

N° Ordre ...../FHC/UMBB/2017

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



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme

**MASTER**

Présenté par :

**RIH Aboubakr**

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

***Thème***

---

**Etude géochimique des roches mères du Silurien et du  
Dévonien Supérieur du bassin de Tindouf**

---

Devant le jury

**CHAOUCHI.R**

**Prof**

**UMBB**

Président

**SADAOUIM**

**MC-A**

**UMBB**

Rapporteur

**KECIR.A**

**MA-A**

**UMBB**

Examinatrice

**YAHIAOULL**

**MA-B**

**UMBB**

Examinatrice

Année Universitaire : 2016/2017

## Ce modeste travail est dédié a:

«Ceux qui gardent leurs principes et combattent pour atteindre leurs buts dans cette misérable partie du tiers monde, **Courage!**»

A mon père parce qu'on commence toujours par les mères, a ma mère parce que je l'aime, a mes frères et soeurs pour les 25 années partagées et pour les futurs ingénieurs inshallah :Kheira, Meriem, Mohammed, Abdelillah, Maroua, Alaa, Akram, Rodaina, Lodjain, Rahma et Laaredj.

A mes amis, les frères de combat: Amine, Ikbal, Fayssel, Walid, Talal, Zaki, Aziz et a la mémoire de mon camarade Hamza décédé cette année rabi yarhmou.

A mes amis russes: Inna, Vladislav et Natalia.

A tous qui aiment la géologie.

# Remerciements

Soyons reconnaissants aux personnes qui nous donnent  
du bonheur ; elles sont les charmants jardiniers  
par qui nos âmes sont fleuries.  
Marcel Proust

Je remercie Dieu le tout puissant de m'avoir donné la santé, la puissance et la patience pour accomplir ce travail.

Je tiens à remercier mes chers parents, sans eux je ne serais jamais arrivé a cette étape.

Je remercie aussi mon encadreur Mr.SADAOUI qui m'a guidé pour réaliser ce travail, pour sa précise correction, ses conseils et explications.

Mes remerciements vont aussi a Melle.HAMMALI qui m'a encadré au niveau de la division de l'exploration/Sonatrach-Boumerdes pour m'avoir accueilli, aidé et m'avoir permis de travailler dans des bonnes conditions.

Grand remerciement a tout le personnel du division de l'exploration/Sonatrach à Boumerdes qui m'ont aidé durant mon stage.

Je tiens à exprimer mes profondes reconnaissances a tous qui m'ont enseigné dès le premier jour au primaire Jusqu'au dernier jour à l'université.

**MERCI**, aux personnes qui ont cru en moi, qui m'ont aidé ou encouragé pour réaliser cette mémoire.

# Liste des matières

	Page
<b>Introduction.....</b>	<b>1</b>

## CHAPITRE I

### Généralités sur le bassin de Tindouf

<b>I-Situation géographique.....</b>	<b>3</b>
<b>II-Situation géologique.....</b>	<b>4</b>
<b>III-Stratigraphie du bassin.....</b>	<b>5</b>
III-1-Le Précambrien.....	5
III-2-Le Paléozoïque.....	5
III-3-Le Mésozoïque .....	7
<b>IV-Tectonique et évolution structurale.....</b>	<b>9</b>
Introduction.....	9
IV-1-Les déformations.....	9
IV-1-1-Les plis.....	9
IV-1-2-Les failles.....	9
IV-1-3-Les décrochements.....	11
IV-2-L'évolution structurale.....	13
IV-2-1-Les cycles tectoniques.....	13
IV-2-2- Interprétation des paléoprofils Ouest-Est.....	14
IV-2-3- Interprétation des paléoprofils Sud-Nord.....	17
Conclusion.....	20
<b>V-Intérêt pétrolier du bassin de Tindouf.....</b>	<b>21</b>
Introduction.....	21
Le système pétrolier.....	21

## **CHAPITRE II**

### **Le magmatisme dans le bassin de Tindouf**

<b>I-Le magmatisme de l'Atlantique Central.....</b>	<b>25</b>
Introduction.....	25
Les affleurements d'ouverture d'Océan Atlantique en Algérie.....	25
<b>II-La relation entre le magmatisme et l'accumulation des hydrocarbures.....</b>	<b>27</b>
<b>III-Les dolérites.....</b>	<b>29</b>
III-1-Situation des dolérites.....	29
III-2-Formes d'intrusion des dolérites.....	29
<b>IV-Influence de métamorphisme de contact sur la matière organique.....</b>	<b>31</b>

## **CHAPITRE III**

### **Caractérisation géochimique des roches mères du bassin de Tindouf**

<b>I-1-La géochimie organique.....</b>	<b>33</b>
<b>I-2-L'utilisation de la géochimie dans le domaine pétrolier.....</b>	<b>33</b>
<b>I-3-Le Carbone organique total (COT).....</b>	<b>33</b>
<b>I-4-Transformation de la matière organique.....</b>	<b>33</b>
I-4-1-La diagenèse.....	34
I-4-2-La catagenèse.....	34
I-4-3-La métagenèse.....	34
<b>I-5-Le kérogène.....</b>	<b>36</b>
<b>I-6-Les méthodes pyrolytiques d'études de la matière organique.....</b>	<b>38</b>
I-6-1-La pyrolyse Rock-Eval.....	38
I-6-2-La pyrolyse off-line.....	38

I-6-3-La pyrolyse flash.....	38
<b>II- Principe de la caractérisation géochimique.....</b>	<b>39</b>
<b>III-La méthode utilisées dans l'étude (Rock-Eval).....</b>	<b>40</b>
III-1-Le principe de la méthode Rock-Eval.....	41
III-2-Préparation de l'échantillon .....	41
III-3-Les paramètres conclus d'après cette méthode.....	42
<b>IV-Richesse en matière organique.....</b>	<b>43</b>
Introduction.....	43
IV-1-Logs géochimiques.....	43
IV-1-1-Le puits GSL-2.....	43
II-1-2--Le puits GSL-3.....	47
II-1-3--Le puits HMA-1.....	51
II-1-4--Le puits HTN-1.....	55
II-1-5--Le puits IGMA-1bis.....	57
II-1-6--Le puits ZL-1.....	61
II-2-Evaluation régionale des paramètres Géochimiques.....	64
III-2-1-Evaluation régionale de la richesse en COT.....	64
III-2-2-Evaluation régionale du potentiel pétrolier.....	69
II-3-Type de la matière organique.....	74
III-3-1-Diagramme (IH/IO).....	74
III-3-2-Diagramme (IH/Tmax).....	79

## **CHAPITRE IV**

### **Modélisation géochimique des roches**

#### **mères du bassin de Tindouf**

<b>Introduction.....</b>	<b>85</b>
<b>I-Principe de la mdélisation géochimique.....</b>	<b>85</b>
<b>II-Objectif de la modélisation géochimique.....</b>	<b>85</b>
<b>III-Les données utilisées dans la modélisation géochimique.....</b>	<b>86</b>
III-1-Les données géothermiques.....	86
III-1-1-Flux de chaleur.....	86
III -1-2-Gradient géothermique.....	86
III -1-3-La paléotempérature.....	87
III-2-Les données géochimiques.....	88
III -3-Les données lithostratigraphiques.....	88
<b>V-Logiciel utilisé «GENEX ».....</b>	<b>88</b>
<b>VI-Résultats de la modélisation.....</b>	<b>90</b>
VI-1-Etude d'enfouissement du bassin de Tindouf.....	90
VI-1-1-Le puits-1.....	90
VI-1-2-Le puits-2.....	92
VI-2-Evolution thermique du bassin de Tindouf.....	93
VI-3-Génération et expulsion du matiere organique.....	96
VI-3-1-Le puits-1.....	96
VI-3-2-Le puits-2.....	102
<b>Conclusion.....</b>	<b>105</b>
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>107</b>

# Les Figures

	page
<b>Fig.1:</b> Situation géographique du bassin de Tindouf.....	3
<b>Fig.2:</b> Carte géologique du bassin de Tindouf .....	5
<b>Fig.3:</b> Colonne stratigraphique du bassin de Tindouf.....	8
<b>Fig.4:</b> Carte des déformations plicatives dans le bassin Tindouf.....	12
<b>Fig.5:</b> Carte des linéaments majeurs du le bassin de Tindouf .....	12
<b>Fig.6:</b> Paléoprofils d'évolution Est-Ouest du bassin de Tindouf.....	16
<b>Fig.7:</b> Paléoprofils d'évolution Est-Ouest du bassin de Tindouf.....	19
<b>Fig.8:</b> Distribution de la CAMP sur les quatre continents.....	26
<b>Fig.9:</b> Coupe transversale schématique d'un dyke.....	28
<b>Fig.10:</b> Coupe transversale schématique d'un sill.....	28
<b>Fig.11:</b> Coupe transversale schématique d'un stock.....	28
<b>Fig.12:</b> Structures syngénétiques des roches magmatiques.....	30
<b>Fig.13:</b> Diagramme de la transformation de la matière organique .....	35
<b>Fig.14:</b> Diagramme de Van Krevelin des types des kérogènes.....	37
<b>Fig.15:</b> Exemple de préparation et d'analyse des déblais sur le site même de forage.....	42
<b>Fig.16:</b> Log géochimique du puits GSL-2.....	46
<b>Fig.17:</b> Log géochimique du puits GSL-3.....	50
<b>Fig.18:</b> Log géochimique du puits HMA-1.....	55
<b>Fig.19:</b> Log géochimique du puits HTN-1.....	57
<b>Fig.20:</b> Log géochimique du puits IGMA1-bis.....	60
<b>Fig.21:</b> Log géochimique du puits ZL-1.....	63
<b>Fig.22:</b> Carte en iso-COT du Fammenien du bassin de Tindouf.....	66
<b>Fig.23:</b> Carte en iso-COT du Frasnien du bassin de Tindouf.....	67
<b>Fig.24:</b> Carte en iso-COT du Wenlockien du bassin de Tindouf.....	68
<b>Fig.25:</b> Carte en iso-Potentiel pétrolier du Fammenien du bassin de Tindouf.....	71
<b>Fig.26:</b> Carte en iso-Potentiel pétrolier du Frasnien du bassin de Tindouf.....	72
<b>Fig.27:</b> Carte en iso-Potentiel pétrolier du Wenlockien du bassin de Tindouf.....	73
<b>Fig.28:</b> Diagramme IH/IO du niveau Fammenien.....	76
<b>Fig.29:</b> Diagramme IH/IO du niveau Frasnien.....	77
<b>Fig.30:</b> Diagramme IH/IO du niveau Wenlockien.....	78
<b>Fig.31:</b> Diagramme IH/Tmax du niveau fammenien.....	81
<b>Fig.32:</b> Diagramme IH/Tmax du niveau frasnien.....	82
<b>Fig.33:</b> Diagramme IH/Tmax du niveau wenlockien.....	83
<b>Fig.34:</b> Les paléotempératures de la surface en fonction de latitude dans le bassin de Tindouf.....	87
<b>Fig.35:</b> Principe du modélisation géochimique avec logiciel GENEX.....	88
<b>Fig.36:</b> Histoire d'enfouissement et de génération des hydrocarbures au niveau de Puits-1.....	91
<b>Fig.37:</b> Histoire d'enfouissement et de génération des hydrocarbures au niveau de Puits-1.....	93
<b>Fig.38:</b> Evolution des températures dans le bassin de Tindouf à travers le temps géologique du puits-1.....	95
<b>Fig.39:</b> Evolution des températures dans le bassin de Tindouf à travers le temps géologique du puits-2.....	95

<b>Fig.40:</b> Taux de transformation de la matière organique de roche du Fammenien du puits-1.....	<b>96</b>
<b>Fig.41:</b> Quantité des hydrocarbures expulsée par intervalle du temps de la roche mère famenienne du puits-1.....	<b>97</b>
<b>Fig.42:</b> Quantité des hydrocarbures expulsée de la roche mère fammenienne du puits-1.....	<b>97</b>
<b>Fig.43:</b> Taux de transformation de la matière organique de roche mère frasnienne du Puits-1.....	<b>98</b>
<b>Fig.44:</b> Quantité des hydrocarbures expulsée par intervalle du temps de la roche mère frasnienne du puits-1.....	<b>99</b>
<b>Fig.45:</b> Quantité des hydrocarbures expulsée de la roche mère frasnienne du puits-1.....	<b>99</b>
<b>Fig.46:</b> Quantité des hydrocarbures générés accumulées par la roche mère silurienne du puits-1.....	<b>100</b>
<b>Fig.47:</b> Quantité des hydrocarbures expulsée par intervalle du temps de la roche mère wenlockienne du puits-1.....	<b>101</b>
<b>Fig.48:</b> Quantité des hydrocarbures expulsée de la roche mère wenlockienne du puits-1.....	<b>101</b>
<b>Fig.49:</b> Taux de transformation de la matière organique des roches mères du Dévonien supérieur du Puits-2.....	<b>102</b>
<b>Fig.50:</b> Quantité des hydrocarbures expulsée de la roche mère du Dévonien supérieur du puits-2.....	<b>103</b>
<b>Fig.51:</b> Taux de transformation de la matière organique de la roche mère du Wenlockien du Puits-2.....	<b>104</b>
<b>Fig.52:</b> Quantité des hydrocarbures expulsée de la roche mère wenlockienne du puits-2.....	<b>104</b>

## Les Photos

<b>Photo.1:</b> Un long dyke au sud du bassin de Tindouf.....	<b>27</b>
---	-----------

## Les Tableaux

<b>Tab.1:</b> Composition du kérogène.....	<b>37</b>
<b>Tab.2:</b> Estimation qualitative de la maturité de la matière organique Type <b>III</b> .....	<b>79</b>
<b>Tab.3 :</b> Résultats des études de caractérisation et modélisation des roches mères du bassin de Tindouf.....	<b>106</b>

## **Introduction**

Parmi les bassins de plate-forme saharienne en Algérie, on peut distinguer à l'Est le bassin d'Illizi, de Ghadamès et de Berkine, et à l'ouest le bassin de Reggane , Béchar et le bassin de Tindouf , notre étude sera basée sur ce dernier .

Le bassin de Tindouf est caractérisé par une immense sédimentation paléozoïque, qui est constitué des formations argileuses fossilifères du Wenlockien (Silurien) , du Frasnien et Famménien (Dévonien Supérieur), susceptibles à contenir de la matière organique et de générer les hydrocarbures.

Dans cette recherche on va évaluer les richesses de ces roches mères par les méthodes d'analyse géochimique, et relier les résultats avec le différents phénomènes géologiques que le bassin a subit, comme par exemple le magmatisme triasique .

## **CHAPITRE I:**

# **Généralités sur le bassin de Tindouf**

## I-Situation géographique :

Le bassin de Tindouf est situé au Sud Ouest d'Algérie en partage avec le Maroc et le Sahara occidentale.

Le bassin de Tindouf forme une dépression orientée **WSW-ENE** , ce bassin se situe entre les latitudes **27° 00'N** et **30° 00'N** et les longitudes entre **8° 30'W** et **4° 00'W** (Fig.1).

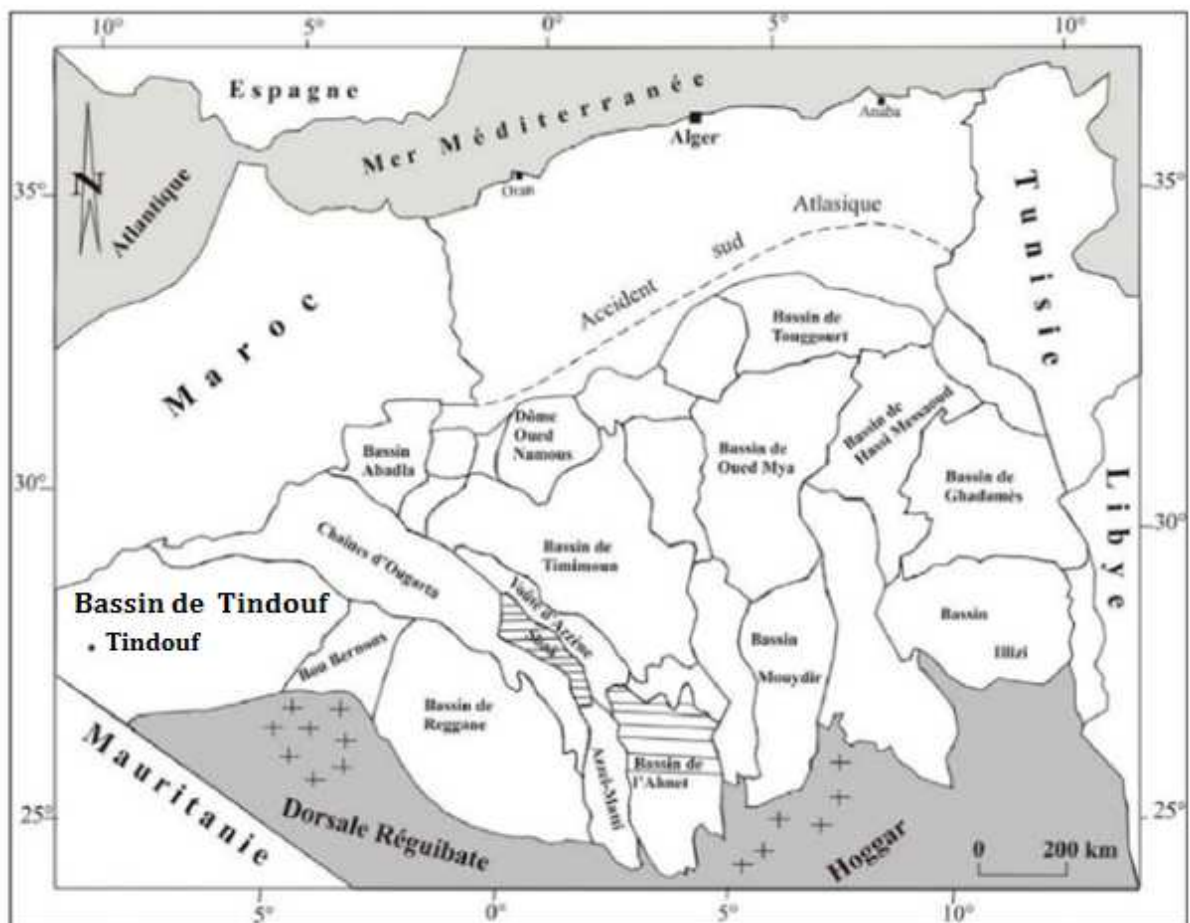


Fig.1: Situation géographique du bassin de Tindouf (Medaouri,M.2004).

