



PEOPLE'S DEMOCRATIC REPUBLIC OF ALGERIA
MINISTRY OF HIGHER AND SCIENTIFIC RESEARCH



UNIVERSITY M'HAMED BOUGARA OF BOUMERDES
FACULTY OF HYDROCARBONS AND CHEMISTRY

**Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du diplôme :**

MASTER

Présenté par :

**NDOZI FAUSTINO PAULO
NOBREGA VANDERSON**

Filière : Hydrocarbures
Option : Géologie Pétrolière

Thème

**Caractérisation géochimique de la roche mère Silurienne de la
région de Bordj Omar Driss, Bassin d'Illizi**

Devant le jury :

**Mr. SADAOU, M.
Mr. CHAOUCHI, R.
Mme. KECIR, A.**

**Prof
Prof
MAA**

**Rapporteur
Président
Examinatrice**

Année Universitaire: 2020/2021



PEOPLE'S DEMOCRATIC REPUBLIC OF ALGERIA
MINISTRY OF HIGHER AND SCIENTIFIC RESEARCH



UNIVERSITY M'HAMED BOUGARA OF BOUMERDES
FACULTY OF HYDROCARBONS AND CHEMISTRY

Département : Gisement minier et Pétrolier
Filière : Hydrocarbures
Option : Géologie Pétrolière

Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**Caractérisation géochimique de la roche mère Silurienne de la
région de Bordj Omar Driss, Bassin d'Ilizi**

Présenté par :
NDOZI FAUSTINO PAULO
NOBREGA VANDERSON

Avis favorable de l'encadreur :
Nom Prénom Signature
Mr. SADAOUI, M.

Avis favorable du Président du jury

Nom Prénom

Signature

Mr. CHAOUCHI, R.
Mme. KECIR, A.

Dédicace

*Nous dédions ce modeste travail d'abord à nos parents, nos familles, aux enseignants,
à tous nos amis en spécial à HIFEWA, MATANU, MAMBEMBA, ZUA, MALUDIDI, et
LOMBOKA.*

L'ensemble du binôme

Remerciement

Au terme de cette étude, nous tenons à remercier le bon Dieu qui nous a donné le courage et la volonté jusqu'au bout et de ramener ce présent travail à son point ultime.

Nous remercions infiniment les enseignants qui nous ont partagé tous leurs connaissances pendant toutes ces années, en spécial au Pr. SADAoui Moussa, notre encadreur, à nos familles, également à l'ensemble des services des œuvres universitaires pour leurs soutiens pendant tous ces temps en ce qui concerne l'hébergements, la restauration, et les transports, ce qui a été très bénéfique pour notre réussite académique.

Merci à tous.

Merci pour tout.

L'ensemble du binôme

Sommaire

Introduction générale

Chapitre I : Généralités sur le Bassin d'Illizi

| | |
|--|----|
| Introduction | 1 |
| I. Cadre régional du bassin d'Illizi | 1 |
| 1. Situation géographique..... | 1 |
| 2. Situation géologique..... | 3 |
| 3. Historique de la recherche du bassin d'Illizi..... | 4 |
| 4. Aspect litho-stratigraphique..... | 6 |
| 5. Aspect structural..... | 11 |
| 6. Aspect pétrolière..... | 14 |
| II. Présentation du périmètre Bordj Omar Driss | 16 |
| Introduction..... | 16 |
| 1. Historique de la recherche..... | 16 |
| Travaux antérieurs..... | 17 |
| 2. Situation géographique du périmètre Bordj Omar Driss..... | 17 |
| 3. Cadre géologique du périmètre Bordj Omar Driss..... | 18 |
| 4. Système Pétrolier..... | 25 |

Chapitre II : Généralités sur la géochimie organique

| | |
|---|----|
| Introduction | 28 |
| I. Perspectives géologiques (roches mères et Kérogènes) | 28 |
| 1. Transformation du kérogène et formation d'huile et du gaz..... | 29 |
| 2. Produits générés et chemins d'évolution ; maturité des roches mères..... | 32 |
| II. Méthodes d'analyses géochimiques | 34 |
| 1. Prélèvement et préparation des échantillons..... | 34 |
| 2. Dosage de Carbone organique total (COT)..... | 35 |
| 3. La pyrolyse Rock-Eval..... | 36 |
| 4. Paramètres calculés..... | 41 |
| 5. Méthodes optiques..... | 44 |

Chapitre III : Etude géochimique

| | |
|---|----|
| Introduction | 47 |
| ➤ Formation roche- mère Silurienne | 47 |
| I. Méthode de travail | 49 |
| II. Richesse, qualité et maturité de la matière organique | 49 |
| 1. Description des cartes et des diagrammes à réaliser..... | 51 |
| 2. Interprétation des cartes géochimiques..... | 51 |
| a. Carte en isopaques du Silurien..... | 52 |
| b. Carte en isorichesse (COT)..... | 53 |
| c. Carte d'iso S2 de la roche mère Silurienne de la région Bordj Omar Driss - Bassin D'Illizi..... | 54 |
| d. Carte en potentiel pétrolier (PP)..... | 55 |
| e. Cartes en iso maturation (Tmax)..... | 56 |
| f. Carte d'iso-IP de la roche mère Silurienne de la région Bordj Omar Driss - Bassin D'Illizi..... | 57 |
| 3. Interprétation des Diagrammes..... | 58 |
| a. Diagramme profondeur / COT | 58 |
| b. Diagramme profondeur / Tmax | 58 |
| c. Diagramme IH / IO..... | 61 |
| d. Diagramme IH /Tmax..... | 61 |
| 4. Interprétation des lames minces..... | 64 |
| 5. Interprétation des profils géochimiques..... | 66 |
| Conclusion | 69 |

Chapitre IV : Modélisation

| | |
|---|----|
| Introduction | 71 |
| I. Principe de la modélisation géochimique | 71 |
| II. Les principales données de la modélisation géochimique | 72 |
| III. Interprétation des résultats de la modélisation | 75 |
| Conclusion | 80 |

Conclusion générale

Bibliographie

A vertical teal bar on the left side of the page, with a white diagonal line running through it from the bottom left towards the top right.

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

L'intérêt pétrolier d'une région est régi par l'existence d'un système pétrolier (La roche mère, roche réservoir, roche couverture et piège). Dans ce cadre l'identification des roches mères et leur évolution s'avère indispensable pour valider tout programme de l'exploration pétrolière. La découverte des Hydrocarbures dans le périmètre Bordj-Omar-Driss pose le problème des niveaux roches mères potentielles, leur distribution, origine, expulsion et migration des Hydrocarbures.

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, suivre leur évolution et enfin de déterminer l'époque de génération des hydrocarbures à partir de la modélisation géochimique. Pour tous ces objectifs énumérés précédemment la présente étude faite l'objet d'un mémoire de fin d'études pour l'obtention d'un diplôme de Master d'état option géologie pétrolière.

C'est dans ce contexte qu'il nous a été proposé par le notre encadreur Pr. SADAoui Moussa, le thème « Caractérisation géochimique de la roche mère Silurienne de la région de Bordj-Omar-Driss (Bassin d'Illizi), plateforme saharienne.

Cette étude comprend plusieurs parties :

- La première partie concerne les généralités sur le bassin d'Illizi et le périmètre d'étude Bordj-Omar-Driss. Elles décrivent la situation géologique et géographique de la région, les aspects stratigraphiques et structuraux.
- La deuxième partie est basée sur les généralités de la géochimie organique.
- La troisième partie concerne l'étude géochimique proprement dite.
- La quatrième partie est consacrée à la modélisation de l'histoire de l'enfouissement et de la maturation thermique de ces roches.

Et enfin une conclusion et une recommandation.



CHAPITRE I :
GENERALITES SUR le
BASSIN D'ILLIZI

Introduction

Situé dans la région du Sahara Sud oriental, le bassin d'Illizi est la province pétrolière la plus étudiée et l'une des plus productives de la plateforme Saharienne. Cette dernière renferme pratiquement toutes les conditions favorables à la genèse, migration et piégeage des hydrocarbures.

Le bassin d'Illizi dont fait partie le périmètre Bordj Omar Driss a été le siège d'une succession de phases tectoniques qui sont à l'origine de l'image structurale actuelle (Fig.1).

I. Cadre régional du bassin d'Illizi

1. Situation Géographique

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie Sud- Est du Sahara Algérien. Il est limité par les latitudes 29° et 26°30' et par les longitudes 6°et 10°Est, et couvre une superficie de 100 000 Km² environ (Fig.1). Il est limité :

- A l'Est par le môle de la Tihemboka de direction méridienne, qui le sépare du bassin de Mourzouk en Libye,
- A l'Ouest par l'axe structural d'Essaoui- Méllène,
- Au Sud par les affleurements Cambro- Ordoviciens des Tassili N'Ajjers,
- Au Nord par le môle d'Ahara de direction Est- Ouest, qui le sépare du bassin de Berkine.

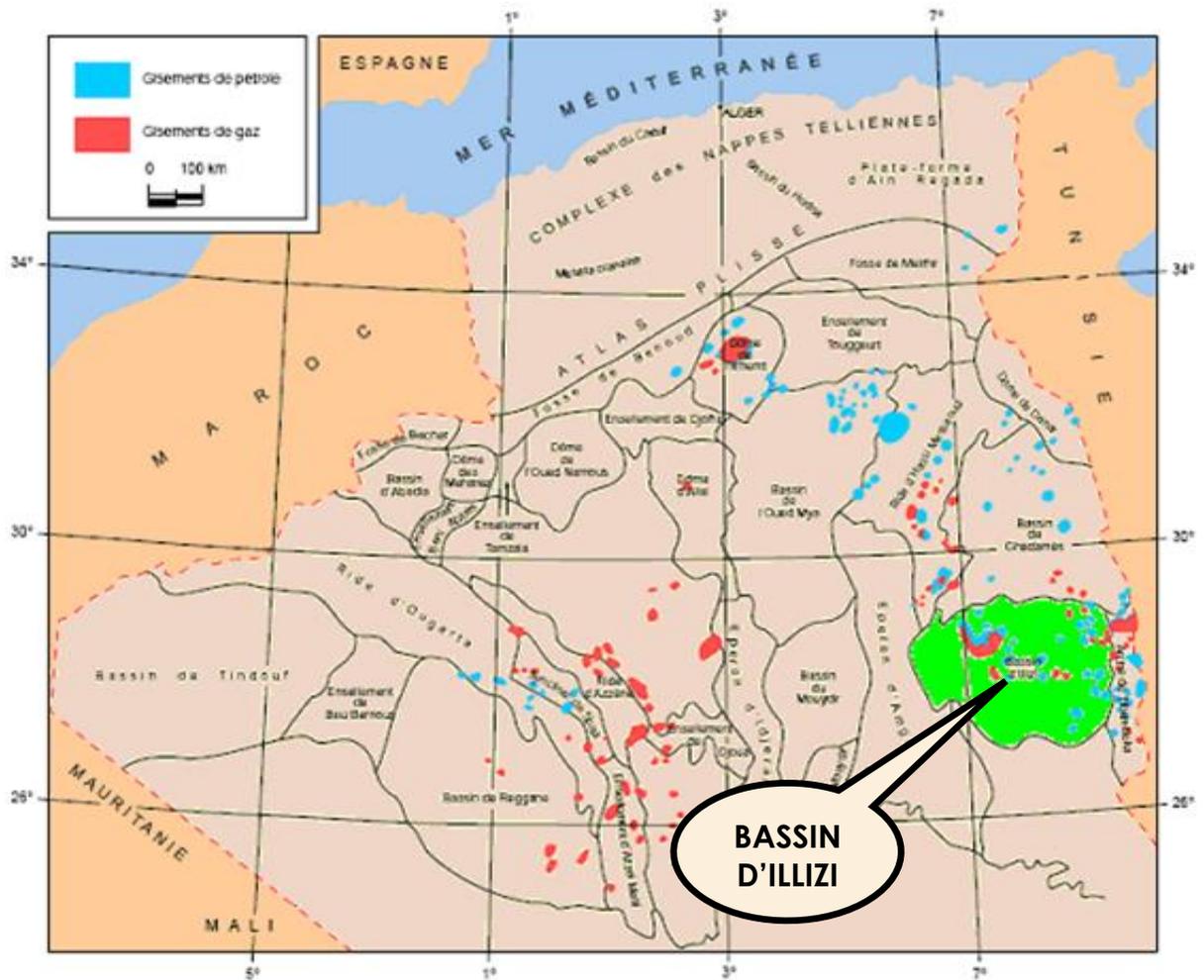


Figure 1 : SITUATION GÉOGRAPHIQUE DU BASSIN D'ILLIZI (SONATRACH, 2007)

2. Situation géologique

Du point de vue géologique, le bassin d'Illizi représente une large dépression semi-circulaire. Ce bassin de plateforme assez stable fut le siège d'une sédimentation importante (2500 à 3500 m d'épaisseur) déposée essentiellement durant le Paléozoïque et le Mésozoïque et s'étend sur 350 km en latitude et longitude, peut être classé dans les vastes bassins intracratoniques. (Fig.2)

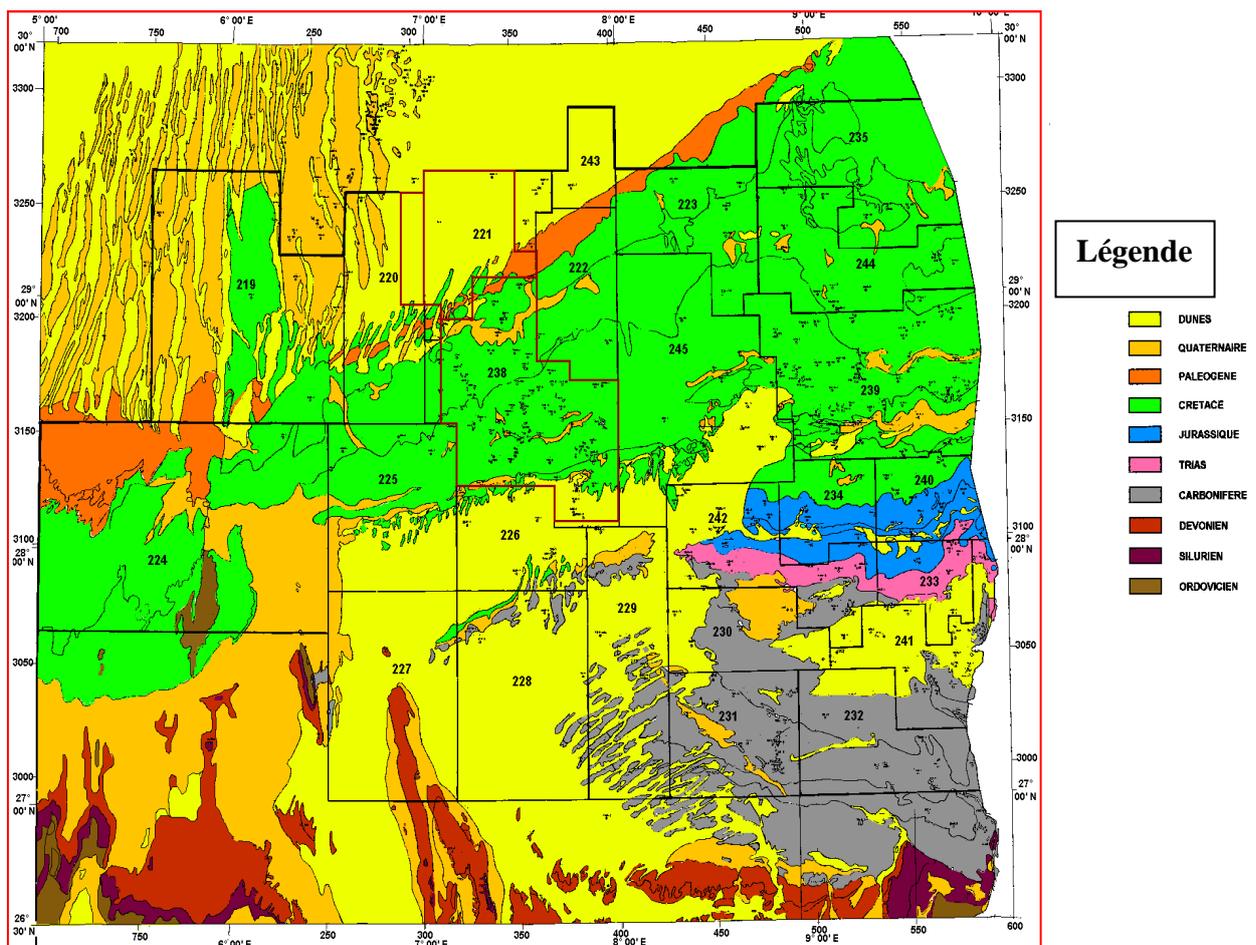


Figure 2 : CARTE GEOLOGIQUE DU BASSIN D'ILLIZI (SONATRACH, 2007)

3. Historique de la recherche du bassin d'Illizi

Les premières esquisses géologiques réalisées dans les bassins de la plateforme saharienne ont été faites grâce aux efforts louables des géologues universitaires suivants : C .KILIAN (1922, 1923, 1931) d'abord et J.FOLLOT (1952), LELUBRE (1952). C.KILLIAN est le premier géologue qui a décrit les formations paléozoïques au Sud du bassin d'Illizi dans le massif du Hoggar. C'est le français C.KILLIAN (1925) qui a établi les bases de données sur le bassin d'Illizi et de Berkine. Les géologues de la SNREPAL effectuèrent les premiers travaux géologiques des bassins sédimentaires, en réalisant les premiers levés de terrain en novembre 1946. Par la suite une vaste campagne de gravimétrie débuta à la fin de 1948 dans la partie septentrionale du Sahara. Les premières demandes de permis de recherche pétrolière furent déposées en 1950 par la société SNREPAL et la compagnie CFPA. Il est à noter que les premiers essais d'investigation par sismique réflexion eurent lieu en 1951. Après l'échec des premiers essais de la sismique réflexion en 1951, la SNREPAL confia une large campagne de sismique réfraction en 1951 à la CGG, les résultats furent positifs et servirent de base à l'implantation des premiers sondages stratigraphiques.

A cette période on assiste à la découverte des champs géants d'huile de Hassi Messaoud en 1956 et de gaz d'Hassi R'mel en 1956 situés respectivement sur le môle d'Amguid et le bassin d'Oued Mya.

- ❖ La période entre 1956 et 1962 a été marquée par les découvertes des principaux gisements dans le bassin d'Illizi par des méthodes géophysiques (gravimétrie, magnétométrie, sismique réfraction) et géologiques de terrain.

L'effort s'est traduit par la découverte de 40 gisements dont les plus importants sont : Edjeleh, Zarzaitine (huile), Ohanet (huile), In Amenas (huile). etc...

Cette période a connu une grande activité de forages, près de 598 puits ont été forés, dont 152 puits d'exploration, 284 puits de développement et 162 puits d'extension.

L'estimation des réserves initiales en place dans le bassin d'Illizi en 1962 par la CGG s'élève à environ :

- ✓ 735 .10⁶ tonnes d'Huile.
- ✓ 479.10⁹ m³ de Gaz.
- ✓ 78.10⁶ tonnes de condensât.

Après l'indépendance de l'Algérie en 1962, de nouvelles techniques d'exploration ont été utilisées afin d'augmenter les chances de succès. De ce fait des compagnies mixtes ont été créées dans le cadre d'un accord Algéro-Français. En 1965, la SONATRACH et la SOPEFAL ont créé une nouvelle association dénommée ASCOOP chargée d'effectuer des opérations de recherche pétrolière en Algérie.

- ❖ La période 1963 à 1970 est caractérisée par une forte activité d'acquisition sismique réflexion et une baisse dans le nombre de forages. Les principales découvertes réalisées durant cette période sont les suivantes : Tin Fouye (huile et gaz), Tabankort (huile), Amassak, Stah (huile) et Tamanjelt.

Les réserves initiales estimées pour ces découvertes en 1970 par ASCOOP sont :

- ✓ 478. 10⁶ tonnes d'Huile.
- ✓ 344.10⁹ m³ de Gaz.
- ✓ 54.10⁶ tonnes de condensât.

Après la nationalisation des hydrocarbures en 1971, la SONATRACH devient le principal opérateur qui mettra en évidence la découverte de nombreux petits gisements.

- ❖ La période entre 1970 à 1980 a été marquée par une intense activité sismique (2D) avec l'acquisition d'environ 47000 Km. Des études aéromagnétiques et gravimétriques ont été réalisées par la SONATRACH (1977-1978).

Durant cette période 325 puits ont été forés, 51 puits d'exploration, 243 puits de développements et 31 puits d'extension. Le résultat de ces travaux s'est concrétisé par la découverte de deux gisements (Mereksen et Dimeta sont les plus importants).

Les réserves initiales sont estimées à :

- ✓ 108 10⁶ tonnes d'Huile.
- ✓ 84.10⁹ m³ de Gaz.
- ✓ 16.10⁶ tonnes de condensât. (SONATRACH, 1978)

L'exploration pétrolière chute sensiblement entre 1981 et 2008 malgré un effort remarquable en sismique (2D) pendant la période précédente.

Seulement 80 puits d'exploration ont été forés dont 30 furent positifs, soit un taux de succès de 40%.

L'ouverture du domaine minier algérien (Exploration et Production des hydrocarbures) avec l'avènement de la loi 86-14 a permis à beaucoup de compagnies pétrolières internationales d'investir en Algérie.

L'exploration dans le bassin d'Illizi a permis la collecte d'un volume important de données sismiques (2D, 3D) et de forages. Globalement : 90 .000 Km de sismique (2D) ont été réalisés et environ 1800 puits toutes catégories confondues ont été forés. Parallèlement de nombreuses études géopétrolières sur le bassin d'Illizi ont été effectuées par différents spécialistes et notamment par les compagnies pétrolières internationales.

4. Aspect litho-stratigraphique

La couverture sédimentaire est constituée de 2500 à 3000 m de sédiments paléozoïques et mésozoïques. Ces derniers affleurent à partir de la région de Zarzaîtine. Les dépôts paléozoïques sont limités par deux discordances, Panafricaine ou Infra Tassillienne à la base et Hercynienne au sommet.

La colonne stratigraphique type du bassin d'Illizi est constituée essentiellement par une alternance de faciès argilo- gréseux d'épaisseurs variables séparés par quatre discordances majeures ; de la base vers le sommet on distingue (Fig.3) :

- ❖ La discordance Taconique (Ordovicien Supérieur).
- ❖ La discordance Calédonienne (Siluro- Dévonienne).
- ❖ La discordance Frasnienne parfois absente.
- ❖ La discordance Hercynienne. (Fig. 4, 5).

La plupart des termes de la série stratigraphique depuis le Cambrien jusqu'au Crétacé supérieur sont représentés et d'autres sont érodés ou tronqués. Au Sud, les dépôts paléozoïques reposent en discordance sur le socle, et se terminent vers le Nord par les argiles de Tiguentourine du Permo- Carbonifère. Ces dépôts sont constitués de grès et d'argiles, à l'exception de banc calcaire repère de Dévonien moyen, des marnes et les calcaires du Namurien supérieur et du Westphalien.

L'épaisseur des dépôts paléozoïques est fortement réduite à cause de l'érosion faisant suite à l'événement hercynien, elle est de 800m au Nord et au Nord-Ouest du bassin et passe à 1700m au Sud et au Sud-Est. A partir de la latitude 27°50' N apparaissent les formations argilo- sableuses continentales de la partie basale du Mésozoïque. Les séries supérieures, carbonatées et marines du Cénomaniens au Sénonien débutent à partir de la Hamada de Tinrhert. Ces formations reposent en discordance majeure sur les différentes séries du Paléozoïque. L'épaisseur des séries mésozoïques passe de 350m au Sud-Est à 2700m au Nord-Ouest du bassin.

