-2-1-4 L'Aalénien – Bajocien :

La période du Dogger (Aalénien-Bajocien) est caractérisée par une

instabilité tectonique, marquée par un basculement de pente et un approfondissement avec localement des indices de confinement (atténués par rapport à la période toarcienne). Le passage d'une alternance de calcaire à Zoophycos d'âge Aasénien à Dj. Melah à des argiles vertes au Bajocien, on y la preuve.

A Dj. Souiga, L'Aalenien est constitué de calcaire à Zoophycos passant au Bajocien à des marnes à Ammonites pyriteux témoignent d'un enfoncement avec des indices de confinement. Par contre à Dj. Chemarikh on assiste à des dépôts de sillons turbiditiques matérialisés par une alternance de marnes shisteuses et de calcaires parfois ondulés à quelques passées de calcaires bréchiques à oolithes. Ceci témoigne d'un régime transgressif global suivi d'un approfondissement du milieu. Ceci est accompagné de changements verticaux et latéraux rapides dans la sédimentation. Cependant, Nous assistons à l'individualisation de deux sillons profonds et subsidents, orientés Nord-Est, Sud-Ouest, de part et d'autre du domaine mésétien (domaine néritique). Ils sont caractérisés en général par des dépôts pélagiques et hémipélagiques, des calcaires hémiplégiques à Zoophycos, décrits par Elmi, 1998, dans le domaine tlemcenien, les Monts des Ksour et sur les bordures atlasiques (Sebbane, 2007).

Ainsi, on remarque que les dépôts marneux associés à des périodes d'approfondissements et de confinements et l'individualisation des bassins profonds contribuent à la formation de roches mères potentielles.

Le Bathonien, Callovien

Affleurant dans la région de Telagh et Radjem Bailek, le Bathonien est composé par des argiles grises à gris verdâtres indurées silteuses et des argiles gris noire micacées avec des passés de niveaux marneux gris et des grès gris verts et des intercalations de calcaires. Quant au Callovien,

il comprend une alternance d'argiles gris foncées à noirâtre et de calcaires microcristallin argileux.

III -2-1-5 Le Malm:

Le Jurassique supérieur est caractérisé à l'Oxfordien, par un apport sableux qui évoque le faciès deltaïque et gagne les régions de Ghar Rouban et celle de Tifrit, constituées d'argiles grises et de grès. Ces niveaux argileux peuvent donc constituer des roches mères.

L'installation de mers épicontinentales très peu profondes, au KimméridgienPortlandien, a pu favoriser le dépôt de dolomies, calcaires argileux, marnes à lamellibranches, échinodermes, des récifs notamment à l'Est de Tiaret. Ces dépôts seront donc moins confinés et ne favorisent pas le développement de roches mères potentielles, cependant l'existence de petits bassins isolés à cette période peuvent en être favorisé.

Au niveau des forages, le Malm se présente sous forme d'une alternance de calcaires argileux et de marnes et argiles gris-noires. Il admet une série essentiellement dolomitique ou calcaire au Portlandien. L'épaisseur de ces séries peut dépasser les 1000m. Le Malm se trouve généralement à des profondeurs peu importantes d'où le risque de diagenèse.

D'autres niveaux roches mères potentielles se trouvent localisés, il s'agit de ceux du Néocomien et de l'Albien de la région de Testara (Est du périmètre). Ces niveaux peuvent alimenter en hydrocarbures les structures existantes.

III-2-2 Présence et richesse des niveaux roches mères

III- 2-2-1 Le Jurassique:

- ✓ **Le Dogger (Bathonien)** : Il présente un COT moyen variant entre 0.5% à TL-1 .
- ✓ **Le Callovien** : Il montre un COT variant entre 0.72% à TL-1, toutefois, le sondage TL-2 s'est distingué par les intervalles (3836, 3886, 3974, 3990) lesquels sont situés dans le Callovo – Oxfordien et qui présentent des valeurs de COT respectivement de (2.60%, 1.30%, 0.64%, 0.92%).
- ✓ **Le Kimméridgien** : L'échantillon de surface prélevé dans la région de Frenda à montré un bon COT variant entre 1.10% et 1.90%.

Quant au Silurien, en absence de données géochimiques, du fait qu'aucun sondage dans la zone d'étude ne l'a atteint ; il ne peut être que riche en matière organique du fait de la présence des argiles radioactives à sa base.

Le tableau suivant résume les valeurs moyennes des paramètres géochimiques après traitement des données.

Tab12 : Moyenne statistiques des paramètres géochimiques des puits

SONDAGES	ETAGE	INTERVALLE (m)	EP.utile (m)	Nbre ECH	COT %	S1	S2	S3	IH	IO	PP	IP	TMAX	IAT
TL-1	OXFORDIEN	1460-1615	32	-				0,1						
					0,45	0,08	0,19	6	44,55	38,57	0,2	0,26	446	
	CALLOVIEN	1950-2080	92	-	0,72	0,07	0,20	8	44,35	46,46	0,2	0,27	-	
	DOGGER	2440-3435	90	-	0,5	0,31	0,49	0	110,8	94,23	0,3	0,80	420,5	
TL-2	Cretacé inferieur-indifferencie	701-783,5	83,5	-										
					0,69	0,05	0,32	0,2	48	50,5	0,3	0,15	454,5	
	Callovien-oxfordien	2847-3321	90	-	0,38	0,55	0,72	3	185,5	212,1	1,2	0,43	413,73	
	Callovien	3477-3623	43	-	0,48	0,25	0,30	5	62,25	92,50	0,5	0,48	404,50	
	OXFORDIEN	3836-3990	66	-	1,37	0,31	0,42	6	50,25	87	0,7	0,47	403	

III-2-3-2 Type de matière organique :

La matière organique contenue dans le niveau roche mère Toarcien est du type mixte II - III, de nature sapropellique.

Les niveaux Crétacés sont plus ou moins argileux, anoxiques à suboxiques contenant une matière organique du type mixte II – III

Etat de maturité des niveaux roches mères :

Concernant les niveaux roches mères Jurassiques, le Dogger (Callovien) est immature au niveau de TL-2 et en pleine phase à gaz sec à TL-1. Concernant le Lias (Domérien), Néanmoins, nous pourrions supposer qu'il est mature du fait que les niveaux qui lui sont supérieurs (Portlandien, Kimméridgien, et Callovien) le sont déjà

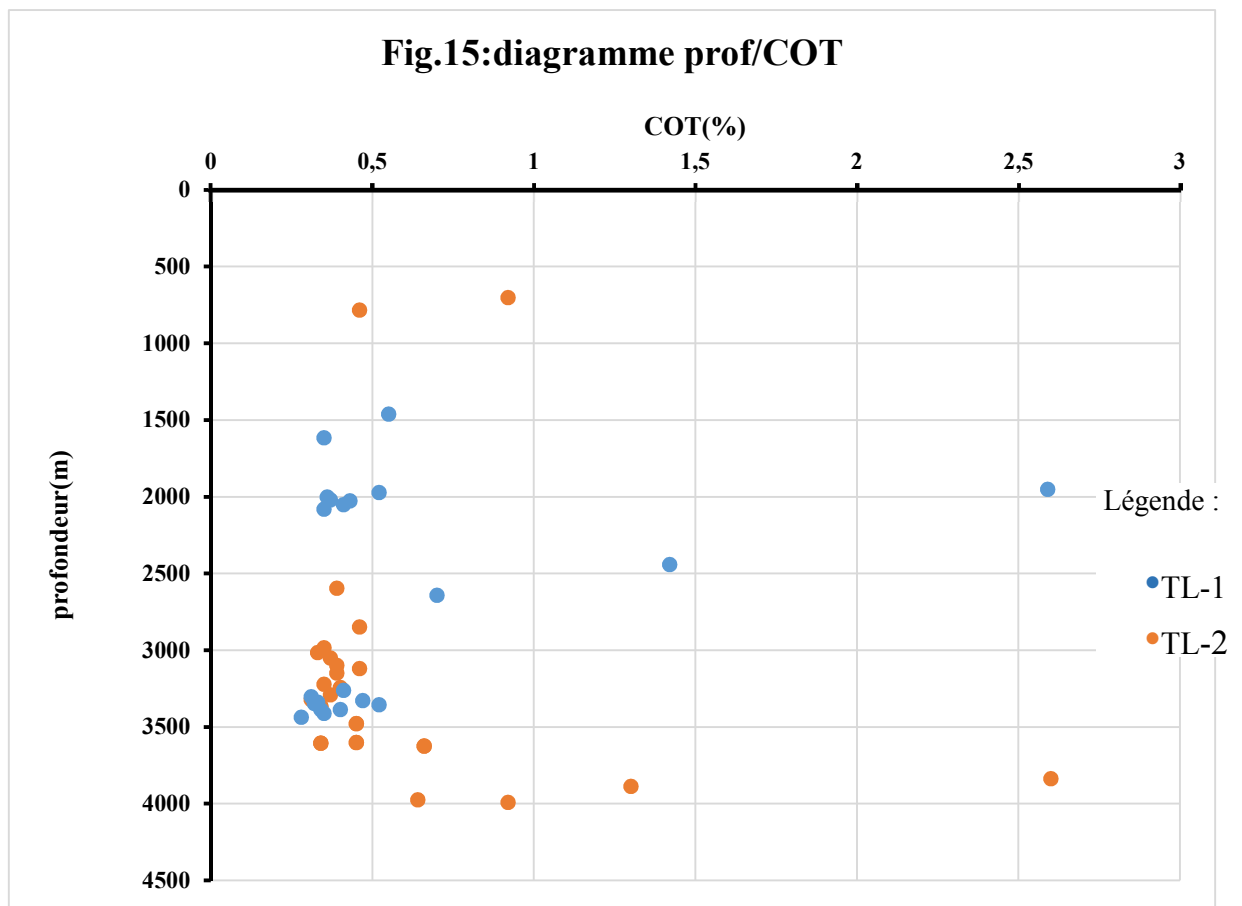
Pour mieux avoir une idée plus claire sur la caractérisation de la matière organique et apprécier sa qualité et sa maturité, nous avons tracé les diagrammes suivants :

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

a-diagramme profondeur/COT :

Pour le puits TL1, l'enfouissement de la roche mère se localise entre 1950m et 2080m avec des valeurs du COT qui peut atteindre 2,59% .