## II-Situation géologique:

Le bassin de Tindouf est une synclise dissymétrique qui appartient à la grande synclise Tindouf-Reggane avec une orientation **WSW-ENE**, son flanc Sud a un pendage très faible de **1° à 3°**, le flanc Nord est très redressé et fortement structuré avec une série de failles complexes de direction globale **E-W** et **NE-SW**, qui sont en relation avec le soulèvement de l'Anti Atlas vers la fin du Carbonifère.

Il est limité par : (Fig.2)

- L'anti Atlas centro-oriental au Nord.
- La dorsale de Réguibat au Sud.
- L'ensellement de Krettamia Bou Bernous et les monts de la Daoura à l'est.
- Le bassin de l'Aioun et la chaîne des Mauritanides (Anti Atlas Occidental Marocain) à l'Ouest.

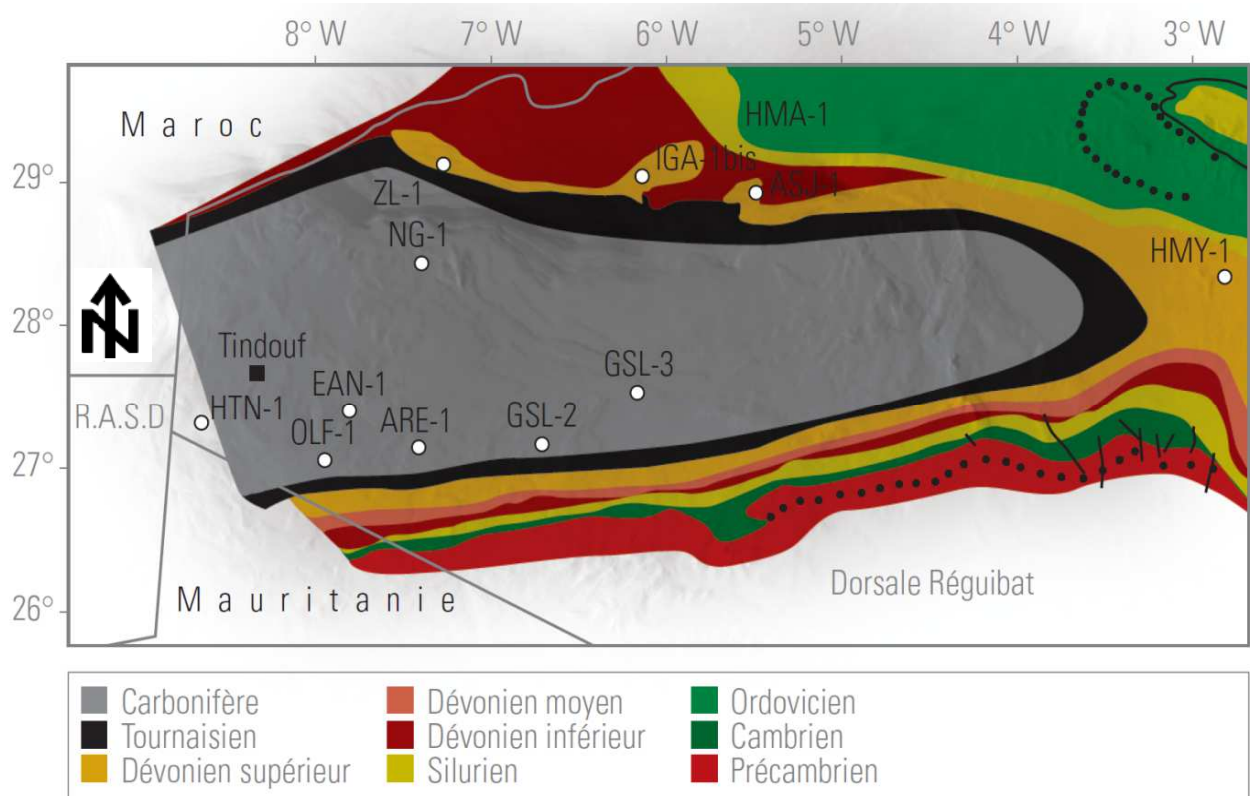


Fig.2: Carte géologique du bassin de Tindouf (WEC.2007).

## **III-Stratigraphie du bassin de Tindouf:**

### **III-1-Le Précambrien :**

Le bassin de Tindouf est une dépression dont la couverture sédimentaire se repose sur le socle précambrien du Yetti-Eglab, qui est constitué des roches magmatiques granodioritiques à biotite et à amphibole, on peut trouver aussi des Dolérites, des gneiss et des schistes (Fig.3).

### **III-2-Le Paléozoïque :**

#### **III-2-1-Le Cambrien :**

On le trouve dans la formation d'Arouetta, se sont des dépôts alluviaux de grés blancs, grisâtres, quartzitiques, fins à grossiers compacts, parfois calcaireux avec petites intercalations d'argiles noires.

#### **III-2-2- L'Ordovicien :**

Il est développé dans les régions du Bani et Kettaoua, avec des dépôts glaciaires continentaux au Sud et des dépôts marins au Nord. Il est constitué des grés blancs, parfois quartzitiques, où on peut trouver parfois de petites intercalations d'Argile noire.

#### **III-2-3- Le Silurien :**

On le trouve au niveau de la formation Mabbes, se sont des argiles silteuses grises à noires, ces argiles sont pyriteuses et micacées avec la présence des fossiles (Graptolites) au dessus on trouve des Grés fins à grossiers, recouverts par une autre formation argileuse d'âge Gothlandien.

#### **III-2-4- Le Dévonien :**

Dans le bassin de Tindouf le Dévonien est très développé, épais et fossilifère, il se subdivise en trois parties : Dévonien inférieur, moyen et supérieur.

##### **III-2-4-1- Le Dévonien inférieur :**

###### **- Le Siégénien :**

Il se dépose sur le Gothlandien, avec une grande partie constituée des marnes silteuses grises et indurée, limitées en haut par des calcaires argileux blancs, grisâtres, d'épaisseur entre **10 à 20 mètres**, cet âge est présent dans la formations du Bia.

#### - **L'Emsien :**

Il se dépose sur le banc de calcaire d'âge Emsien avec des dépôts argileux composés d'Argile gris , noir , verdâtre parfois silteux et légèrement micacée. Sur ces argiles se déposent des grés fins blancs à transparents parfois calcaireux. Les dépôts du cet âge se manifestent dans la formation du Bia.

### **III-2-4-2- Le Dévonien moyen :**

#### - **Le Couvinien :**

Il constitue la formation du Tahla avec des dépôts d'argiles micacées et pyriteuses grises , noires et brunes, qui sont déposées dès le début du Couvinien jusqu'au Frasnien, avec une épaisseur très importante.

#### - **Le Givetien :**

Il est caractérisé par la continuation des dépôts d'argile micacée et pyriteuse qu'on a déjà trouvé dans le Couvinien , les argiles du Givetien se caractérisent par la présence des débris des Brachiopodes, les dépôts de cet âge constitue la formation de Sebbat.

### **III-2-4-3- Le Dévonien supérieur :**

#### - **Le Frasnien :**

Il est constitué par des argiles grises foncées et noires, micacées et pyriteuses limitées par des dépôts des calcaires de quelques dizaines de mètres. L'épaisseur moyenne de ces dépôts est de **355 m**, ils constituent la formation de Tsubia.

#### - **Le Famennien :**

Constitue la formation du Rhazal avec une très grande épaisseur (**563 m** en moyenne) qui peut atteindre jusqu'à **1141 m** (valeur d'épaisseur mesurée au niveau du puits **Asj-1**).

Le Famennien se dépose sur un banc de calcaire Frasnien avec des dépôts d'argiles feuilletées légèrement silteuses et micacées , qui ont une couleur grise foncée à noire.

Ces argiles sont caractérisées par la présence des empreintes de coquilles (Bivalves) qui présentent un indice de la présence de la matière organique dans ces dépôts.

Cet âge est caractérisé par des formations des Dolérites qui sont des basaltes d'origine volcanique qui se déposent entre les dépôts argileux.

#### - **Le Strunien :**

Cet âge représente la limite entre le Devonien et le Carbonifère , il constitue la formation du Kerb en Naga. Il est constitué d'une partie inférieure avec des argiles grises et noires compactes et silteuses, où on trouve encore des débris des fossiles (des Lamellibranches). Sa partie supérieure est constituée des grés claires plus ou moins argileux parfois quartzitiques.

### **III-2-5- Le Carbonifère :**

#### **III-2-5-1-Le Carbonifère Inferieur :**

##### - **Le Tournaisien :**

Il constitue les formations de Tazout et Slouguia, il commence par des dépôts de grés gris clairs, plus ou moins argileux, qui constituent aussi la partie supérieure du Strunien, après on a une grande épaisseur des dépôts d'argile grise, qui constitue la plus grande partie des dépôts tournaisiens. Dans la partie supérieure on trouve des dépôts de grés gris quartzitiques, fins et moyens, légèrement calcaireux.

##### - **Le Viséen inférieur :**

Dans les formations du Sefiat et Barka , il est constitué par des dépôts de grés foncé fin , moyen et dur, à ciment calcaireux a argileux.

##### - **Le Viséen supérieur :**

Dans la région du Ouarkziz, il est constitué par des argiles gréseuses, avec des alternances des calcaires oolithiques. Dans sa partie supérieure, on trouve des dépôts des évaporites (Gypse).

#### **III-2-5-2-Le Carbonifère supérieur :**

Le Carbonifère supérieur du bassin de Tindouf est constitué essentiellement des argiles plastiques ferrugineuses et d'argile gréseuse, qui se trouve dans la formation de Hassi Aouelouel . Ces sédiments sont indifférenciés du Namurien et du Westphalien (Medaouri ,M.2008).

### **III-3-Le Mésozoïque :**

Les dépôts sédimentaires ont commencés à se déposer sur la discordance hercynienne, comme des dépôts continentaux de grés fins avec présence des conglomérats , ce grés est fin à moyen dans les dépôts les plus récentes, qui forment la formation du Hammada.

SYST	ETAGE	FORMATION	EPAISSUR MOY	LITHOLOGIE	Description lithologique	PALEO-ENVIRONNEMENT	
CARBONIFERE	CARBONIFERE INFERIEUR	CRETACE A ACTUEL	Hamada	-254 m		Grés fins à moyens avec la présence des conglomérats	Dépôts Continentaux
		CARBONIFERE SUP	Hassi Aouelouel	165m		Argiles plastiques ferrugineuses et Argiles gréseuses	Dépôts Marins
		VISEEN SUP	Ouarkziz	216m	 	Argiles gréseuses avec des alternances des Calcaires oolithiques puis des dépôts évaporitiques	
		VISEEN INF	Sefiat et Barka	182m		Grés foncés fins, moyens et durs à ciment calcaireux à argileux	
DEVONIEN	DEVONIEN SUP	TOURNAISIE	Tazout et Slouguia	211m		Grés gris clairs plus ou moins argileux sur lesquels déposent des Argiles grises et après se déposent des grés gris fins à moyens légèrement calcaireux	Dépôts Marins
		STRUNIEN	Kerb en Naga	177m		Argiles grises et noires au dessus des Grés clairs plus ou moins argileux parfois quartzitiques	
		FAMENNIEN	Rhazal	563m	 	Argiles feuilletées légèrement silteuses avec la présence des Bivalves et des Dolérites	
	DEVONIEN MOY	FRANSIEN	Tsabria	355m		Argiles grises foncées et noires, micacées et pyriteuses sur lesquelles se dépose un banc de calcaire	
		GIVETIEN	Sebbat	190.5m		Argiles micacées et pyriteuses grises, noires et brunes avec des débris des Brachiopodes	
	DEVONIEN INF	COUVINIEN	Talha	190.5m		Argiles micacées et pyriteuses grises à noires	
		SIEGENIEN	Bia	154m		Au dessus des Marnes silteuses, sur lesquelles se déposent des Calcaires argileux puis des Argiles grises à noires puis des Grés fins blancs	
				330m			
	SILURIEN	GEDINIEN-GOTHLANDIEN	Mabbes	112.5m		Argiles silteuses grises à noires, pyriteuses et micacées avec la présence des Graptolites et avec des alternances des Grés fins à grossiers	
				326m			
ORDIVICIEN	Bani et Kettaoua	846.5m		Grés blancs parfois quartzitiques On peut trouver parfois de petites intercalations d'Argile noire.	Dépôts Glaciaires/ Marins		
				Grés blancs grisâtres, quartzitiques fins à grossiers parfois calcaireux	Dépôts Alluviaux		
CAMBRIEN	Arouetta	122m		Grés blancs grisâtres, quartzitiques fins à grossiers parfois calcaireux	Dépôts Alluviaux		
PRECAMBRIEN	Socle Yetti-Eglab	—		Roches magmatiques granodioritiques à biotite et à amphibole	■		

LEGENDE					
	Grés		Calcaires		Evaporites
	Argile		Dolérites		Marnes
			Socle Granodioritique		

Fig.3: Colonne stratigraphique du Bassin de Tindouf .

## **IV-Tectonique et évolution structurale :**

### **Introduction :**

Le bassin de Tindouf présente une grande dépression caractérisée par l'existence de plusieurs structures géologiques, ce qu'il peut avoir une relation directe avec la génération, migration et la formation des pièges des hydrocarbures. Les déformations dans ce bassin sont plus ou moins cassantes dans le flanc Sud au contraire du flanc Nord, où on trouve des déformations ductiles (Bersi, M.2016).

Ces déformations sont le résultat des orogénèses; Panafricaine, Calédonienne, Hercynienne et Alpine et aussi à cause de la convergence des continents Africain et Eurasiatique (Medaouri, M.2004).

### **IV-1-Les déformations :**

#### **IV-1-1- Les Plis :**

On les observe plus au Nord du bassin avec trois systèmes de plis ayant différentes orientations, un premier système orienté **WNW-ESE** à **E-W** à l'axe Zemoul-Igma et Bouzrazer-Hassi Messaoued, le deuxième est orienté **ENE-WSW** près d'Oum El Assel et le troisième est orienté **NW-SE**, qui forme la structure d'Adhim Filou (Fig.4).

Les plis du bassin de Tindouf sont allongés suivant trois axes :

-Axe Zemoul-Igma : culminent plusieurs structures d'anticlinaux

-Axe de Bouzrazer-Hassi Messaoued : le plus septentrional, présente un arc de cercle dont la concavité est tournée vers le Nord.

-Axe Oum El Assel-Tinfouchy : situé au Sud de la terminaison Est du bourrelet Zemoul-Igma, il présente un système de plis en échelon.

#### **IV-1-2- Les Failles :**

##### **IV-1-2-1- Les accidents majeurs :**

###### **- L'accident de Zemoul-Igma :**

C'est un décrochement presque vertical qui borde le pli de « Zemoul-Igma », il est orienté **WNW-ESE** avec un important déplacement latéral dans le sens des aiguilles d'une montre.

Ce mouvement est matérialisé par un boudinage et des stries de friction observées dans les faciès gréseux du Tournaisien.

Cette faille s'ennoie sous le recouvrement hamadien près d'Oum El Ksi et d'Oum El Assel, elle implique une grande structure en fleur (pli Zemoul) et des plis très serrés en duplex (Igma-Draa El Kelba).

- **L'accident d'Oum El Assel :**

C'est une flexure qu'on trouve depuis la région d'Oum El Assel jusqu'à Tinfouchy, avec un certain nombre de Kink bands d'échelle kilométrique, qui sont orientés à **N080°**.

L'origine de cet accident est une importante faille du socle, dont les mouvements successifs semblent se représenter dans la sédimentation gréseuse du Viséen supérieur, les rejeux récents ont plissé la Hammada, qui enveloppe les terrains paléozoïques à Oum El Assel.

Dans les calcaires fossilifères du Viséen supérieur deux failles ont été mesurées, une avec des forts pendages de ces calcaires et une autre qui s'arrête contre la première, et montre un jeu en décrochement dextre.

#### **IV-1-2-2- Les failles inverses :**

Ces failles sont orientées **NE-SW** avec un rejet faible de **50 m** et une composante latérale dextre, elles s'atténuent en montant dans la série sédimentaire et sont relayées par des flexures, formant des kink bands observés dans les alternances schisto-gréseuses de la Betaina.

Des intrusions doléritiques peu importantes ont été localisées dans ces failles.