Ces épaissements témoignent d'un basculement du bassin pendant le mésozoïque vers le Nord et le Nord-Ouest. Un dépôt sableux d'âge Mio-Pliocène recouvre les formations terminales du Mésozoïque. En fin, le quaternaire de faible épaisseur (quelques mètres) est souvent discontinu et constitue le dernier élément de la série stratigraphique.

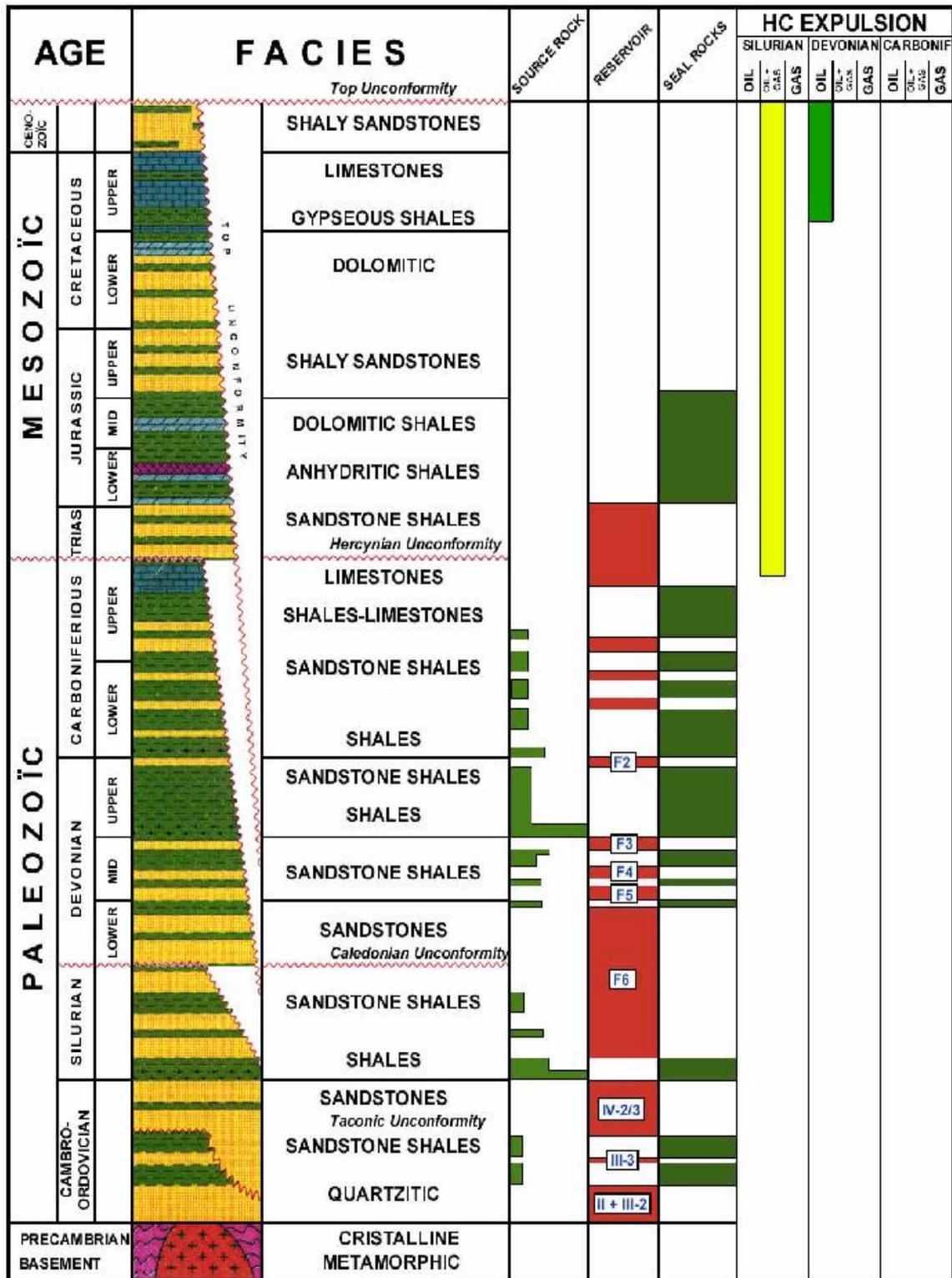


Figure 3 : LOG STRATIGRAPHIQUE ET LITHOLOGIQUE SYNTHETIQUE DU BASSIN D'ILLIZI (SH - TOTAL, 2009)

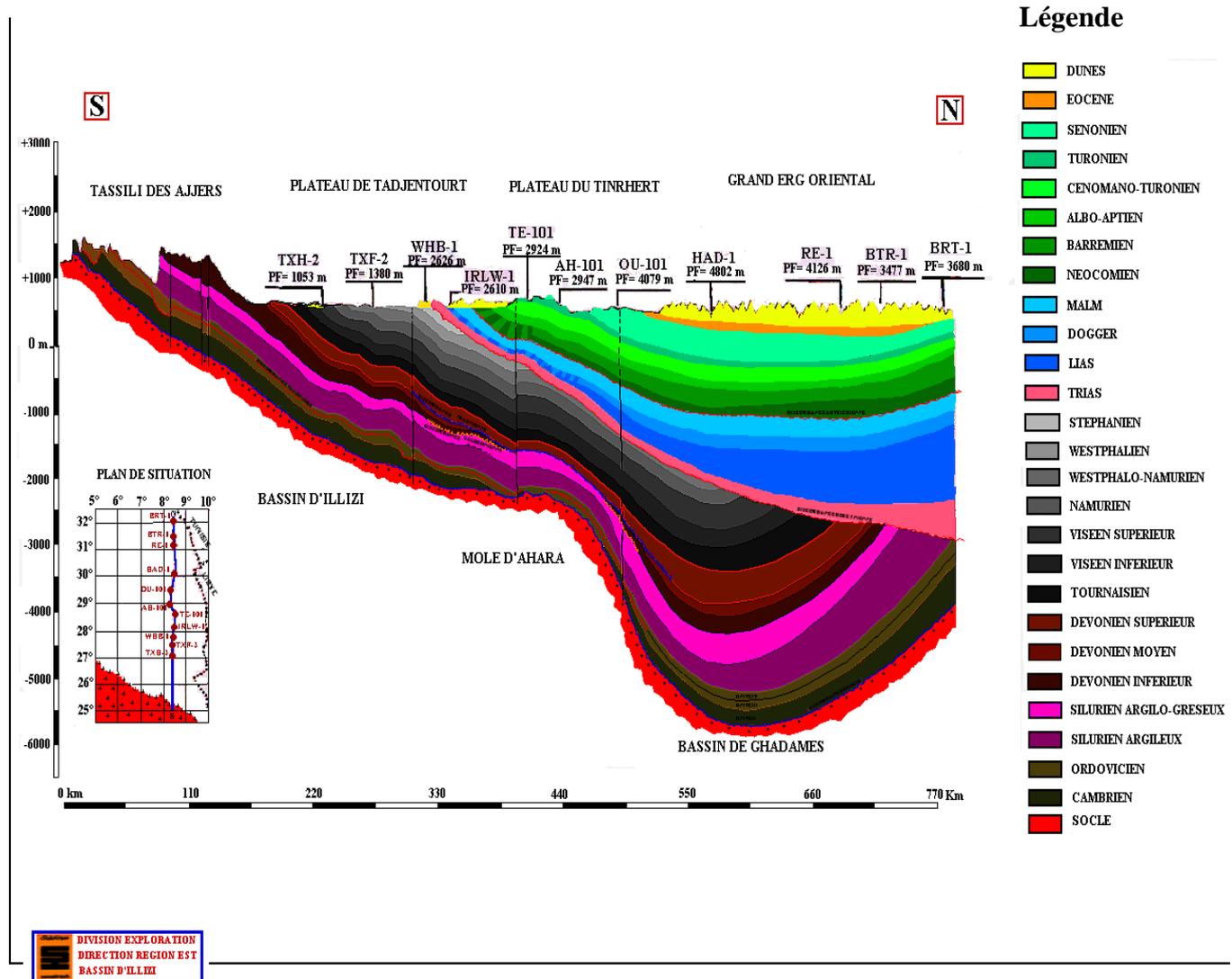


Figure 4 : COUPE GEOLOGIQUE SUD-NORD, BASSIN D'ILLIZI (SONATRACH, 1995)

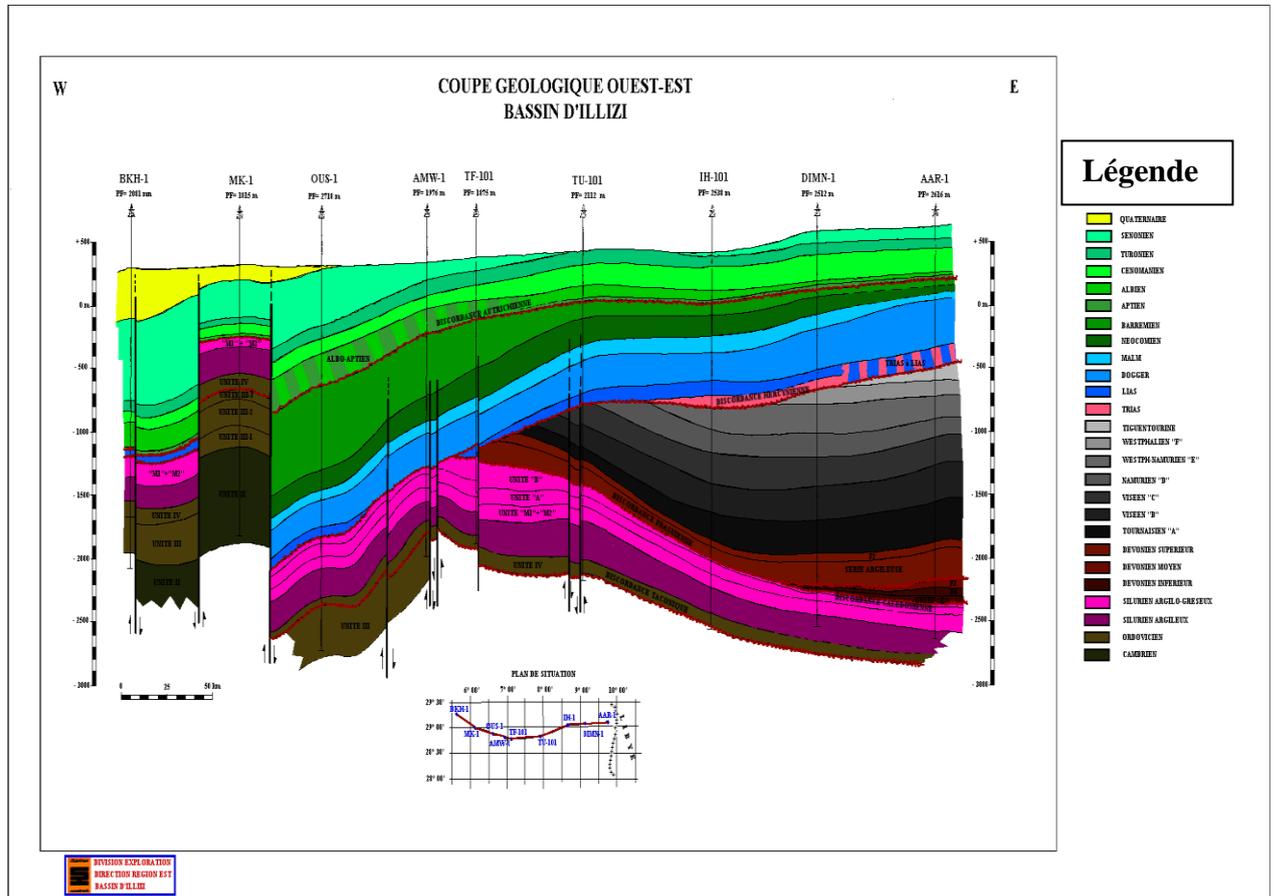


Figure 5 : COUPE GEOLOGIQUE OUEST-EST DU BASSIN D'ILLIZI (SONATRAC,1995)

5. Aspect Structural

Le bassin d'Illizi est de type intra-cratonique, les différents événements tectoniques ayant affecté ce bassin ont engendré différents éléments structuraux (Fig.6), on y distingue :

- **Le môle de Tihemboka**
- **Le môle d'Ahara**
- **L'accident de Fadnoun**

❖ **Evolution du Bassin d'Illizi :**

• **Au Cambro – Ordovicien :**

La phase de rifting (subsidence mécanique) dans le bassin d'Illizi est plus marquée à l'Ouest qu'à l'Est, ceci est dû à une transtension senestre créant ainsi des blocs basculés de direction Nord Sud.

• **Au Silurien :**

La subsidence post rift (thermique) va créer un bassin profond dont l'axe coïncide avec la direction de l'arche d'Amguid- El-Biod. A la fin du Silurien, on assiste à une progradation d'importants apports sédimentaires vers le bassin.

• **Au Dévonien :**

On assiste à un "Onlapping" (biseau d'aggradation) de l'unité "C" vers le môle de Tihemboka.

• **Au Carbonifère :**

- Recouvrement général.
- Sédimentation fluviodeltaïque et marine.

• **A l'Hercynien :**

- Rejeu en transpression des grands accidents Nord- Sud.
- Inversion, rejeux positifs et érosion sur le môle Amguid.

L'inversion majeure à la fin du primaire, va réactiver les failles majeures Nord- Sud, d'abord dans un régime transpressif dextre compatible avec une compression N040° puis plus tard dans un régime transpressif senestre, sous une contrainte compressive orientée N120°- 140°. Ce qui va induire une réactivation en zones hautes des dépôts centres d'âge Ordo- Silurien.

- **Trias- Barrémien** : nouvelle phase de Subsidence.
- **Fin Barrémien – début Aptien** : "phase dite Autrichienne", on assiste à une nouvelle réactivation des structures majeures Hercyniennes.
- **A la fin du Tertiaire**, on assiste à un basculement généralisé du bassin vers le Nord et une surrection du massif du Hoggar (Tab.1).

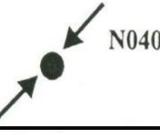
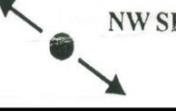
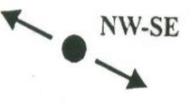
| Période | Régime et direction | Jeux des failles | Conséquences |
|---|---|---|--|
| Fin Carbonifère Permien |  | Jeu en inverse sur les failles NE -SW | Erosion Sur les axes Le Gassi -HMD |
| Westphalien |  | | Erosion sur l'axe Telemzane -Berroff (Conrad 1984 et Busson 1970) |
| Viséen |  | Jeu en inverse sur les failles NW-SE | |
| Tournaisien | | | |
| Franien -Emsien | | | |
| Dévonien |  | Jeu en inverse sur les failles NW-SE | Variations de faciès et d'épaisseur -Volcanisme |
| Fin Silurien / Dev. Phase Calédonienne |  | Jeu normal des failles N-S | Erosion sur les axes N-S |
| Fin Ordovicien | | Jeu en inverse sur les failles (Axes N-s) | Variations de faciès et d'épaisseur -Volcanisme |
| Caradoc (phase Taconique) | | | |
| Cambro - Ordovicien |  | Jeu normal des failles N-S | Variations de faciès et d'épaisseur -Volcanisme |
| Cambrien (Panafricain tardive) |  | Failles NE-SW et NW- SE | Cratonisation Sahara Central |

Tableau 1 : : LES PRINCIPAUX EVENEMENTS DANS LA PLATEFORME SAHARIENNE (BOUDJEMAA, 1987)

6. Aspect Pétrolier

Les différentes études géochimiques réalisées dans le bassin d'Illizi (B. Tissot, J.Espital et G.Dekko (IFP)), montrent que pratiquement toutes les argiles du Paléozoïque ont généré des hydrocarbures et les principales roches mères sont représentées par :

- A) Les argiles radioactives du Dévonien inférieur qui sont à l'origine des huiles piégées dans les réservoirs Ordoviciens.
- B) Les argiles intercalées dans le Dévonien inférieur – Silurien qui sont à l'origine des huiles piégées dans les réservoirs du Dévonien inférieur (F4, F6) et du Silurien supérieur (F6).
- C) Les argiles du Dévonien moyen et supérieur qui ont généré les huiles piégées dans les réservoirs Carbonifères supérieurs et moyens (F2, F3).

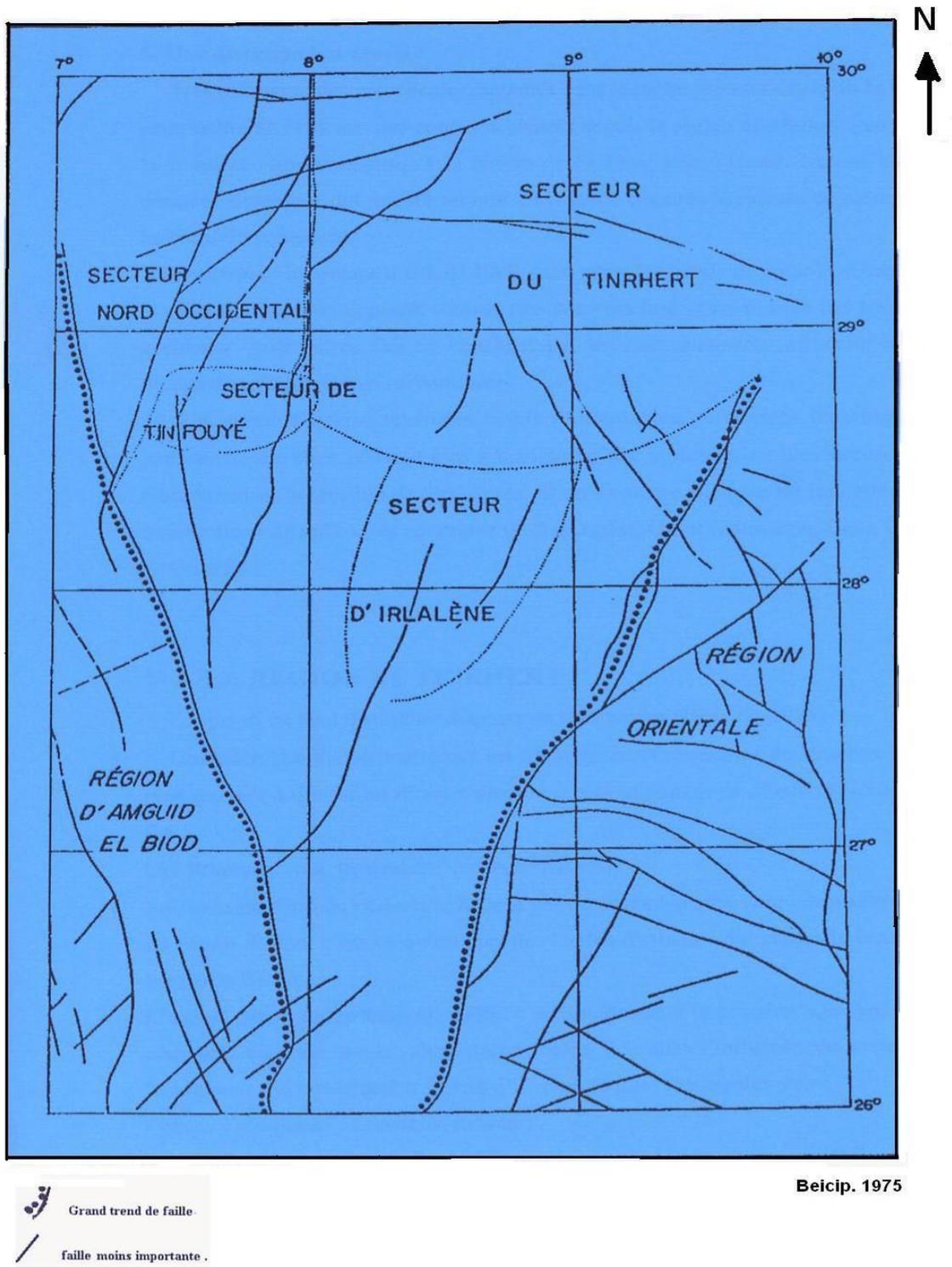


Figure 6 : CARTE TECTONIQUE DU BASSIN D'ILLIZI (BELCIP, 1975)

II. Présentation du périmètre Bordj Omar Driss

Introduction

Le périmètre Bordj Omar Driss se situe dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi. Il est limité à l'Ouest par le môle d'Amguid-El-Biod, au Nord par le bassin de Berkine, et au Sud par le bouclier Targui ou le massif du Hoggar. C'est un périmètre qui renferme plusieurs accumulations d'huile et de gaz dans les réservoirs gréseux de l'Ordovicien et du F6. Si plusieurs gisements ont été mis en évidence dans ce périmètre, d'autres zones demeurent toujours au stade de recherche.

1. Historique de la recherche

C'est en 1958 que l'exploration a démarré dans ce permis avec le forage de Hassi-Mazoula 1 (HMZ-1) qui a produit de l'huile dans le réservoir F6 et du gaz dans l'Ordovicien. L'avènement des années soixante voit la découverte du grand gisement de Tin-Fouyé qui produit de l'huile dans le réservoir F6, de l'huile et du gaz dans l'Ordovicien. Durant cette décennie on a exploré tout le trend de Mazoula Sud à Djoua Ouest, cela a permis la mise en évidence des potentialités du réservoir F6 dans le secteur. De même pour le réservoir de l'Ordovicien (unité IV-3) qui produit de l'huile sur toute la périphérie septentrionale de l'anticlinorium de Tin-Fouyé (TFT et TFTE).

En 1970, on note la découverte des gisements d'huile de Tamendjelt dans le réservoir (F6) et d'Amassak dans le réservoir l'unité (IV-3). Depuis, des forages ont été effectués sur des structures satellites avoisinant ces gisements ou dans les ensellements l'extension de l'anneau d'huile du réservoir de l'Ordovicien entre Amassak et Tin Fouyé- Tabankort.

Travaux antérieurs

A- Géophysique

Depuis l'introduction de la sismique réflexion durant les années 1960. Environ 13000 Km de profils sismiques ont été réalisés sur l'ensemble du périmètre de Bordj Omar Driss. Quant à la sismique haute résolution, elle s'est concrétisée :

- En 1993 par la campagne 93ZK (583Km) qui couvre toute la partie Est de Tin Fouyé.
- En 1994 par la campagne 94 MAO (680Km) qui couvre la zone de Rhourde El Ouahdani jusqu'au Nord de Maouar.
- En 1995 par la campagne 95 ODN (2450 Km) qui englobe presque toute la partie méridionale du périmètre Bordj-Omar-Driss I.
- En 1998, le programme 98MAO (350.6Km) a été réalisé dans la région de Maouar- Rhourd.El. Ouahdani.

B- Forages

La première découverte en hydrocarbures date en 1958 et elle a été réalisée dans la partie Nord Ouest du bassin, par le forage de Hassi Mazoula-1 (HMZ-1). Par la suite plusieurs autres découvertes ont été réalisées.

Ainsi un total de 78 forages a été réalisé dans le périmètre, soit une densité de 1 puits/1000Km². Dans l'ensemble Vingt-six (26) forages ont été positifs.

2. Situation géographique du périmètre Bordj Omar Driss

Le périmètre Bordj Omar Driss est situé dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi. Il englobe les blocs 238a et 238b et couvre une superficie de 3434,83Km². De ce périmètre sont exclues les parcelles Bir El Quetara, Hassi Mazoula Nord, Hassi Mazoula Sud, Hassi Mazoula B, Djoua Ouest et Shape TFT. Cette dernière parcelle (Shape TFT) contient les zones d'exploitation de : Amassak-Tirarémine, Tamendjelt, Tin Fouyé Tabankort, Tin Fouyé Ouest, Tin Fouyé Nord, Tin Fouyé Tabankort Est, Tin Fouyé Tabankort 100 et Tin Fouyé (Fig.7).