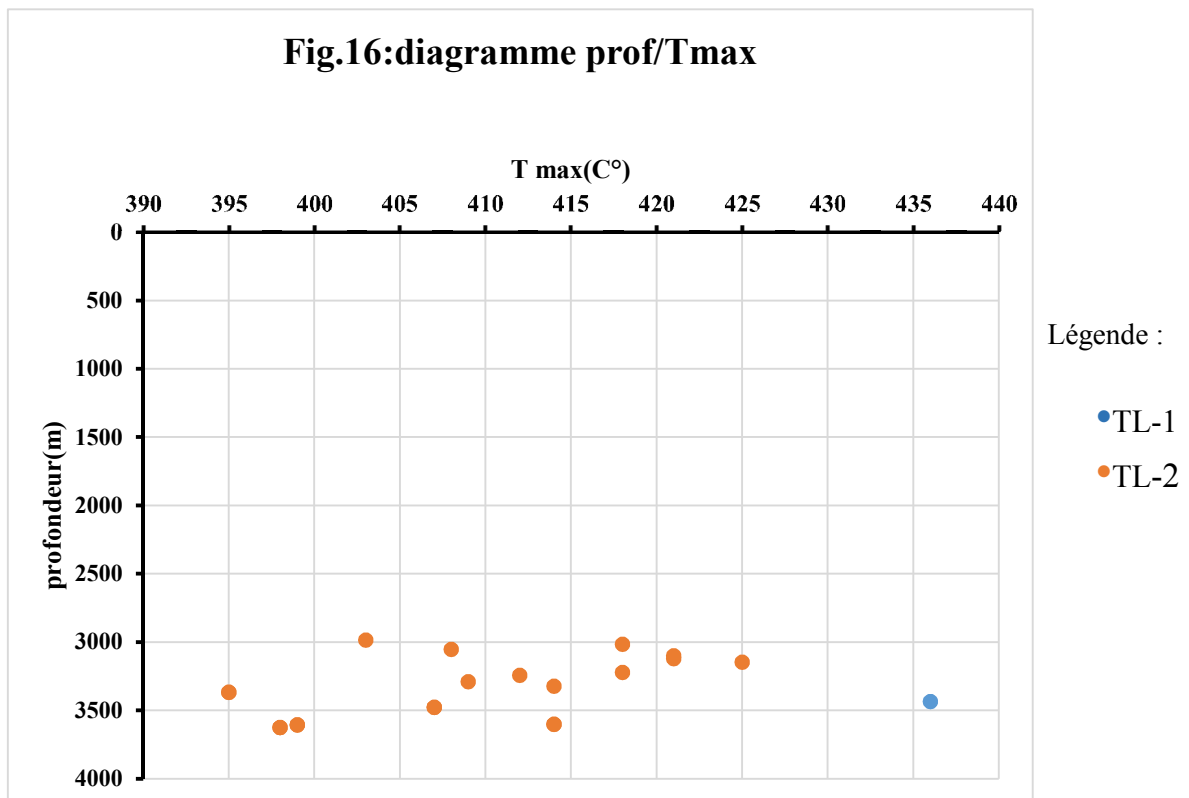
D'après la distribution de nuage des points de puits TL2 présentant l'enfouissement atteint par la roche mère de ce niveau dans ces puits, on peut constater que la région qui représente un enfouissement très important de la roche mère se localise entre 3886m et 3990m pour le puits TL2.



b- Diagramme profondeur / Tmax :

Pour le puits TL1 on a une valeur de Tmax de 436 C° de profondeur 3435m
Cet indicateur de maturation montre que ce niveau roche mère est au début de la
fenêtre a gaz.

Pour mieux apprécier la qualité et la maturité de la roche mère, nous avons
reporté les valeurs traitées sur les diagrammes Prof/Tmax pour TL2 , Les
résultats obtenus montrent que : le paramètre Tmax évolue entre 398 C° et
459 C° , Cet indicateur de maturation montre que ce niveau roche mère est au
début de la fenêtre à huile, ce qui expliquerait les bons valeurs de COT et de S2.
(Fig.20)

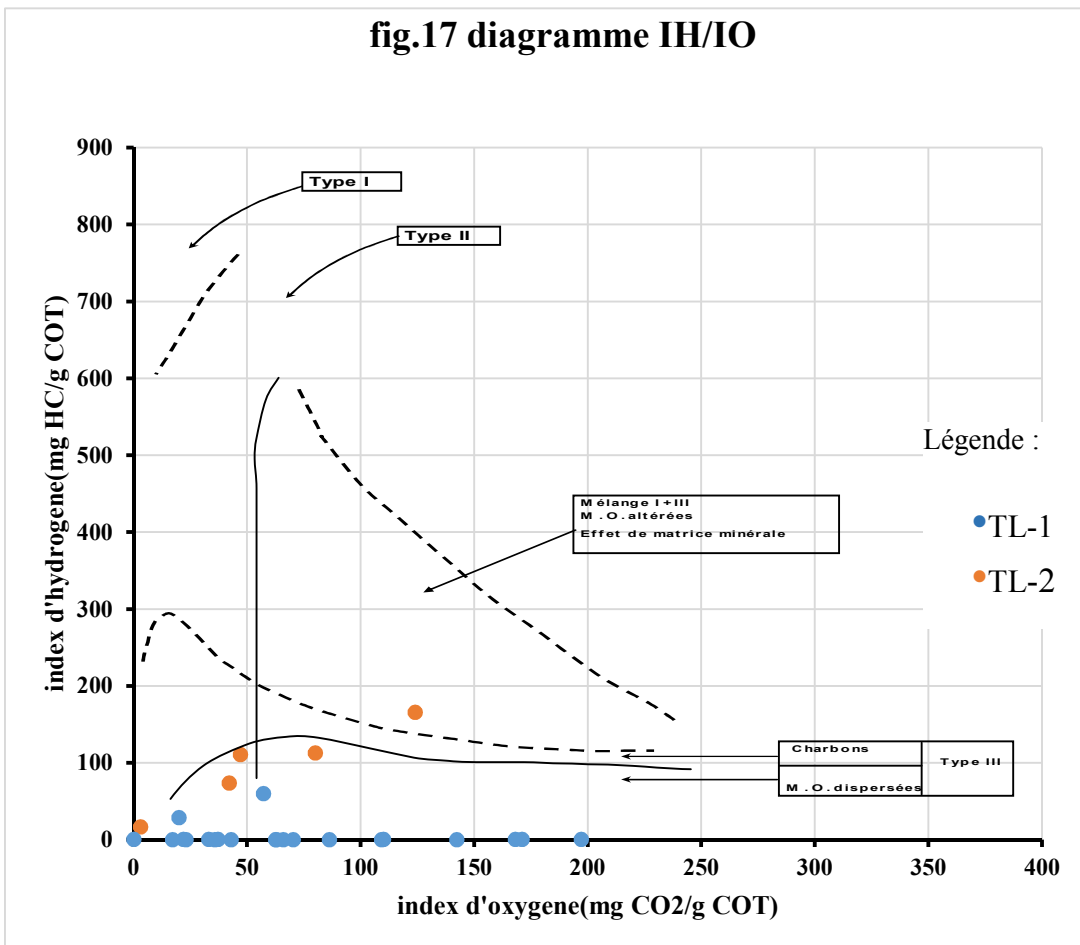


C. Diagramme IH / IO :

Pour le puits TL-1 ; on a des valeurs faibles avec une valeur maximale de IH de 86 mg HC/g COT et pour le IO est très faible. que signifie qu' on a de matière organique de type III (continental).

Et pour TL2 ;d'après l'analyse du diagramme IH/IO, on distingue deux types de matière organique : le type II (marin) et le type III (continental),pour l'index d'hydrogène peut atteindre une valeur de 365 mg HC/g COT et pour l'index d'oxygène a une valeur de 295 mg CO₂/g COT et aussi des valeurs faibles que signifie qu' on a de matière organique de type II(marin) et III (continental).(Fig.17)