Ils existent aussi des failles inverses orientées **ESE-WNW**, caractérisées par des rejets assez importants (**350 m**).

#### **IV-1-2-3- Les failles normales :**

Elles sont orientées suivant deux directions principales **NE-SW** et **ENE-WSW**, cette dernière possède une composante décrochante senestre. La plupart de ces failles affectent les sills doléritiques et leurs encaissants.

Dans certains cas, elles sont injectées de Dolérites quand elles recoupent les niveaux fammeniens.

### **IV-1-3- Les décrochements :**

Ayant un jeu très variable , les décrochements dans le bassin de Tindouf se présentent suivant différentes directions, dont les principales sont :

- **NW-SE** Décrochements senestres.
- **E-W** Décrochements dextres.
- **NE-SW** Décrochements dextres.
- **N-S** Décrochements souvent senestres.

Les accidents majeurs déjà mentionnés ont un jeu dextre d'orientation **ENE-WSW** pour l'accident d'Oum El Assel et **WNW-ESE** pour l'accident de Zemoul (Fig.5).

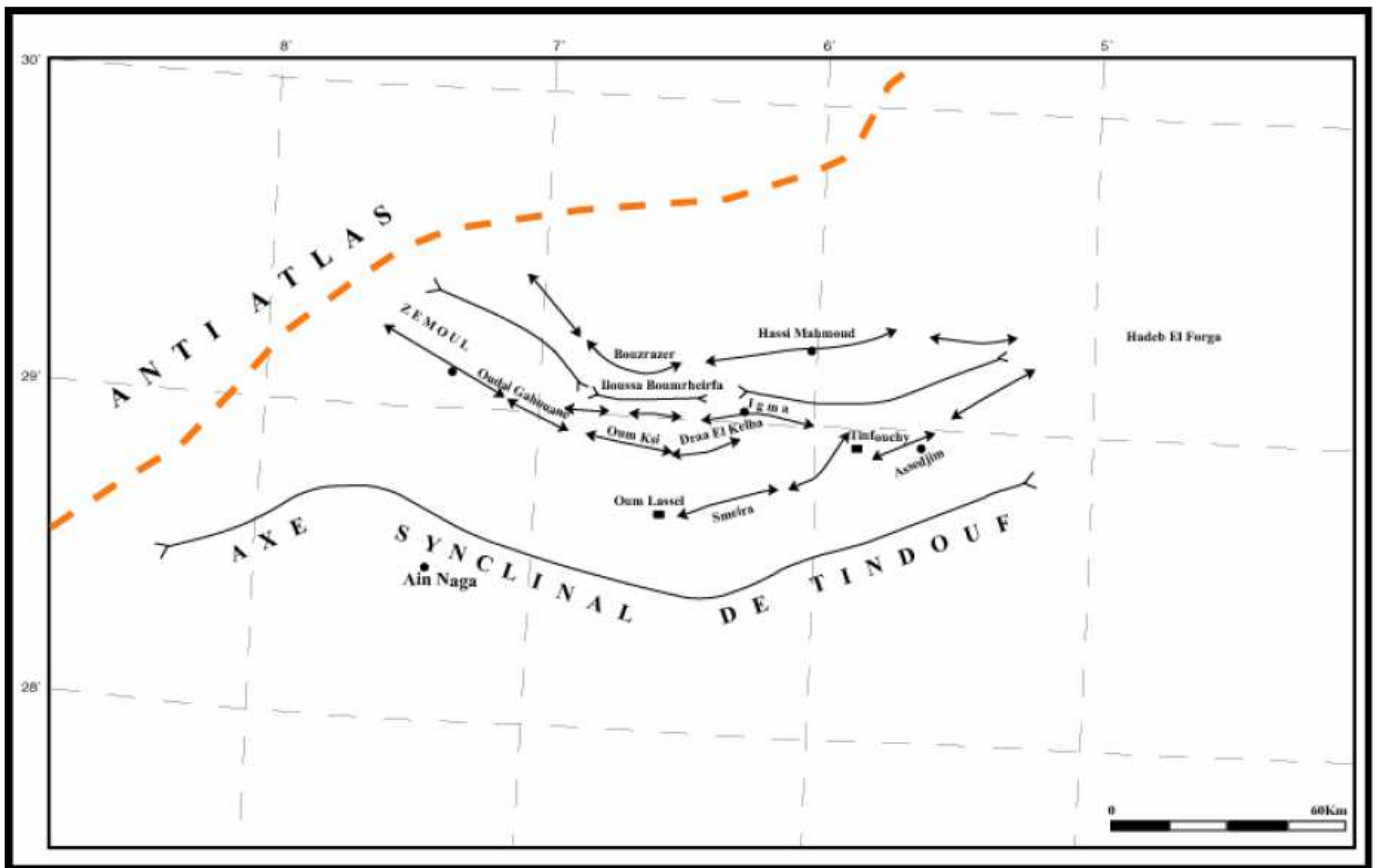


Fig 4: Carte des déformations plicatives dans le bassin Tindouf (Medaouri, M.2004).

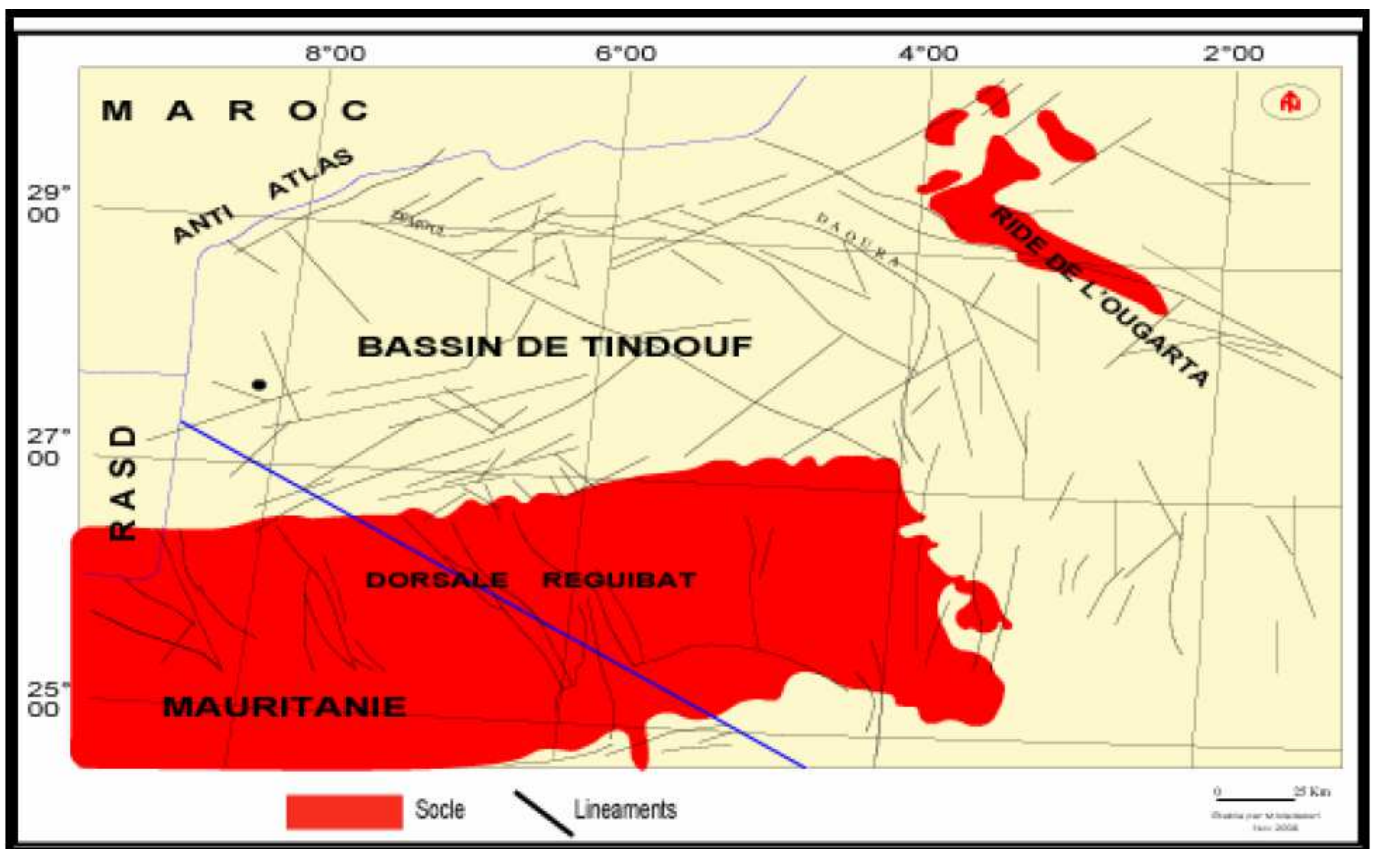


Fig 5: Carte des linéaments majeurs du bassin de Tindouf (Medaouri, M.2000)

## **IV-2-L'évolution structurale :**

### **Introduction :**

L'état structural actuel du bassin de Tindouf est le résultat de plusieurs phases tectoniques, l'étude paléostratigraphique du bassin permet l'éclaircissement de ces différentes phases et déduire leurs âges, ainsi que leurs effets sur la région et la datation des différentes déformations tectoniques que le bassin a subit.

### **IV-2-1- Les cycles tectoniques :**

#### **IV-2-1-a- Le cycle Panafricain :**

Est le résultat de la collision entre le craton Ouest-Africain stable et la chaîne panafricaine mobile (Boudjemaa, 1987).

Il est caractérisé par la création et la réactivation des grands accidents méridiens du socle avec des bombements parallèles à la suture panafricaine (Medaouri 2004).

#### **IV-2-1-b- Le cycle Caradocien :**

Il a engendré la formation des rides **N-S**, il est parallèle à la suture panafricaine, ce qui engendre des discordances et des biseaux des formations postérieures au Caradocien, il est connu aussi par ses ravinements du Cambro-Ordovicien au Sud du Bassin.

#### **IV-2-1-c- Le cycle Hercynien :**

Ce cycle est le résultat de la collision Afrique-Amérique du Nord, il commence au Dévonien moyen et se termine à la fin du Paléozoïque (Boudjemaa, A. 1987).

Il est caractérisé par une activité épirogénique importante, c'est la phase de structuration majeure accompagnée par des distensions conduisant à des transgressions.

Il a engendré des plissements à grands rayons de courbure (le vaste synclinal de Tindouf) et il est aussi responsable des grandes failles obliques **NE-SO**, liées à la remontée des Dolérites (Gevin, P. 1960).

L'orogénèse hercynienne a été très intense puisqu'elle est à l'origine de la surrection des chaînes de l'Ougarta, de l'Anti Atlas et notamment la zone de jonction entre les deux (Kettouche, D. 2008).

#### **IV-2-1-d- Le cycle Alpin :**

Il représente tous les mouvements post hercyniens, qui ont repris ces anciennes structures après la discordance hercynienne.

Ce cycle se termine par un épisode de distension liée à l'ouverture de l'Atlantique, il est marqué par un volcanisme fissural très important.

## **IV-2-2- Interprétation des paléoprofils Ouest-Est :**

### **IV-2-2-a- La tectonique à la fin du Cambrien :**

D'après la coupe établie à la fin du Cambrien, on remarque que la région n'a pas subi des déformations tectoniques importantes durant cette période, mis à part une faible surélévation du socle (Fig.6).

### **IV-2-2-b- La tectonique à la fin de l'Ordovicien :**

A la fin de l'Ordovicien on remarque que les formations du Cambrien et celles de l'Ordovicien sont plus épaisses à l'Ouest, leurs épaisseurs diminuent plus en plus en allant vers le centre au niveau des puits « **IGA-1bis** » et « **ASj-1** »

La diminution d'épaisseur est due aux discordances :

Arénigienne au toit du Cambrien, la discordance de ravinement glacière dans les formations de l'Ordovicien et la discordance tectonique au toit de l'Ordovicien (Boucheneb,R.1989).

### **IV-2-2-c- La tectonique à la fin de Silurien :**

On remarque que l'épaisseur des formations change de la même façon que dans l'Ordovicien, formations plus épaisses à l'Ouest et moins épaisses au Centre, cette diminution est due aux discordances tectonique et Calédonienne.

### **IV-2-2-d- La tectonique à la fin du Dévonien inférieur :**

A la fin du Dévonien inférieur on remarque la présence de la sédimentation qu'à l'Ouest du bassin au niveau du puits « **ZL-1** », les formations du Dévonien inférieur diminuent en allant vers l'Est jusqu'à où elles s'annulent en formant un biseau stratigraphique à l'Ouest du bassin.

### **IV-2-2-e- La tectonique à la fin du Dévonien moyen :**

Les dépôts du Dévonien moyen reposent en discordance par le biais de la discordance emsienne sur les formations du Dévonien inférieur. Les formations du Dévonien moyen ont une faible épaisseur, qui augmente vers l'Ouest (**300 m**) (Kettouche ,D.2008).

#### **IV-2-2-f- La tectonique à la fin du Dévonien supérieur :**

L'épaisseur des formations du Dévonien supérieur est plus importante que celle du Dévonien moyen et inférieur, l'épaisseur s'augmente de plus en plus à l'Ouest jusqu'à où elle atteint **1900 m** à l'extrême Ouest du bassin.

#### **IV-2-2-g- La tectonique à la fin du Carbonifère :**

D'après les paléoprofiles d'évolution **Ouest-Est**, on remarque une très grande structuration dans le bassin, surtout sur le flanc Nord, cette structuration a pris naissance suite à l'orogénèse hercynienne qui a engendré :

-Une subsidence importante des formations sédimentaires paléozoïques, où la profondeur du socle atteint **8500 m**.

-Une surélévation des formations paléozoïques dans la partie Est du Bassin.

-La formation des anticlinaux :

- ◆ Anticlinal de Zemoul, anticlinal d'Oum Elkssi, anticlinal d'Igma suivant l'axe Zemoul- Igma.
- ◆ Anticlinal d'Assejmi (Axe Oum Elassel-Tinfouchy).
- ◆ Anticlinal d'Adhim-filou (Zone haute Adhim-filou).

-Une érosion a affecté surtout les anticlinaux de la partie Est et même le Dévonien moyen et supérieur à l'Ouest au niveau du puits « **ZL-1** », l'érosion est plus en plus importante en allant vers l'Est à cause de la surélévation des formations paléozoïques à l'Est.

#### **IV-2-2-h- La tectonique à la fin du Trias :**

Le bassin de Tindouf n'a pas subi d'importantes sédimentations au cours du Trias à part des faibles dépôts dans les ravins après l'érosion hercynienne.

Ce bassin a subi un magmatisme dans sa partie centrale entre les puits « IGA-1bis » et « ASJ-1 », les plus grandes quantités des produits magmatiques (Dolérites) se manifestent au niveau des formations du Dévonien supérieur et moyen. L'ouverture d'océan Atlantique Central peut être la cause majeure de ce magmatisme, les fissures créées par les déformations du Carbonifère ont aidé le magma à remonter (Fig.11).