3. Cadre géologique du périmètre Bordj Omar Driss

Le périmètre Bordj Omar Driss se trouve dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi et presque entièrement recouvert par les dépôts mésozoïques qui constituent le plateau de Tinrhert. La couverture sédimentaire dans la partie occidentale du bassin d'Illizi est composée de deux ensembles litho-stratigraphiques : un ensemble mésozoïque, affleurant en surface, d'une épaisseur moyenne de 3300m au Nord et de 400m au Sud, reposant en discordance hercynienne sur les termes du Paléozoïque, en un ensemble paléozoïque de 900m à 2100m d'épaisseur, reposant sur un socle cristallo-métamorphique d'une lithologie essentiellement argilo- gréseuse (Fig.8).

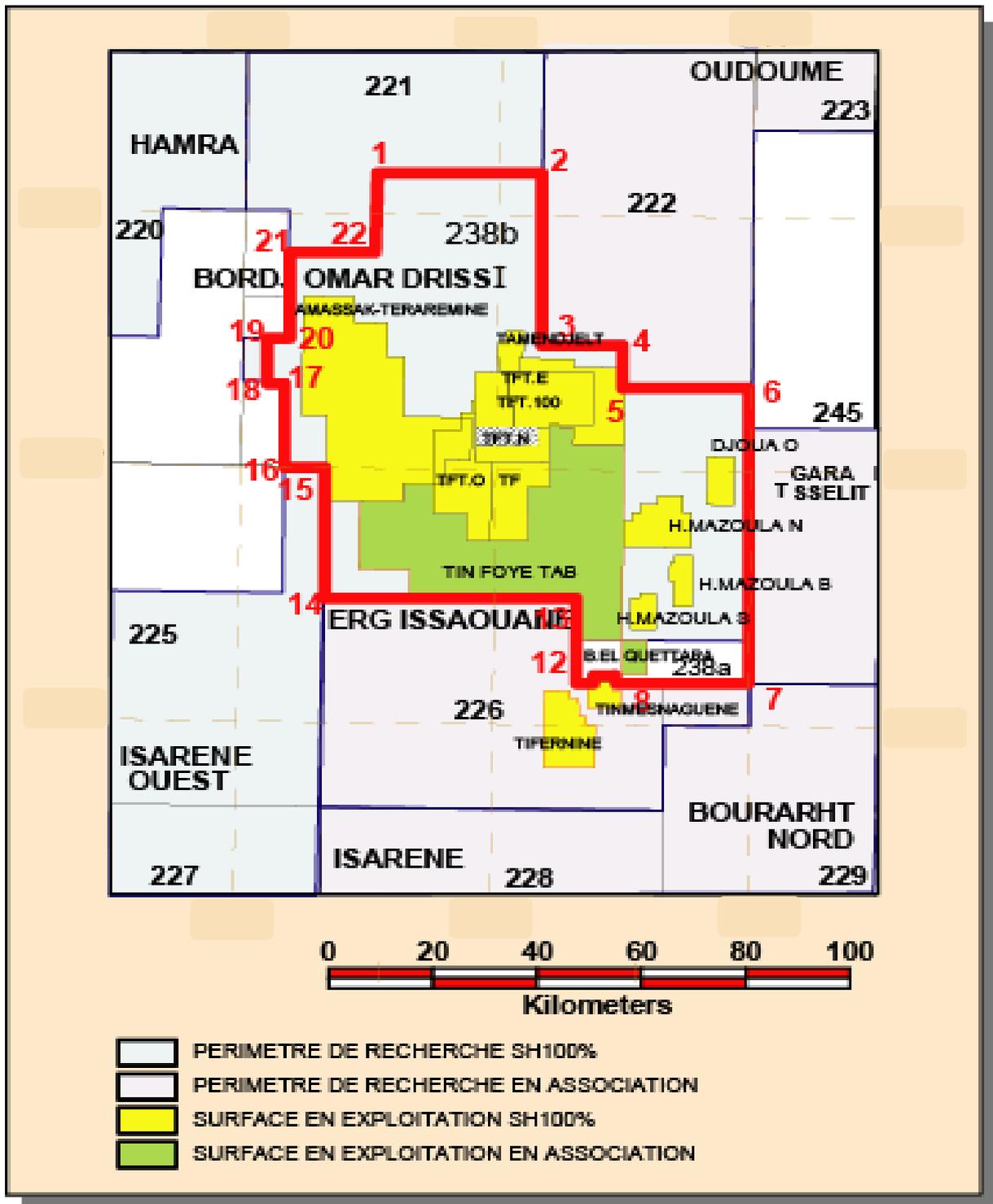


Figure 7 : PERIMETRE DE RECHERCHE-BORDJ OMAR DRISSI (SONATRACH, 2009)

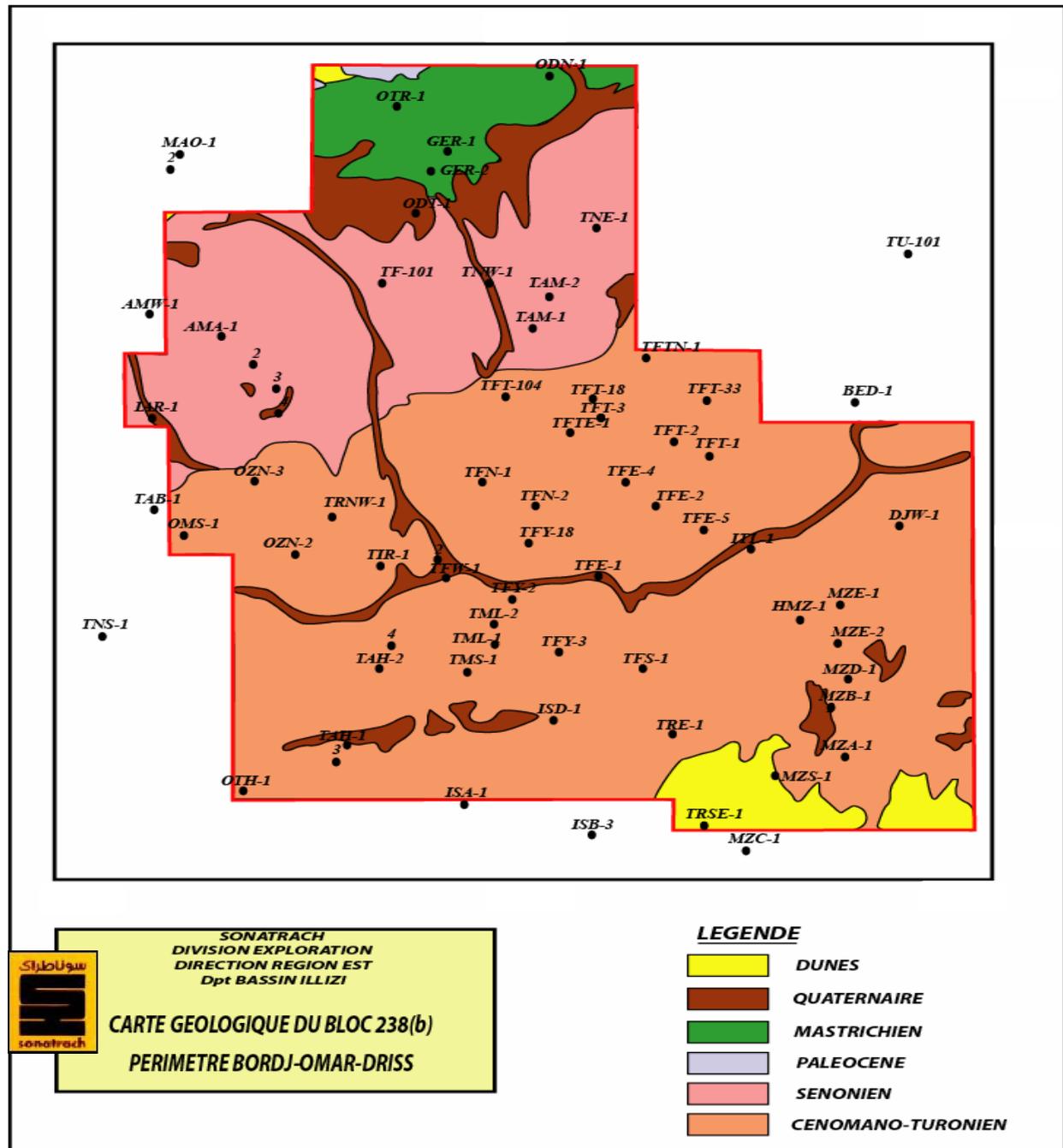


Figure 8 : CARTE GEOLOGIQUE DU PERIMETRE BORDJ OMAR DRISS (SONATRACH, 2009)

A- Aspect Structural :

Le périmètre Bordj Omar Driss est parcouru par des accidents majeurs subméridiens. D'autres accidents moins importants de direction N-E ou NW - SE recoupent les principaux trends, renforçant ainsi, la complexité de l'image structurale de la région. Les principaux trends structuraux sont d'orientation SW-NE et sont les suivants :

- **Trend de Mazoula – Belhouda**
- **Trend Tiraremine- Gerboise-Oudiane**
- **Trend Tahara –Oued Zenani-Amassak-Maouar**

B- Aspect Lithostratigraphique :

La colonne stratigraphique type du périmètre est constituée par des formations d'âge paléozoïque et mésozoïque, de bas en haut on distingue : (Fig.9)

✚ Le socle (Pré- Cambrien) :

Il est constitué de roches cristallines (granite) et métamorphique (gneiss).

✚ Le Paléozoïque :

L'épaisseur de cette série n'est représentée que par 800m au Nord-Ouest du périmètre et 1750m au Sud- Est du périmètre. Le Paléozoïque est constitué de bas en haut par :

1- Le Cambro-Ordovicien :

Il correspond à l'ensemble morphologique dit "Tassili interne". Il est subdivisé en trois unités : II, III, IV.

a) L'unité II (Grés de Tin- Taradjelli) :

Elle repose en discordance sur le socle. Elle est formée essentiellement de grès grossiers à moyen et micro conglomératiques avec des passées argileuses et des galets de quartz à la base.

b) L'unité III (In Tahaute) :

Cette unité est subdivisée en subsurface en trois (03) sous unités individualisées (III1, III2, III3).

c) L'unité IV (Tamadjert) :

Connue sous le nom de complexe terminal, cette unité est caractérisée par des variations d'épaisseur et de faciès très fréquents liés à son mode de dépôt d'origine glaciaire. Elle est constituée par un complexe argilo-gréseux subdivisé en trois sous unités : IV4, IV3 et IV2-1. La sous - unité IV4 est pratiquement absente dans tout le périmètre Bordj Omar Driss.

2- Le Silurien :

Il est formé d'un faciès marin constitué d'argiles à Graptolites, surmonté par l'ensemble argilo- gréseux qui constitue la partie inférieure du réservoir F6.

Il est à remarquer que les unités constituant le réservoir F6 (M1, M2, A, B1 et B2) sont très irrégulières. Leurs existences sont souvent liées à l'ampleur de l'érosion calédonienne, qui par endroits les a mis directement en contact avec le Silurien argileux. L'épaisseur moyenne du Silurien dépasse les 300m.

3- Le Dévonien :

Il est subdivisé en trois sous- étages :

a) Le Dévonien inférieur :

Il regroupe les trois unités du réservoir F6 (C1, C2 et C3) d'épaisseurs variables, ces unités sont souvent gréseuses et argilo- gréseuses. Elles possèdent des caractéristiques de réservoir qui s'améliorent de bas en haut (de C1 à C2).

b) Le Dévonien moyen et supérieur :

Ces deux sous- étages sont difficilement dissociables, ils forment ensemble la série argileuse du Dévonien. Les épaisseurs et les faciès de ces formations ont été conditionnés par l'évènement Frasnien.

4- Le Carbonifère :

Le Carbonifère n'est épargné par l'érosion hercynienne que dans la partie Sud- Est du périmètre, où l'épaisseur maximale rencontrée est de 700m. Il regroupe le Tournaisien, le Viseen B, le Viseen C et le Namurien D, qui sont constitués essentiellement d'argiles sableuses avec des niveaux gréseux et quelques intercalations carbonatées.

Le Mésozoïque :

Il repose en discordance majeure sur les différentes séries paléozoïques. Son épaisseur passe de 350 m du Sud- Est (Mazoula) à 2700 m au Nord- Ouest (SOH-1) elle est intimement liée à l'histoire du bassin qui subit un basculement vers le Nord pendant le Mésozoïque.

1- Le Trias :

Il est composé d'un ensemble de grés fins et d'argiles avec apparition de roches évaporitiques. Il repose en discordance sur le Paléozoïque, son épaisseur varie du Sud vers le Nord, sa limite d'extension est difficile à repérer au Sud, où il est toujours associé au Lias, à cause d'un faciès semblable et forment ensemble la formation de Zarzaïtine inférieur. Les unités du Trias s'individualisent de plus en plus vers le Nord où apparaissent les formations gréseuses du Trias argilo- gréseux supérieur (TAGS), qui forment souvent de bons réservoirs.

2- Le Jurassique

a) Le Lias :

Il est composé d'alternances d'argiles et de grés avec des niveaux dolomitiques et anhydritiques.

b) Le Dogger :

Le dogger est formé par de puissants bancs d'argiles avec des alternances gréseuses.

c) Le Malm :

Il est composé d'une alternance d'argiles pâteuses et de sables grossiers.

3- Le Crétacé :

Il regroupe le Sénonien, le Turonien, le Cénomaniens, l'Albien, l'Aptien et le Barrémien.

Il est souvent formé de roches carbonatées, évaporitiques, d'argiles et de sables.

4- Le Mio- Pliocène :

Le Mio- Pliocène est composé de sables et de calcaires. Il recouvre les formations du Crétacé dans la partie Nord du périmètre de Bordj Omar Driss.

| ERE | ETAGES | SOUS-ETAGES | UNITES LITHOLOGIQUES | LITHOLOGIE | DESCRIPTION | DISCORDANCES | ROCHE MERE | RESERVOIR | COUVERTURE | | | | |
|---------------------|-------------|--|-----------------------|---|--|--------------|------------|-----------|------------|-------------|--|--|--|
| | | | | | | | | | | | | | |
| MESOZOIQUE | CRETACE | SENONIEN | | | Alternance de calcaire compact, gypse massif et argile, dolomie microcristalline au sommet | AUTRICHIENNE | | | | | | | |
| | | TURONIEN | CALCAIRE MARNE | | Calcaire argileux et marnes | | | | | | | | |
| | | CENOMANIEN | IN AKAMIL | Argile et dolomie avec gypse | | | | | | | | | |
| | | ALBIEN | TAOURATINE SUPERIEUR | Alternance d'argiles et de grès. Traces de gypse | | | | | | | | | |
| | | APTIEN | TAOURATINE MOYEN | Dolomie argileuse | | | | | | | | | |
| | | BARREMIEN | TAOURATINE INFÉRIEUR | Intercalation de grès, d'argiles, de siltstones et de sable avec des traces de pyrite et de lignite | | | | | | | | | |
| | | NEOCOMIEN | | Alternance d'argile, de sable grossier et grès Traces de gypse | | | | | | | | | |
| | MALM | Alternance d'argile, de sable grossier et grès Présence de carbonates | | | | | | | | | | | |
| | JURASSIQUE | DOGGER | ZARZAITINE SUP. | Argile localement sableuse et grès fin à moyen | | | | | | | | | |
| | | LIAS | ZARZAITINE MOY. | Grès argilo-carbonaté et argile | | | | | | | | | |
| | | | KEUPER | ZARZAITINE INF. | Argile pateuse et alternance de grès avec bancs d'anhydrite et de dolomie | | | | | | | | |
| | TRIAS | | | Argile et grès avec passées d'anhydrite et de sel | | | | | | | | | |
| | PALEOZOIQUE | CARBONIFERE | NAMUREN | D | Ensemble de grès, argile et calcaire | | | | | HERCYNIENNE | | | |
| | | | VISEEN | C | Argile et grès avec passées de calcaire Présence de pyrite | | | | | | | | |
| VISEEN | | | B | Argile et grès | | | | | | | | | |
| TOURNAISIEN | | | A | Argile sableuse et grès | | | | | | | | | |
| DEVONIEN | | STRUNIEN | RESERVOIR F2 | Argile sableuse et grès au sommet | | | | | | | | | |
| | | FAMENIEN FRASNIEN | SERIE ARGILEUSE | Argile silteuse et carbonatée avec rares passées de grès et de carbonates | | | | | | | | | |
| | | SIEGENIEN GEDINIEN | RESERVOIR "FG" | Grès et argiles | | | | | | | | | |
| LUDLOVIEN | | A M2 M1 | | Alternance de grès et d'argiles Argile et grès | | | | | | | | | |
| SILURIEN | | WENLOCK LLANDOVERY | ARGILES A GRAPTOLITES | Argiles et fines passées de grès. Présence de calcaire * Roches éruptives au top par endroits | | | | | | | | | |
| | | ORDOVICIEN | ASHGILL | UNITE IV | Grès siliceux durs parfois quartzitiques et fines passées d'argile | TACONIQUE | | | | | | | |
| CARADOC LLANVIRN | | | UNITE III-3 | Argiles avec fins bancs de grès * Roches éruptives locales | | | | | | | | | |
| ARENIG | | | UNITE III-2 | Grès siliceux durs et nodules d'argiles | | | | | | | | | |
| TREMADOC | | | UNITE III-1 | Argiles et passées de grès | | | | | | | | | |
| CAMBRIEN | | | UNITE II | Grès siliceux dur et rares passées d'argiles conglomérat de base | DE BASE | | | | | | | | |
| PRECAMBRIEN | | | SOCLE CRISTALLIN | Roches éruptives et métamorphiques | | | | | | | | | |

Figure 9 : COLONNE STRATIGRAPHIQUE ET LITHOLOGIQUE DE LA REGION NORD ET ORIENTAL DU BLOC 238b (SONATRACH, 2007)

4. Système Pétrolier

1 - Les roches réservoirs :

Le principal réservoir dans le périmètre est constitué par les grès du Silurien supérieur à Dévonien Inférieur et correspondant au réservoir F6. Il présente des porosités de l'ordre de 11 à 20 % et des perméabilités de 50 à 900 mD. Ce réservoir est productif d'huile et de gaz au niveau des champs de Tin Fouyé Tabankort, Tamendjelt, Mazoula et Djoua Ouest.

Les grès ordoviciens (Unités IV-1, IV-2, IV-3 et III-3) constituent aussi un bon réservoir productif d'huile et de gaz au niveau des champs de Tin Fouyé Tabankort, Tamendjelt, Mazoula, Amassak et productifs d'huile au niveau des champs de Gerboise et Oudiane. Ces grès présentent des porosités de 2 à 20% et des perméabilités de 1 à 300 m D.

2- Les roches mères :

Les argiles radioactives du Silurien constituent la roche mère principale dans la région. Elles présentent des valeurs de COT de 2 à 9 % et sont en phase de maturation huile et gaz. La génération et l'expulsion des hydrocarbures ont eu lieu durant la deuxième moitié du Mésozoïque et au début du Cénozoïque.

Les argiles frasnienne (Dévonien Supérieur) constituent aussi une bonne roche mère, avec des valeurs de COT de 2.9 à 5 %. Elles sont en phase à huile et ont généré et expulsé les hydrocarbures au Cénozoïque.

3 - Les roches couvertures :

La roche couverture est assurée par :

- Les argiles siluriennes pour les réservoirs ordoviciens.
- Les argiles dévoniennes pour le réservoir F6 et les argiles des unités M2 et B1 pour le gisement multicouches Djoua Ouest.
- En fin, le Lias argilo- dolomitique.

4 - Les pièges :

Les pièges mis en évidence à ce jour dans le périmètre Bordj Omar Driss sont de type structural, exemple : (Mazoula, Tamendjelt, Djoua West, Oudiane, Gerboise), hydrodynamique (Tin Fouyé, Amassak, Tiraremine) et stratigraphique.

Les pièges susceptibles d'être rencontrés dans ce périmètre sont de trois types.

a) Les pièges structuraux :

Ils sont généralement associés à des structures anticlinales de petites et moyennes tailles, souvent appuyées contre des failles, les "noses" de même direction que les structures productrices peuvent en constituer d'autres pièges structuraux.

b) Les pièges stratigraphiques :

De nos jours, aucun piège de ce type n'a été mis en évidence dans le périmètre. Mais les biseautages respectifs vers le Sud et vers le Nord des réservoirs triasiques et F6 peuvent constituer d'importants pièges de ce genre. Il faut aussi noter les changements très fréquents de l'unité VI.3 qui peut engendrer des barrières de perméabilité.

c) Les pièges hydrodynamiques :

Ces pièges sont rares mais souvent de grandes tailles. Seulement deux gisements de ce type existent (Tin Fouyé-Tabenkort) et (Amassak-Oued, Zennani) ont été découverts. Ils montrent que le permis est situé près d'une zone de décharge des eaux favorables à la formation de ce type de pièges.



CHAPITRE II :
GENERALITES SUR
LA GEOCHIMIE
ORGANIQUE

Introduction

Le mot « Géochimie » a été introduit dans la littérature scientifique en 1839 Par le chimiste suisse (Schönbein). La géochimie organique est la science qui applique les lois chimiques à l'étude des problèmes de genèse, de transformation, de migration et d'accumulation des hydrocarbures dans la nature. Elle est appliquée aussi pour les substances organiques à partir desquelles les hydrocarbures ont pris naissance. C'est l'étude des méthodes géochimiques appliquées aux phénomènes géologiques.

I. Perspectives géologiques (roche mère et Kérogène) :

a) - Roche mère :

C'est le premier maillon essentiel de système pétrolier, on doit dire tout de suite que pour parler de l'intérêt pétrolier ou potentiel pétrolier, il faut considérer les aspects organiques, essentiellement selon les rapports H/C et O/C. Les roches mères sont susceptibles de générer des types différents d'hydrocarbures (gaz-huile). Quantitativement en matière organique, un sédiment où la concentration est très forte (par exemple de l'ordre de 10%), aura un potentiel génétique élevé mais, si volumétriquement (extension latérale, épaisseur de la couche), il est limité, son intérêt sera négligeable.

b) - Différents types de kérogène :

Il existe dans la nature des multitudes de kérogènes classés en trois principaux types caractéristiques d'environnement sédimentaires. Ils peuvent être différents par leurs compositions chimiques, sur la base des rapports H/C et O/C obtenus par analyse élémentaire (Van Krevlen 1961) et accessoirement des diagrammes IH/IO donnés par Pyrolyse (Tissot et Welte.1978).

❖ Type I

Il correspond à une matière organique lacustre riche en algues, les conditions de préservation sont très bonnes. Ce type est caractérisé à l'origine par des valeurs H/C élevées de l'ordre de 1.5 et des teneurs en oxygène faibles O/C=0.1, il est constitué en

grande partie de lipide. Le kérogène de ce type le plus connu est celui de « Green River Shales » dans l'Eocène du bassin d'Uinta aux U.S.A.

❖ Type II

Il est souvent rencontré que dans un environnement marin épicontinental réducteur, dérive essentiellement des organismes planctoniques riche en carbone dans les bassins sédimentaires ; il est considéré comme ayant généré le plus d'hydrocarbures dans le monde. Le modèle le plus représentatif à ce jour dans la littérature est celui du Silurien du Sahara Algérien. Les rapports H/C et O/C sont de l'ordre de 1.3 et 0.15 respectivement. Ces deux premiers types de kérogène sont issus de la matière organique sapropélique riche en hydrogène et génèrent au cours de la catagenèse relativement d'avantage d'huile que de gaz.