D. Diagramme IH /Tmax :

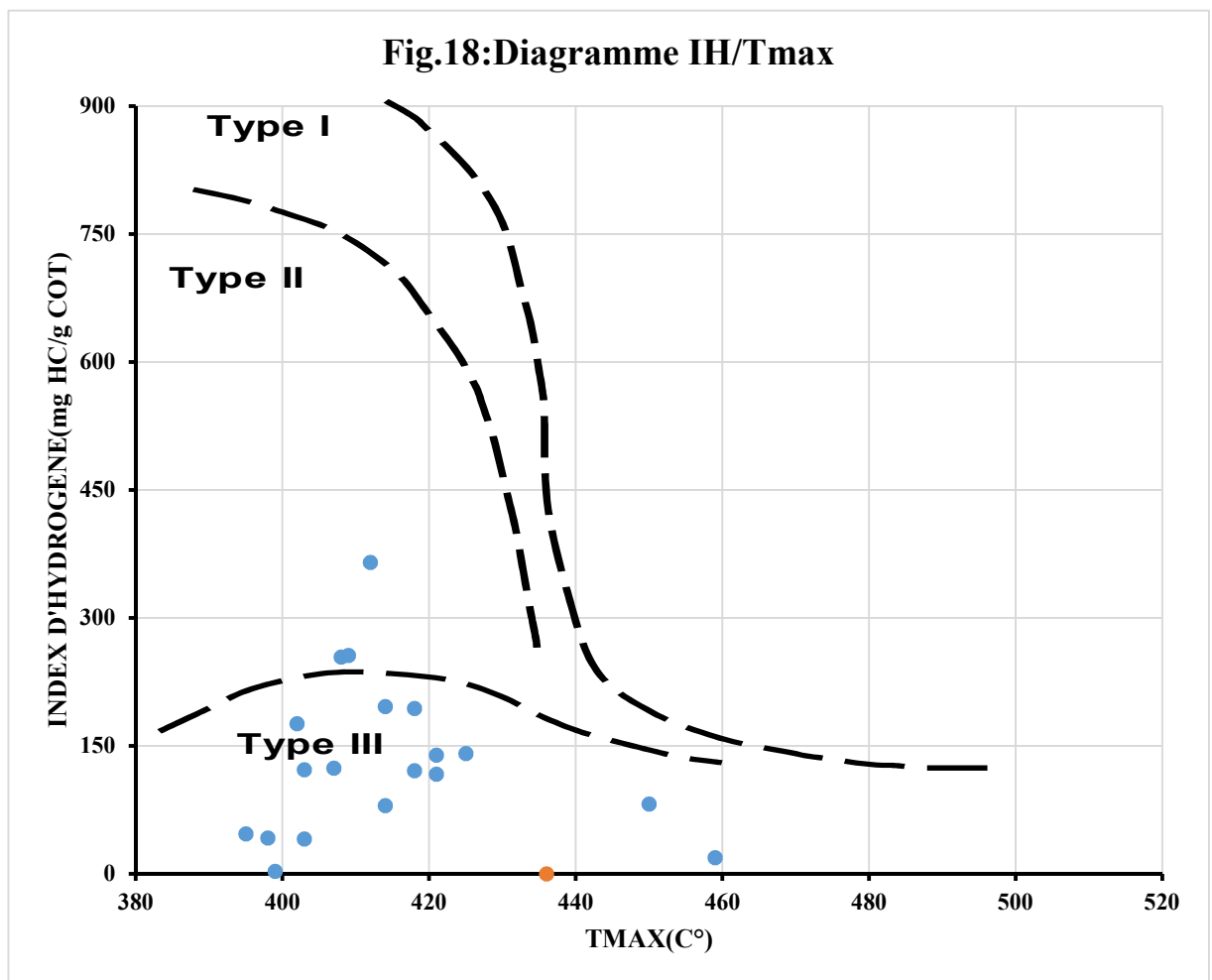


TL-1 ;

Pour ce puit on a une seule valeur de Tmax et donc c'est difficile de confirmer de quel type de matière organique, mais selon le diagramme c'est le type III

TL-2 ;

D'après la répartition des points IH en fonction de Tmax, on constate que le nuage des points se localise au niveau des types III ce que signifie l'existence avec un importance potentiel de type III.



III-3 : Interprétation des logs géochimiques :

Le sondage TL-1 :

Le log géochimique de puit TL-1 obtenu par un intervalle de profondeur de 0 m à 4002 m avec une richesse moyenne à bonne qui peut atteindre jusqu'à 2.59% dans l'intervalle 1950 à 2000 m

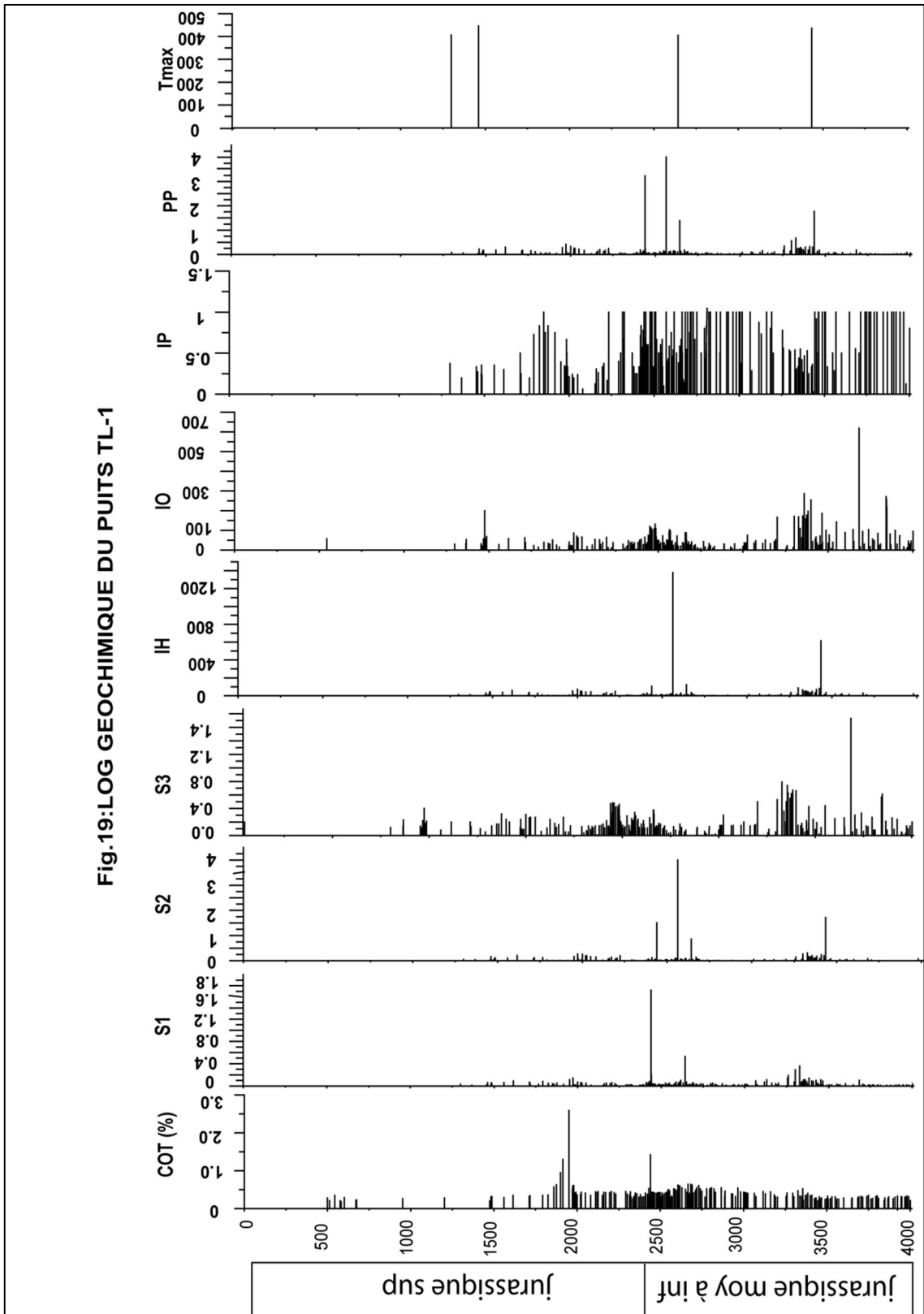
Les valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (S1) sont très faibles

Les potentiels pétroliers résiduels S2 comprises entre 0.01 et 1.72 mg d'HC/g de roche, sont moyens à bons pour la roche mère de Dogger, indiquant une roche mère capable de générer des hydrocarbures.

Le type de la matière organique est de type III (IH comprise entre 0 et 100)

Enfin, les températures maximales qui délimitent une zone mature d'huile, sont comprises entre 436 et 445°C (Fig.17)

Fig.19:LOG GEOCHIMIQUE DU PUIITS TL-1



Tab.10 : Informations de puits TL-1 :

L'âge	Sous étage	formations	profondeurs	Epaisseurs	Lithologies
Jurassique sup	PORTLANDIEN	Calcaire de Remailia	0-197m	191m	90%calcaire 5%gres 5%marne
Jurassique sup	KIMMRIDGIEN	Dolomie de Tlemcen	197-604m	407m	70%dolomie 25%calcaire 5%marne
Jurassique sup	OXFORDIEN	Grès de Boumedine	604-1821m	1217m	80%gres 15%argile 5%calcaire
Jurassique sup	CALLOVIEN	Argile de Saida	1821-2425m	604m	70%argiles 15%calcaire 15%marne
Jurassique moy à inf	DOGGER	Dogger	2425-4016m	1591m	50%argile 25%calcaire 25%gres
Triasique	TRIAS	trias	4016->4400	>433m	80%sel blanc 10%gres 10%argile

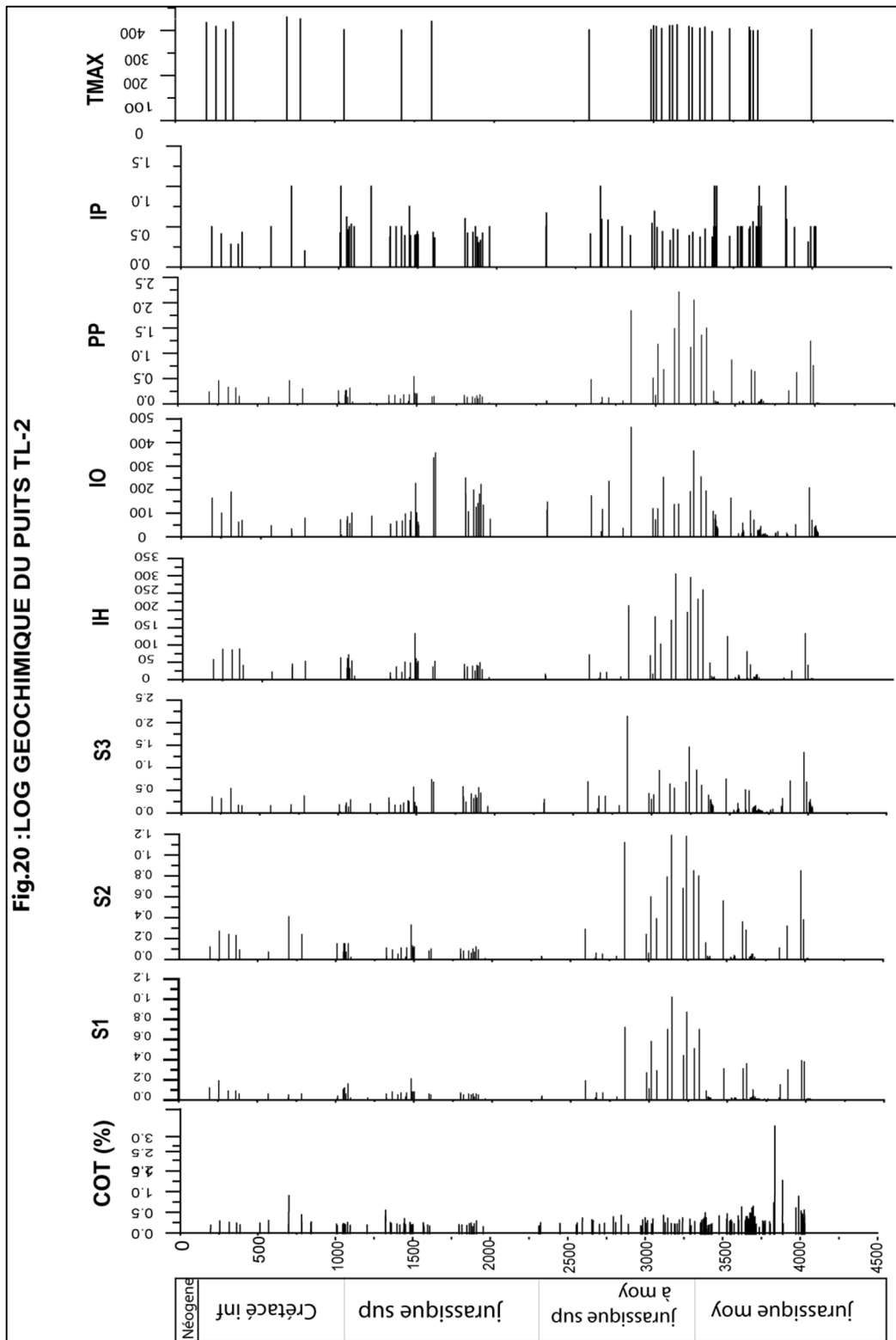
Le sondage TL-2 :

L'analyse du log nous permet de mettre en évidence un niveau roche mère riche dans l'intervalle 3600 à 3975 m, avec des teneurs en carbone organique essentiellement moyens à bons qui arrivent jusqu'à 3%.