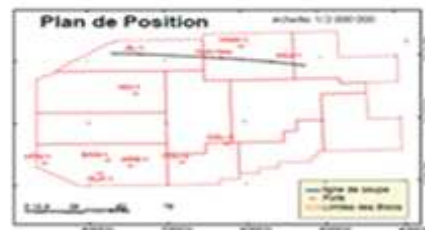
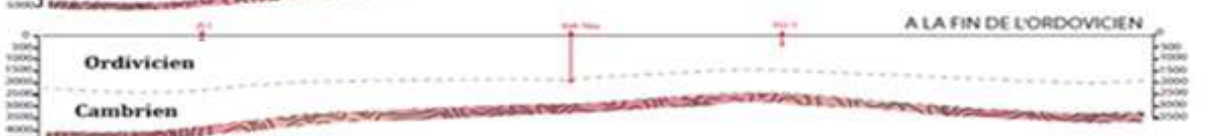
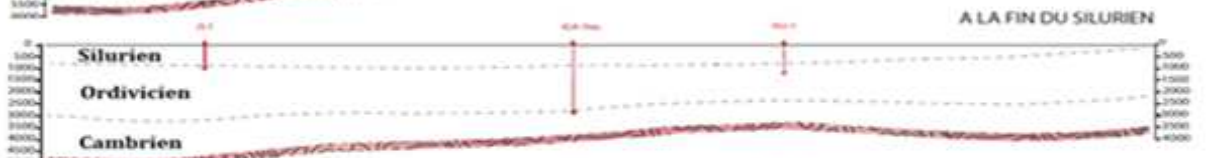
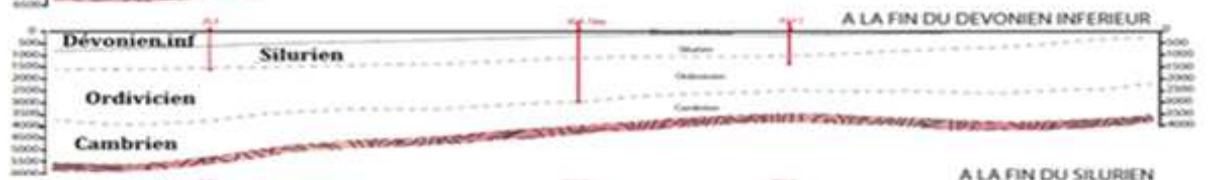
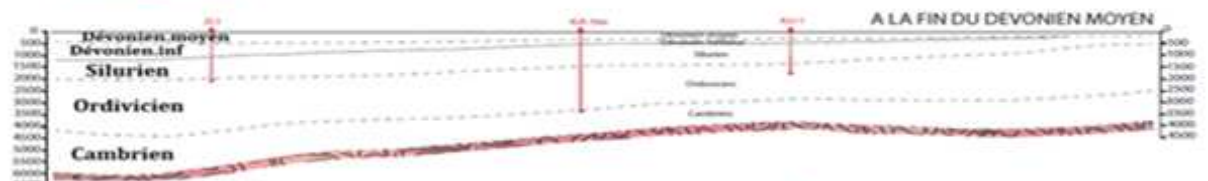
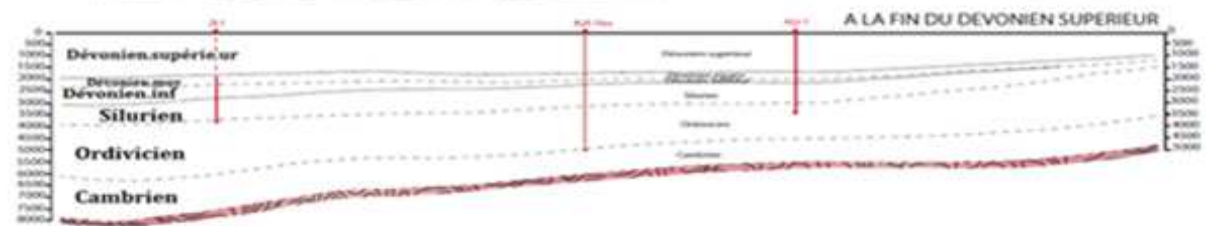
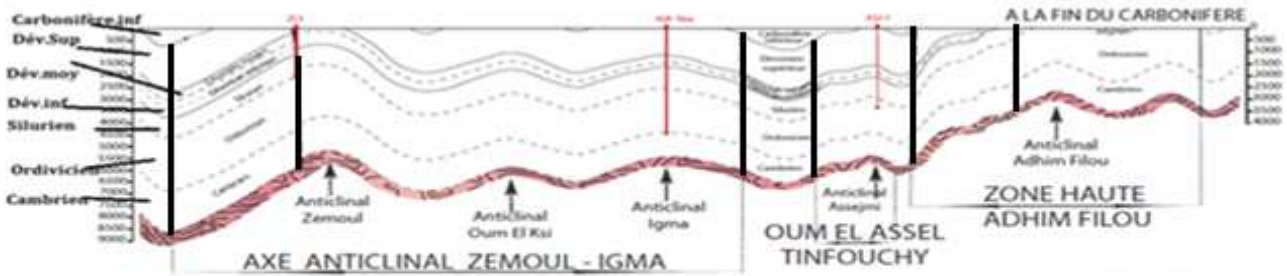
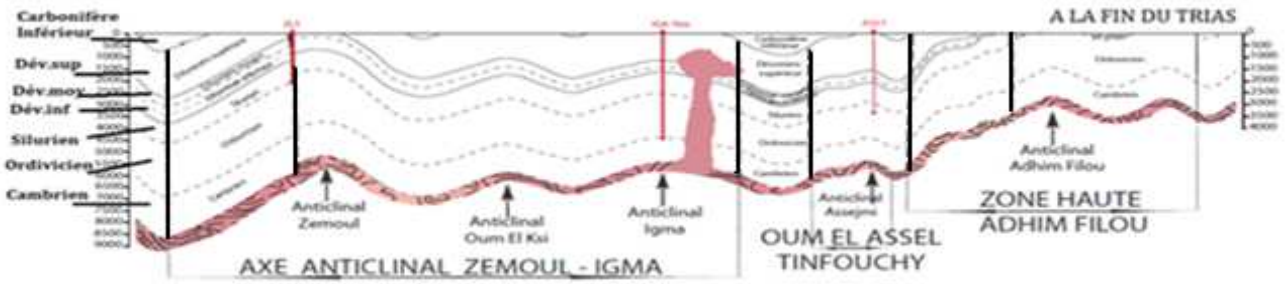


Fig.6 : Paléoprofils Ouest-Est du bassin de Tindouf (Kettouche, D.2008)

### **IV-2-3- Interprétation des paléoprofils Sud-Nord :**

#### **IV-2-3-a- La tectonique à la fin du Cambrien :**

L'épaisseur des formations du Cambrien augmente de plus en plus vers le Nord du bassin, avec un pendage très important. Au Sud on remarque un affleurement du socle précambrien au niveau du puits « **OLF-1** » où on ne trouve pas des formations du Cambrien (Fig.7).

#### **IV-2-3-b- La tectonique à la fin de l'Ordovicien :**

Les formations de l'Ordovicien reposent en discordance sur les formations du Cambrien par le biais de la discordance arénigienne.

L'épaisseur des formations de l'Ordovicien augmente aussi en allant vers le Nord comme celle du Cambrien, mais avec une épaisseur plus importante, surtout à l'Est au niveau du puits « **ZL-1** », le pendage est aussi très important.

#### **IV-2-3-c- La tectonique à la fin du Silurien :**

L'épaisseur des formations du Silurien est inférieure que celle de l'Ordovicien, elle augmente de plus en plus en allant vers le centre au niveau du puits « **NG-1** », elle est très faible au Sud (moins de **200 m**).

#### **IV-2-3-d- La tectonique à la fin du Dévonien inférieur :**

Les formations du Dévonien inférieur sont plus importantes au Nord et au centre du bassin avec un léger bombement au centre au niveau du puits « **NG-1** », ces formations sont très faibles au Sud.

#### **IV-2-3-e- La tectonique à la fin du Dévonien moyen :**

Les formations du Dévonien moyen ont une faible épaisseur, qui diminue encore vers le Sud du bassin avec un léger bombement au centre au niveau du puits « **NG-1** ».

#### **IV-2-3-f- La tectonique à la fin du Dévonien supérieur :**

L'épaisseur des formations du Dévonien supérieur est plus importante que celle du Dévonien moyen et inférieur, elle varie de **500 m** au Sud jusqu'à **2000 m** au centre entre les puits « **NG-1** » et « **ZL-1** » et diminue un peu encore jusqu'à atteindre **1500 m** à l'extrême Nord du bassin .

#### **IV-2-3-g- La tectonique à la fin du Carbonifère inférieur :**

Juste comme au Dévonien supérieur, l'épaisseur des formations du Carbonifère inférieur augmente du Sud vers le Centre, puis elle diminue un peu au Nord suite à un bombement au centre du bassin.

On remarque à la fin du Carbonifère inférieur le début des déformations plicatives au Nord du bassin, qui sont liées aux mouvements responsables du soulèvement de l'Anti-Atlas et de la chaîne d'Ougarta.

#### **IV-2-3-h- La tectonique à la fin du Carbonifère supérieur :**

Le paléoprofil **Nord-Sud** du bassin à la fin du Carbonifère supérieur montre une très importante structuration des formations paléozoïques, qui se présente comme :

-Formation des anticlinaux : Anticlinal de Naga au centre du bassin suivant l'axe anticlinal Merkala-Naga et un autre anticlinal vers le Nord du bassin encore plus important c'est l'Anticlinal de Zemoul suivant l'axe Zemoul-Igma.

-Formation de rejeu de failles au Nord du bassin aux environs du puits « **ZL-1** ».

-Erosion des formations du Carbonifère supérieur et inférieur au Nord du bassin, elles restent toujours présentes au Centre avec une épaisseur de **500 m**.

-Erosion du Dévonien supérieur et une partie du Dévonien moyen au sommet de l'Anticlinal de Zemoul au niveau du puits « **ZL-1** » au Nord du bassin.

Ces érosions représentent la grande érosion hercynienne après l'arrêt des dépôts du Carbonifère supérieur (discordance hercynienne) et après la formation des anticlinaux.

On distingue une très grande subsidence au Centre du bassin entre les puits « **NG-1** » et « **ZL-1** » qui atteint jusqu'à **9500 m** d'épaisseur.

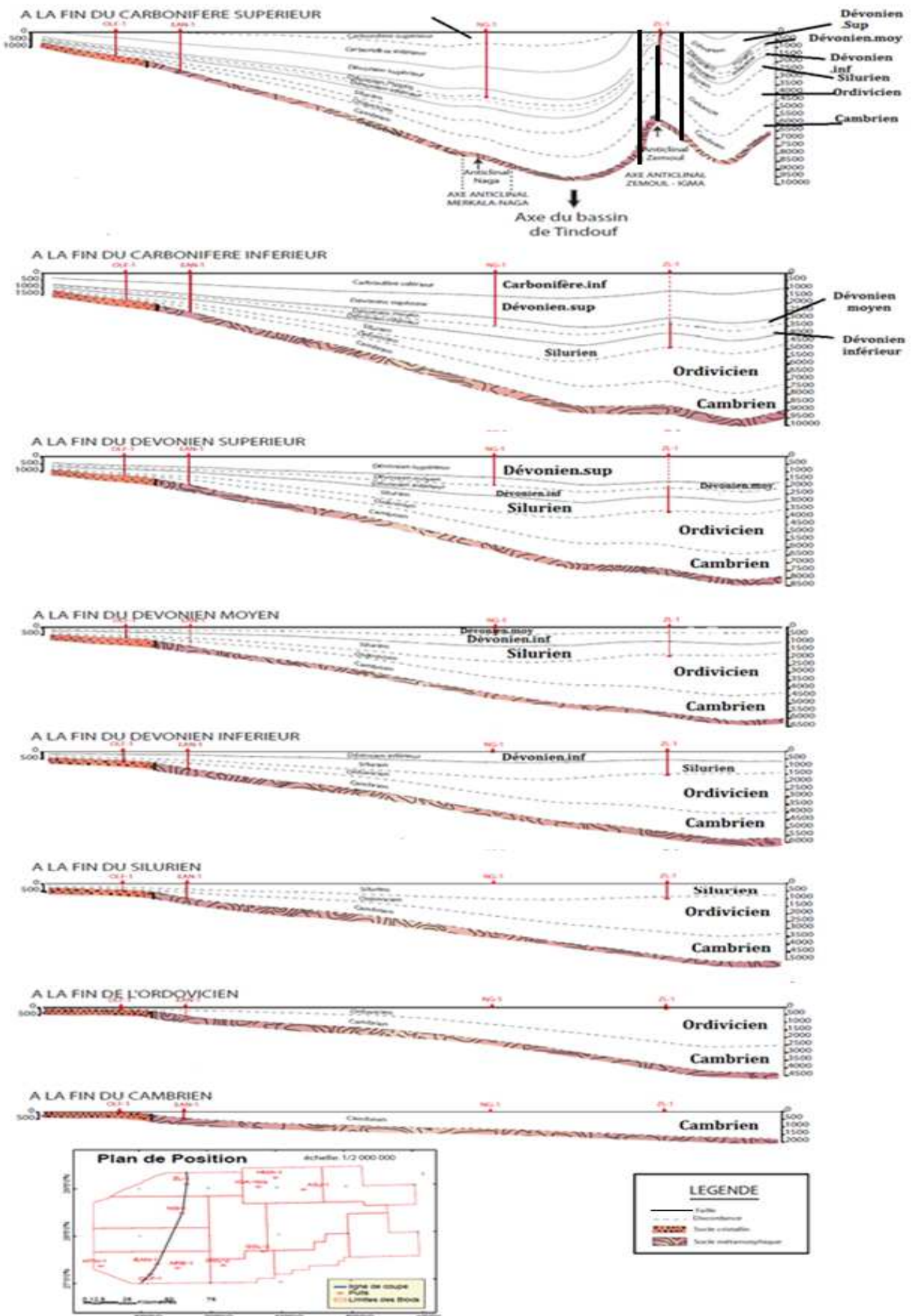


Fig.7 :Paléoprofils d'évolution Sud-Nord du bassin de Tindouf (Kettouch,D.2008)

## Conclusion :

D'après cette étude paléostratigraphique du bassin de Tindouf, on peut déduire les résultats suivants :

-Le bassin de Tindouf a subi une tectonique complexe caractérisée par de nombreuses déformations plicatives surtout dans sa partie Nord et même de quelques déformations cassantes, comme celle au niveau du puits « ZL-1 » au Nord, aussi d'autres études ont déterminé la présence d'autres déformations cassantes, failles et décrochement, surtout au Sud du bassin.

-Les principales déformations ont été créées durant le carbonifère supérieur comme résultat de l'orogénèse hercynienne, comme l'anticlinal de Zemoul, anticlinal d'Adhim filou, Anticlinal d'Assejmi...etc.

-La majorité des déformations plicatives dans le bassin de Tindouf sont orientées **E-W**, c'est pour ça que les déformations se présentent d'une façon plus claire sur la coupe **W-E**.

-On distingue plusieurs discordances entre les différentes formations du bassin de Tindouf :

- ◆ Discordance panafricaine (**600 Ma**) qui sépare le socle et les formations cambriennes.
- ◆ Discordance arénigienne au toit du Cambrien, qui a engendré une érosion des formations de l'Ordovicien, surtout au centre du bassin.
- ◆ Discordance du ravinement glaciaire d'âge Ordovicien, où le bassin a subi une érosion des formations de l'Ordovicien au centre du bassin.
- ◆ Discordance Taconique au toit de l'Ordovicien avec érosion des formations de l'Ordovicien.
- ◆ Discordance Calédonienne au sommet du Silurien, où une grande partie des formations du Silurien a été érodée, surtout au Sud du bassin.
- ◆ Discordance Emsienne au Dévonien inférieur.
- ◆ Discordance Westphalienne au Carbonifère supérieur.
- ◆ Discordance hercynienne à la fin du Carbonifère supérieur, où on a une érosion des anticlinaux formés au Carbonifère constitués des formations du Carbonifère et du Dévonien supérieur, cette érosion est plus importante au Nord du bassin.

-Le bassin a subi un magmatisme au cours du Trias qui est le résultat de l'ouverture d'Océan Atlantique, ce magmatisme se manifeste le plus entre les puits « **IGA-1bis** » et « **ASJ-1** » au niveau du Centre de bassin.

## **V-Intérêt pétrolier du bassin de Tindouf :**

### **Introduction :**

La présence des hydrocarbures nécessite la présence d'une roche mère qui a un aspect réducteur et qui est située dans un milieu anaérobie, ces roches mères qui génèrent les hydrocarbures au Sud d'Algérie sont généralement d'âge Silurien ou Dévonien. Dans le bassin de Tindouf le Silurien est subdivisé en deux parties : Supérieure avec une lithologie gréseuse et inférieure, qui contient des Argiles à Graptolites, ce qui est un indice que cette roche est riche en matière organique, donc la possibilité de genèse des hydrocarbures au niveau de cette roche.

Au même temps la présence des formations gréseuses dans des différentes profondeurs situées souvent entre deux formations argileuses et avec la présence des déformations plicatives (Synclinal de Tindouf , Anticlinal de Zemoul), montre que cette région contient des pièges stratigraphiques et structuraux où les hydrocarbures peuvent s'accumuler.

### **Le système pétrolier :**

#### **Roches mères :**

La présence d'une roche mère dans un bassin sédimentaire est très nécessaire pour la génération des hydrocarbures. Ces roches sont des formations argileuses ou carbonatées , riches en matière organique à granulométrie fine, favorisant l'absorption de la matière organique lors de la sédimentation, qui se fait en milieu réducteur marin ou non-marin.

Dans le bassin de Tindouf les principales roches mères sont :

- Roche mère du Silurien : Constituée des argiles avec des Graptolites .
- Roche mère du Dévonien moyen et supérieur : Depuis le Couvinien jusqu'au Famennien, constituée des argiles avec des Bivalves d'âge Famennien.
- Roche mère du Carbonifère inférieur (Tournaisien) et supérieur (Viséen Supérieur) faiblement susceptibles à contenir de la matière organique.

Dans le Silurien, les échantillons d'argile analysés ont révélé une teneur en matière organique variant de **0.97%** au Sud à **3.5%** au Nord.

#### **Roches réservoirs :**

Les roches réservoirs correspondent aux faciès favorables à la circulation et au stockage des fluides. Ce sont des roches poreuses où les vides sont reliés entre eux.

Les propriétés principales que doit posséder une roche réservoir sont la porosité et la perméabilité.

Dans le bassin de Tindouf les principaux réservoirs sont :

- Les réservoirs Cambro-Ordoviciens : Dans les régions Arroueta , Bani et Kettaoua, constitués des grés blancs, parfois quartzitiques.
- Les réservoirs du Dévonien inférieur : Dans l'Emsien supérieur constitués des grés blancs dans la formation de Bia , il est très favorable au développement des réservoirs granulaires.
- Les réservoirs Dévonien inférieur-Carbonifères : Dans l'âge Strunien, précisément dans la formation Kerb en Naga qui peut être un réservoir successible à l'accumulation des hydrocarbures , elle est constituée des grés gris clairs, parfois quartzitiques et le Viséen inférieur des formations de Sefiat et de Barka constituées des grés foncés, fins , moyens et durs.

### **Roches couvertures :**

Un gisement des hydrocarbures ne peut pas se former sans une roche couverture, qui assure la préservation de ces hydrocarbures et la formation des pièges grâce à sa imperméabilité et plasticité, les roches couvertures sont généralement des argiles , des évaporites ou des carbonates.