❖ Type III

Il provient principalement de constituants de végétaux supérieurs continentaux, il est fréquent dans les sédiments, mais souvent disséminé dans les roches, l'exemple de référence est pris dans le delta de la Mahakam en Indonésie (Durand 1980 Boudan, 1981). Ce type correspond à la lignite et à la cellulose, qui sont des composés difficilement dégradables. Le type III dérive de la matière organique humique. Il est riche en oxygène. Il est favorable à une génération du gaz plus importante que l'huile.

1. Transformation du kérogène et formation d'huile et du gaz :

Avec l'enfouissement progressif des sédiments au cours des temps géologiques, le kérogène initial est soumis à une augmentation croissante de la température lors de son approfondissement. Il va être transformé au cours de différentes étapes. Le kérogène initial va subir un craquage thermique. C'est la thermogenèse qui décrit l'évolution depuis les produits initiaux immatures jusqu'au pétrole. Les gaz biogéniques apparaissent dans les premières étapes de cette évolution de la matière organique.

a) - Diagenèse :

L'action bactérienne qui représente la principale étape de transformation de matière organique peut générer du gaz dit biogénique. Pendant cette phase évolutive les trois types de kérogène commencent à perdre leurs composants oxygènes sous forme d'eau et du gaz carbonique (la décroissance du rapport O/C est plus rapide que celle du H/C).

b) - Catagenèse :

Elle correspond à des profondeurs d'enfouissements croissants en passant par l'étape de la formation de l'huile et des hydrocarbures légers (gaz condensats).

Là O/C ne décroît plus mais H/C diminue rapidement. Le craquage thermique est efficace. Le poids moléculaire des hydrocarbures libérés décroît avec d'enfouissements. L'intervalle de profondeur où s'effectue cette genèse des hydrocarbures liquides est appelée fenêtre à huile. Le seuil du début de la catagenèse varie de 55 à 75°C correspondant aux profondeurs de 1000 à 2000 m, selon les gradients géothermiques des bassins sédimentaires.

c) - Métagenèse :

C'est la phase ultime d'évolution du kérogène qui génère du gaz sec (Méthane), ou gaz thermogénique par craquage des hydrocarbures précédemment formés et du kérogène résiduel, il y a alors formation de méthane, ce qui correspond à la fenêtre s'effectuant en général à partir de 3000 m de profondeur (Fig.10).

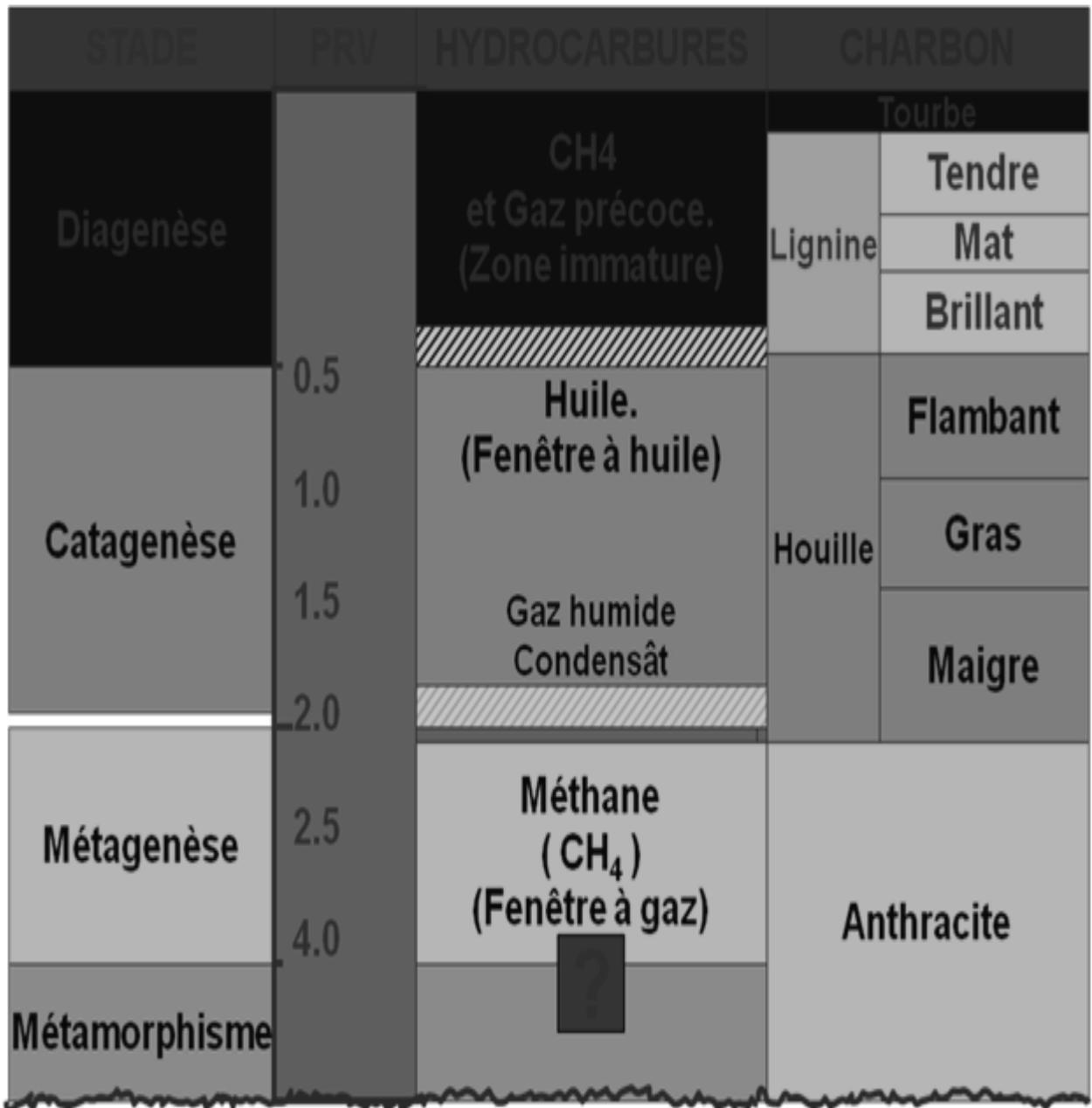


Figure 10 : TRANSFORMATION DU KEROGENE ET FORMATION D'HUILE ET DU GAZ

2. Produits générés et chemins d'évolution ; maturité des roches mères :

Les trois types de kérogène initiaux subissent la même évolution thermique, mais leur nature conditionne la composition des produits formés. L'histoire de l'enfouissement permet de définir des chemins d'évolution avec des profils de température croissante.

La quantité de CO₂ formée dépend du rapport initial O/C et décroît donc depuis le type III jusqu'au type I et la quantité d'hydrocarbures dépend du rapport initial H/C, s'accroît du type III au type I. (Fig.11)

La situation est souvent compliquée du fait que les produits formés peuvent être dégradés sous l'action d'agents de surface, en particulier les actions bactériennes, la dégradation secondaire conduit alors à des composés lourds visqueux qui sont des asphaltes pâteux à solides (Tab.2).

| M-O | T. max | | | |
|---------------------|---|-----------------|------------------|------------|
| | 0 à 435 | 435 à 455 | 455 à 460 | 460 |
| Type I et II | Zone immature | Fenêtre à huile | Zone à condensât | Zone à gaz |
| | 0 | 435 | 465 | 550 |
| Type III | Zone immature | Fenêtre à huile | Zone à condensât | Zone à gaz |
| | Pouvoir réflecteur de la vitrinite | | | |
| | 0.6 | 1 | 1.35 | 3 |
| | Immature | Huile | Condensât | Gaz sec |
| | Indice d'altération | | | |
| | 2.5 | 3 | 3.5 | 5 |
| | Immature | Huile | Condensât | Gaz sec |
| Diagenèse | Catagenèse | | Métagenèse | |

Tableau 2 : PRODUITS GENERES ET CHEMINS D'EVOLUTION ET DE LA MATURITE DES ROCHES MERES

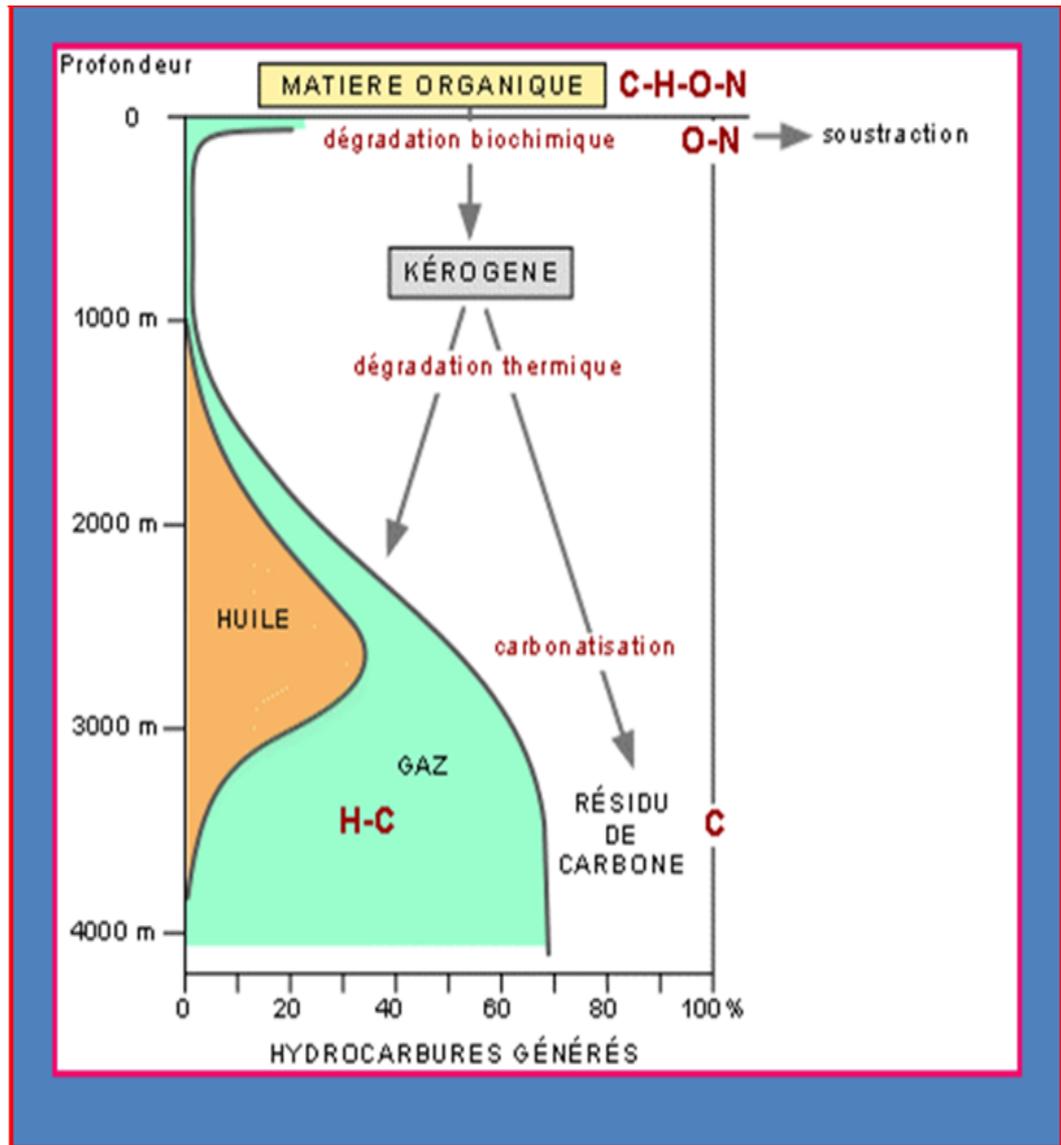


Figure 11 : GRAPHE D'ENFOUISSEMENT DE LA ROCHE MERE (R. VIALLY, 2011)

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. Méthodes d'analyses géochimiques

1. Prélèvement et préparation des échantillons

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

Les échantillons à prélever obéissent à certaines conditions :

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

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

- **Caractérisation géochimique des roches mères :**

➤ **La Richesse :**

La richesse en matière organique dans les roches est estimée en mesurant la teneur en carbone organique total (C.O.T), ce dosage vient après le dosage du carbone minéral (CM).

• **Dosage du carbone minéral (CM) :**

Une prise de 400 mg de roche broyée est soumise à une attaque acide avec l'acide chlorhydrique HCl 2N pendant trois (03) heures, on ajoute une quantité d'eau distillée, on chauffe jusqu'à l'ébullition (pour éliminer la dolomite), on neutralise la solution par NaOH, 1.33 N.

Le pourcentage en carbone minéral est donné par la formule suivante :

$$CM\% = \frac{0.6[(V_{HCL} \times N_{HCL}) - (V_{NaOH} \times N_{NaOH})]}{P}$$

Où :

- **P** : poids de l'échantillon en gramme
- **V_{HCL}** : volume de l'acide chlorhydrique.
- **N_{HCL}** : normalité de l'acide chlorhydrique.
- **V_{NaOH}** : volume de la soude.
- **N_{NaOH}** : normalité de la soude.

2. Dosage de Carbone organique total (COT)

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 (Tab.3 et 4).

| Qualité de la roche | COT EN % | |
|---------------------|-----------------|------------------|
| | Roche argileuse | Roche carbonatée |
| Pauvre | < 0.5 | <0.25 |
| Moyenne | 0.5-1.0 | 0.25-0.5 |
| Riche | 1.0-2.0 | 0.5-1.0 |
| Très riche | 2.0-4.0 | 1.0-2.0 |
| Excellente | >4.0 | >2 |

Tableau 3 : CLASSIFICATION DES ROCHES MERES EN FONCTION DU CARBONE ORGANIQUE TOTAL (IN. MFE-CHERFI. S 2005)

| % CM | 0.01 - 1 | 1 – 4 | 4 – 8 | 8 - 11 | 11 – 12 |
|---------------------|-------------|--------|---------|--------|------------|
| Qualité de la roche | Très pauvre | Pauvre | Moyenne | Riche | Très riche |

Tableau 4 : CLASSIFICATION DES ROCHES MERES EN FONCTION DU CARBONE MINERAL

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.

3. La pyrolyse Rock-Eval

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.

Le principe est basé sur la détection sélective et l'analyse quantitative des composés oxygénés et hydrocarbures libérés par le kérogène et les hydrocarbures contenus dans un échantillon chauffé en programmation de température sous une atmosphère inerte. (Fig. 12)

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.
- Ses potentiels pétroliers.

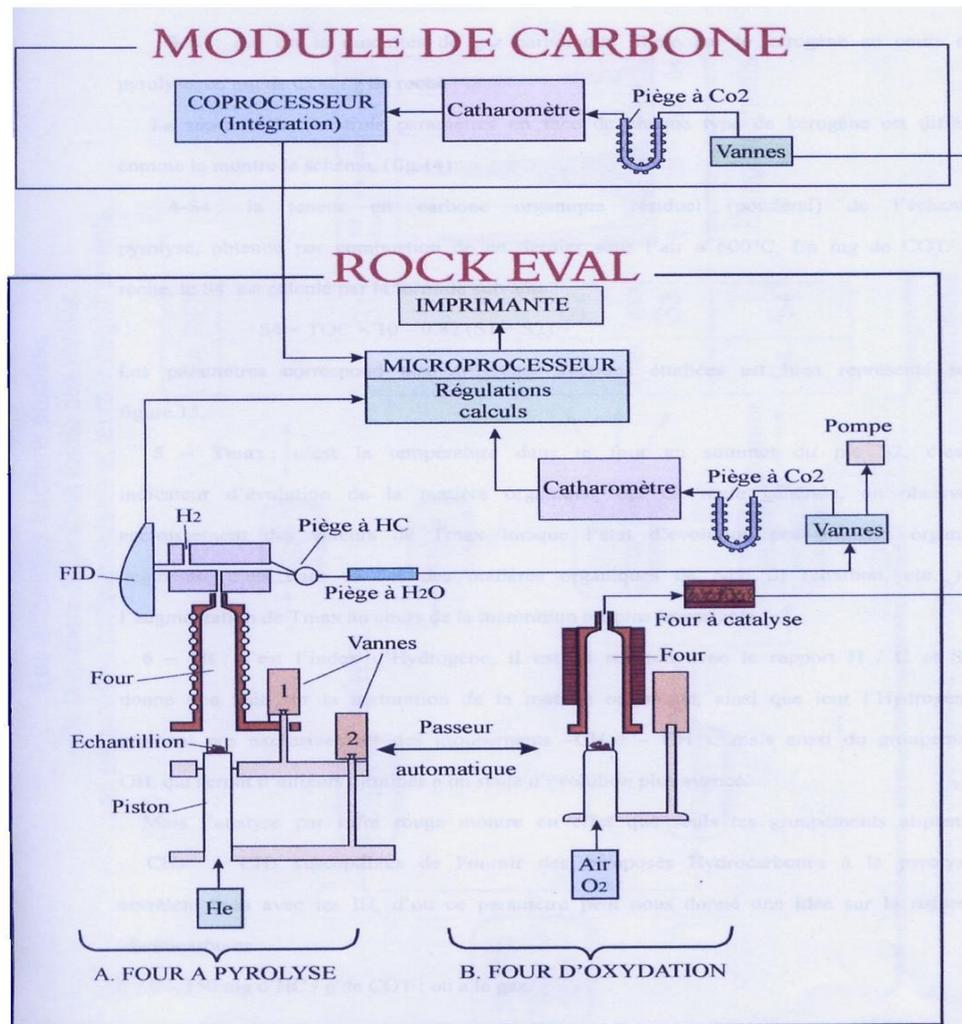


Figure 12 : SCHEMA DU PRINCIPE ROCK-EVAL (BEICIP-1988)

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.5).

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

Tableau 5 : EVALUATION QUALITATIVE DU S2

La température en degré Celsius atteinte au sommet du pic S2 est dite T max (Fig.13).

- **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 (charbon, etc...) que l'augmentation de T max au cours de la maturation est plus importante (Tab.6).

| 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 |

Tableau 6 : TMAX EN FONCTION DU TYPE DE LA MATIERE ORGANIQUE

- **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.

Ces paramètres en face de chaque type de Kérogène sont représentés dans le schéma suivant (Fig.13, 14).

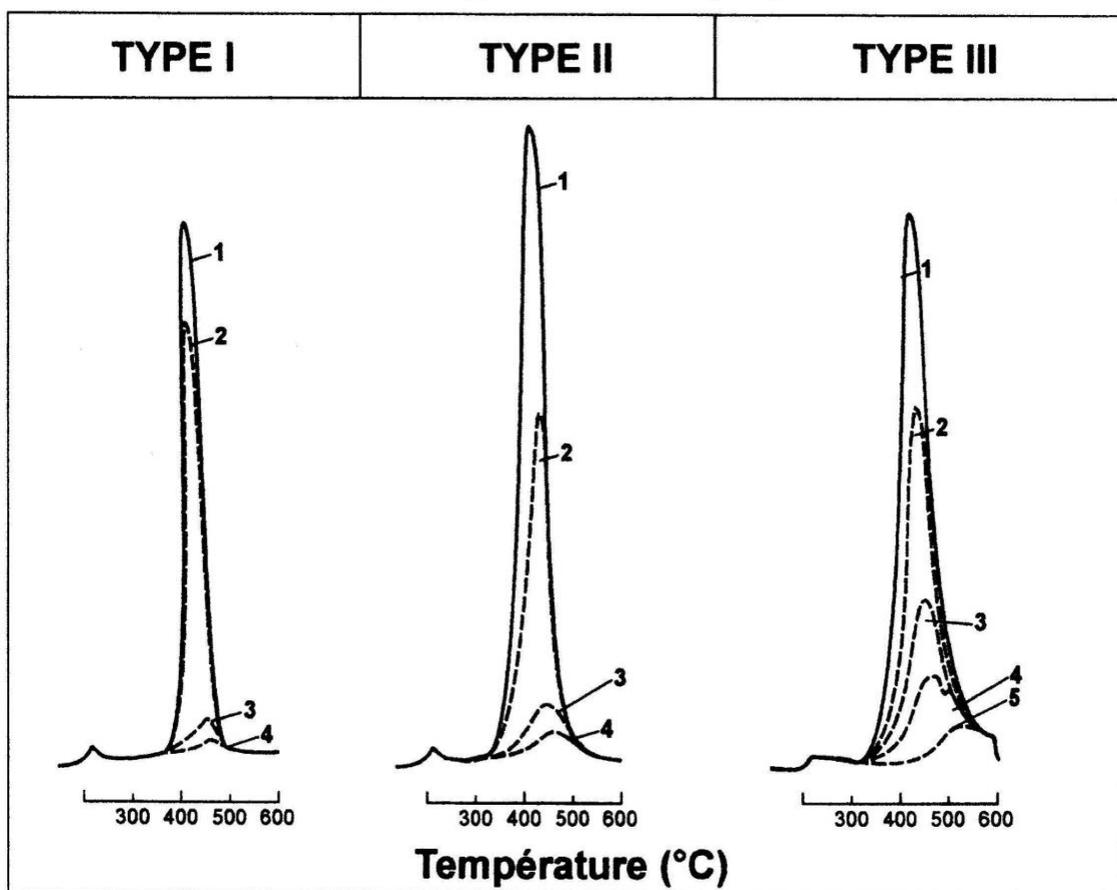


Figure 13 : VARIATION DE LA FORME DU PIC S2 AU COURS DE LA MATURATION

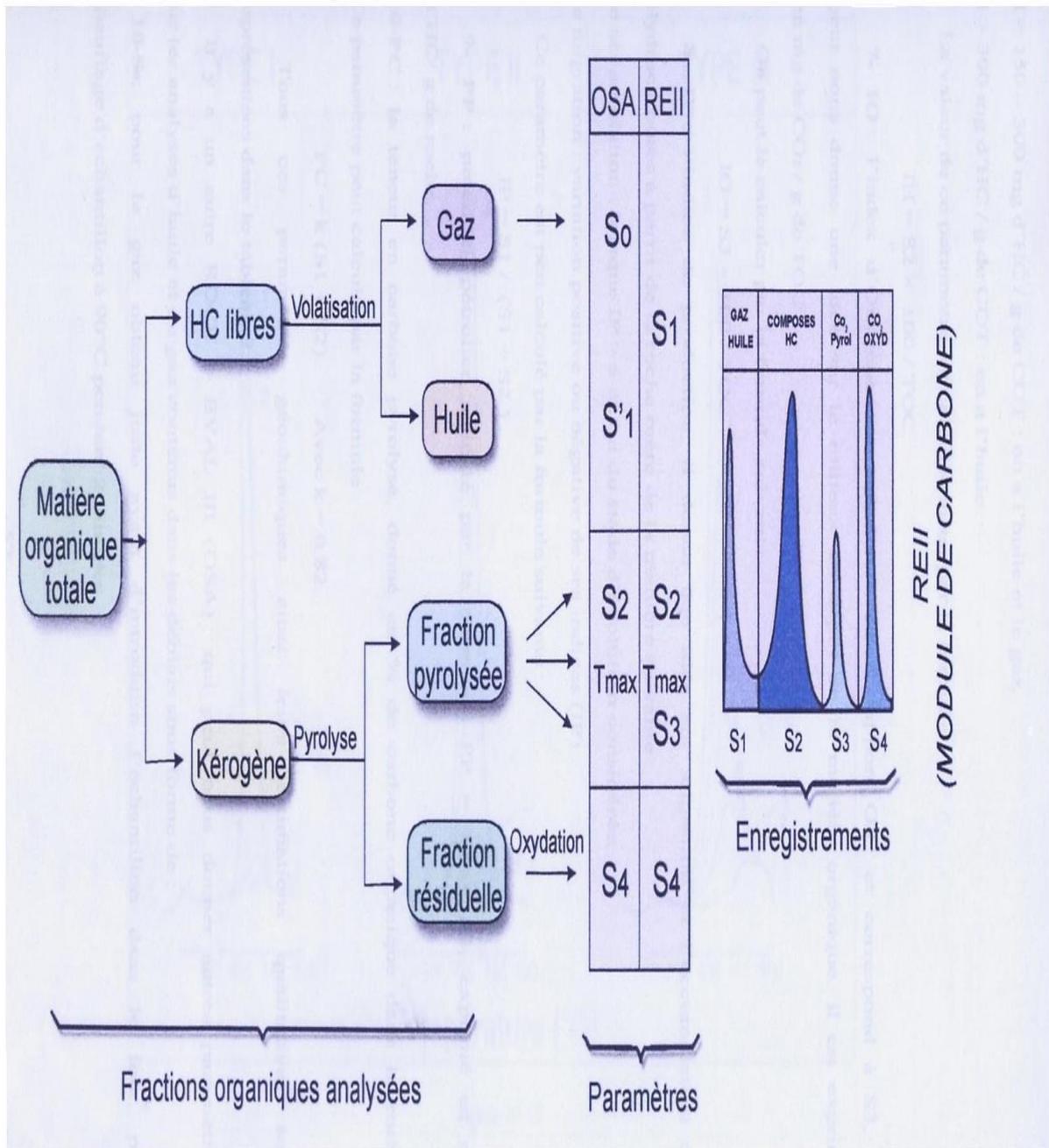


Figure 14 : LES DIFFERENTES FRACTIONS DE LA MATIERE ORGANIQUE TOTALE DE LA ROCHE (BEICIF, 1988)

4. Paramètres calculés :

a) Le potentiel pétrolier (PP)

Le potentiel pétrolier d'une roche est calculé par l'équation :

$$PP=S1+S2 \text{ (mg HC /g de roche).}$$

| QUALITE DE LA ROCHE | VALEUR DE PP |
|---------------------|--------------|
| TRES FAIBLE | <0.5 |
| FAIBLE | 0.5-2 |
| MOYENNE | 2-5 |
| BONNE | 5-20 |
| EXCELLENTE | >20 |

Tableau 7 : CLASSIFICATION DES ROCHES MERES EN FONCTION DU POTENTIEL PETROLIER

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 faible.

b) 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 nous donne une idée sur la migration et l'accumulation des Hydrocarbures à partir de la roche mère :

- **Une accumulation** : lorsque $IP >$ à celui du stade d'évolution considérée.
- **Une migration** : variation positive ou négative de ses indices (IP).