Les valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (S1) sont faibles, ils varient entre 0.2 et 1 mg HC/g de roche, et de même pour les valeurs de la quantité des hydrocarbures issus par craquage thermique du kérogène (S2) qui atteint 1 mg HC/ g de roche, pour cela les valeurs de potentiel pétrolière (PP) sont moyennes à faibles, avec une valeur maximale à 2.98 mg HC/g roche.

Cette richesse importante en matière organique, avec la faiblesse des valeurs de S2 conduit à avoir des valeurs grandes d'index d'hydrogène (IH) qui varient entre 50 et 300 mg HC/ g COT.

Pour la maturité de la matière organique on trouve des valeurs de Tmax entre 390 et 403 C°, ce qui correspond à une phase de zone immature. (Fig.18)



Tab.11 : Informations de puits TL-2 :

L'age	Sous étage	formation	profondeurs	Epaisseurs	Lithologies
Néogen	Miocène	-	0-165.5m	165.5m	60%argiles 40% marne
Cretacé inferieur	Aptien	-	165.5-521m	355.5m	70%calcaire 30% grés
Cretacé inferieur	Cretacé inferieur-indifferencie	-	521-985m	464m	60%grés 30%dolomié 10%calcaire
Cretacé inferieur	Berriasien	-	985-1086m	101m	70%grés 20% argiles 10%calcaire
Jurassique sup	Kimmeridgien(mer sud)-portlandien	-	1086-1258m	172m	90%calcaire 10%dolomie
Jurassique sup	Oxfordien sup Kimmeridgien inf	-	1258-2324m	1066m	70%dolomie 30%calcaire
Jurassique sup-moy	Callovien-oxfordien	-	2324-3339m	1015m	40%grés 40% argile 20%dolomie
Jurassique Moy	Callovien	-	3339-3833m	494m	80%argile 20%grés
Jurassique(malm)	Oxfordien	-	3833-4035m	202m	60%argile 40%grés

IV- Modélisation géochimique

Introduction :

La modélisation géochimique est un essai de reconstitution de l'histoire d'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 surtout géochimiques, pour mieux comprendre les différents phénomènes et leurs influences sur la roche mère, on prend en considération tous les phénomènes complexes qui peuvent influencer sur son évolution comme :

- Les périodes d'érosion ou de non dépôt.
- Les périodes de soulèvement et de forte subsidence.
- Autres évènements : stade de rifting ; volcanisme, etc. ...

Les principaux objectifs de la modélisation géochimique sont :

- a) Les périodes de génération et d'expulsion des hydrocarbures.
- b) L'état de maturation de la matière organique.
- c) L'histoire de l'enfouissement de la roche mère.
- d) Les quantités des hydrocarbures générés.
- e) Les types des hydrocarbures.

IV-1 Principe de la modélisation géochimique :

La modélisation est faite par un logiciel spécial nommé GENEX, qui 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 dans le cadre de l'environnement, et il répond à des problèmes en ce qui concerne la subsidence, la maturation de la matière organique, la génération et l'expulsion des hydrocarbures à partir de la roche mère.

- **Calage du modèle :**

On doit d'abord établir le calibrage de notre modèle pour avoir des résultats fiables avec un minimum d'erreurs, en fonction des données thermiques et géologiques du bassin, en se basant sur les valeurs de la Tmax, mais le plus idéal c'est de calibrer avec les valeurs du pouvoir réflecteur de la vitrinite (PRV).

IV-2 Les principales données de la modélisation géochimique

1-Données géologiques :

Les données utilisées pour la modélisation géochimique des puits TL-1 et TL-2 sont celles du laboratoire (richesse, Pyrolyse Rock - Eval et mesures optiques « Ro » et IAT).

Concernant les épaisseurs érodées au cours des différentes phases tectoniques ayant affecté la région d'étude, les érosions Miocène et Eocène semblent avoir le plus influencé la maturation. En l'absence de données exactes sur les quantités érodées, celle-ci ont été estimées en prenant en compte les données géologiques de puits (e.g. position en bordure du bassin), les données de puits avoisinants et surtout par combinaison entre épaisseurs érodées et flux de chaleur jusqu'à ce qu'on observe un bon calage entre les données de Vitrinite mesurées et celles calculées par le modèle. Il est à signaler que la Vitrinite constitue le paramètre le plus utilisé pour la reconstitution de l'histoire thermique d'un bassin par suite de son degré de fiabilité élevé (Dow, 1977).

Concernant les épaisseurs érodées au cours des différentes phases tectoniques ayant affecté la région d'étude, l'érosion Hercynienne ne semble pas être la plus importante car n'ayant pas directement influencé la maturation des niveaux roches mères. Les hautes plaines qui ont émergé durant la phase hercynienne ont été transformées en pénéplaine. Puis après une manifestation volcanique infra triasique, se déposent en concordance les séries triasiques et Jurassiques.

A la fin du Jurassique, un mouvement épirogénique provoque l'émersion des Hauts Plateaux lesquels formeront une zone haute durant tout le Crétacé et le Tertiaire. L'épaisseur totale du Jurassique a été estimée à plus de 2000 jusqu'à 2500 m dans l'Atlas saharien. Sur les hautes plaines, il ne se dépose que 40 m à 200 m de sédiments durant le Crétacé inférieur alors qu'il s'en accumule 3000 m dans le Tell et 3500 m dans l'Atlas saharien (Kieken M., 1958). Durant le Crétacé supérieur, la région d'étude garde son cachet de haut fond sur lequel le Cénomaniens et le Sénonien sont transgressifs.

2-Données thermiques :

Les données thermiques utilisées sont :

- La température actuelle de la surface est estimée (20°).
- Le flux de chaleur variable allant de 40 à 55mW/m².

Le flux de chaleur peut être calculé par la formule :

LE FLUX= GRADIENT × CONDUCTIVITE

Le flux augmente dans trois cas puisque il n'était pas constant pendant toutes les phases de sédimentations :

- Un mouvement tectonique.
- Un stade de d'ouverture (rifting).
- Une intrusion magmatique.

3- Données géochimiques :

Les données géochimiques nous conduisent à avoir des niveaux roches mères.

Les paramètres illustrés par le tableau (N°12) nous donnent :

- les roches mères potentielles (richesse en matière organique et types de kérogène).
- La maturation.
- Les épaisseurs utiles.

4-Données lithostratigraphiques :

Le découpage lithostratigraphique 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 :

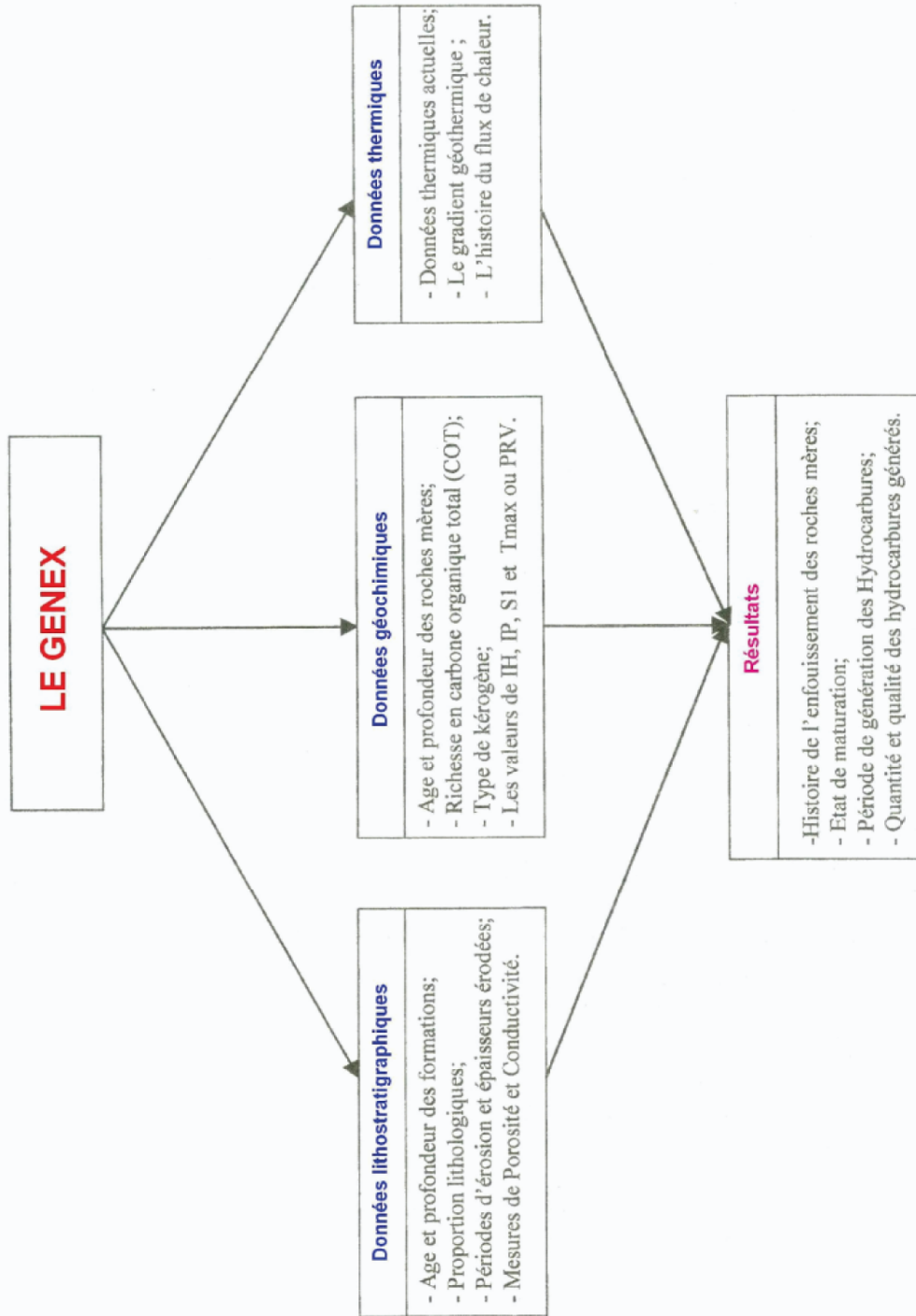
- Age et profondeur des formations, avec ses épaisseurs.
- Proportions lithologiques.
- Périodes d'érosion et épaisseurs érodées.
- L'âge de chaque formation.