Dans le bassin de Tindouf les principales roches couvertures sont :

- Roche couverture du Silurien : Une excellente roche couverture argileuse pour les réservoirs cambro-ordoviciens.
- Roche couverture du Dévonien moyen et inférieur : Le Dévonien moyen est constitué des argiles qui forment une bonne roche couverture pour les réservoirs Emsien , le Dévonien supérieur présente une continuation des dépôts argileuses qui peuvent être une couverture pour les réservoirs sous-jacents.
- Roches couvertures du Carbonifère inférieur : Une roche couverture Tournaisienne argileuse pour les réservoirs sturniens et une autre au Viséen supérieur pour les réservoirs du Viséen inférieur.

### **Les types de Pièges :**

Les pièges désignent les zones les plus favorables à l'accumulation des hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une basse température que celle des roches mères et par une barrière qui oblige les hydrocarbures de s'accumuler (Perrodon,A.1985).

Les pièges des hydrocarbures sont généralement d'origine tectonique , stratigraphique ou lithologique , les types des pièges rencontrés dans le bassin de Tindouf sont les suivants :

Les pièges structuraux : Les anticlinaux au Nord du bassin et les pièges faillés d'orientation **NE-SW**.

Les pièges lithologiques : La combinaison de deux milieux différents un perméable et l'autre imperméable et la présence des biseautage du Cambrien au Sud du bassin.

## **CHAPITRE II:**

# **Le magmatisme dans le bassin de Tindouf**

## **I-Le Magmatisme de l'Atlantique Central :**

### **Introduction :**

La province magmatique de l'Atlantique Central (CAMP) est la plus vaste province magmatique de notre planète ( $7 \times 10^6 \text{ km}^2$ ), sa mise en place autour de la limite Trias – Jurassique (200 ma) est liée à la fragmentation initiale de la Pangée et à l'ouverture de l'Atlantique Central.

Suite à la dislocation continentale et à l'ouverture de l'Océan Atlantique, les témoins de la (CAMP) sont aujourd'hui dispersés sur quatre continents : Amérique du Nord, Amérique du Sud, Afrique et Europe (Fig.8).

Les manifestations magmatiques sont diverses : des Dykes, des Sills et des coulées, les roches de la province, composées essentiellement de Dolérites et de Basaltes, sont très homogènes du point de vue pétrographique et géochimique, les produits de différenciation sont très rares (Chabou, M.2008).

### **Les Affleurements du Magmatisme triasique (CAMP) en Algérie :**

En Algérie, on trouve les formations de la CAMP à l'Ouest et au Sud-Ouest du pays. La plus importante concentration des formations de la CAMP affleure dans les bassins du Sud-Ouest algérien en intrusion dans les sédiments du Néo-protérozoïque et du Paléozoïque (Chabou, M.2010; Sebai, S.1991).

La CAMP affleure dans l'Atlas saharien, et dans le bassin triasique des monts des Ksour (Meddah, A.2007 et 2010). On la retrouve un peu plus au Nord dans les monts des Traras et de Tlemcen ainsi que dans le môle de Tiffrit (Chabou, M.2008; Bouterfas, A.2015; Oudjedi, M.2006).

Les formations de la CAMP en Algérie sont représentées essentiellement par des Dolérites et des Basaltes, qui se manifestent sous forme de Sills, Dykes et coulées. Du point de vue géochimique les Dolérites du Sud-Ouest algérien sont les mieux étudiées (Chabou, M.2008, Sebai, S.1991).

Les datations existantes sur ces Dolérites ont donné des âges allant de 189 à 201 Ma, ce qui prouve leur appartenance à la CAMP. (Chabou, M.2007; Sebai, S.1991; Conrad, J. 1972). Notre étude porte sur les Dolérites appartenant à la CAMP situées dans le bassin de Tindouf.

Les premiers travaux sur ces Dolérites de Tindouf se sont intéressés à l'aspect pétrographique et structural de ces roches (Choubert, G.1951; Gévin, P.1960; Dillon, W.P et Sougy, J.M.1974; Hollard, P.1973; Jacquemont, P.1971). Des études géochronologiques et

géochimiques détaillées ont récemment été réalisées sur ces roches (Chabou,M.2010), ces études ont permis de :

-Confirmer l'appartenance de ces Dolérites du bassin de Tindouf à la CAMP .

-Identifier deux unités géochimiquement distinctes (unité supérieure et récurrente), la cartographie de ces Dolérites en Algérie, et notamment dans le bassin de Tindouf, manque de précision, par exemple, l'existence de certains Sills intrusifs dans le Carbonifère du flanc Nord du bassin de Tindouf a été remise en question par les travaux de Medaouri,M.2004.

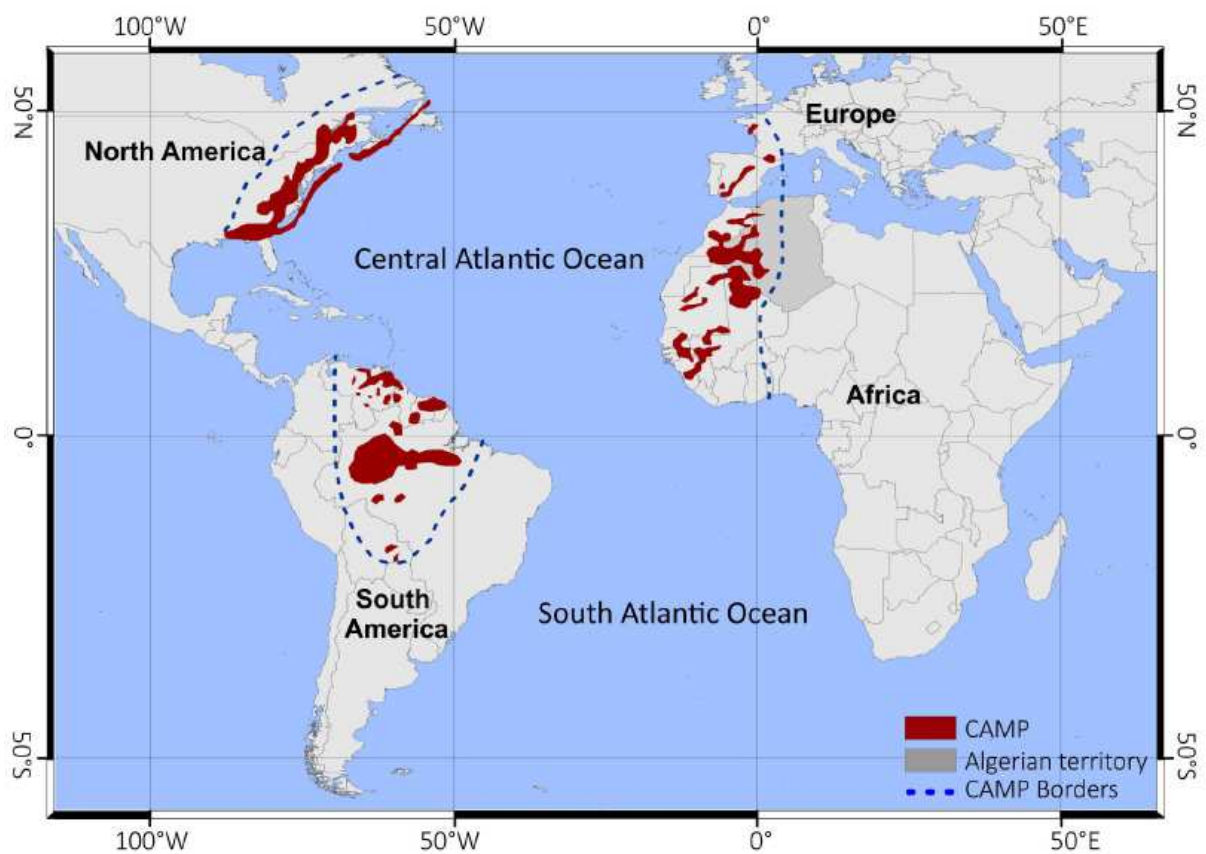


Fig.8 : Distribution de la CAMP sur les quatre continents.(Bersi,M.2016)

## II- La relation entre le Magmatisme et l'accumulation des hydrocarbures :

La mise en place d'une quantité importante de roches magmatiques mésozoïques dans les bassins sédimentaires de l'Ouest de la plate-forme saharienne, a du avoir une importante influence sur leur potentiel pétrolier.

La présence de ces roches diminue les chances de trouver des gisements des hydrocarbures importants. Les bassins de l'Ouest de la plate-forme saharienne n'ont pas encore livré jusqu'à présent d'importants gisements d'hydrocarbures, qui sont probablement dus aux faibles travaux d'exploration consacrés à ces bassins (Chabou ,M.2001) (Photo 1 ).

Les modes de gisement des Dolérites se présentent en trois formes : les Sills (Fig.9), les Dykes (Fig.10), et les massifs intrusifs (Fig.11).



Photo 1 : Un long Dyke au Sud du bassin de Tindouf orienté NE-SW (Bersi,M.2016)

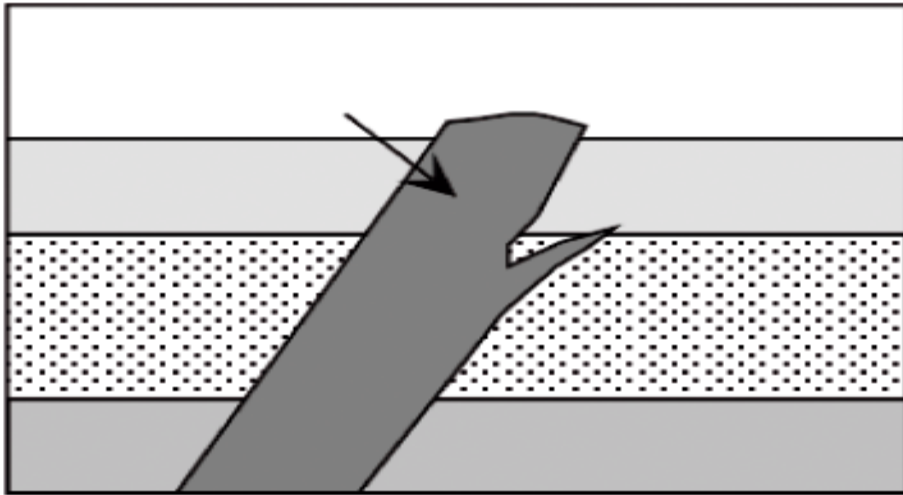


Fig.9: Coupe transversale schématique d'un Dyke (Chabou,M.2010).

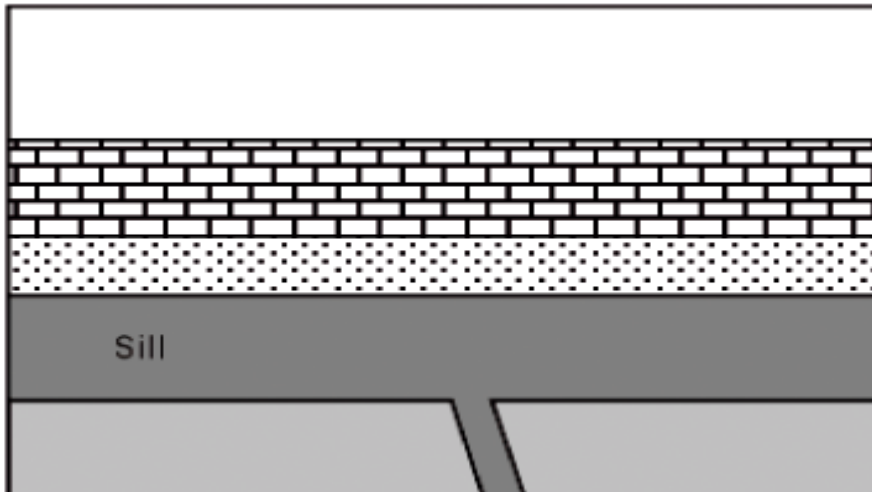


Fig.10: Coupe transversale schématique d'un Sill (Chabou,M.2010).

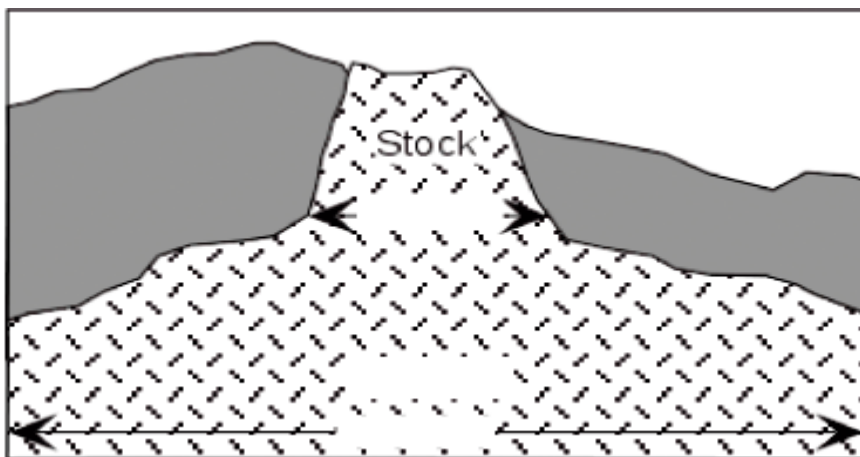


Fig.11: Coupe transversale schématique d'un Stock (Chabou,M.2010).

### **III- Les Dolérites :**

#### **III-1-Situation des Dolérites :**

Les intrusions volcaniques découlent plusieurs phénomènes pouvant être néfastes pour les réservoirs situés à proximité. Toutefois, elles peuvent avoir également une influence positive engendrée par un lessivage et par la chaleur dégagée lors du mouvement ascensionnel.

Ces intrusions ont dû induire un effet thermique considérable sur l'ensemble de la série paléozoïque, les modèles thermiques de maturation de la matière organique des roches mères devraient tenir compte de la mise en place de ces Dolérites.

Dans le flanc Sud du bassin de Tindouf, les Dolérites en intrusion dans le socle ont été considérées auparavant comme précambrienne et donc sans effet thermique sur la couverture sédimentaire paléozoïque (Chabou, M. 2007; Kettouche, D. 2008).

Généralement au Sud du bassin on rencontre les Dolérites dans les formations du Dévonien moyen, Dévonien Supérieur, Carbonifère et du Cambrien.

Dans le flanc Nord du bassin les intrusions doléritiques sont mises en place dans les formations plicatives du Paléozoïque supérieur comme par exemple : Anticlinal de Zemoul.

Les formations les plus riches en Dolérites se sont les formations du Famménien (Dévonien Supérieur), qui sont des formations successibles à la génération des hydrocarbures.

#### **III-2-Formes d'intrusions souterraines des Dolérites :**

Dans le bassin du Tindouf les Dolérites sont présentes sous différentes formes : Sills, Dykes et aussi massifs intrusifs.

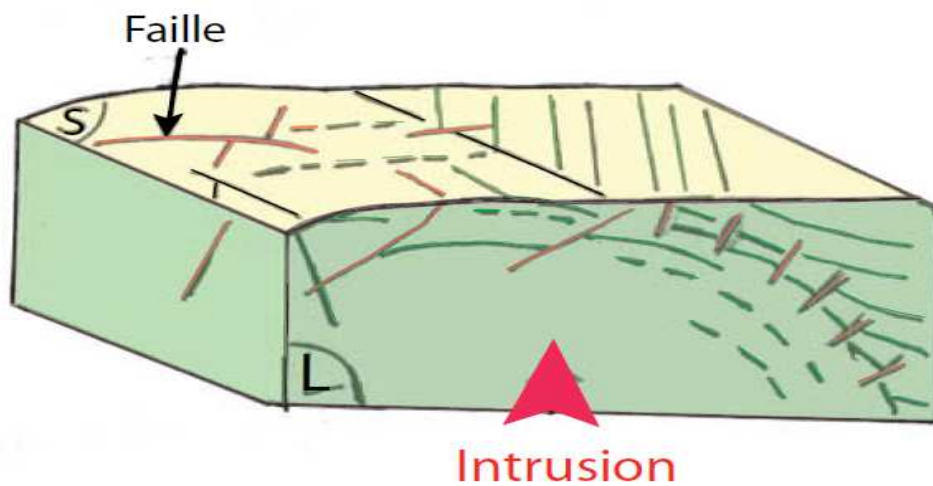
Les Sills sont interstratifiés dans les séries argileuses les moins compactes (Jacquement, P. 1971), quand les séries sont plissées les Sills imitent les formes du plissement, ce qui nous donne l'idée que leur mise en place est postérieure au plissement.

Les Dykes jouent parfois le rôle de filon faille, ils recoupent les formations quelques fois sur de longues distances (**35 Km** ou plus) (Fig.12).

Les massifs intrusifs envahissent les fractures subies par les déformations tectoniques, les failles par exemple peuvent être engendrées par une première intrusion, puis

envahies par une deuxième, lorsque ce phénomène se produit simultanément, on dit que les intrusions sont de même âge.

La fracturation de la massive intrusive et de son encaissant est souvent minéralisée et s'organise selon des réseaux, dont l'orientation est en fonction des directions prises par l'intrusion et le fluage interne (Kettouche,D.2008).



**L** : Linéation

**S** : Stratification

**F** : Faille liée au fluage interne ou au mouvement d'intrusion

Fig.12. : Structures syngénétiques des roches magmatiques.

#### **IV -Influence du métamorphisme de contact sur la matière organique :**

Le métamorphisme de contact est celui qui se produit lorsque du magma encore très chaud et injecté dans une séquence de roches froides, il y a transfert de chaleur entre les roches et cuisson de la roche aux bordures.