Ce paramètre est calculé par la formule suivante :

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

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

- Dans le premier cas, la roche ne contient pas (ou plus) d'hydrocarbure.
- 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 :

- A partir de **IP = 0.05**, c'est le début de formation d'huile,
- A 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.

c) L'index d'hydrogène (IH)

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

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

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 (Tab.8,9)

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

Tableau 8 : ECHELLE DES VALEURS DE L'INDEX D'HYDROGENE

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

Tableau 9 : VALEURS DES IH EN FONCTION DU TYPE DE LA MATIERE ORGANIQUE

d) L'index d'oxygène (IO)

IO : l'indice d'Oxygène est 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. (Tab.10)

On peut le calculer par la formule suivante :

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

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

Tableau 10 : ECHELLE DES VALEURS DE L'INDICE D'OXYGENE

e) La teneur en carbone pyrolysé (PC)

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

Ce paramètre peut être calculé par la formule suivante :

$$\mathbf{PC = K (S1 + S2)}$$

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.
- **IH / T max** : qui donne aussi le type de la matière organique et son degré de la température.
- **Profondeur/ COT** : qui montre la variation du matériel organique avec la profondeur.

5. Méthodes optiques

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

Elle consiste à étudier la matière organique contenue dans les roches sédimentaires, au microscope pour déterminer :

- La typicité de son kérogène : Lacustre, marin ou continental
- Son degré de maturation

A. 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.

B. L'étude en lumière réfléchie

Elle permet de déterminer le pouvoir réflecteur de la vitrinite (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). (Tab.11)

| | Diagenèse | Catagenèse | | Métagenèse |
|-------------------|------------------|------------------------|---|-----------------------------|
| Stade d'évolution | Zone immature | Zone de genèse d'huile | Zone de genèse des condensât 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 |

Tableau 11 : CORRECTION ENTRE LES DIFFERENTS PARAMETRES DE MATURATION



CHAPITRE III :
ETUDE
GEOCHIMIQUE

Introduction

La première étude géochimique qui a été faite par le CRD (1997), renferme toutes les informations concernant les sondages BOD-1, BOD-2, BOD-9. Dans le but de compléter ces informations sur les potentialités pétrolifères de la formation silurienne, en tant que roche mère potentielle dans le périmètre Bordj Omar Driss, une autre étude fut entamée en 1999, des échantillons complémentaires ont été prélevés et ont concerné les puits BOD-3, BOD-4, BOD-5, BOD-8. Au total 290 échantillons, analysés pendant ces 2 périodes. Pour le besoin de notre étude, la sélection s'est portée sur 9 puits (BOD-1, BOD-2, BOD-3, BOD-4, BOD-5, BOD-6, BOD-7, BOD-8 et BOD-9) (Fig.15). Ce travail repose sur l'interprétation des résultats d'analyse (COT, Pyrolyse Rock- Eval), l'observation microscopique.

La série Paléozoïque a été testée sur les intervalles allant de l'Ordovicien au Carbonifère. Après le filtrage des données géochimiques, il ressort principalement, un niveau riche en matière organique :

- Formation roche mère Silurienne.

▪ Formation roche- mère Silurienne :

La puissante formation argileuse Silurienne, d'apparence homogène, connue sous le nom d'argiles à Graptolites traduit la généralisation d'un milieu franchement marin à toute la plateforme Saharienne. La déglaciation, commence à la fin de l'Ordovicien, elle s'est poursuivie de manière progressive et se serait étendue jusqu'au Silurien supérieur, a engendré un mouvement transgressif sur l'ensemble de la plateforme Saharienne.

Le Silurien, qui compte habituellement pour la principale source des Hydrocarbures en Algérie est en réalité très différencié sur le plan lithologique dans l'espace et dans le temps. L'intervalle d'intérêt majeur est la série argileuse du Silurien inférieur. La base de ces argiles, se développe un niveau à radioactivité naturelle élevée (Gamma Ray), dépassant parfois 300API.

Ces argiles sont noires parfois grises, d'aspect schisteux liées à un empilement de feuillets, généralement silteuses et finement micacées avec parfois des passées de grès et de silts. La couleur noire et les sulfures de fer sont les témoins du milieu anoxique dans lequel se sont déposées ces argiles.

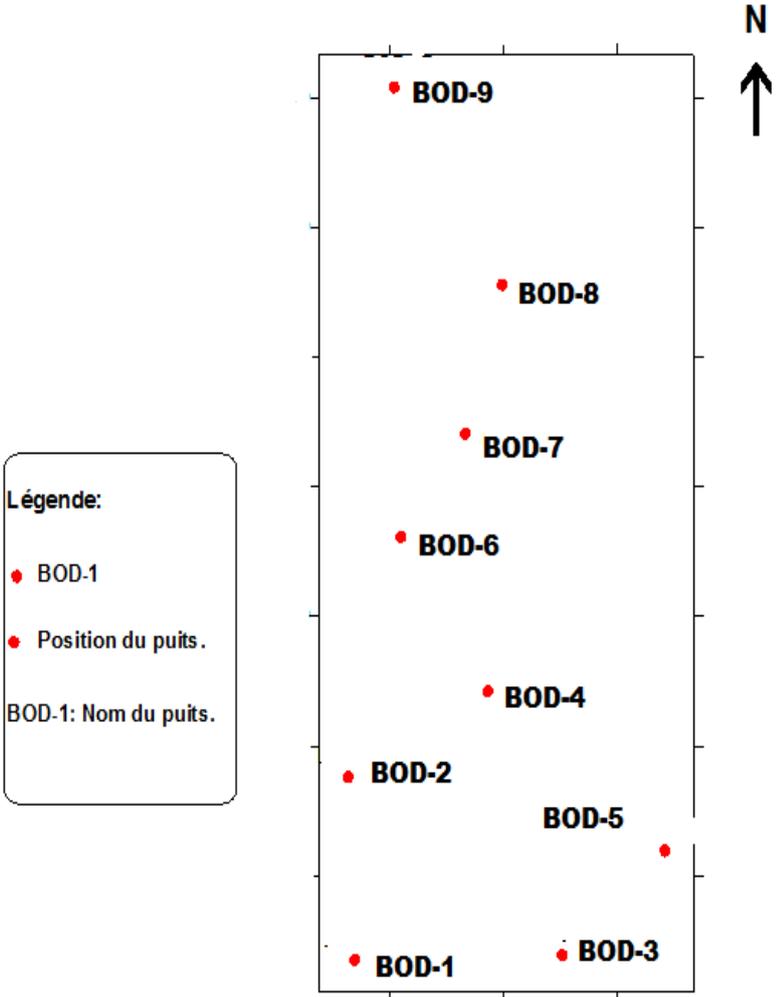


Figure 15 : CARTE DE POSITIONNEMENT DES PUIXS DES PUIXS BORDJ OMAR DRISS

I. Méthode de travail

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) :

- Si S1 et S2 < 0.2 : IP et Tmax ne sont pas significatifs.
- Si COT < 0.3 : tous les paramètres ne sont pas significatifs.
- Si COT < 0.5 : IO est non significatif.

Pour l'évaluation de la roche mère selon les normes de l'IFP et d'autres sociétés, le filtrage des données s'est fait, en imposant une limite minimale de 0.5% pour le COT (Carbone Organique Total) et 0.2mg d'HC/g de roche pour les produits Hydrocarbonés issus du craquage du Kérogène (S2).

II. Richesse, qualité et maturité de la matière organique :

La série du Paléozoïque a été testée sur des intervalles allant de l'Ordovicien au Carbonifère. Après le filtrage des données, il ressort, que plusieurs niveaux sont riches en matière organique présentant des potentiels pétroliers intéressants, qui sont résumés dans le Tableau N°12.

Tableau 12 : MOYENNE STATISTIQUES DES PARAMETRES GEOCHIMIQUES DES PUIITS (COT \geq 1)

| SONDAGES | ETAGE | INTERVALLE (m) | EP. Utile (m) | Nbre ECH | COT % | S1 | S2 | S3 | IH | IO | PP | IP | TMAX | IAT |
|--------------|------------------------------------|-------------------|------------------------|-------------|----------|------|-------|------|--------|-------|-------|------|--------|-----|
| BOD 1 | SILURIEN ARGILEUX | 3052-3205 | COT INFERIEUR 1% | | | | | | | | | | | |
| | SILURIEN RADIOACTIF | 3205-3215 | 10 | 2 | 5.06 | 1.05 | 5.94 | 1.23 | 77 | 54.5 | 6.99 | 0.28 | 430 | - |
| BOD 2 | SILURIEN ARGILEUX | 2471-2625 | ABSENCE D'ECHANTILLONS | | | | | | | | | | | |
| BOD 3 | SILURIEN ARG- RADIOACTIF | 2330-2380 | 50 | 6 | 3.48 | 1.53 | 13.45 | 0.81 | 395 | 22.33 | 14.98 | 0.1 | 433 | 2 |
| BOD 4 | SILURIEN ARGILEUX | 2143-2290 | COT INFERIEUR 1% | | | | | | | | | | | |
| | SILURIEN RADIOACTIF | 2252-2295 | 43.5 | 5 | 5.31 | 1.66 | 10.49 | 1.02 | 175 | 23.2 | 12.5 | 0.15 | 430 | - |
| BOD 5 | SILURIEN RADIOACTIF | 1960-1994 | 34 | 7 | 6.14 | 3.22 | 11.72 | 0.69 | 190 | 11.42 | 17.94 | 0.22 | 430 | - |
| BOD 6 | SILURIEN ARGILEUX | NON TRAVERSE | | | | | | | | | | | | |
| BOD 7 | SILURIEN ARGILEUX RADIOACTIF | 1902-1944 | 42 | 11 | 6.05 | 2.02 | 8.90 | 0.61 | 122.09 | 11.54 | 10.93 | 0.26 | 435.33 | - |
| BOD 8 | SILURIEN ARGILEUX RADIOACTIF | 1990-2014 | 24 | 6 | 8.15 | 2.01 | 8.85 | 0.96 | 83.33 | 17.33 | 10.81 | 0.26 | 434.5 | 2 |

1. Description des cartes et des diagrammes à réaliser

Pour réaliser l'étude géochimique on a établi 6 cartes (sur le logiciel Surfer) de la roche mère silurienne de la région Bordj Omar Driss, Bassin d'Illizi :

- Carte d'iso-épaisseur
- Carte d'iso COT
- Carte d'iso PP
- Carte d'iso T-max
- Carte d'iso IP
- Carte d'iso S2

Également pour les diagrammes :

- Diagramme prof /COT
- Diagramme prof/T-max
- Diagramme IH/IO
- Diagramme IH/T-max

2. Interprétation des cartes géochimiques :

A la base des données géochimiques issues des résultats d'analyse de matière organique aux niveaux des sondages du périmètre Bordj Omar Driss, on a pu établir les différentes cartes : en isopaques, Iso COT, Iso Tmax, Iso S2 et Iso potentiel pétrolier (pp).

❖ Le Silurien Radioactif :

Le Silurien radioactif est traversé dans sa totalité et testé dans les six sondages : BOD-1, BOD-3, BOD-4, BOD-5, BOD-7 et BOD-8, tous situés dans le périmètre Bordj Omar Driss. Les résultats d'analyse montrent une bonne richesse en matière organique (COT>1%), où l'enregistrement des Gamma Ray confirme cette richesse par une radioactivité élevée (>90API). Ces argiles radioactives du Silurien présentent une épaisseur de 50m (BOD-3), 43m (BOD-4), 34m (BOD-5), 42m (BOD-7) et 24m (BOD-8) (Fig.16). Pour le puits BOD-1, nous ne disposons que de deux valeurs de COT qui varient de 0.2 à 0.9%, dont les plus fortes ont été repérées à la base de la courbe Gamma Ray du Silurien.

a) - Carte en isopaques du Silurien

D'après l'analyse de cette carte, on remarque que l'épaisseur totale du Silurien diminue en allant du centre vers les extrémités. La plus grande valeur est localisée au centre de la région avec une valeur de 50m au niveau du puits BOD-3.

Cette variation d'épaisseur est due à l'érosion partielle du Silurien surtout sur les extrémités de la région où l'épaisseur atteint son minimum 10m (BOD-1) et 24m (BOD-8) (Fig.16).

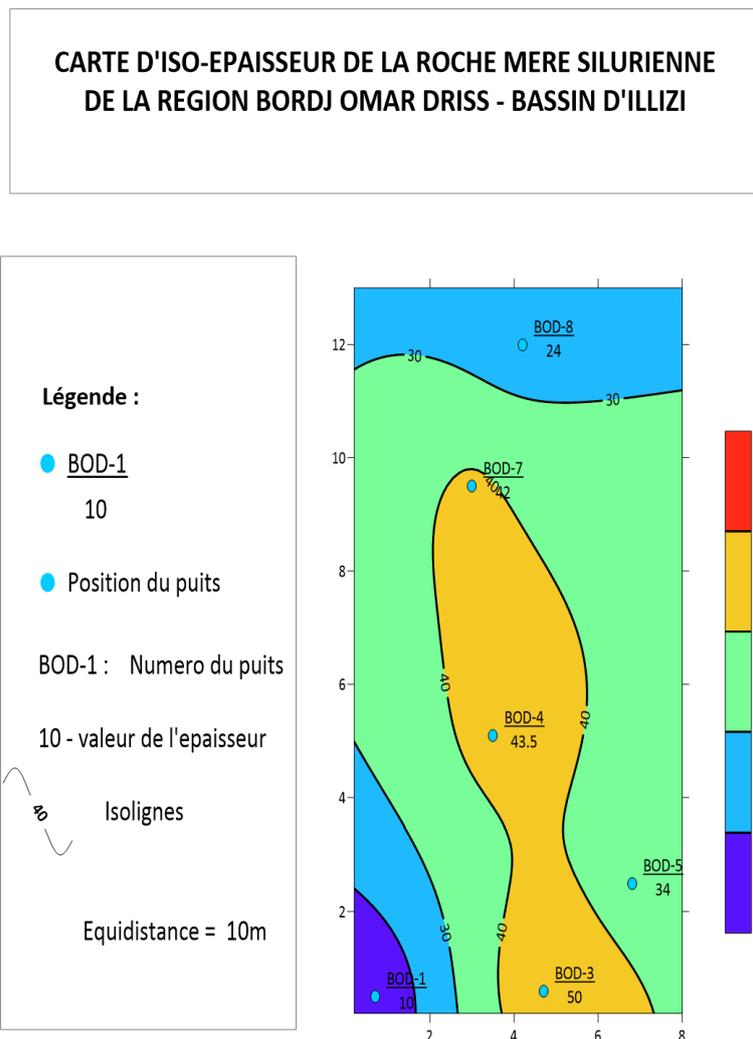


Figure 16 : CARTE D'ISO-EPAISSEUR DE LA ROCHE MERE SILURIENNE

b) - Carte en iso richesse (COT).

Cette carte fait ressortir la répartition de la richesse en matière organique en deux zones importantes :

- Une zone riche au Sud où le COT moyen est inférieur à 4% et supérieur à 2%.
- Une excellente zone au Nord-Est (COT>4%). Cette richesse en COT se trouve aussi, dans la partie Sud-Est au niveau du puits BOD-5, avec une valeur de 6.14%.

Au niveau du puits BOD-3, le COT moyen est bon (3.48%). Cette richesse augmente en direction Nord- Est où elle atteint son maximum au niveau du puits (BOD-8). Toutes ces valeurs sont suffisantes pour générer des Hydrocarbures (Fig.17).

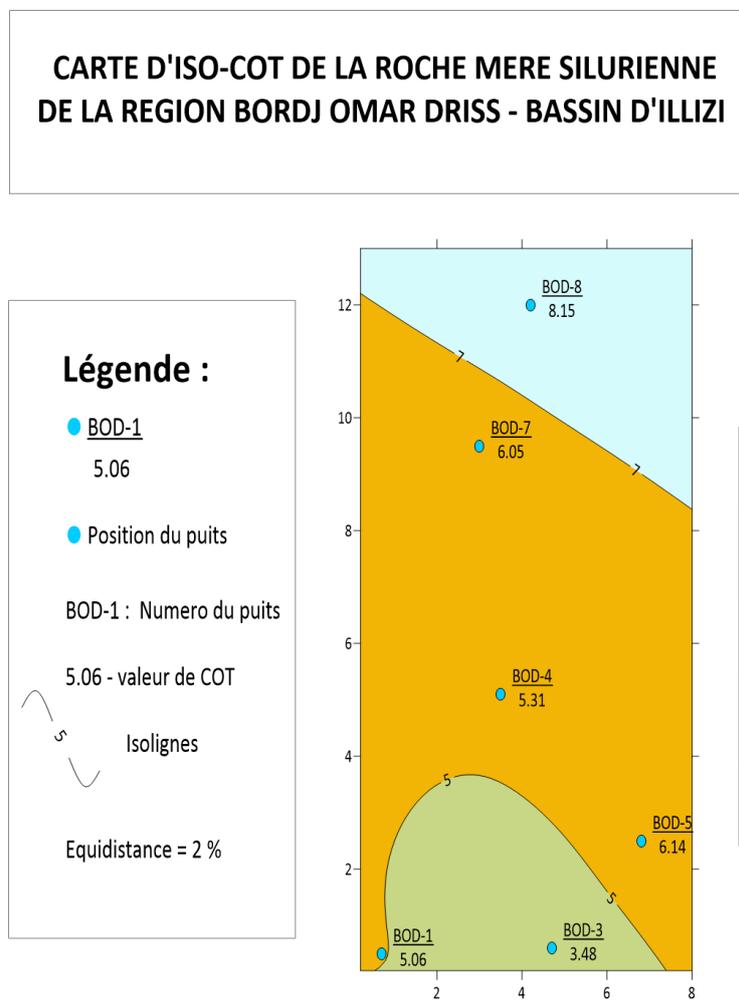


Figure 17 : CARTE D'ISO-COT DE LA ROCHE MERE SILURIENNE DE LA REGION BORDJ OMAR DRISS - BASSIN D'ILLIZI

f) - Carte d'iso S2 de la roche mère Silurienne de la région Bordj Omar Driss - Bassin D'Illizi.

La quantité des composés d'hydrocarboné provenant du craquage entre 300 et 600° du Kérogène, D'après l'analyse de cette carte, on remarque que toutes les valeurs sont très bonnes, c'est-à-dire supérieures à 2mg d'HC/g de roche. Les valeurs augmentent du Sud-Ouest vers le Sud-Est (Fig.18).

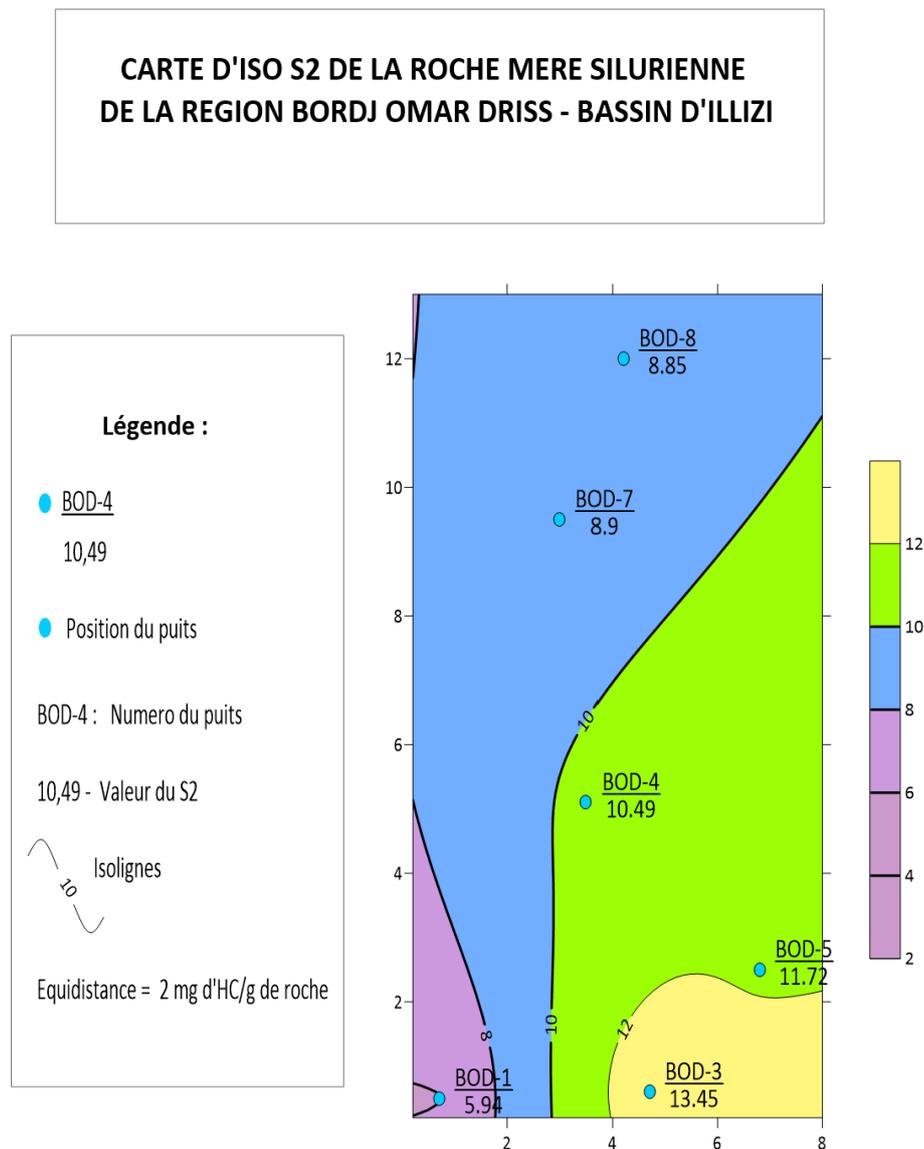


Figure 18 : CARTE D'ISO S2 DE LA ROCHE MERE SILURIENNE DE LA REGION BORDJ OMAR DRISS - BASSIN D'ILLIZI

c)- Carte en iso potentiel pétrolier (PP).