Remarque : Le logiciel GENEX ne connaît que dix lithologies, pour résoudre ce problème il est nécessaire de prendre une lithologie semblable à celles-ci :

- Sandston (grès).
- Shale (argile).
- Limestone (calcaire).
- Marl (marne).
- Siltstone (silt).
- Anhydrite (anhydrite).
- Coal (charbon).
- Tuff (volcanique).
- Salt (sel).
- Dolomite (dolomie).

L'ensemble de ces paramètres est résumé par le schéma suivant (Fig-23).

Fig.23: PRINCIPE DE LA MODELISATION GEOCHIMIQUE A L'AIDE DU GENEX.



IV-3 Interprétation des résultats de la modélisation :

La modélisation réalisée sur les deux sondages implantés dans le secteur étudié nous permet d'avoir les résultats suivants :

✓ TL-1

IV-3 -1 : Taux de Transformation du kérogène :

La matière organique contenue dans les niveaux roches mères de Jurassique (Dogger, Callovien) a commencé à se transformer et subi un craquage rapide à partir de 200Ma pour atteindre l'actuel à un taux de transformation qui dépassé 95%,(Fig-24).

IV-3 -2 : Timing de génération des hydrocarbures ;

La modélisation géochimique 1D de l'évolution thermique de la matière organique des différents niveaux roche mère de la région a montré que suite à la forte subsidence subite due aux dépôts Crétacé, la génération des hydrocarbures s'est déroulée de la manière suivante :

IV-3 -2 -1 : Roche mère Callovienne : elle a connue deux phases de génération :

- ✓ commencé à générer de l'huile vers 120 Ma (Aptian) et cette génération se poursuit jusqu'à 95 Ma.
- ✓ commencé à générer de gaz condensat vers 103 Ma (Aptien) et cette génération se poursuit jusqu'à l'actuel, (Fig-24).

IV-3-2 -2 : Roche mère Dogger : elle a connue trois phases de génération :

- ✓ est entrée en phase à huile à partir de 149Ma (Barriasian) et cette génération se poursuit jusqu'à 135 Ma .
- ✓ commencé à générer de gaz condensat vers 142 Ma (crétacé inf) et cette génération se poursuit jusqu'à 98 Ma .
- ✓ commencé à générer de gaz sec vers 103.6 Ma (Albien) et cette génération se poursuit jusqu'à l'actuel.

IV-3-2-3 Hydrocarbures génères et expulsés :

La roche mère Callovienne a généré l'huile vers 120Ma mais n'a pas atteint le stade d'expulsion (température <100C ).

La roche mère Dogger dans la zone d'étude du fait de sa forte subsidence a atteint la fenêtre à huile vers 149Ma (Barriasian). Elle est passée à la phase d'expulsion (huile et gaz) vers 125Ma (Aptien) et cette expulsion se termine vers 75 Ma. (Fig-25).