**CHAPITRE III :**

**Caractérisation géochimique  
des roches mères du bassin de Tindouf**

## **I- Généralités sur la géochimie :**

### **I-1- La géochimie organique:**

Dans le domaine pétrolier, la géochimie est l'application des lois chimiques à l'étude des problèmes de genèse, transformation, migration et de l'accumulation du pétrole et du gaz dans la nature.

### **I-2- L'utilisation de la géochimie dans le domaine pétrolier :**

Les résultats des études géochimiques sont largement utilisés actuellement pour la recherche des gisements des hydrocarbures et pour le contrôle des processus d'exploitation des gisements de pétrole et de gaz.

Le but de l'utilisation de la géochimie en industrie pétrolière c'est :

- Comprendre le fonctionnement des différents systèmes pétroliers.
- Quantifier et caractériser les flux de la matière organique entre les différents réservoirs terrestres.
- Déterminer la composition des différents types de la matière organique pour définir leur origine et leur histoire.

### **I-3- Le Carbone Organique Total (COT):**

Le carbone organique total (COT) est une méthode de mesure de la teneur en carbone des substances organiques dissoutes et non dissoutes dans l'eau. Cependant, toutes les méthodes ne parviennent pas à oxyder en totalité l'échantillon. Assez souvent, il en résulte uniquement le SOC (Some Organic Carbon = Quelques composés organiques) à la place du COT.

### **I-4- Transformation de la matière organique :**

Après l'incorporation de la matière organique dans les sédiments, l'évolution chimique et physique de la matière organique sédimentaire est essentiellement contrôlée par la dégradation bactérienne, puis par la température. Trois stades principaux sont distingués en fonction de l'intensité du stress thermique subi par la matière organique. Ces trois stades sont (Fig.13) :

- La diagenèse.
- La catagenèse.
- La métagenèse.

#### **I-4-1- La diagenèse :**

La diagenèse correspond au stade au cours duquel les transformations de la matière organique se produisent à basse température, immédiatement après le dépôt, le sédiment est constitué d'eau, de minéraux, de matière organique et d'organismes vivants (bactéries, organismes fouisseurs). Un tel mélange est particulièrement instable et diverses transformations interviennent.

La quantité de la matière organique préservée dans les sédiments dépend de l'importance de la production primaire (quantité de matière organique importée dans le bassin sédimentaire), la teneur en oxygène de la colonne d'eau et du sédiment, la granulométrie du sédiment et le taux de sédimentation.

#### **I-4-2- La catagenèse :**

La catagenèse correspond au stade au cours duquel les transformations physico-chimiques se produisent sous l'effet de la température. Du fait de la température, la matière organique devient imitable. Certaines liaisons carbone-carbone du kérogène et de la fraction lipidique sont rompues, c'est le craquage thermique.

Au cours de ce craquage thermique, le kérogène génère des composés de bas poids moléculaires, qui sont enrichis en hydrogène et en hétéroatomes (oxygène, soufre, azote) par rapport au kérogène en conséquence, le kérogène s'enrichit progressivement en carbone au cours du craquage thermique.

#### **I-4-3- La métagenèse :**

La métagenèse correspond au stade au cours duquel les transformations se produisent sous l'effet d'augmentation de la température.

Le craquage du kérogène résiduel et surtout du pétrole et du gaz naturel aboutit à la formation de gaz secs (composés d'alcanes possédant 1 à 4 atomes de carbone). Dans ce processus, le kérogène résiduel continue de s'appauvrir en hydrogène et sa composition tend progressivement vers celle du graphite (carbone pur dont les atomes forment un réseau cristallin). De la même manière, la composition des produits issus du craquage tend vers celle du méthane.

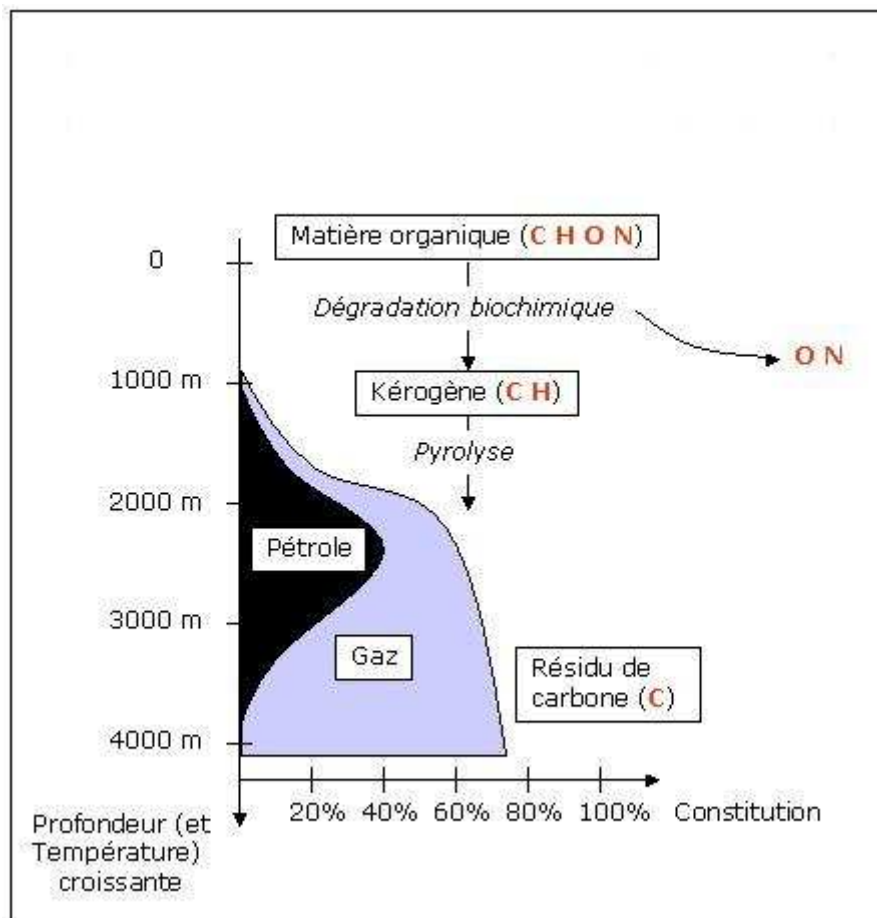


Fig.13 : Diagramme de la transformation de la matière organique (Espitalié,J.,1977)

## I-5- Le Kérogène :

On distingue trois types de kérogène initiaux qui sont reconnus, dépendant de la biomasse initiale et des conditions de sédimentation. Ils se différencient par leur composition et par leur position dans le diagramme de rapports atomiques **H/C** et **O/C** (Fig.14).

### Type I :

Rapports **H/C** élevés et **O/C** faibles, les chaînes paraffiniques sont nombreuses et il y'a peu de molécules aromatiques. Ce type de kérogène caractérise les milieux d'eau douces et lacustres et dérive des produits lipidiques algaires et bactériens (l'exemple est celui de Green River Shales du Crétacé des Etats-Unis).

### Type II :

Les rapports **H/C** et **O/C** sont intermédiaires, **H/C** plus bas et **O/C** plus hauts que pour le Type I, les produits aromatiques et naphthéniques sont nombreux, ce type de kérogène caractérise les milieux marins anoxiques avec principalement une origine planctonique parfois mêlée à des produits issus de plantes supérieures (l'exemple est celui des argiles du Silurien du Sahara Algérien).

### Type III:

Rapports **H/C** faibles et **O/C** forts, où on observe des produits polyaromatiques plus ou moins oxygénés, ce type de kérogène est issu des produits végétaux d'origine continentale (l'exemple est celui des argiles Miocènes de la Mahakam en Indonésie).

### Type IV:

Rapports **H/C** très faibles (**environ 0.5**) et **O/C** compris entre **0.1** et **0.2**, il correspond à un matériel organique oxydé que l'on ne peut rapporter à aucune biomasse originelle définie, à l'inverse des précédents types, il s'agit souvent de matière organique remobilisée par l'érosion à partir des roches sédimentaires préexistantes, où de résidu très altéré de différentes biomasses. Ce kérogène se rattache au type III et ne présente aucun intérêt de point de vue pétrolier (Tab.1).

Type de Kérogène	Origine
I	Algue lacustre riche en Hydrogène
II	Spores, Pollen Cuticule des plantes terrestres Résines des plantes terrestres Algue marin, lipides des plantes terrestres riches en Hydrogène
III	Bois et cellulose des plantes terrestres contenant peu d'Hydrogène
IV	Charbon de bois très oxydé ou macéral de n'importe quelle origine pas de potentiel source

Tab.1 : Composition du kérogène (Waples,D.W.1981)

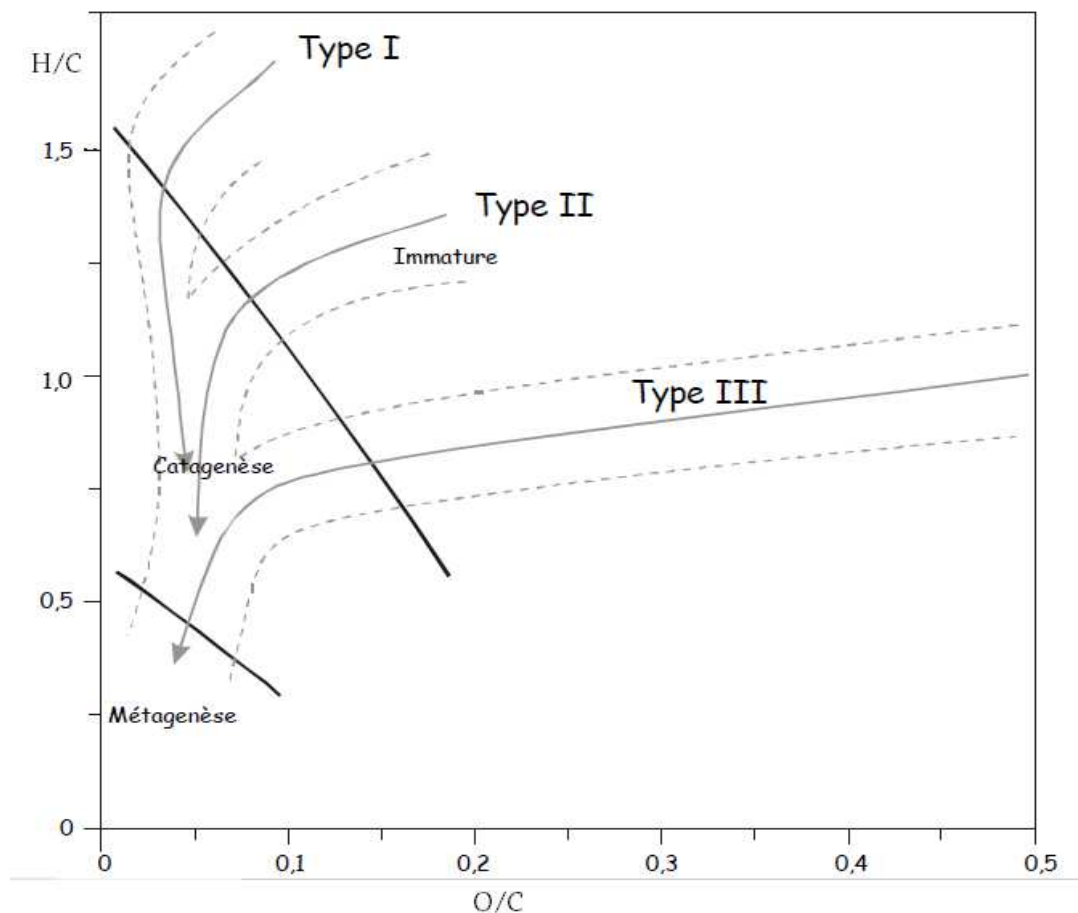


Fig.14 : Diagramme de Van Krevelin des types des kérogènes (Van Krevelen,D.W.1950).

## **I-6- Les méthodes pyrolytiques d'étude de la matière organique :**

Contrairement aux méthodes spectroscopiques, les méthodes pyrolytiques sont destructrices, cependant elles apportent des informations qui sont complémentaires.

### **I-6-1-La pyrolyse Rock-Eval :**

La pyrolyse Rock-Eval est une méthode de caractérisation globale des échantillons de roche et de la matière organique.

Cette méthode a été mise par l'Institut Français du Pétrole (**IFP**) dans le but d'évaluation rapide de la teneur en matière organique, ainsi que le potentiel pétrolier d'échantillon de forage.

### **I-6-2-La pyrolyse Off-line :**

Contrairement à la pyrolyse Rock-Eval qui sert à la caractérisation globale de l'échantillon via la quantification des effluents de pyrolyse, la pyrolyse off-line est un outil de caractérisation détaillée de la structure du kérogène et des molécules qui le constituent.

L'inconvénient majeur de cette méthode est la perte des produits volatils (généralement des composés à nombre de carbone inférieur à **10**). Le deuxième inconvénient est que cette méthode nécessite beaucoup de kérogène (**100 mg** et plus).

Les avantages sont la possibilité de récupérer et de quantifier les effluents de pyrolyse et de les fractionner aussi cette pyrolyse est assez douce et permet d'observer des produits autres que ceux libérés par pyrolyse flash.

### **I-6-3-La pyrolyse flash :**

Cette méthode est complémentaire de la pyrolyse Off-line , dans cette méthode la chambre pyrolyse doit être directement couplée à un chromatographe en phase gazeuse et a un spectromètre de masse.

Dans cette méthode il n'y a aucune perte des éléments les plus volatils, qui sont moins douces que la pyrolyse Off-line, la pyrolyse flash a l'avantage d'être très rapide et de nécessiter qu'une très faible quantité de matériel (**1 ou 2 mg**) (Riboulleau ,A.2000).

## II-Principe de la caractérisation géochimique :

Dans notre étude, «Caractérisation géochimique » dans le bassin de Tindouf on va étudier les différentes roches mères et leurs richesses en matière organique, ainsi que leurs potentiels pétroliers.

Pour établir les logs géochimiques plusieurs échantillons ont été pris des 6 puits forés dans la région : **GSL-2, GSL-3, HMA, HTN-1, IGMA1-bis, ZL-1**. D'après les résultats d'analyse Rock-Eval on a pu déterminer les différents paramètres géochimiques et pour les filtrés, ils existent deux règles, la suivante proposée par (Deroo.G , Espitalie.J, Marquis .F. 1986) :

- Si  $S1 < 0.2$  ou  $S2 < 0.2$  => 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.

La deuxième est selon les normes de l'IFP (Institut Français de Pétrole) et d'autres sociétés, le filtrage des données se fait, en imposant une limite minimale de **0,5%** pour le Carbone Organique Total (**COT**) dans les roches mères argileuses et **0,3%** pour les carbonates, aussi il faut **0.2 mg d'HC/g** de roche pour les produits Hydrocarbonés issus du craquage du kérogène (**S2**).

D'après les résultats de Rock-Eval on a remarqué qu'il y'a que trois roches mères corrélables entre les différents puits : Roche mère du Fammenien , du Frasnien et du Wenlockien et d'autres roches mères locales : roche mère du Tournaisien, Strunien, Emsien, Gedinien, Ashgilien, Ludovien et Llandérovien. Notre étude sera basée plus sur les trois roches mères corrélables.

Pour ces roches mères (fammenienne ,frasnienne et wenlockienne) on établie des cartes d'iso-COT et iso-Potentiel pétrolier résiduel pour évaluer les différentes zones de richesse dans le bassin de Tindouf pour chacune de ces roches.

Pour déterminer le type de la matière organique et évaluer la maturité des roches mères , on établie et on interprète les diagrammes (**IH/IO**) et (**IH/Tmax**).

### **III- La méthode utilisée dans l'étude (Rock-Eval) :**

#### **III-1- Le principe de la méthode Rock-Eval :**

Chauffer en programmation de température à raison de **25°C/min** en moyenne, pendant **20 min**, sous atmosphère inerte: Hélium, un petit échantillon de **100 g** de roche mère, afin de déterminer quantitativement et d'une façon sélective :

- 1- Les hydrocarbures libres : gaz ou huile contenus dans l'échantillon.
- 2- Les composés hydrocarbonés et oxygénés : composés expulsés lors du craquage et l'oxydation de la matière organique non extractible de la roche mère (Le Kérogène).

#### **III-2- Préparation de l'échantillon :**

##### **III-2-1- Echantillons de sub-surface :**

###### **Les déblais :**

La préparation est faite dès la remontée des déblais sur le lieu de forage par les étapes suivantes :

- 1- Un lavage à l'eau pour éliminer les polluants solubles de la boue.
- 2- Un tamisage pour sélectionner les déblais à diamètre moins que **3-4 mm**.
- 3- Un triage sous la loupe des polluants solides et pâteux.
- 4- Séchage soit de **15 à 20 min** d'exposition à l'air de **500 mg** pour éliminer l'eau d'imbibition (Fig.15).