L'analyse de cette carte, nous donne des informations sur la richesse (PP) à travers tout le périmètre d'étude, où les valeurs des potentiels pétroliers moyennes sont bonnes et varient de 6.99 à 14.94 mg d'HC/ g de roche au niveau de tous les puits.

Le potentiel pétrolier moyen au niveau du puits BOD-3 atteint son maximum (14.98 mg d'HC/g de roche), et il diminue en allant vers le Sud-Ouest, où il atteint respectivement les valeurs de 6.99mg d'HC/g de roche (BOD-1). D'après l'analyse des deux cartes (S2 et PP), on remarque que ces deux paramètres augmentent vers le Sud-Est et diminuent vers le Nord (Fig.19).

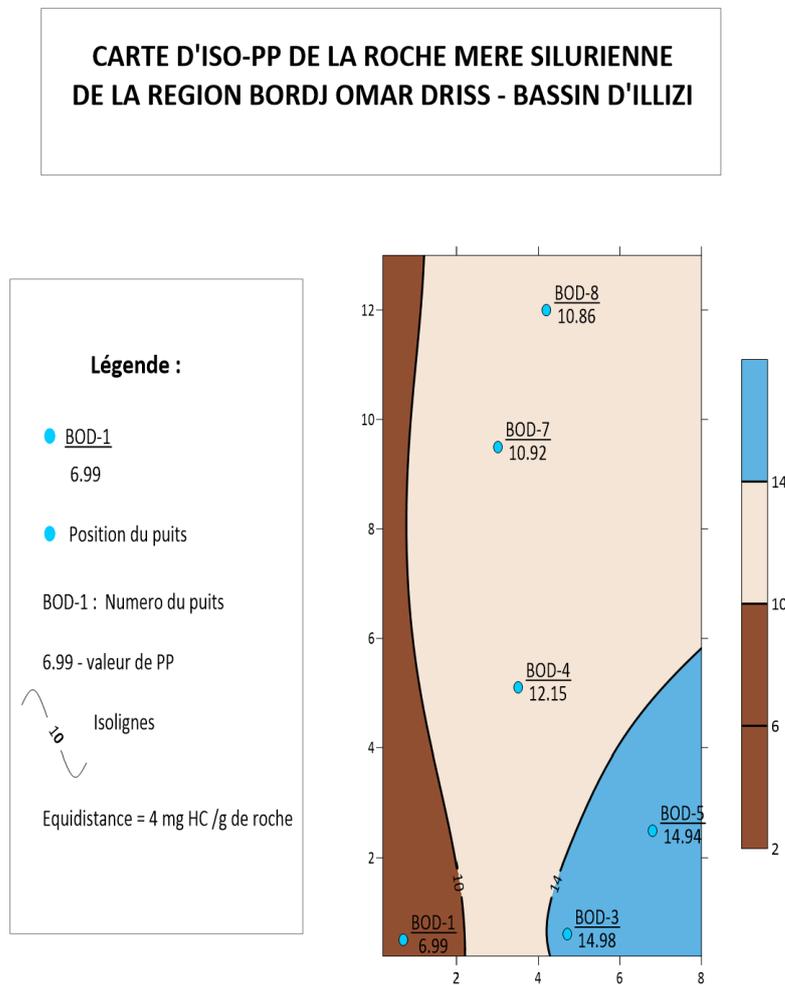


Figure 19 : CARTE D'ISO-PP DE LA ROCHE MERE SILURIENNE DE LA REGION BORDJ OMAR DRISS - BASSIN D'ILLIZI

d) - Cartes en iso maturation (Tmax)

D'après l'analyse de cette carte, on remarque l'existence d'une zone immature au Sud, où la température (Tmax) est inférieure à 435°C. Au Nord la T-max dépasse la valeur de 435°C, où on a une zone à huile. Les valeurs minimales se trouvent aux niveaux des puits (BOD-1, BOD-4 et BOD-5) où Tmax est égale à 430°C, mais les grandes valeurs augmentent en allant vers le Nord pour atteindre la valeur maximale au niveau du puits BOD-7 (435.33°C) (Fig.20).

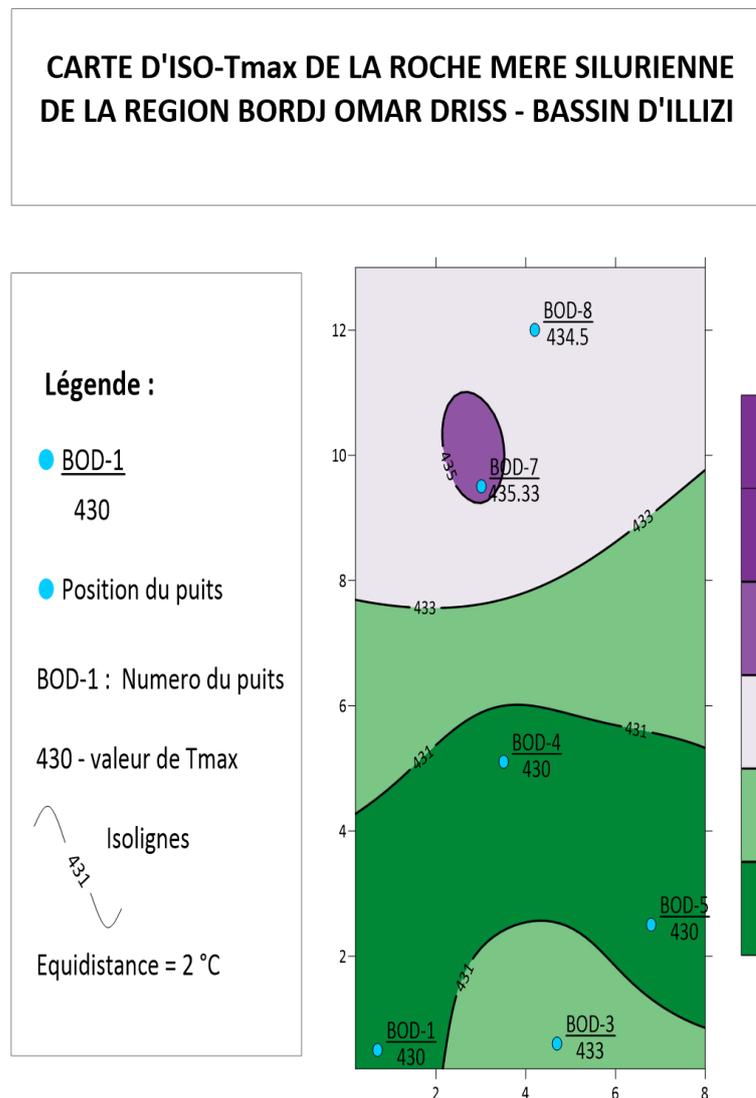


Figure 20 : CARTE D'ISO-TMAX DE LA ROCHE MERE SILURIENNE

e) - Carte d'iso-IP de la roche mère Silurienne de La région Bordj Omar Driss - Bassin D'Illizi.

Selon la carte nous constatons que l'index de production est compris entre 0.05 et 0.40, donc nous sommes toujours dans la zone de formation d'huile (Fig.21).

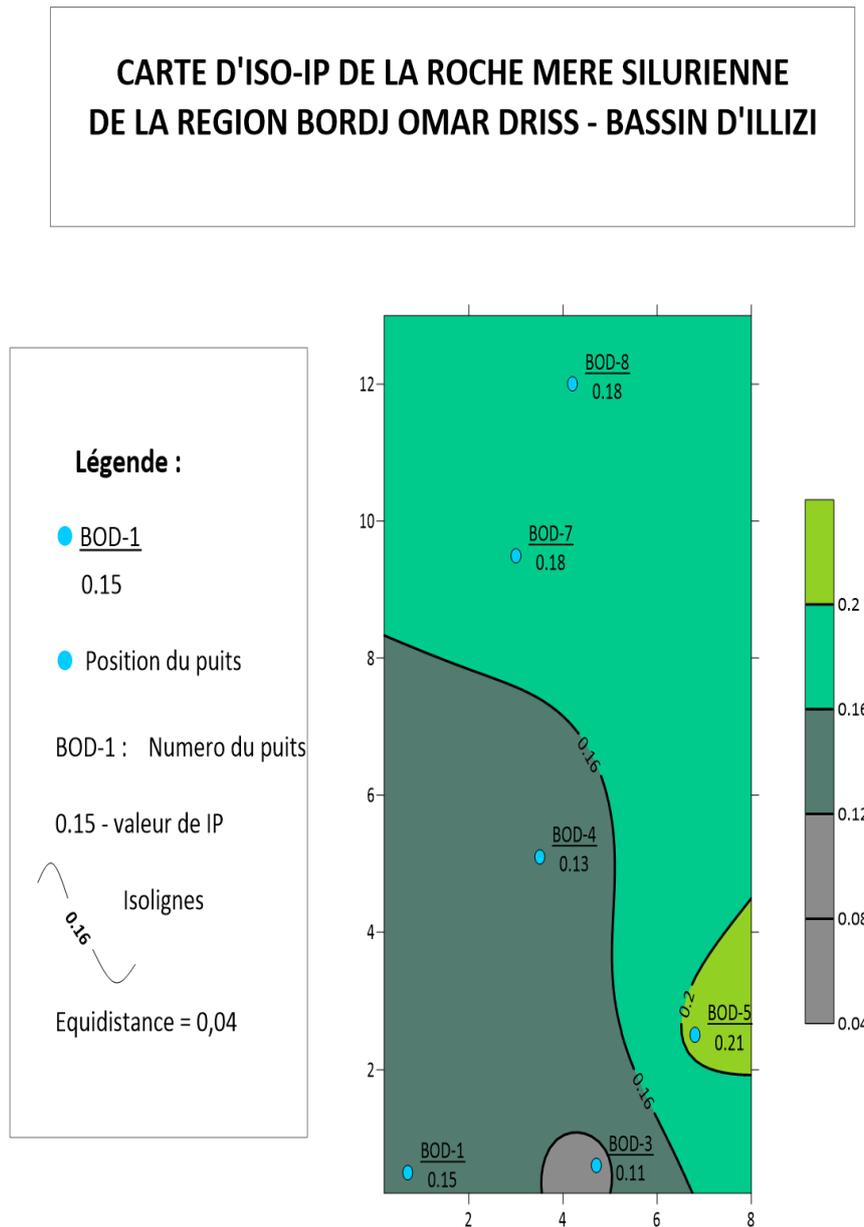


Figure 21 : CARTE D'ISO-IP DE LA ROCHE MERE SILURIENNE DE LA REGION BORDJ OMAR DRISS - BASSIN D'ILLIZI

3. Interprétation des diagrammes :

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

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

a) - Diagramme profondeur / COT du Silurien Radioactif (Fig. 22)

D'après la distribution de nuage des points présentant l'enfouissement atteint par la roche mère de ce niveau dans chaque puits, on peut constater que la région qui représente un enfouissement très important de la roche mère se localise entre 2300m et 2400m (BOD-3, BOD-4), avec le plus grand enfouissement dépassant les 3200m au niveau du puits (BOD-1). L'enfouissement diminue dans la partie Sud- Ouest (BOD-8, BOD-5) et dans la partie Sud- Est (BOD-7).

Donc on peut dire qu'on a des profondeurs assez suffisantes pour atteindre la fenêtre à huile, vu les bonnes valeurs de COT qui peuvent atteindre parfois les 14.7%.

b) - Diagramme profondeur / Tmax (Fig. 23)

Pour mieux apprécier la qualité et la maturité de la roche mère Silurienne, nous avons reporté les valeurs traitées sur les diagrammes Prof/Tmax.

Les résultats obtenus montrent que : le paramètre Tmax évolue entre 430°C et 440°C, cet indicateur de maturation montre que ce niveau roche mère est au début de la fenêtre à huile, ce qui expliquerait les fortes valeurs de COT et S₂, avec des profondeurs comprises entre 2000 et 2500m.

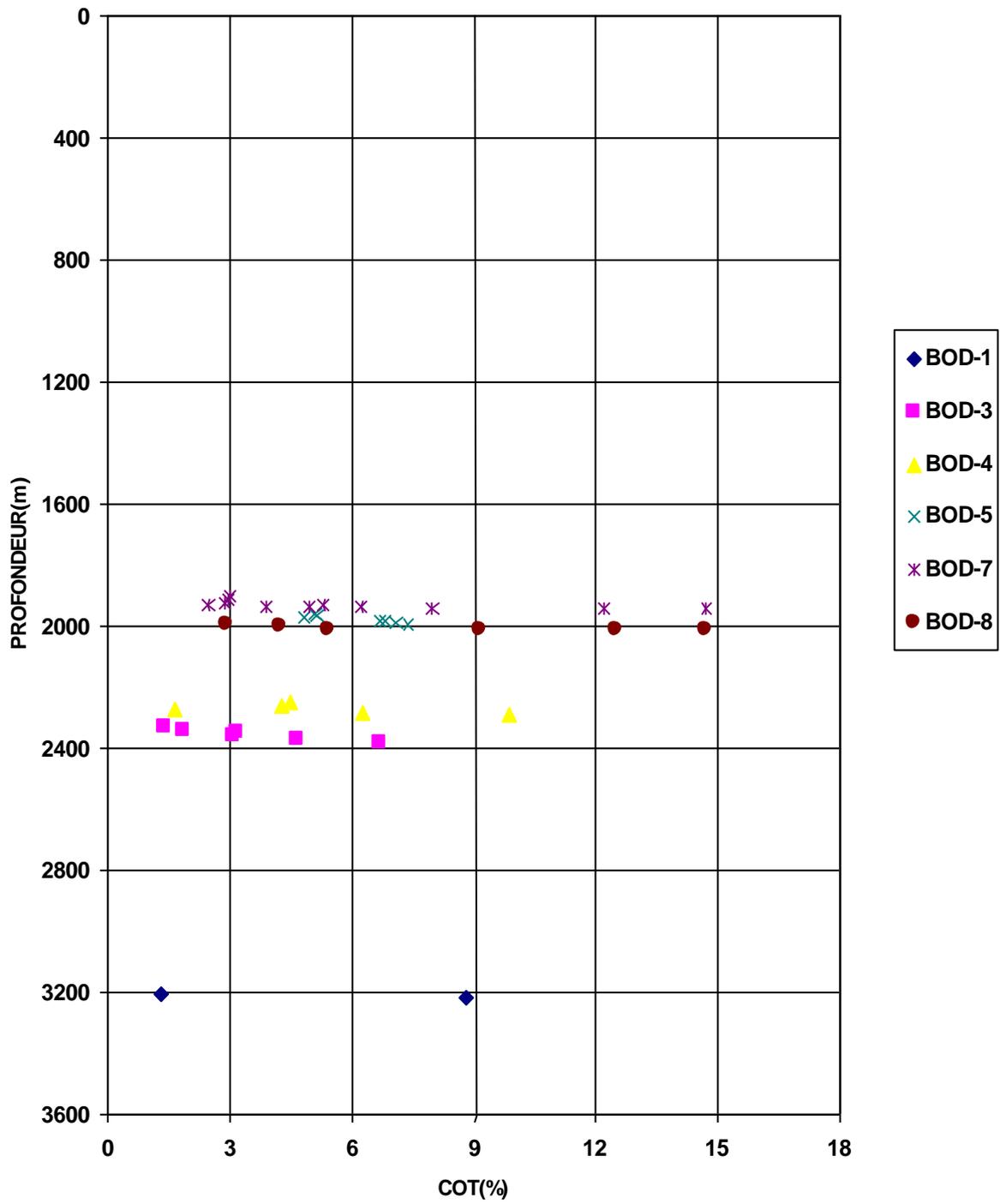


Figure 22 : DIAGRAMME PROF/COT DU SILURIEN RADIOACTIF BORDJ OMAR DRISS

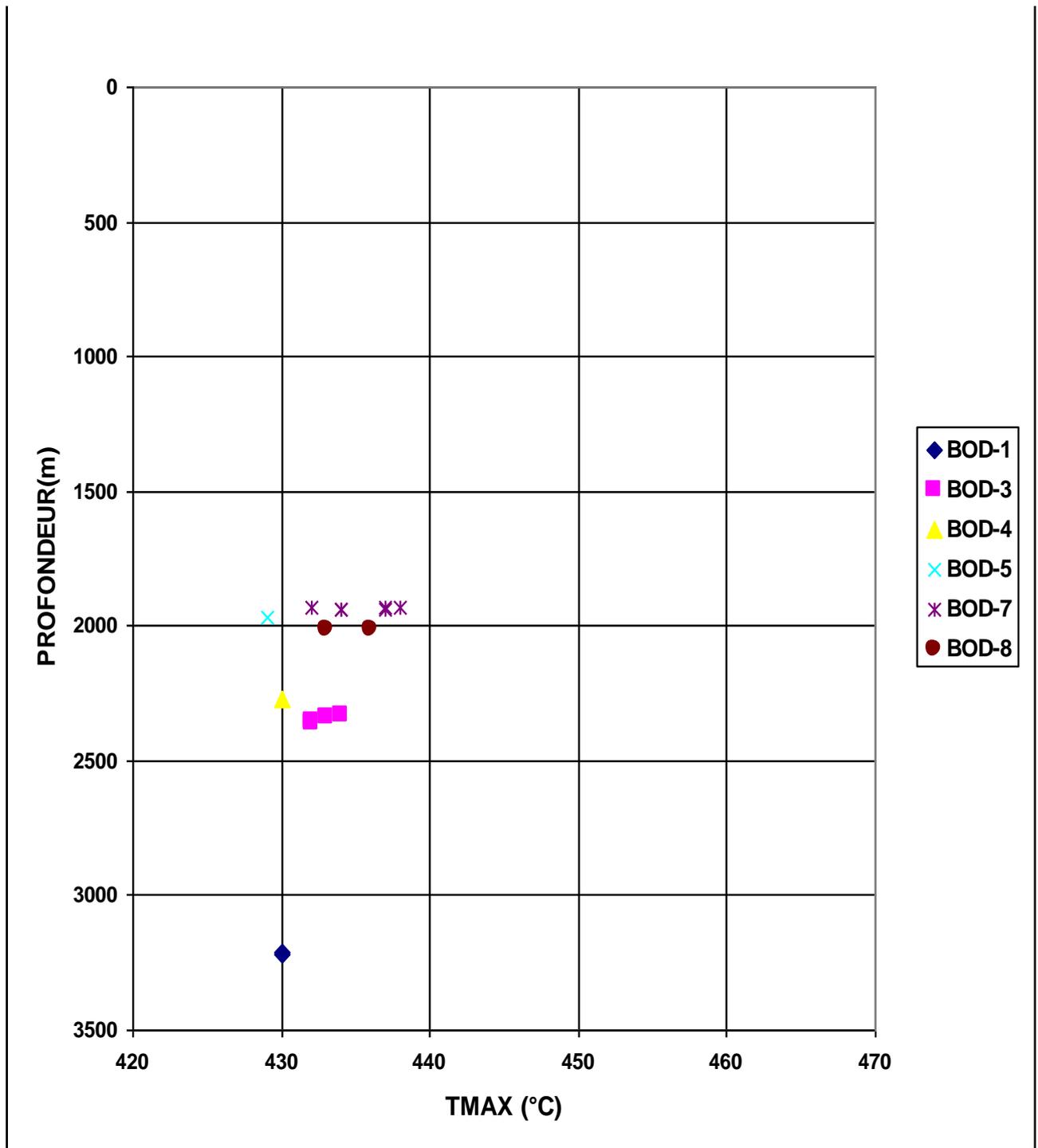


Figure 23 : DIAGRAMME PROF/TMAX DU SILURIEN RADIOACTIF BORDJ OMAR DRISS

c) - Diagramme IH / IO (Fig. 24)

D'après l'analyse du diagramme IH/IO, on distingue deux types de matière organique : le type II (marin) et le type III (continental), ce dernier correspond à une sédimentation argileuse du Silurien inférieur.

Cette constatation est anormale vu que le Silurien s'est déposé dans un milieu marin. On remarque que les valeurs d'index d'hydrogène (IH) sont élevées (BOD-3, BOD-4, BOD-5), ces valeurs sont entre 150-500 mg HC/g COT ce qui donne le type II. Les valeurs de l'index d'hydrogène (IH) ne dépassant pas 150mg HC/g COT, avec d'importantes valeurs de l'indice d'oxygène (IO) (continental), nous donne une matière organique de type III.

d)- Diagramme IH /Tmax (Fig. 25)

D'après la répartition des points IH en fonction de Tmax, on constate que le nuage des points se localise au niveau des types II et III. Alors que normalement c'est le type II qui existe (prouvé auparavant). Ces types de Kérogènes confirment les valeurs trouvées par le diagramme IH/ IO.

Cette anomalie est due à la contamination des échantillons de cuttings au cours du forage ou l'influence de la matrice minérale.

Ce qui situerait cette roche mère silurienne en pleine phase à huile dans les puits BOD-3, BOD-7 et BOD-8 ($T_{max} > 430^{\circ}\text{C}$) et au début de fenêtre à huile dans les puits BOD-1, BOD-4 et BOD-5.