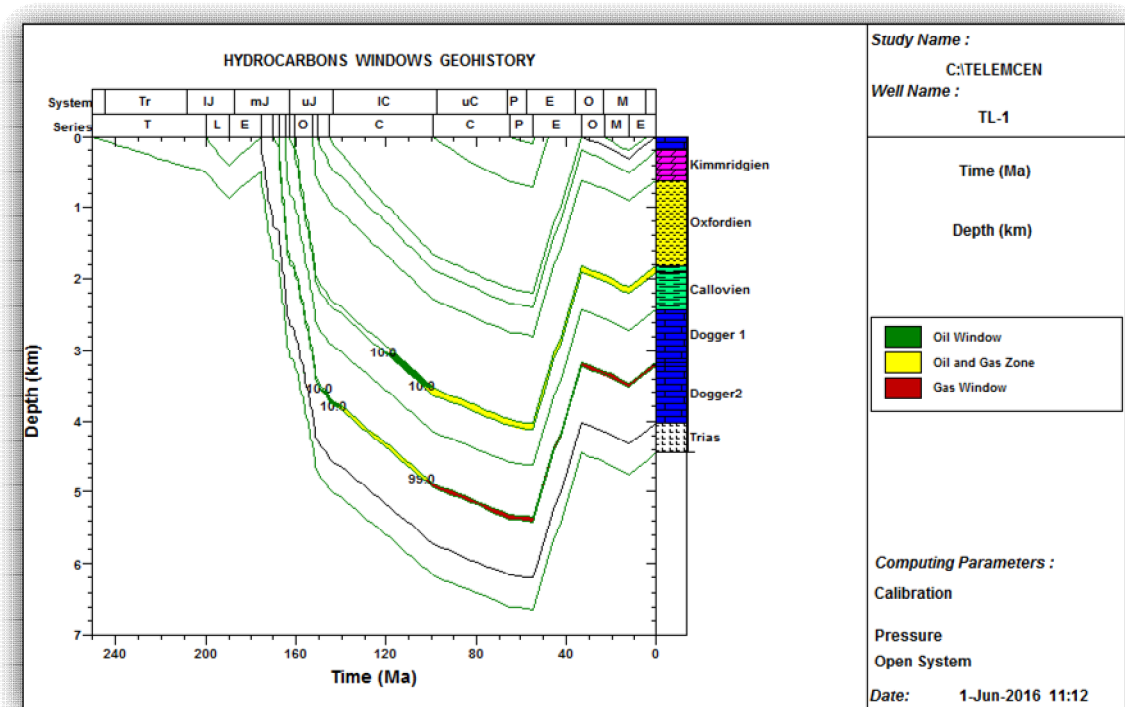


Fig.24: Enfouissement des roches mères au niveau du puits TL-1

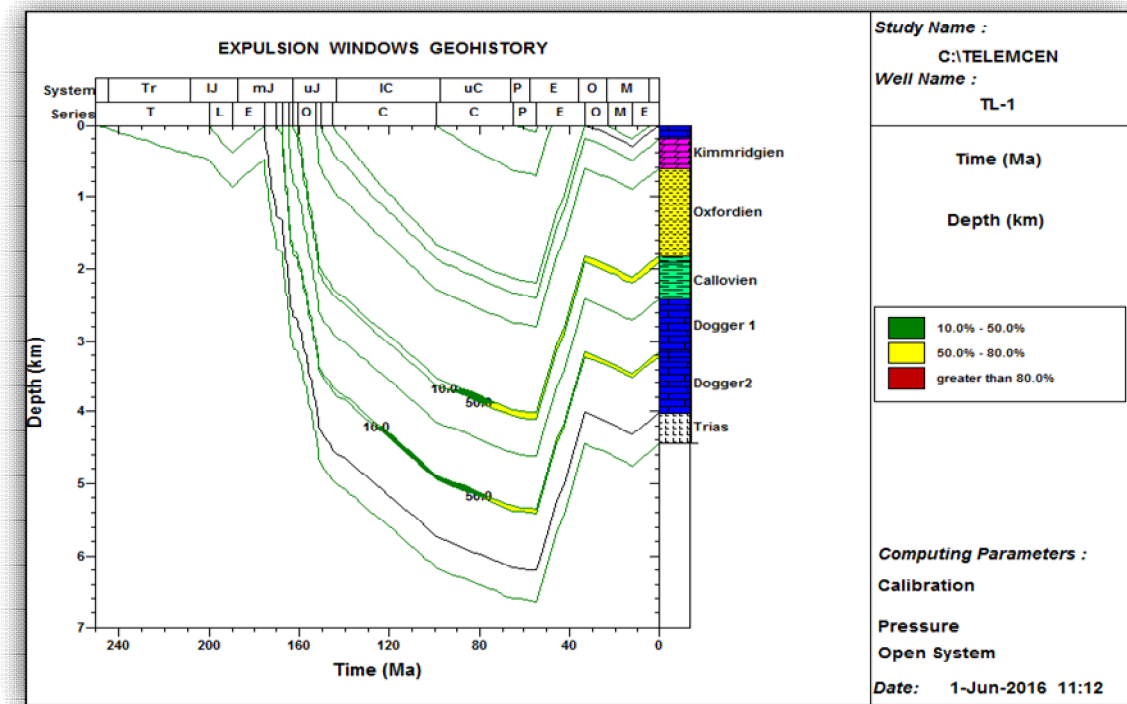


Fig.25 : Les quantités des hydrocarbures expulsées au niveau du puits TL-1

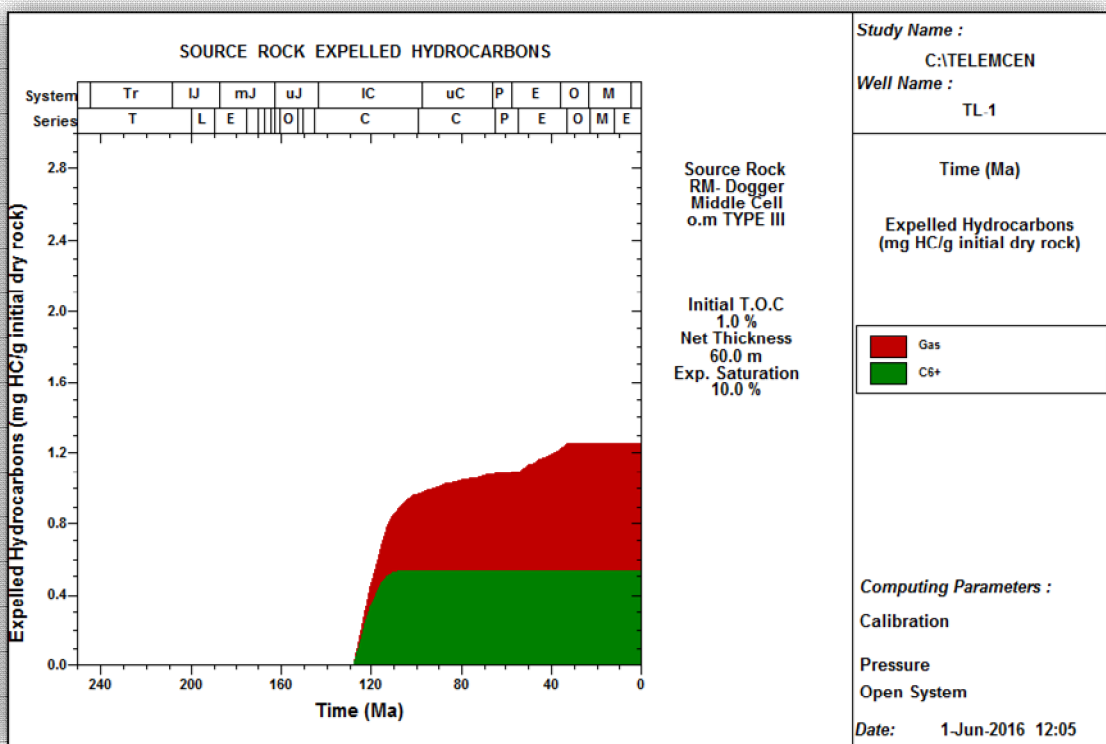


Fig.26 : La génération des hydrocarbures au niveau du puits TL-1

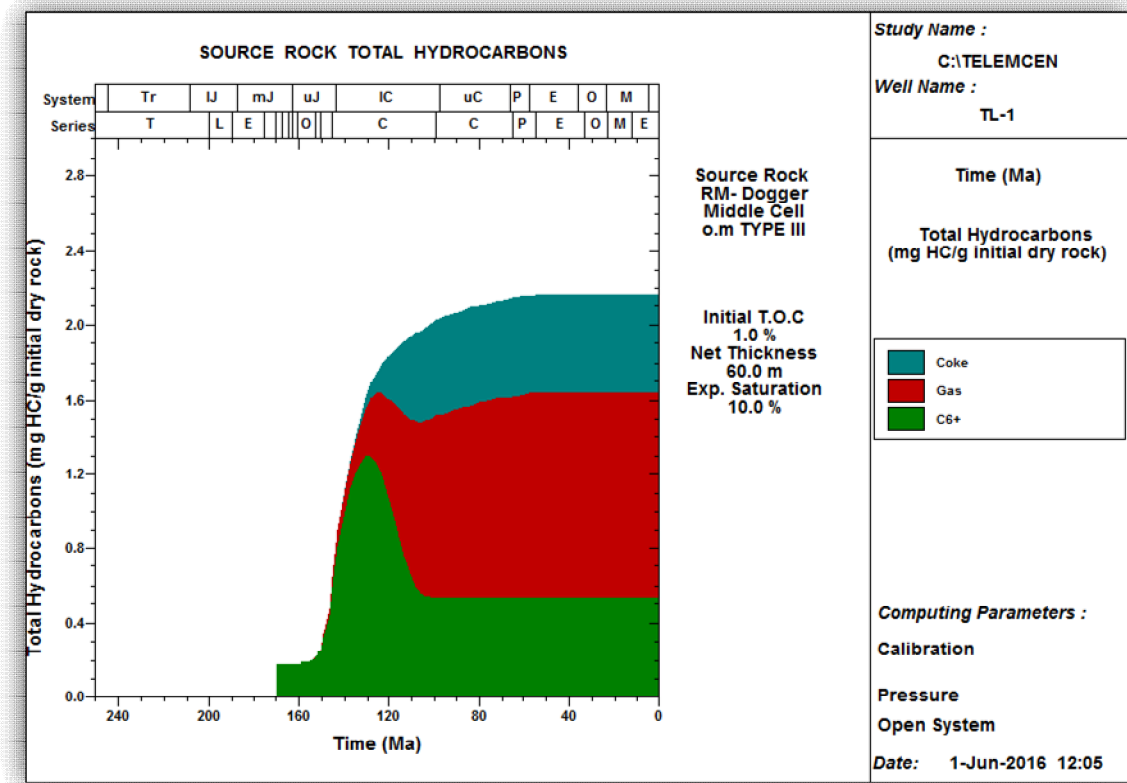


Fig.27 : La génération des hydrocarbures au niveau du puits TL-1

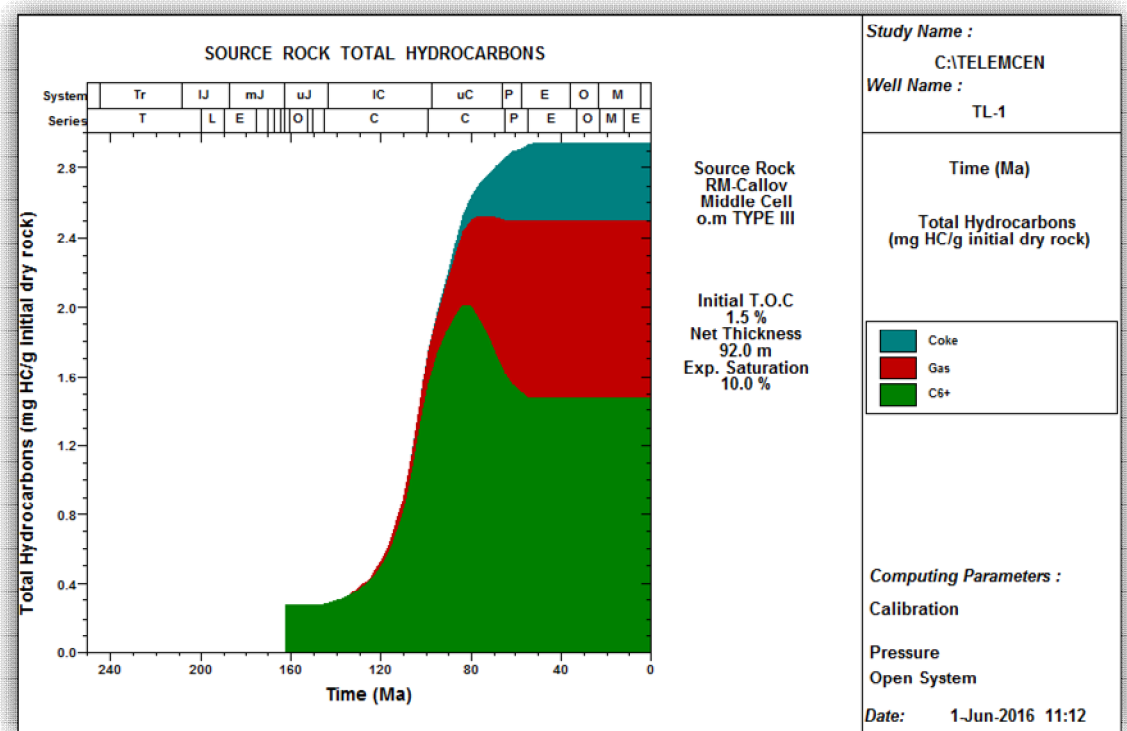


Fig.28 : Les quantités des hydrocarbures expulsées au niveau du puits TL-1

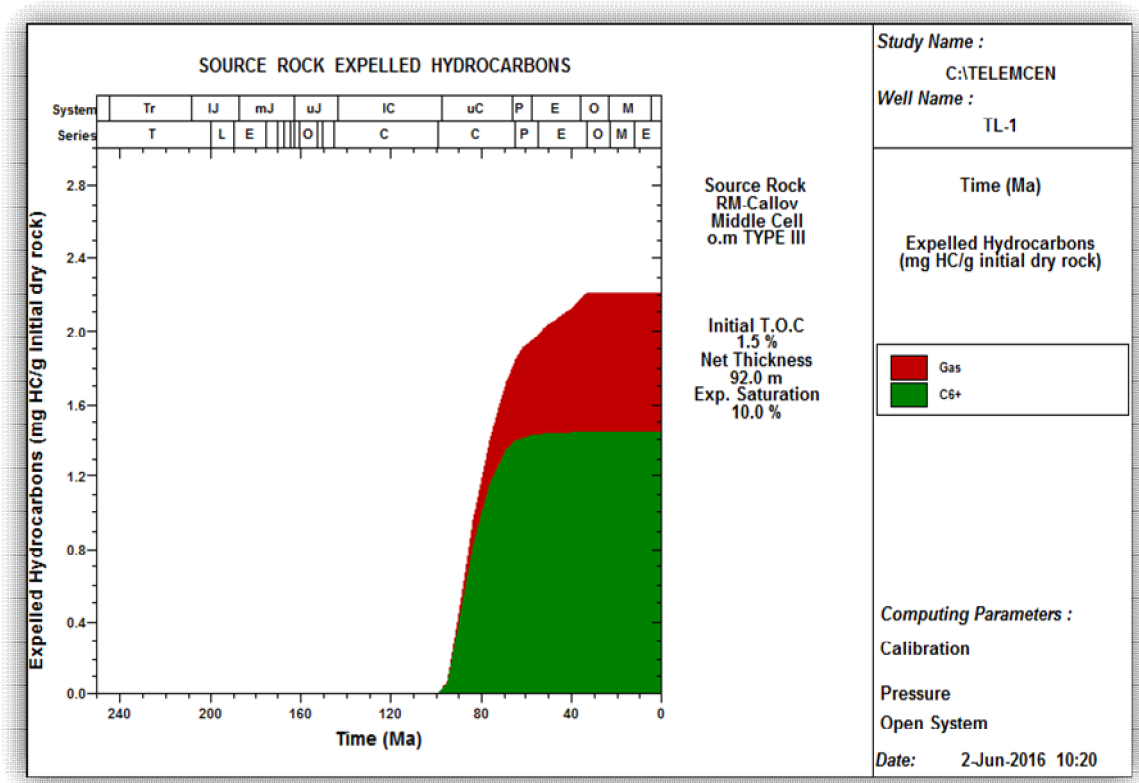


Fig.29 : Les quantités des hydrocarbures expulsées au niveau du puits TL-1

- **TL-2 :**

IV-3-2-4 :Taux de Transformation du kérogène :

La matière organique contenue dans les niveaux roches mères du Jurassique (Callovien) a commencé à se transformer et subi un craquage rapide, elle atteint un taux de transformation de 96% à partir de 144 Ma jusqu'à l'actuel , (Fig-30).