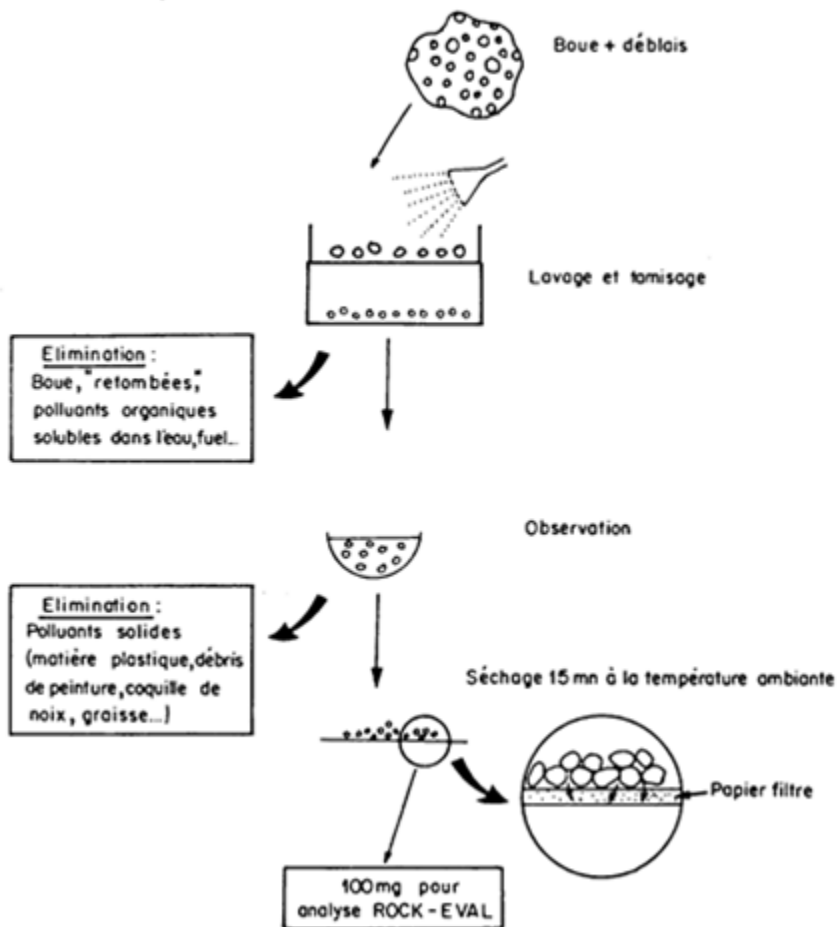


Fig.15: Exemple de préparation et d'analyse des déblais sur le site même de forage

(Espitalié, J.1985).

### Les carottes :

L'échantillon doit être concassé avant la pyrolyse (2-3 mm de diamètre).

### I-2-2- Echantillons de surface :

#### Les terrains horizontaux ou à faible pendage :

- Prélèvement à la tarière à 4 m ou 5 m de profondeur.

#### Les affleurements verticaux ou à pendage élevé :

- On prélève à une vingtaine de centimètres de profondeur dans la couche en évitant le contact de bancs indurés.

### **III-3- Les paramètres conclus d'après cette méthode :**

Pour réaliser l'étude de la caractérisation géochimique au niveau des roches mères du bassin de Tindouf on a besoin des données obtenues par la méthode Rock-Eval.

Les paramètres conclus par la méthode Rock-Eval qui vont nous aider à réaliser notre étude sont :

-COT : Pourcentage de Carbone Organique (%).

-S1 : Quantité des hydrocarbures libres (**mg d'hydrocarbures/g de roche**).

-S2 : Quantité des hydrocarbures issus de craquage du kérogène (**mg d'hydrocarbures/g de roche**).

-S3 : Quantité de CO<sub>2</sub> Organique (**mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche**).

-IH : Index d'hydrogène (**mg d'HC/g de COT**)

-IO : Index d'oxygène (**mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**).

-PP : Potentiel pétrolier (**mg d'hydrocarbures/g de roche**).

-IP : Index de production (**Sans unité**).

-T max : Température maximale moyenne (°C).

## **IV-Richesse en matière organique :**

### **Introduction :**

D'après les résultats de la pyrolyse Rock-Eval on a des valeurs de (**COT, S1, S2, S3, PP, IP, IH, IO, Tmax**) mesurées de chaque échantillon pris d'un puits spécifique, pour l'identification des roches mères et l'étude de ses richesses on va établir des logs géochimiques au niveau de chaque puits (**GSL-2, GSL-3, HMA, HTN-1, IGMA1-bis, ZL-1**).

### **IV-1-Logs géochimiques :**

#### **IV-1-1-Le puits GSL-2 :**

Le puits **GSL-2** est localisé dans la partie Sud du bassin de Tindouf entre les puits **GSL-3** et **HTN-1**, les échantillons ont été pris des roches du Carbonifère inférieur, Strunien et du Dévonien ,avec un intervalle total de la profondeur entre **333 m** et **1332 m** (Fig.16).

Au niveau du ce puits on a des valeurs de  $COT > 0.5$  au niveau de 4 roches mères : roche mère du Tournaisien (Carbonifère inférieur) , roche mère du Famménien (Dévonien supérieur) , roche mère du Frasnien (Dévonien supérieur) et roche mère du Gédinien (Dévonien inférieur).

#### **Roche mère du Tournaisien :**

On a deux échantillons pris des couches profondes du Tournaisien de **333 m** et de **336 m** de profondeur, qui ont un COT moyen de **0.5%** et **0.56%** , ils ont une quantité des hydrocarbures libres très faible de **0.05 mg d'HC/g de COT** et **0.02 mg d'HC/g de COT**, même chose pour la quantité des hydrocarbures issus un craquage du kérogène, **0.01 mg d'HC/g de roche** pour les deux échantillons.

Le potentiel pétrolier est très faible dans cette roche, **0.06 mg d'HC/g** et **0.03 mg d'HC/g** malgré que l'index de production (**IP**) montre que la roche est très mature, il est de **0.83** et **0.67**.

Ainsi qu'il y'a pas du potentiel pétrolier intéressant au niveau du cette roche , les valeurs du COT au niveau du ce puits ne sont pas corrélables avec les autres puits, donc cette roche mère est locale et sans intérêt pétrolier.

#### **Roche mère du Famménien :**

Les analyses géochimiques ont été réalisées sur 20 échantillons des roches qui correspondent à l'âge Famménien, compris entre les profondeurs **482 m** et **768 m**, et qui représente une roche mère, où le COT est plus ou moins moyen , sa valeur maximale est de **1%**.

La quantité des hydrocarbures libres (S1) est faible, dont la valeur maximale est de **0.12 mg d'HC/g de roche**, même chose pour la plupart des valeurs de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (S2), sauf qu'on a quelques quantités moyennes, qui se situent entre **0.53 mg d'HC/g de roche** et **0.62 mg d'HC/g de roche**.

Le potentiel pétrolier (**PP**) dans cette roche mère reste faible avec une valeur maximale de **0.66 mg d'HC/g de roche**, malgré que l'index de production montre que cette roche est très mature, il atteint **4 à 609 m** de profondeur.

L'index d'hydrogène (**IH**) reste faible sur tous les échantillons (**28<IH<81 mg d'HC/g de COT**), la même chose presque pour l'index d'oxygène, qui a seulement deux valeurs moyennes de **122 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT** et **165 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**.

Les valeurs de Tmax sont comprises entre **438 °C** et **460 °C**, une température qui correspond à une roche mère mature, mais le type d'hydrocarbures reste à déterminer suivant le type de kérogène qu'on va déduire d'après le diagramme de Van Krevelin.

#### **Roche mère du Frasnien :**

Le Frasnien au niveau du puits **GSL-2** est présent entre **768 m** et **935 m** de profondeur, 10 échantillons sont pris de cette roche mère entre **772 m** et **921 m** de profondeur, avec une seule valeur du COT moyen (**0.99%**).

La quantité des hydrocarbures libres reste très faible, où sa valeur maximale est de **0.37 mg d'HC/g de roche**, même chose pour la quantité des hydrocarbures issus par le craquage du kérogène, sauf la valeur **0.99%**, où on a **S2=1.41 mg d'hydrocarbures/g de roche**, donc une bonne quantité des hydrocarbures, la quantité de CO<sub>2</sub> organique (**S3**) reste faible, sa valeur maximale est de **0.19 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche**.

Le potentiel pétrolier (**PP**) est faible dans cette roche avec une valeur maximale de **1.78 mg d'HC/g de roche**, même si plusieurs échantillons ont montré que cette roche est mature (**0.12<IP<0.38**).

L'index d'hydrogène est compris entre **32** et **142 mg d'HC/g de COT**, cette dernière valeur est la seule qui est supérieure à **100**, l'index d'oxygène est très faible à faible et ne dépasse pas **75 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**.

La valeur du **Tmax** dans cette roche mère est comprise entre **438°C** et **448°C**, donc le type d'hydrocarbures généré sera de l'huile, sauf si le kérogène est du type I, alors dans ce cas on aura peut être un gaz humide.

#### **Roche mère du Gédinien :**

Le Gédinien au niveau du puits **GSL-2** est présent entre **1159 m** et **1400 m**, dont les valeurs du COT sont supérieures à **0.5%**, elles sont prises des 17 échantillons qui sont

localisés entre **1174 m** et **1332 m** de profondeur, les valeurs de COT sont moyennes, bonnes à très bonnes, entre **0.61%** et **3.92%**, qui est la valeur maximale mesurée dans un échantillon pris de **1186 m** de profondeur.

Dans cette roche mère il existe des valeurs de **S1** très bonnes, la maximale est de l'échantillon pris de **1186 m** de profondeur (**12.16 mg d'HC/g de roche**), l'échantillon suivant était pris de **1194 m** avec une valeur de **5.03 mg d'HC/g de roche**, autre valeur importante a été prise d'un échantillon de **1310 m** de profondeur (**2.6 mg d'HC/g de roche**).

La quantité des hydrocarbures issus par craquage du kérogène (**S1**) est assez importante entre les profondeurs **1186 m** et **1210 m**, où **S2** atteint sa valeur maximale de **8.82 mg d'hydrocarbures/g de roche** à **1186 m** de profondeur et aussi **6.45 mg d'hydrocarbures/g de roche** à **1194 m** de profondeur, les valeurs de **S3** sont moyennes à bonnes dans cet intervalle (**1.82 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche** et **2.24 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche**), ce qui confirme que cette roche à l'intervalle (**1186 m-1210 m**) est riche en matière organique successible à générer des hydrocarbures.

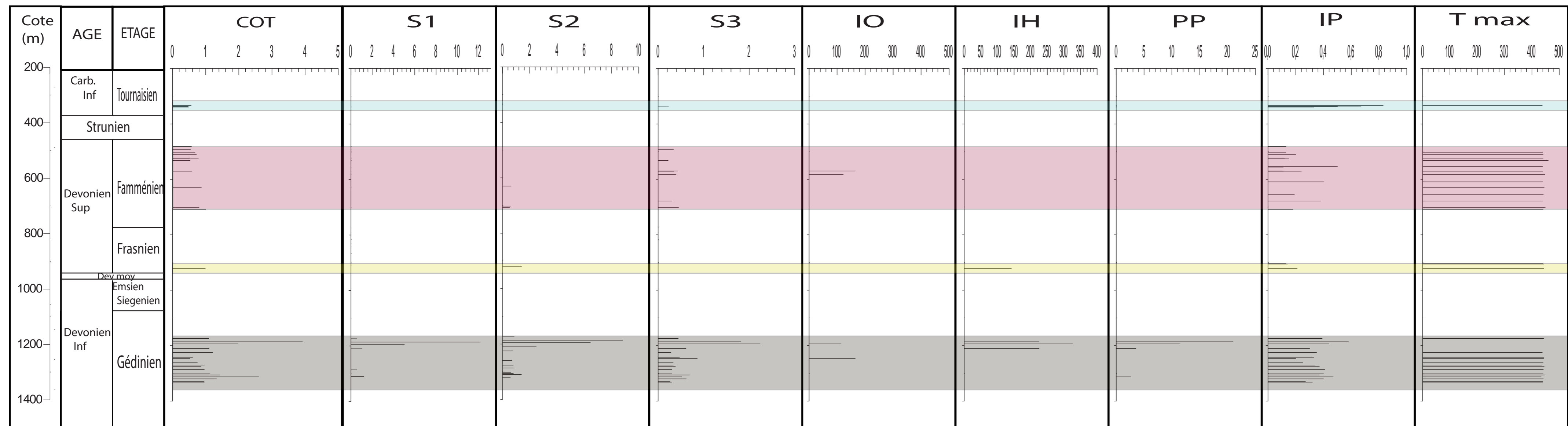
Le potentiel pétrolier (**PP**) est bon à très bon dans l'intervalle (**1186 m-1194 m**), où on a les valeurs de **20.98 mg d'HC/g de roche** et **11.48 mg d'HC/g de roche**, ce qui confirme les résultats précédents des valeurs de richesse en COT et **S1**, l'index de production confirme que cette roche mère est mature à très mature (**0.2 < IP < 0.44**).

L'index d'hydrogène (**IH**) est moyen à fort dans l'intervalle des profondeurs (**1186 m-1210 m**), où on a des valeurs maximales de **225** et **327 mg d'HC/g de COT**, l'index d'oxygène reste faible dans la plupart des échantillons à part deux, le premier pris à **1194 m** où **IO=114 CO<sub>2</sub>/g de COT** et l'autre pris à **1246 m** avec **IO=165 CO<sub>2</sub>/g de COT**, qui restent des valeurs moyennes et pas assez fortes.

La **Tmax** dans la roche mère gédiniennne est comprise entre **435 °C** et **446 °C**, donc les hydrocarbures générés sont de l'huile, sauf si on a le kérogène de type I, dans ce cas là on peut avoir du gaz sec.

Le Gédinien au niveau du puits **GSL-2** semble riche en COT parfois on a de bonnes quantités, mais cette roche reste locale, elle n'est pas corrélable avec les échantillons pris d'autres puits, sauf le puits **HMA-1** où on a pas de grandes valeurs de COT, ou de PP dans la roche mère gédiniennne, comme celles trouvées au niveau du puits **GSL-2**.

C'est pour ça on recommande plus de travaux d'exploration au niveau de cette roche, qui peut être une des plus riches en matière organique de bonne qualité dans le bassin de Tindouf, mais reste encore mal étudié jusqu'à présent.



Roche mère du Tournaisien
  Roche mère du Fammenien
  Roche mère du Frasnien
  Roche mère du Gedinien

Fig.16: Log géochimique du puits GSL-2

#### **IV-1-2-Le puits GSL-3 :**

Le puits **GSL-3** est localisé au Sud du bassin de Tindouf, à l'Est du puits **GSL-2**, au niveau de ce puits plusieurs échantillons ont été pris des couches du Strunien, Dévonien, Silurien et Ordovicien entre l'intervalle de profondeur **870m-1974m**.

Des valeurs de COT de qualité moyenne ont été mesurées à de petites profondeurs au niveau des roches mères du Strunien et aussi au Dévonien supérieur (Famménien et Frasnien), des valeurs de COT plus importantes ont été mesurées au niveau du Silurien (Wenlockien) et de l'Ordovicien (Llandovérien) (Fig.17). On distingue alors les roches mères suivantes :

##### **Roche mère du Strunien :**

Le Strunien au niveau du puits **GSL-3** est situé entre **720 m** et **928 m**, mais on a un seul échantillon pris de cette roche à **870 m** de profondeur avec une valeur de **COT** de **0.53%**.

La quantité des hydrocarbures libres est négligeable, elle est de **0.04 mg d'HC/g de roche**, même chose pour la quantité des hydrocarbures issus par craquage du kérogène (**S2**), mais la quantité de CO<sub>2</sub> organique reste moyenne pour cet échantillon, elle est de **0.55 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche**.

Le potentiel pétrolier est très faible dans cet échantillon (**0.04 mg d'HC/g de roche**), malgré que la roche est très mature (**IP=1**).

L'index d'oxygène est moyen dans cet échantillon, il est de **104 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**, les valeurs du **IH** et **Tmax** n'ont été pas mesurées.

La roche mère du Strunien n'est localisé qu'au niveau du puits **GSL-3**, elle n'est pas corrélable avec les autres puits et n'indique pas un bon intérêt pétrolier.

##### **Roche mère du Famménien :**

Le Famménien au niveau du puits **GSL-3** est présent entre **928 m** et **1246 m**, dont les valeurs importantes du COT (**COT>0.5%**) sont prises de 3 échantillons localisés entre **958 m** et **970 m** avec des valeurs de COT comprises entre **0.6%** et **0.83%** donc des valeurs estimées comme moyennes.

On remarque au niveau de cette roche qu'on a des valeurs de quantité des hydrocarbures libres S1 très faibles entre **0.05** et **0.09 mg d'HC/g de roche**), la quantité des hydrocarbures issus par craquage du kérogène est aussi faible entre **0.07** et **0.42 mg d'hydrocarbures/g de roche**, et la même chose pour la quantité de CO<sub>2</sub> organique qui reste très faible (**0.09 <S3< 0.12 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche**).

Le potentiel pétrolier (**PP**) est faible au niveau de cette roche mère entre **0.06** et **0.47 mg d'HC/g de roche**, l'index de production (**IP**) indique que cette roche mère est très mature, il est de **0.56** à **970 m** de profondeur et de **1** à **958 m** de profondeur.

L'index d'hydrogène (**IH**) est faible avec des valeurs de **8** à **70 mg d'HC/g de COT**, l'index d'oxygène est faible à moyen, sa valeur maximale a été prise à **966 m** de profondeur, elle est de **57 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**.

La Tmax dans cette roche est mesurée au niveau d'un seul échantillon à **966 m** de profondeur, on a **546 °C**, une très grande température qui génère du gaz sec ou gaz à condensât.