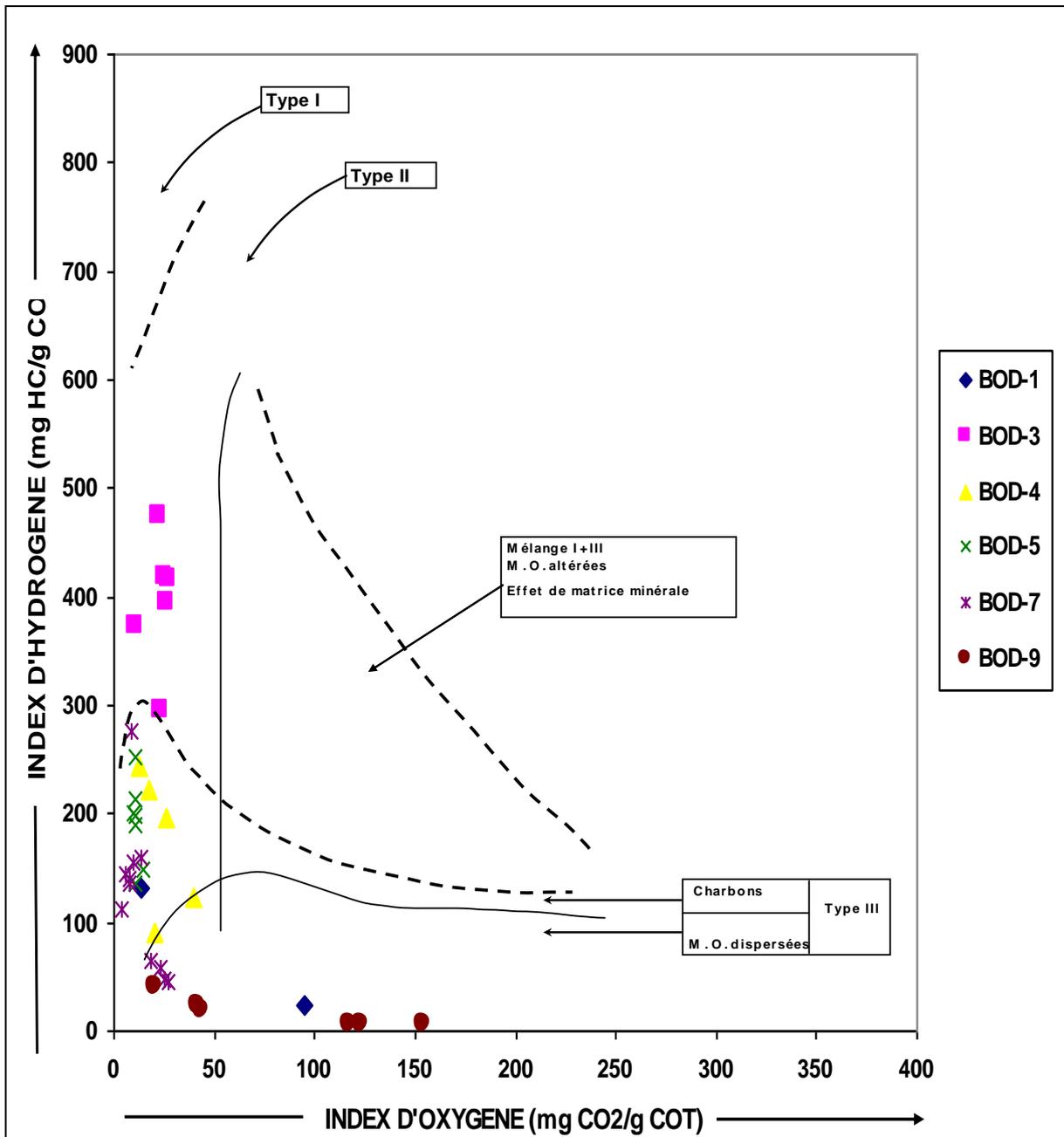


Figure 24 : DIAGRAMME IH-IO DU SILURIEN

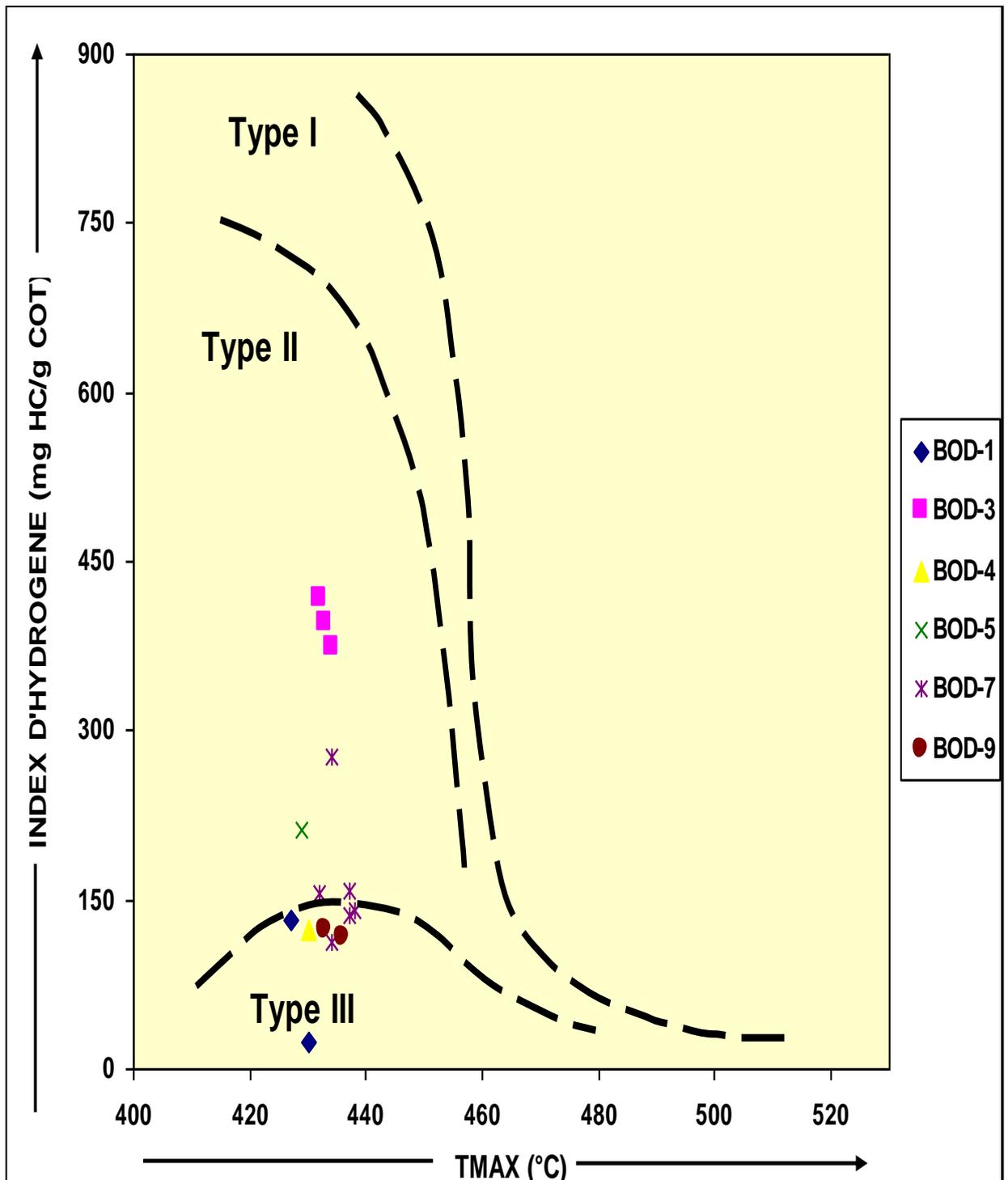
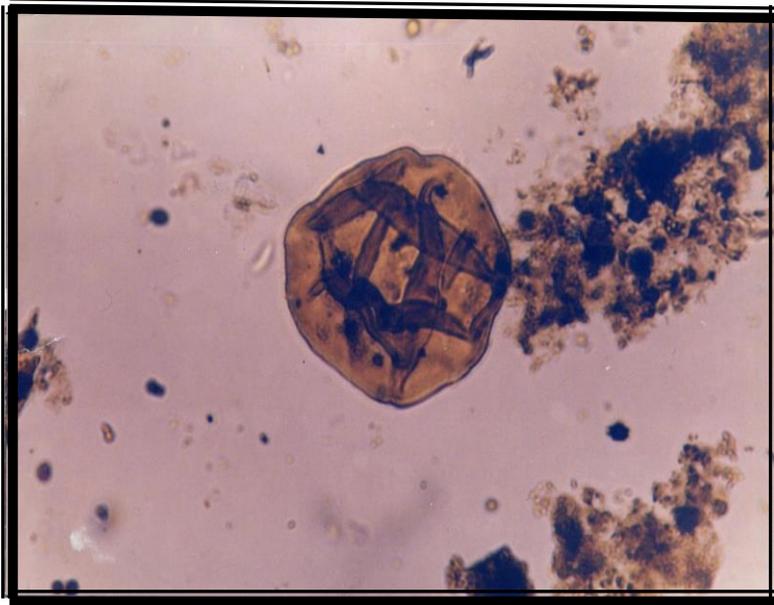


Figure 25 : DIAGRAMME IH-TMAX DU SILURIEN

4. Interprétation des lames minces (Fig. 26)

La présence du type II dans les puits BOD-7 et BOD-8 est confirmée à partir d'une étude palynologique sur le Silurien dans tout le bassin d'Illizi, faite par le CRD (1999), qui a montré une richesse en éléments figurés marins (Acritarches très diversifiés, Tasmanite), voir planche I. Cette palynozone est datée du Silurien.

PLANCHE I

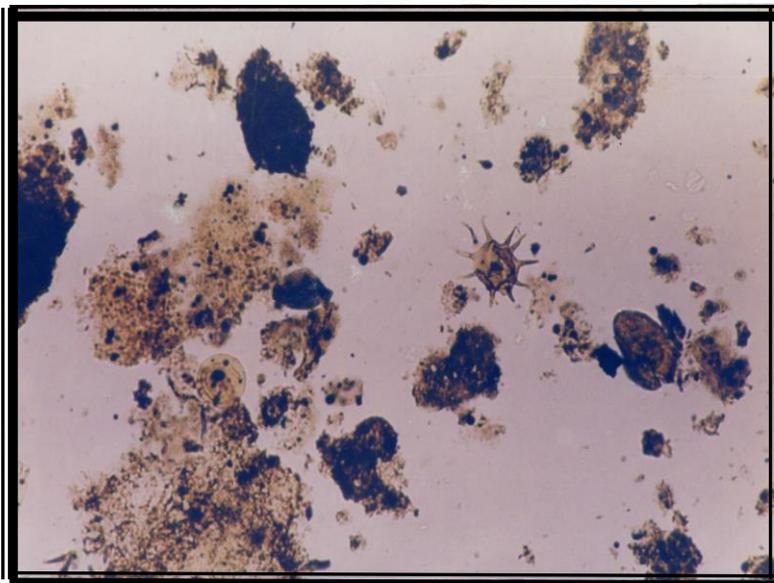


Sondage : BOD-7

Côte : 2180m

Tasmanite et M.O.A

GX 100.



Sondage : BOD-8

Côte : 2250m

Matière organique
Amorphe et Acritarche.

GX 100.

Figure 26 : ECHANTILLONS DES LAMES MINCES DES PUITES BOD-7 ET BOD-8 DU PERIMETRE BORDJ OMAR DRISS (CRD, 1999)

5. Interprétation des profils géochimiques (Fig. 27)**A. Interprétation du profil géochimique NE-SW (Fig. 28)**

Pour ce profil on remarque que les valeurs de PP augmente à partir du puits BOD-8 vers le puits BOD-7 où atteint sa valeur maximale, et diminue vers le puits BOD-1 ; le même c'est remarquable pour les valeurs de S2, IP, T-max et Epaisseur. Au contraire pour COT qui trouve son maximum au niveau du puits BOD-8 et commence à diminuer vers le puits BOD-1 où se trouve sa valeur minimale.

B. Interprétation du profil géochimique NW-SE (Fig. 29)

Pour ce profil nous avons constaté que la valeur du PP augmente du puits BOD-7 vers le BOD-3 ; Le même pour Epaisseur et S2. Pour la T-max on a une diminution du puits BOD-7 vers le puits BOD-4 et une augmentations vers le puits BOD-3. Pour les valeurs de COT et IP ils diminuent du puits BOD-7 vers le puits BOD-3.

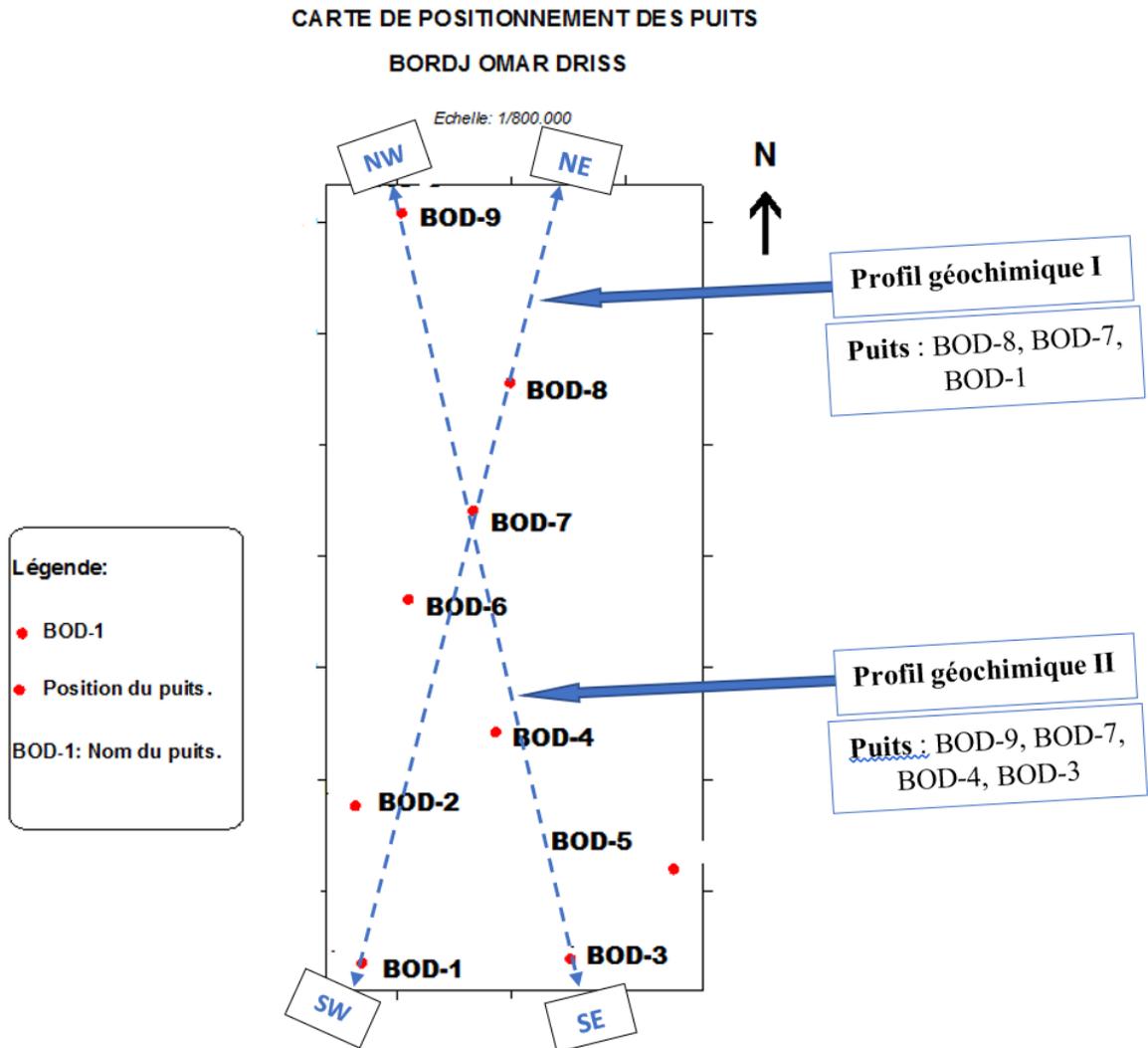


Figure 27 : Profil Géochimique

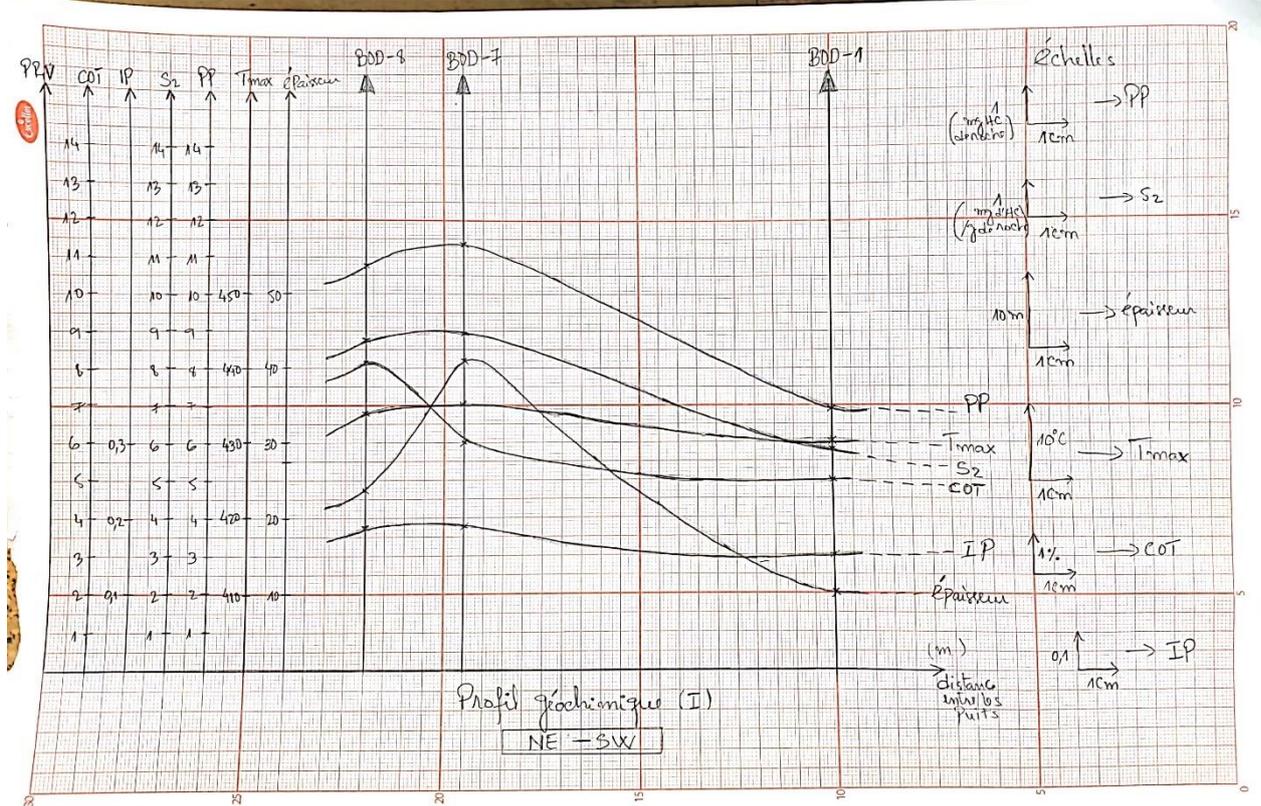


Figure 28 : PROFIL GEOCHIMIQUE NE-SW

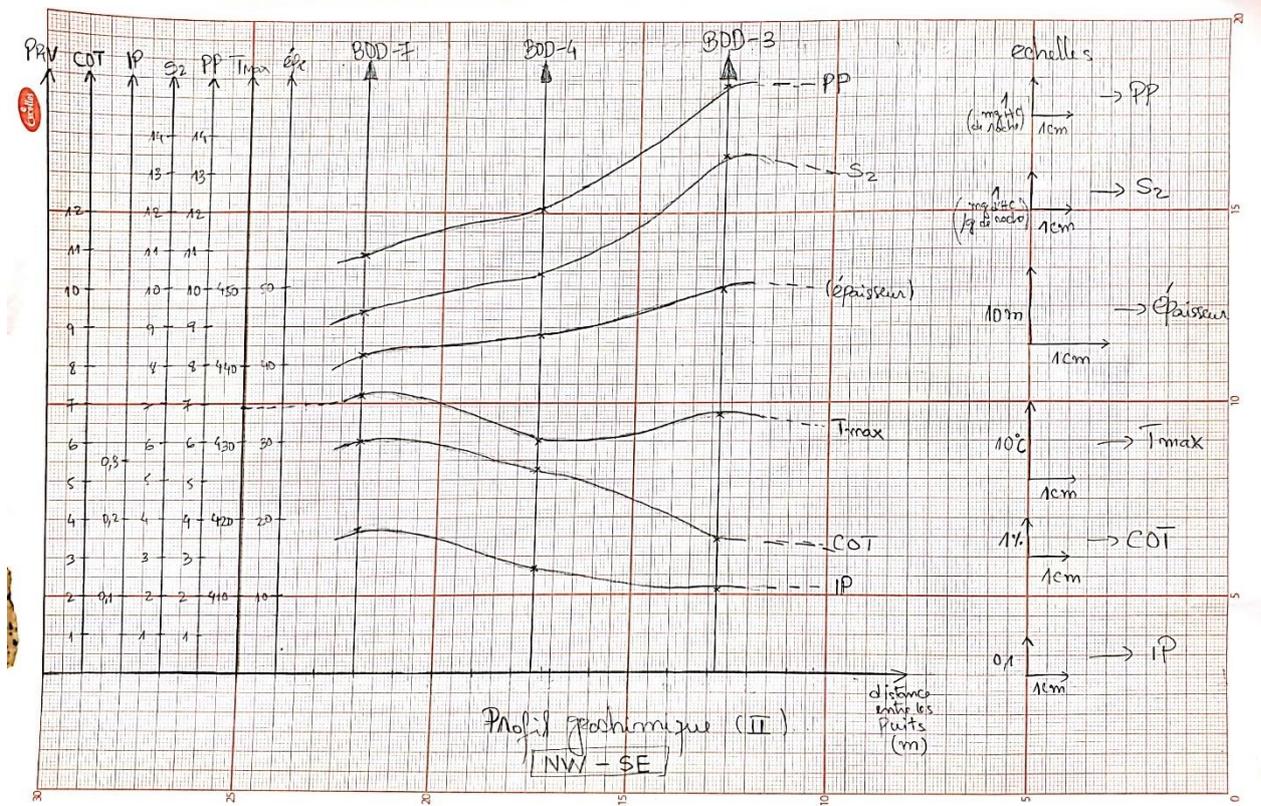


Figure 29 : PROFIL GEOCHIMIQUE NW-SE

Conclusion

Les analyses géochimiques réalisées dans la région étudiée, nous ont permis de mettre en évidence le niveau de la roche mère riche en matière organique :

- Le Silurien est au début de la fenêtre à huile où il est recoupé par la totalité des puits étudiés.



CHAPITRE IV : ***MODELISATION***

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.

I. 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 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).

II. Les principales données de la modélisation géochimique

1-Données géologiques :

Les formations du Paléozoïque reposent en discordance majeure sur le socle plissé de la plateforme saharienne. L'épaisseur du Paléozoïque est fortement réduite par l'érosion hercynienne. Elle est représentée par 800m en moyenne de sédiments dans la partie Sud-Est. Les épaisseurs des séries stratigraphiques sont variables en allant vers le Nord où se trouvent les dépôts Mésozoïques épais de l'ordre de 2700m (BOD-1).

2-Données thermiques :

Les données thermiques utilisées sont :

- La température actuelle de la surface qui est estimée (20°).
- La Paléotempérature à l'Ordovicien est -10°C.
- La Paléotempérature au Silurien est 20°C.
- Le flux de chaleur variable allant de 40 à 68 mW/m².

Le flux de chaleur peut être calculé par la formule :

$$\text{LE FLUX} = \text{GRADIENT} \times \text{CONDUCTIVITE}$$

Le flux augmente dans trois cas puisqu'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 un niveau roches mères : le Silurien (Silurien radioactif).

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.

Remarque :

L'option utilisée est la méthode de saturation « SATURATION METHOD ». C'est à dire qu'un seuil minimal de saturation en hydrocarbures générés de 30% au niveau des roches mères est nécessaire pour que l'expulsion ait lieu.

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).

III. Interprétation des résultats de la modélisation

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

- **BOD-8 :**

La roche mère correspond au Silurien (Silurien radioactif) qui atteint le stade de génération des hydrocarbures liquides vers 120Ma, correspond au Jurassique (Zarzaitine) (Fig.30). La période d'expulsion des hydrocarbures a commencé à 90Ma au Crétacé supérieur (Taouaratine).

- Le taux de transformation de la matière organique est de 38%, avec une efficacité d'expulsion est de 45% (Fig.31).

- La roche mère a généré jusqu'à l'actuel 22 mg HC /g de roche initiale, mais les quantités des hydrocarbures expulsées sont moins importantes (10 mg HC /g de roche initiale) correspondant aux hydrocarbures liquides (Fig.32). Les quantités des Hydrocarbures résiduels dans la roche mère sont de 12 mg HC /g de roche initiale. Le COT initial est de 8.2% (Fig.33).