IV-3-2-5 : Timing de génération des hydrocarbures :

L'évolution thermique de la matière organique des différents niveaux roche mère Jurassique et la génération des hydrocarbures s'est déroulée de la manière suivante :

Roche mère Callovienne :a connue trois phases de génération :

- a commencé à générer de l'huile vers 144Ma (Barriasian) et cette génération se poursuit jusqu'à 125 Ma.
- est entrée en phase à gaz condensat apartir de 130 Ma (Barriasian) et cette génération se poursuit jusqu'à 75 Ma

est entrée en phase à gaz sec apartir de 91 Ma (Turonien) et cette génération se poursuit jusqu'à l'actuel.

IV-3-2-6 :Hydrocarbures génères et expulsés :

La roche mère Callovienne a généré l'huile vers 144Ma et expulsé vers 112Ma (Albien).et généré le gaz condensat à partir de 130 Ma et expulsé vers 95 Ma , (Fig-32).

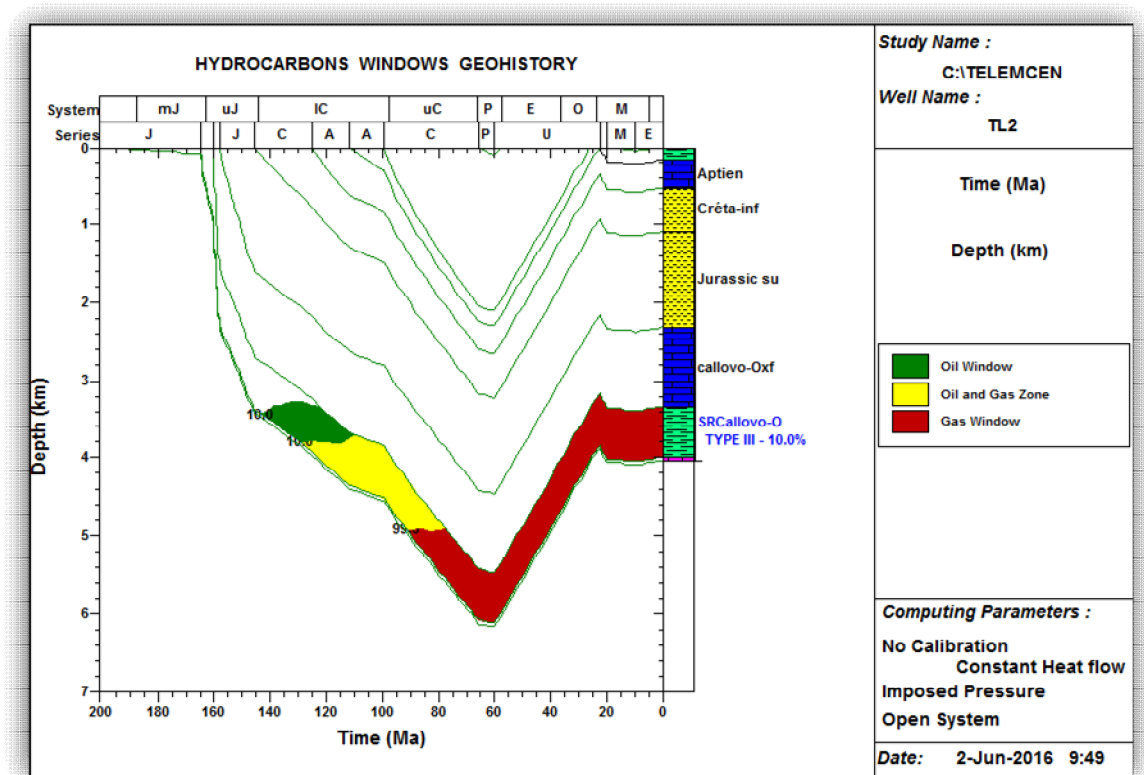


Fig.30 : Enfouissement de la roche mère Callovien au niveau du puits TL-2

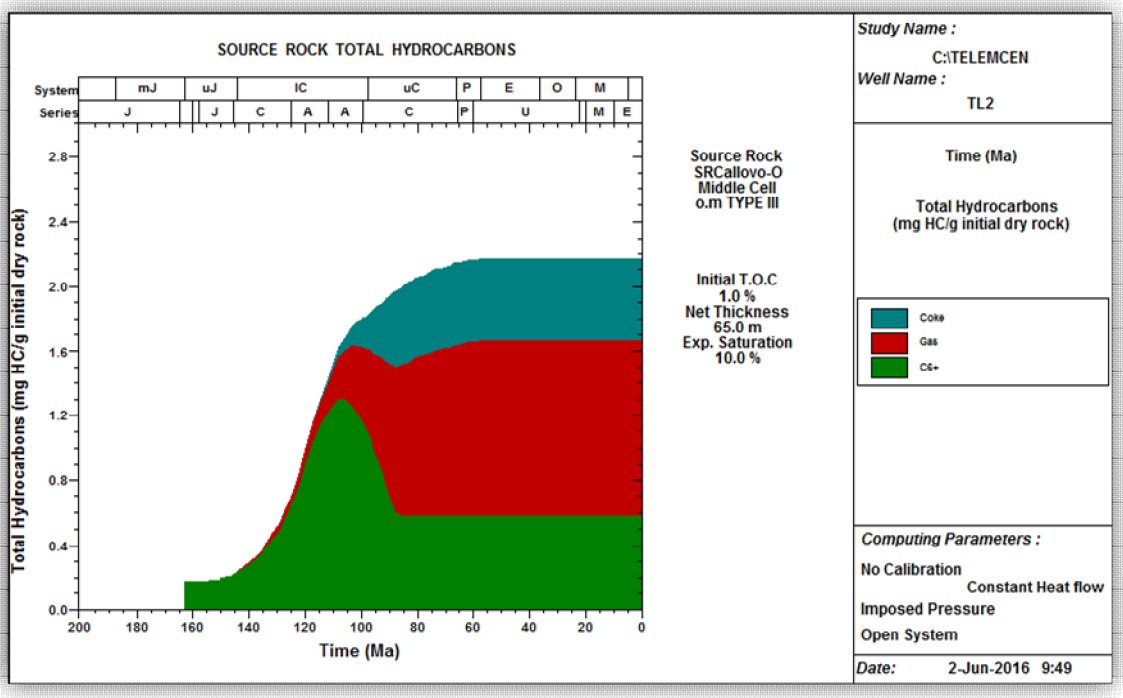


Fig.31 : La génération des hydrocarbures au niveau du puits TL-2

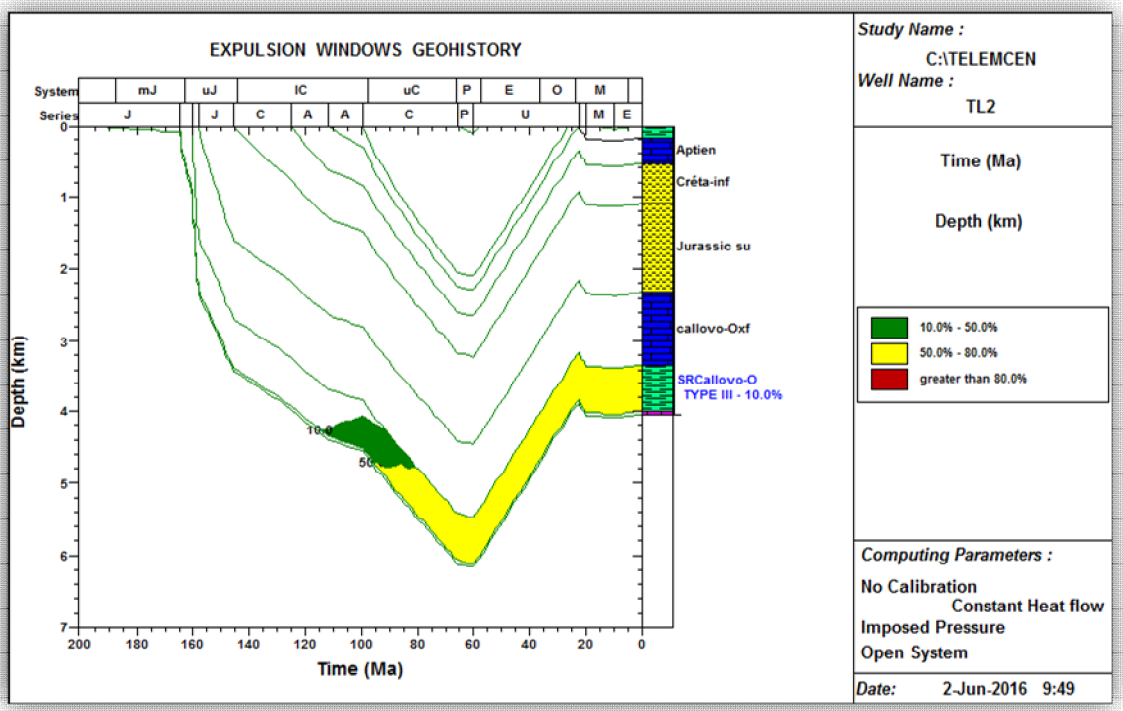


Fig.32 : L'expulsion des hydrocarbures au niveau du puits TL-2

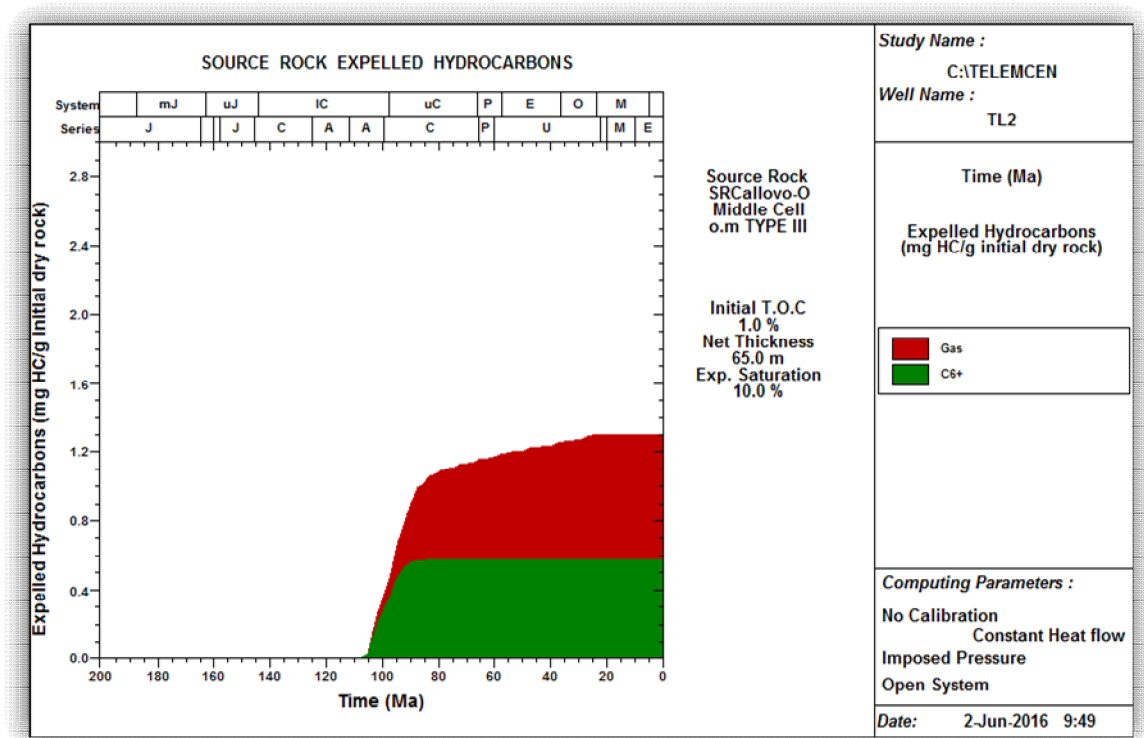


Fig.33 : Les quantités des hydrocarbures expulsées au niveau du puits TL-2

CONCLUSION GENERALE :

Au terme de cette étude géochimique de Tlemcen nous résumons les principaux résultats suivants :

- ◆ La répartition verticale par niveaux stratigraphiques de la matière organique montre que l'Oxfordien et le Dogger sont les deux niveaux roches mères les plus potentielles dans ce bassin

- ◆ A la base des données de la pyrolyse, on a pu déterminer le type de la matière organique :

- ◆ La richesse en matière organique de ces niveaux varie entre 0.56% et 1.90%. Les valeurs de COT du Callovo-Oxfordien aux profondeurs 3886 m - 3990 m varient entre 0.64% et 2.60%.

- ◆ Concernant la maturité, celle-ci est plus importante vers l'Est de la région d'étude. En effet, Le Callovien est en phase à gaz sec au centre du bassin de Telagh à TL-1 et immature vers ses bordures au niveau de TL-2.

- ◆ Concernant la modélisation géochimique 1D, Le Callovien a atteint la fenêtre à l'huile à partir de 120 Ma (Aptien) et la phase à gaz vers 40 Ma (Eocène supérieur) à TL-1. Il est passé à la phase d'expulsion vers 20 Ma (Miocène inférieur) à raison de 0.15 mg HC/g de R. Cette expulsion se poursuit à l'actuel.

- ◆ En outre, tous ces critères (maturation et type de kérogène), augurent à des éventuelles découvertes d'accumulations d'hydrocarbures, principalement liquides plus au Nord, et gazeuses allant vers le centre du bassin.

- ◆ L'utilisation du logiciel GENEX dans la modélisation géochimique a permis une bonne approche des périodes de génération et d'expulsion des hydrocarbures.

- ◆ La modélisation géochimique montre pour l'ensemble des sondages, l'existence de la génération et d'expulsion des hydrocarbures pour les deux puits TL-1 et TL-2.

- ◆ Les hydrocarbures expulsés il y a 120Ma (Mésozoïque) est fini par s'accumuler dans des pièges formés après l'orogénèse Hercynienne.

Références bibliographiques

Bourezg S. (1984) Evolution géodynamique de la bordure fragile sud mésitienne: Le Djebel Nador de Tiaret Algérie: Etude sédimentologique et structurale. Thèse 3^{ème} cycle, univ. Pau, n°187, p.1-215, 68 fig., 22 pl. (inédit).

Cisak R., 1993 : Evolution géodynamique de la chaîne tellienne en Oranie (Algérie occidentale) pendant le Paléozoïque et le Mésozoïque.

Dow, W. G. (1977) Kerogen studies and geological interpretation: Journal of geochemical exploration, V7, P.77-79.

Elmi S. et al., (1998) Stratigraphic and paleogeographic survey of the Lower and Middle Jurassic along a north-south transect in western Algeria.

Espitalié, J., Deroo, G., Marquis, F. (1986c) La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP, 41, 1, 73-89.

Fenet B. (1975)- Recherche sur l'alpinisation de la bordure Septentrionale du bouclier africain à partir de l'étude d'un élément de l'orogénèse nord-maghrébin : les monts du Djebel Tessal et les massifs littoraux oranais. Thèse. Sc., Nice, 301 p

Guardia P. (1975). -Géodynamique de la marge alpine du continent africain d'après l'étude de l'Oranie Nord Occidentale. Relations structurales structurales et paléogéographiques entre le Rif externe, le Tell et l'avant-pays atlasique, Thèse Sc. Univ. Nice, 286p

Kieken M. 1958 : les problèmes pétroliers des hautes plaines Oraïses. S.N REPAL

Lucas G., (1952) Bordure Nord des hautes plaines dans l'Algérie occidentale, Primaire, Jurassique. Analyse structurale

Lucas G. (1942). -Description géologique et pétrographique des monts de Ghar Rouban et de Sidi El-Abed, Bull. Ser. Car. Geol. Algérie 2ème série N°16

Neurdin-trescartes J. (1992)- Le remplissage sédimentaire du bassin néogène du Chelif, modèle de référence de bassins intra-montagneux. (Univ. Pau et Pays de l'Adour, 605 p.

Rapport pétrographique et sédimentologie du forage de TL-1

Rapports de fin de sondage de la région de Tlemcen

Sonatrach, CRD (1990) Etude géochimique des sondages (région Nord-Ouest) : rapport interne

Tissot, B. P., and Welte, D. H. (1984) " Petroleum formation and occurrence" Springer Verlag, Berlin, p 699.

Liste des figures

- Fig. 1- Situation géographique de la wilaya de Tlemcen
- Fig. 2– Carte géologique de la wilaya de Tlemcen
- Fig. 3- Colonne lithostratigraphique type des Mont de Tlemcen
- Fig. 4– Schéma structural de la chaîne alpine de la Méditerranée occidentale
- Fig. 5- Evolution de la matière organique avec enfouissement
- Fig.6- Evolution au cours de l'enfouissement de la composition de la matière organique sédimentaires
- Fig.7 - Evolution du kérogène au cours de l'enfouissement
- Fig.8-Schéma générale montrant la formation des hydrocarbures durant l'enfouissement de la roche mère
- Fig.9-Diagramme de VAN KREVELEN H/C-O/C
- Fig.10-Schéma de principe Rock-Eval II muni d'un module de carbone
- Fig.11-Variation de la forme de pic S2 au cours de la maturation pour les trois grands types de matière organique étudiés
- Fig.12-Les différents fractions étudier la matière organique totale de la roche
- Fig.13-Diagramme général IH-IO
- Fig.14-Diagramme général IH-Tmax
- Fig.15- Diagramme prof/COT
- Fig.16- Diagramme prof/Tmax
- Fig.17-Diagramme IH/IO
- Fig.18- Diagramme IH/Tmax
- Fig.19- Log géochimique du puits TL-1
- Fig.20- Log géochimique du puits TL-2

- Fig.21-Principe de modélisation géochimique à l'aide du GENEX
- Fig.22 - Enfouissement des roches mères au niveau du puits TL-1
- Fig.23 - Les quantités des hydrocarbures expulsées au niveau du puits TL-1
- Fig.24 - La génération des hydrocarbures au niveau du puits TL-1
- Fig.25 - La génération des hydrocarbures au niveau du puits TL-1
- Fig.26 - Les quantités des hydrocarbures expulsées au niveau du puits TL-1
- Fig.27 - Les quantités des hydrocarbures expulsées au niveau du puits TL-1
- Fig.28 - Enfouissement de la roche mère Callovien au niveau du puits TL-2
- Fig.29 - La génération des hydrocarbures au niveau du puits TL-2
- Fig.30 - L'expulsion des hydrocarbures au niveau du puits TL-2
- Fig.31 - Les quantités des hydrocarbures expulsées au niveau du puits TL-2

Liste des Tableaux

- Tab.1 : Classification des roches en fonction du carbone organique total
- Tab.2 : Evaluation qualitative du S2
- Tab.3 : Les valeurs de Tmax en fonction du type de la matière organique
- Tab.4 : Echelle des valeurs de l'indice d'hydrogène
- Tab.5 : Valeurs des IH en fonction du type de la matière organique
- Tab.6 : Echelle des valeurs de l'indice d'oxygène
- Tab.7 : Echelle de valeurs du potentiel pétrolier
- Tab.8 : Corrélation entre les différents paramètres de maturation
- Tab. 9 : Les paramètres géochimique

Tab.10 : Informations de puits TL-1

Tab.11 : Informations de puits TL-2

Tab12 : Moyenne statistiques des paramètres géochimiques des puits

Chapitre I

Généralité

Chapitre II

Généralité de la géochimie organique

Chapitre III
Caractérisation
géochimique des
niveaux roches mères

Chapitre IV
Modélisation
géochimique

Introduction générale

Conclusion générale

Références bibliographiques