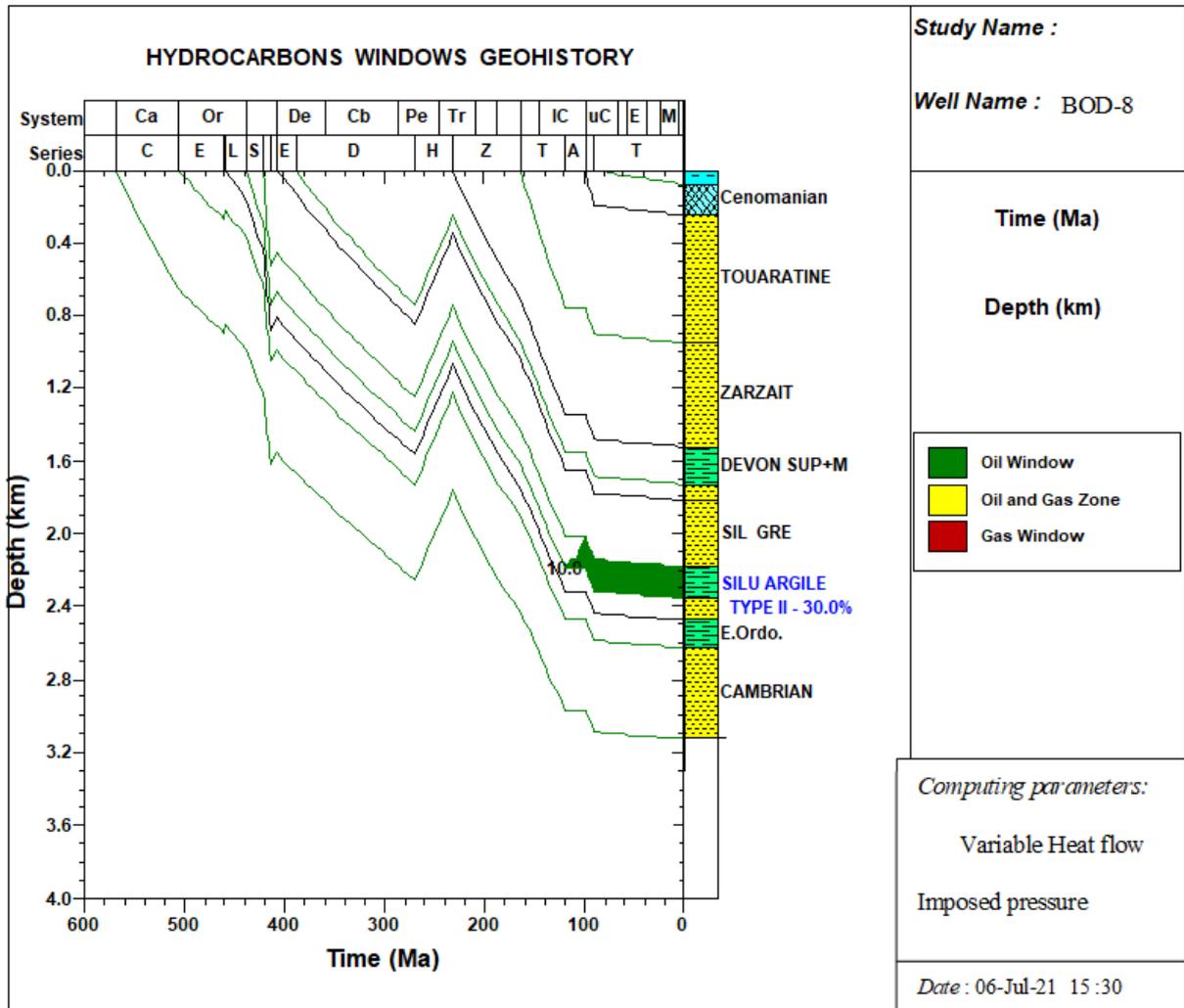


Figure 30 : LA PERIODE D'EXPULSION DES HYDROCARBURES

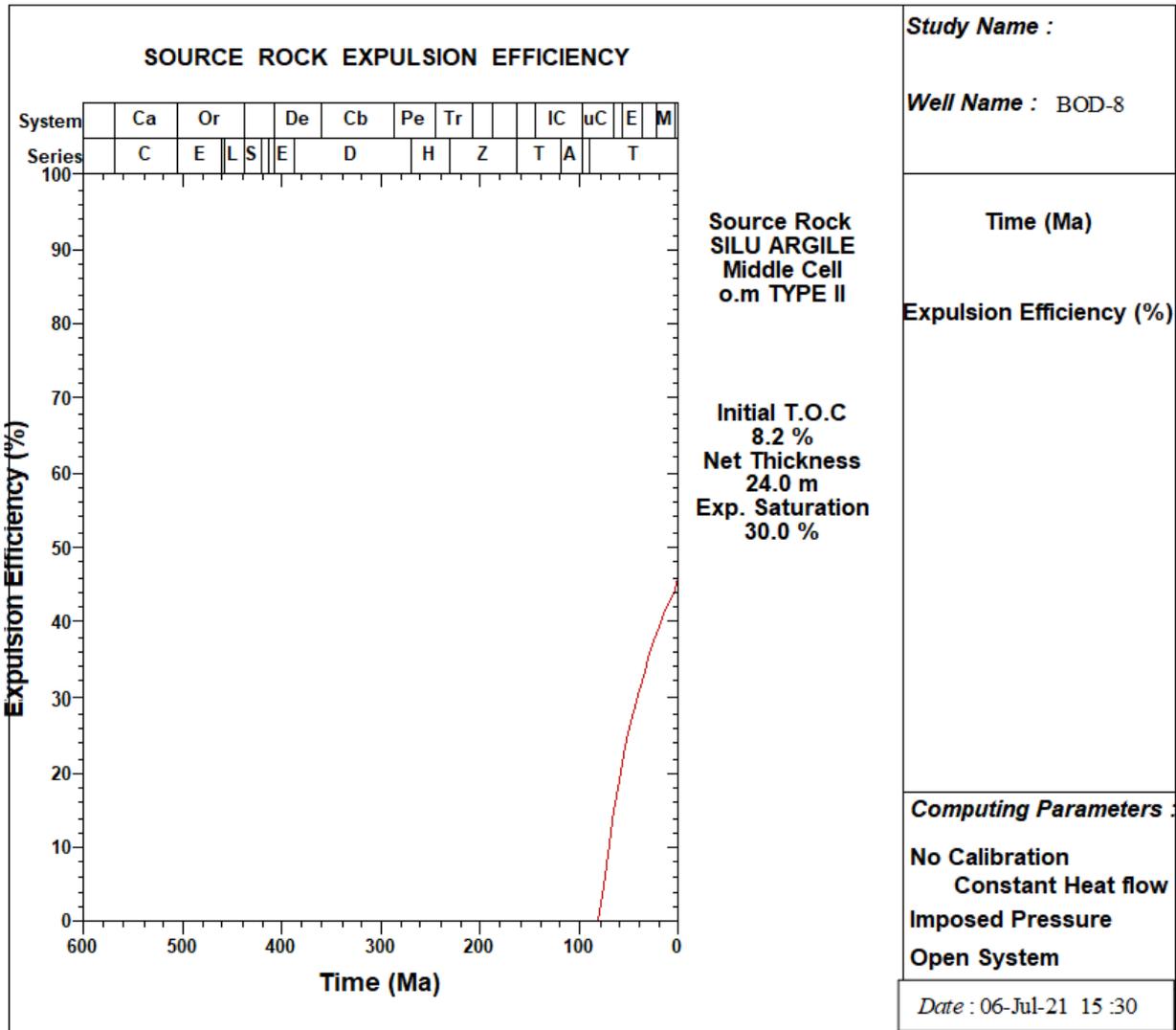


Figure 31 : EFFICACITE D'EXPULSION

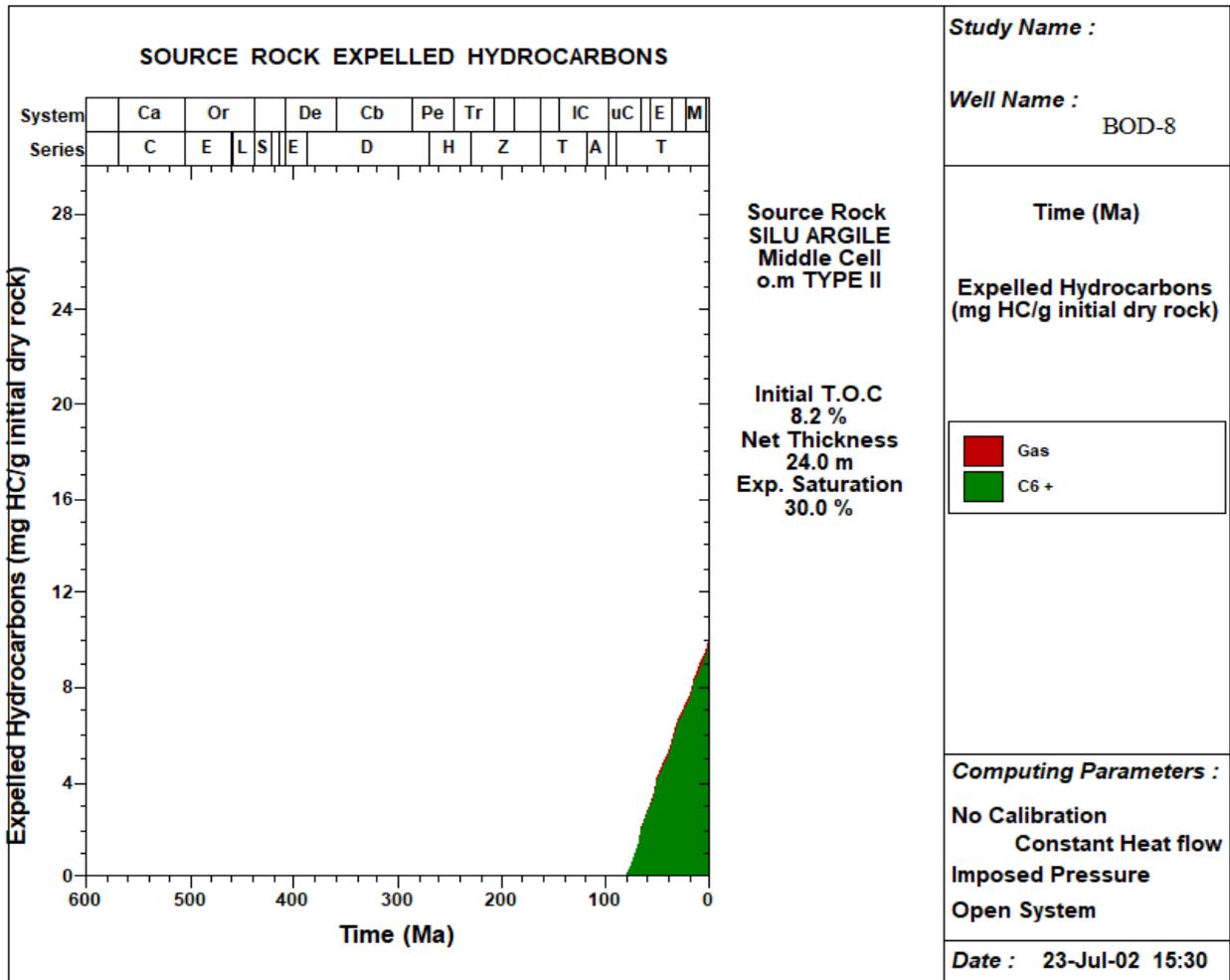


Figure 32 : LES QUANTITES DES HYDROCARBURES EXPULSEES

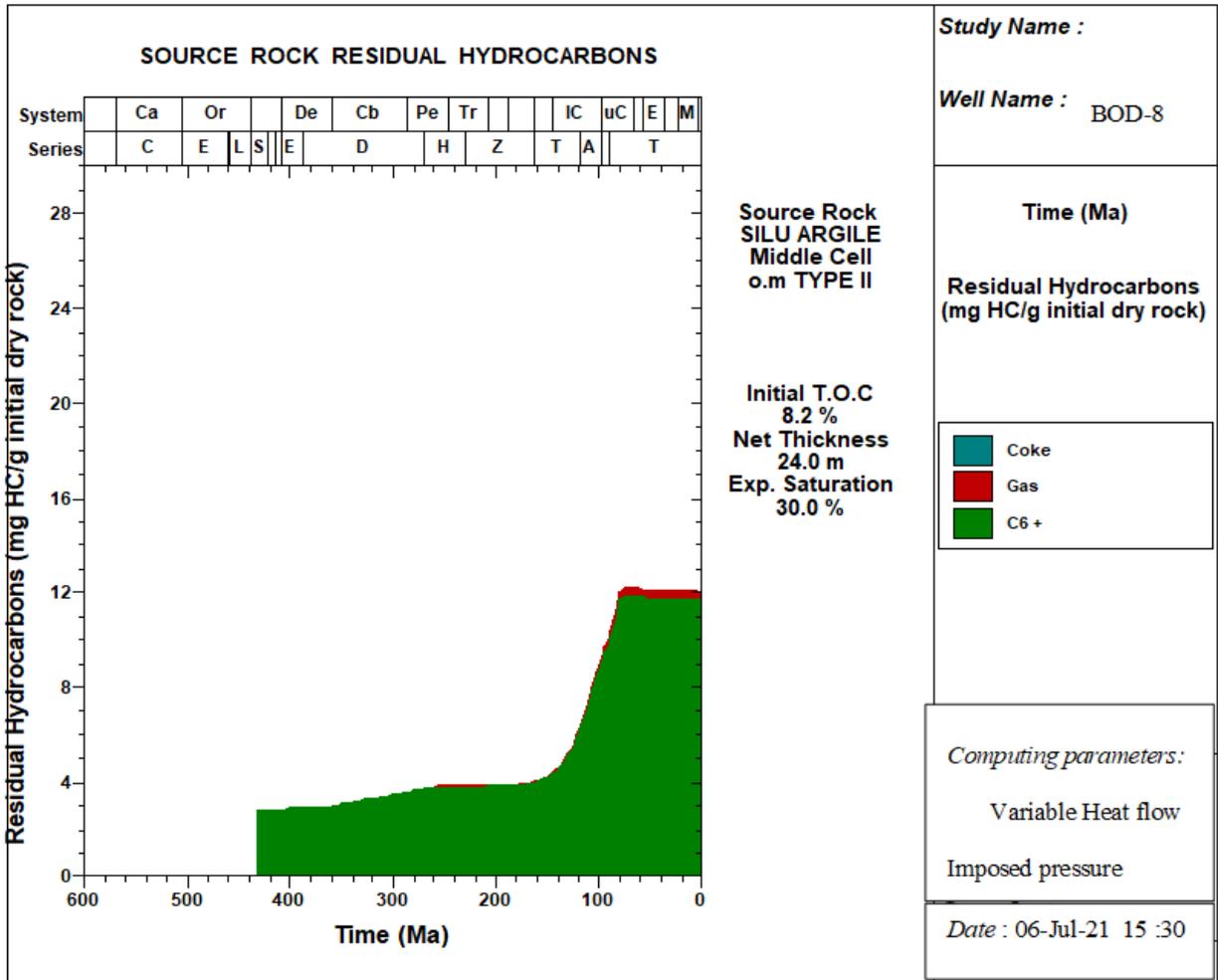


Figure 33 : LES QUANTITES DES HYDROCARBURES RESIDUELS DANS LA ROCHE MERE

Conclusion

De la modélisation des roches mères de Bordj-Omar-Driss, un scénario raisonnable dans l'évolution dans le temps et dans l'espace peut être proposé comme suit :

-Les courbes d'enfouissement illustrées par les graphes montrent clairement les principales périodes d'enfouissement Paléozoïques. Le second cycle de sédimentation mésozoïque est caractérisé par une subsidence progressive et continue qui compense l'érosion hercynienne dans la partie Nord de la région de Bordj Omar Driss.

- La roche mère silurienne commence à générer les Hydrocarbures à partir d'une période comprise entre 160Ma et 120Ma (Jurassique –Crétacé inférieur) et expulsé entre 120Ma et 60Ma.

- Les quantités des Hydrocarbures générés sont appréciables pour le puits BOD-8 qui sont respectivement (20, 24.5et 22mgHC/g de roche initiale).

-Les quantités des Hydrocarbures résiduels sont importantes par rapport aux quantités expulsées où elles atteignent le maximum au niveau du puits BOD-8 (12mgHC/g de roche initiale).

-Le taux de transformation dépasse les 60%.



CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Pour répondre aux besoins de l'exploration pétrolière, une étude géochimique, en particulière la pyrolyse Rock Eval de la roche mère (dans notre étude c'est la roche mère Silurienne de la région de Bordj Omar Driss, bassin d'Illizi) est aujourd'hui nécessaire, même obligatoire. Différentes phases de déformation soulignées par des discordances et des érosions sont décrites et la structure actuelle de la région d'étude résulte d'une évolution polyphasée. Elle comporte des empreintes des différents cycles (Calédonien, Hercynien). Cette structuration influe sur l'évolution des roches mères identifiées dans notre secteur d'étude. Notre étude est basée sur les analyses de laboratoire fournies par SONATRACH. Nous avons distingué différents niveaux roches mères riches en matière organique. Ils correspondent au Silurien radioactif (COT entre 3 et 8%).

Les résultats obtenus concernant la caractérisation de la roche mère silurienne, ont permis d'aboutir aux principales conclusions suivantes :

- ◆ Une épaisseur variable, bien conservée dans la partie centrale puis s'amincit vers le Nord et le Sud-Ouest.
- ◆ La roche mère du Silurien est d'origine marine (type II) et présente une bonne richesse en matière organique au Nord et au Centre.
- ◆ Une roche mère mature avec une phase à huile dans la partie centrale et Sud Est.
- ◆ Tout le niveau de la roche mère silurienne est digne d'intérêt.
- ◆ La modélisation géochimique montre pour le puits modélisé, que la génération des Hydrocarbures (huile) a débuté durant le Mésozoïque, entre 160Ma et 120Ma (Jurassique - Crétacé inférieur) et l'expulsion commence entre 120Ma et 60Ma.
- ◆ Les périodes de génération et d'expulsion des Hydrocarbures sont favorables pour la mise en place des Hydrocarbures, si les pièges ont été mis en place.

Pour une meilleure caractérisation géochimique, l'activité minéral d'une roche peut être appréciée quantitativement et corrigé à l'aide d'un abaque. La modélisation géochimique des puits selon un profil est nécessaire pour mieux suivre l'évolution des

CONCLUSION GENERAL

roches mères et leurs contributions à la genèse des Hydrocarbures dans le bassin d'Illizi. De manière générale les futurs travaux doivent reposer sur une méthodologie exploratoire usant de technique où la modélisation (structurale et géochimique 2D) prend une part importante pour crédibiliser les modèles géologiques.

Certaines perturbations de paramètres résultants des mauvaises conditions des prélèvements des déblais ou des carottes et de leurs préparations sur les forages pour séchage des déblais sur le lieu de forage. Cette perturbation étant la plus fréquente, il doit être recommandé aux opérateurs de conserver les échantillons à l'état humide.



BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

1. Alem, N., Azzoune, N., Benchabla, M., Juillet 2001, Biostratigraphie du Dévonien -Carbonifère de quelques sondages des bassins d'Illizi et de Berkine, CRD/ Sounatrach, Boumerdès.
2. Aliev, M. et al., (1971), Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz du Sahara Algérien. Sonatrach, exp. Alger. 275 p.
3. Bakirov, A. A. et Bakirov, E. A., (1987), Les bases théoriques et les méthodes de recherche et de prospection des accumulations du pétrole et du gaz, Edition Ecole supérieure, Moscou, Russie (en Russe).
4. Bennaceur, G., Aireche, A., Haddoum, H., Ghandriche, H., Arezki, K., 1995, Mise en évidence d'événements tectoniques et hydrothermaux post- hercyniens dans la région de Ain Kahla (In Salah, NW du Hoggar). 10. Nat. Sci. Terre, Alger. P 62.
5. Biju – Duval, B. (1999), Géologie sédimentaire, bassins, environnements de dépôts, formation du pétrole. Editions Technip. Paris.
6. Bordenave, M., Espitalie, J., Leplat, P., Oudin, and Vandenbroucke, M.,1993. Screening techniques for source rock evaluation. In M.L. Bordenave, Applied petroleum geochlistry. Paris : Edition technip.
7. Bross, E. et Behar, F. (1992), La géochimie organique de l'élaboration du Kérogène aux transformations des hydrocarbures dans les réservoirs. Principe et nouveaux concepts – Séminaire d'une semaine. Sonatrach- CRD. Boumerdes.
8. Candilier, A.M. 1979, Etude palynologique du Dévonien terminal et du Carbonifère inférieur du bassin d'illizi (Fort- Plignac), thèse, Algérie.
9. Clementz et Al 1979, Espitalie et Al 1984 (Document CRD).
10. Cosse, R. (1985), Technique d'exploitation pétrolière « le gisement ». Technip, Paris.
11. Deroo, G., Espitalie J., Marquis, F. (1986), La pyrolyse ROCK – EVAL et ses application, IFP, Paris.
12. Durand, B. (1980), Kerogène insoluble organique matter from sedimentary rocks. IFP, Paris
13. Echikh, K. (1975), Géologie des provinces pétrolifères de l'Algérie, Edition SNED, Alger
14. Espitalie, J., Laporte, J. L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, J., Boutefeu, A. (1977), Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution Rev. IFP.32, p 23- 42.
15. Fabre, J. (1976), Introduction à la géologie du Sahara Algérien, Edition SNED, Alger.

16. Hamouche Brahim 2006, Sédimentologie du Trias Saharien de l'affleurement à la surface : Modèle de dépôts et architecture stratigraphique application des affleurements de Zarzaitine et au bassin de Berkine (Sahara oriental, Algérie).
17. Hoston, G. D. (1989), Nouveaux aspects de la géologie du pétrole, Ouvrage collectif, 2A, SCM, Paris, France.
18. IFP, 2004, Mode opératoire- préparation et analyse de déblais (MO- Géo- G5), Paris.
19. Kazi Tani, N. (1996), Evolution comparée des bassins algériens depuis le protérozoïque inférieur. 2ème journées Scientifiques et techniques JST2. Recueil de communications. Tome 1.
20. Louis, M. and Tissot, B. (1967), Influence de la température et de la pression sur la formation des hydrocarbures dans les argiles à kérogène. 7th World Petrol. Congress, Mexico, 2, 47- 60.
21. Ovtcharenko, A.V. (1985), Recherche et prospection des gisements de pétrole et de gaz dans les complexes carbonatés des anciennes plates formes, Edition Nedra, Moscou, Russie (en Russe).
22. Perrodon, A. (1985). Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures. Elf Aquitaine, Paris. France.
23. Sadaoui, M. (1989), Evaluation des perspectives pétrogazéifères des couches paléozoïques de la depression d'Ahnet, Sahara Algérien, Thèse de doctorat Phd, Institut de pétrole et de gaz Goubkine, M.I., Moscou, Russie (en Russe).
24. Salle, C. et Debyser, J. (1976), Formation des gisements de pétrole. Etude des phénomènes géologiques fondamentaux. Technip, Paris, p. 69 – 126.
25. Serra, O. (1985), Diagraphies différées. Bases de l'interprétation. Tome II. Interprétation des données diagraphiques. Mémoire 7. Elf Aquitaine. Paris, p. 567- 577.
26. Tissot, B.P. and Welte, D. H. 1984 " Petroleum formation and occurrence" Springer Verlag, Berlin, p 699.
27. WEC (Well Evolution Conférence), (2007), Doc Sonatrach/Schlumberger. Algérie.
28. Ziegler et al, 1988.

Liste des sites d'internet :

- [www. planète-énergie.com](http://www.planète-énergie.com)
- www. boekenstock.com
- www. ig. UNIL.ch. (cours de diagraphique en ligne). Lausanne. Suisse.
- www. arthur-bouline.com (livre gratuit en PDF).
- www.ulaval.ca (cours de géologie).
- www.ulg.ac.be/
- www.ulg.ac.be/facsc/
- www.facsc.ulg.ac.be/cms/c_1468767/fr/accueil-geologie