#### **Roche mère du Wenlockien :**

Le Wenlockien au niveau du puits **GSL-3** est présent de **1826 m** à **1902 m**, avec 3 échantillons de cette roche mère localisés entre **1834 m** à **1889 m** avec des valeurs de COT moyennes à bonnes, la valeur maximale a été mesurée à **1834 m** de profondeur, elle est de **1.44%**, dans les deux autres échantillons on a **0.81%** à **1853 m** de profondeur et **0.78%** à **1889 m** de profondeur.

Les valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (**S1**) sont faibles, dont la valeur maximale est de **0.08 mg d'HC/g de roche** à **1834 m** de profondeur, la même chose pour les valeurs de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**) qui restent toujours faibles avec la valeur maximale de **0.23 mg d'HC/g de roche** à **1853 m** de profondeur.

Dans cette roche le potentiel pétrolier reste faible avec la valeur maximale de **0.26 mg d'HC/g de roche**, même si les valeurs de l'index de production sont comprises entre **0.26** et **0.22**, ce qui montre que cette roche est mature.

L'index d'hydrogène reste faible dans ces échantillons avec (**11 <IH< 23 mg d'HC/g de COT**), même chose pour l'index d'oxygène (**15 <IO< 36 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**).

Les valeurs de Tmax sont comprises entre **458 °C** et **471 °C**, des températures qui peuvent générer de l'huile si le kérogène est du **type I** ou de l'huile et du gaz à condensât si le kérogène est du **type II** ou **type III**, ces températures confirment alors que cette roche est bien mature.

#### **Roche mère du Llandovérien :**

Au niveau du puits **GSL-3**, la roche du Llandovérien est présente entre **1902 m** et **2010 m**, on a pris 8 échantillons de cette roche entre **1910 m** et **1974 m** de profondeur

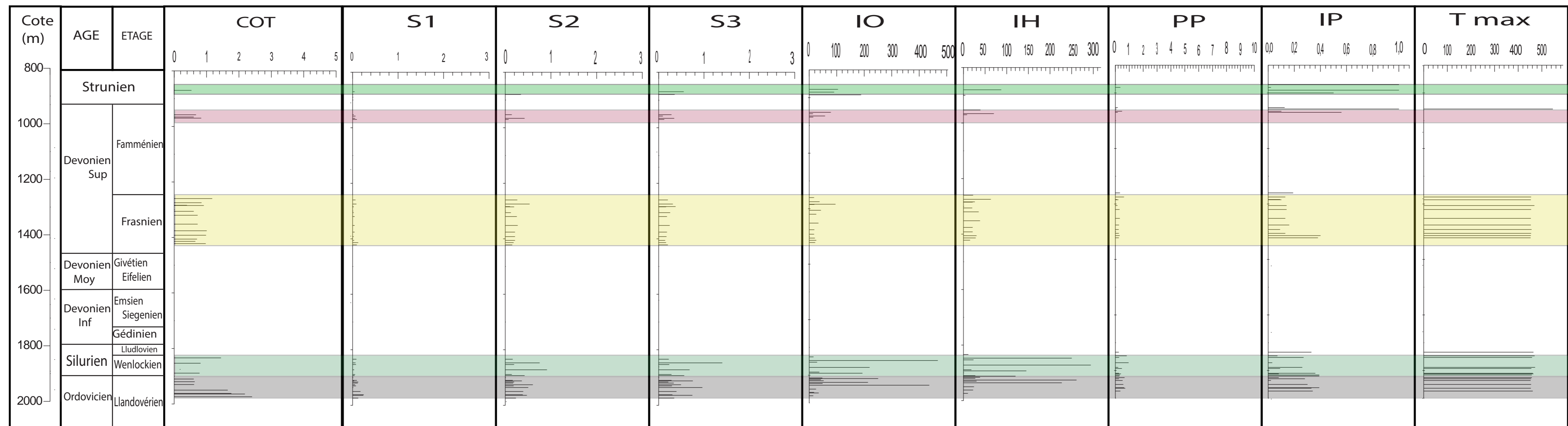
, les valeurs de COT mesurées dans ces échantillons sont moyennes, bonnes à très bonnes, les valeurs maximales ont été trouvées sur les échantillons très profondes de **2.4%** à **1974 m** de profondeur et de **2.18%** à **1964 m** de profondeur.

Les valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (**S1**) sont faibles avec une valeur maximale de **0.24 mg d'HC/g de roche** à **1962 m** de profondeur, la même chose pour les valeurs de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**), qui restent toujours faibles avec une valeur maximale de **0.47 mg d'HC/g de roche** à **1964 m** de profondeur.

Le potentiel pétrolier (**PP**) reste faible dans tous les échantillons avec une valeur maximale de **0.7 mg d'HC/g de roche** à **1964 m** de profondeur, l'index de production montre bien que cette roche est mature, on a (**0.28 < IP < 0.39**).

Dans cette roche on a que de petites valeurs d'index d'hydrogène (**IH**), qui ne dépassent pas **38 mg d'HC/g de COT**, l'index d'oxygène (**IO**) ne dépasse pas aussi **52 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**, donc des valeurs assez faibles.

La température **Tmax** est comprise entre **452 °C** et **464 °C**, ce qui nous donne de l'huile ou du gaz à condensât selon le type du kérogène.



Roche mère du Strunien
  Roche mère du Famménien
  Roche mère du Frasnien
  Roche mère du Wenlockien
  Roche mère du Llandovérien

Fig.17: Log géochimique du puits GSL-3

#### **IV-1-3-Le puits HMA-1 :**

Ce puits a été foré au Nord du bassin de Tindouf, près de la région « **Djfeira Hassi Mahmoud** », dans l'intervalle des profondeurs **305 m-1418 m**, plusieurs échantillons ont été pris, les valeurs de COT importantes ont été trouvées dans les roches d'âge Famménien, Frasnien, Gédinien, Wenlockien et Ashgilien (Fig.18).

##### **Roche mère du Famménien :**

La roche du Famménien est comprise entre les profondeurs **54 m-545 m**, où on a pris 9 échantillons ayant des valeurs de COT intéressantes prises de **320 m-530 m**.

Les valeurs de COT sont moyennes, bonnes et même très bonnes, la valeur maximale est de **2.84%** à **530 m** de profondeur, une autre grande valeur a été mesurée proche de la profondeur **522 m**, avec un COT de **2.04%** (Fig.18).

La quantité des hydrocarbures libres (**S1**) est généralement faible, à part une bonne quantité mesurée sur un échantillon pris de **449 m**, où on a trouvé **1.11 mg d'HC/g de roche** et une quantité moyenne mesurée près de la dernière à **466 m**, où on a trouvé **0.94 mg d'HC/g de roche**. Les valeurs de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**) sont faibles aussi, mais on a un échantillon qui a une quantité moyenne **0.59 mg d'HC/g de roche** à **466 m** de profondeur.

Les valeurs des quantités de CO<sub>2</sub> organique (**S3**) sont moyennes à bonnes dont la valeur maximale atteint **1.39 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche** à **350 m** de profondeur.

Le potentiel pétrolier est faible dans cette roche avec une valeur maximale de **1.53 mg d'HC/g de roche** à **466 m** de profondeur, même si plusieurs échantillons ont montré que cette roche est très mature (**0.25<IP<1**).

L'index d'hydrogène est très faible, ne dépasse pas **25 mg d'HC/g de COT** mais pour l'index d'oxygène, existent des valeurs moyennes à fortes, dont la valeur maximale est de **224 CO<sub>2</sub>/g de COT**, les autres valeurs sont comprises entre **16 CO<sub>2</sub>/g de COT** et **102 CO<sub>2</sub>/g de COT**.

La valeur de **Tmax** dans la roche du Famménien est mesurée sur un seul échantillon à **449 m** de profondeur, où on a (**Tmax=483°C**), cette température donne généralement du gaz à condensât ou gaz sec, mais on a besoin de plus d'analyses sur d'autres échantillons pour confirmer ce résultat.

##### **Roche mère du Frasnien :**

Le Frasnien au niveau du puits **HMA-1** est présent entre **545 m** et **767 m**, dont les valeurs du COT sont supérieures à **0.5%**, sont prises de 10 échantillons dans l'intervalle des profondeurs entre **546 m** et **735 m**, les valeurs de COT sont moyennes

à bonnes, dont la valeur maximale a été mesurée à **675 m** de profondeur, elle est de **1.57%**.

Dans cette roche mère, existe des valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (**S1**) qui sont faibles à part sur un échantillon pris de **546 m** de profondeur, où on a trouvé une bonne quantité de **1.14 mg d'HC/g de roche**, les autres valeurs ne dépassent pas **0.37 mg d'HC/g de roche**, même chose pour la quantité des hydrocarbures issus par craquage du kérogène (**S2**) qui ne dépassent pas **0.21 mg d'hydrocarbures/g de roche**.

Les quantités de CO<sub>2</sub> organique (**S3**) sont faibles à moyennes, dont la valeur maximale est mesurée à **640 m**, elle est de **0.84 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche**.

Le potentiel pétrolier reste faible sur tous les échantillons pris de cette roche avec une valeur maximale de **1.2 mg d'HC/g de roche**, l'index de production montre que cette roche est mature à très mature (**0.28 < IP < 1**).

L'index d'hydrogène est faible et ne dépasse pas **32 mg d'HC/g de COT**, mais l'index d'oxygène a des valeurs moyennes, le maximum est de **136 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT** à **610 m** de profondeur et **109 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT** à **640 m** de profondeur, et aussi **107 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT** à **675 m** de profondeur.

La température Tmax dans cette roche est mesurée sur 3 échantillons, elle est de **484 °C à 485 °C**, ce qui veut dire que cette roche génère du gaz à condensât ou du gaz sec.

#### **Roche mère du Gédinien :**

Les échantillons de la roche du Gédinien au niveau du puits **HMA-1** sont compris entre les profondeurs de **1235 m** à **1295 m**, en total on a trois échantillons, qui ont des valeurs de COT moyennes, dont la valeur maximale est de **0.82%** à **1280 m**.

La quantité des hydrocarbures libres (**S1**) est généralement faible, la valeur maximale est trouvée sur un échantillon pris de **1280 m**, où on a une valeur de **0.42 mg d'HC/g de roche**.

Les valeurs de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**) sont faibles aussi, la valeur maximale est mesurée sur le même dernier échantillon, elle est de **0.21 mg d'HC/g de roche**.

Les valeurs des quantités de CO<sub>2</sub> organique (**S3**) sont faibles, dont la valeur maximale ne dépasse pas **0.43 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche** à **1280 m** de profondeur.

Le potentiel pétrolier est très faible dans cette roche avec une valeur maximale de **0.63 mg d'HC/g de roche** à **1280 m** de profondeur, même ces échantillons ont montré que cette roche est très mature (**0.52 < IP < 1**).

L'index d'hydrogène est très faible, ne dépasse pas **33 mg d'HC/g de COT**, même chose pour l'index d'oxygène qui ne dépasse pas **57 CO<sub>2</sub>/g de COT**.

La valeur de **Tmax** dans la roche du Gédinien n'est pas mesurée, elle ne nous donne pas des renseignements sur le type des hydrocarbures.

#### **Roche mère du Wenlockien :**

Dans la roche du Wenlockien au niveau du puits **HMA-1** on a pris 22 échantillons entre les profondeurs de **1755 m** à **2089 m**, les valeurs de COT sont moyennes à bonnes, dont la valeur maximale est trouvée sur un échantillon pris de **1985 m** de profondeur, elle est de **1.28%**.

Dans cette roche mère, existe des valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (**S1**) qui sont faibles, à part sur un échantillon pris de **1805 m** de profondeur, où on a trouvé une quantité moyenne de **0.56 mg d'HC/g de roche**, les autres valeurs ne dépassent pas **0.45 mg d'HC/g de roche**, même chose pour la quantité des hydrocarbures issus par craquage du kérogène (**S2**), qui ne dépassent pas **0.48 mg d'hydrocarbures/g de roche** mesurée à la même profondeur **1805 m**.

Les quantités de CO<sub>2</sub> organique (**S3**) sont faibles, dont la valeur maximale est mesurée sur deux échantillons à **1910 m** et **2070 m**, elle est de **0.4 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche**.

Le potentiel pétrolier reste faible sur tous les échantillons pris de cette roche, avec une valeur maximale de **1.04 mg d'HC/g de roche** à **1805 m** de profondeur, l'index de production montre que cette roche est très mature (**0.53 <IP <1**).

L'index d'hydrogène est faible et ne dépasse pas **43 mg d'HC/g de COT**, la même chose pour l'index d'oxygène avec une valeur maximale de **58 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT** à **2060 m**.

On a pas eu des valeurs de **Tmax**, malgré que l'index de production montre que cette roche est très mature, ce qui veut dire une température supérieure à **435 °C**.

#### **Roche mère du l'Ashgilien :**

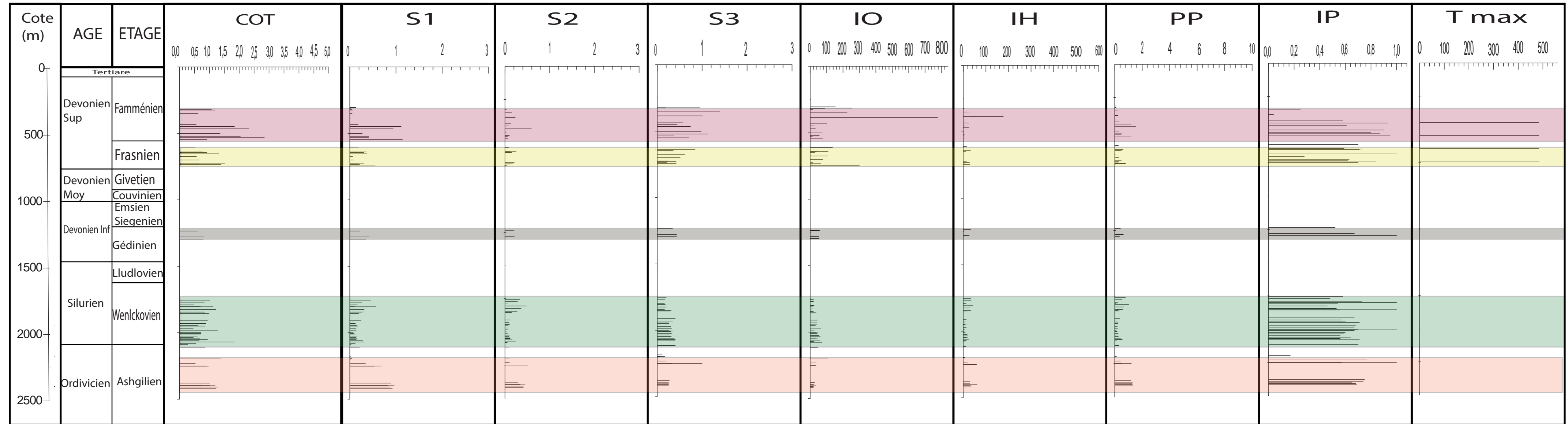
Dans la roche du l'Ashgilien au niveau du puits **HMA-1** on a pris 11 échantillons des profondeurs de **2114 m** à **2418 m**, les valeurs de COT sont moyennes à bonnes, dont la valeur maximale est trouvée sur un échantillon pris de **2197 m** de profondeur, elle est de **1.39%**.

La quantité des hydrocarbures libres (**S1**) est faible à moyenne, dont la valeur maximale est de **0.96 mg d'HC/g de roche**, mesurée à **2395 m**, les valeurs de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**) sont en général faibles, sauf qu'on a une quantité moyenne, qui se situe à **2250 m** où on a **0.52 mg d'HC/g de roche**.

Le potentiel pétrolier dans cette roche mère reste faible avec une valeur maximale de **1.33 mg d'HC/g de roche**, malgré que l'index de production montre que cette roche est très mature, il atteint jusqu'à **1** à plusieurs profondeurs.

L'index d'hydrogène (**IH**) reste faible sur tous les échantillons, dont la valeur maximale est de **61 mg d'HC/g de COT** à **2399 m** de profondeur, le contraire pour l'index d'oxygène qui a une valeur moyenne de **114 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**.

On a une seule valeur de **Tmax** mesurée à **2197 m** de profondeur, qui est égale à **518°C**, une température énorme qui donne généralement du gaz à condensât ou du gaz sec.



Roche mère du Famménien
  Roche mère du Frasnien
  Roche mère du Gédinien
  Roche mère du Wenlockien
  Roche mère du Ashgilien

Fig.18: Log géochimique du puits HMA-1

#### **IV-1-4-Le puits HTN-1 :**

Le puits **HTN-1** est localisé dans l'extrême Sud-Ouest du bassin de Tindouf, on a pris au niveau de ce puits plusieurs échantillons des âges géologiques Frasnien et Wenlockien, qui peuvent être susceptibles de générer des hydrocarbures dans l'intervalle de profondeur de **1421 m** à **2098 m** (Fig.19).

On va interpréter les résultats des analyses géochimiques au niveau de la roche de Wenlockien seulement, parce que les résultats ont donné de faibles pourcentages de COT dans la roche du Frasnien.

#### **Roche mère du Wenlockien :**

Le Wenlockien au niveau du puits **HTN-1** est présent entre **1953 m** et **2098 m** dont les valeurs du COT sont supérieures à **0.5%**, sont prises des 17 échantillons, les valeurs de COT sont moyennes à bonnes, dont la valeur maximale a été mesurée à **1986 m** de profondeur, elle est de **1.99%**, une valeur très proche d'être très bonne.

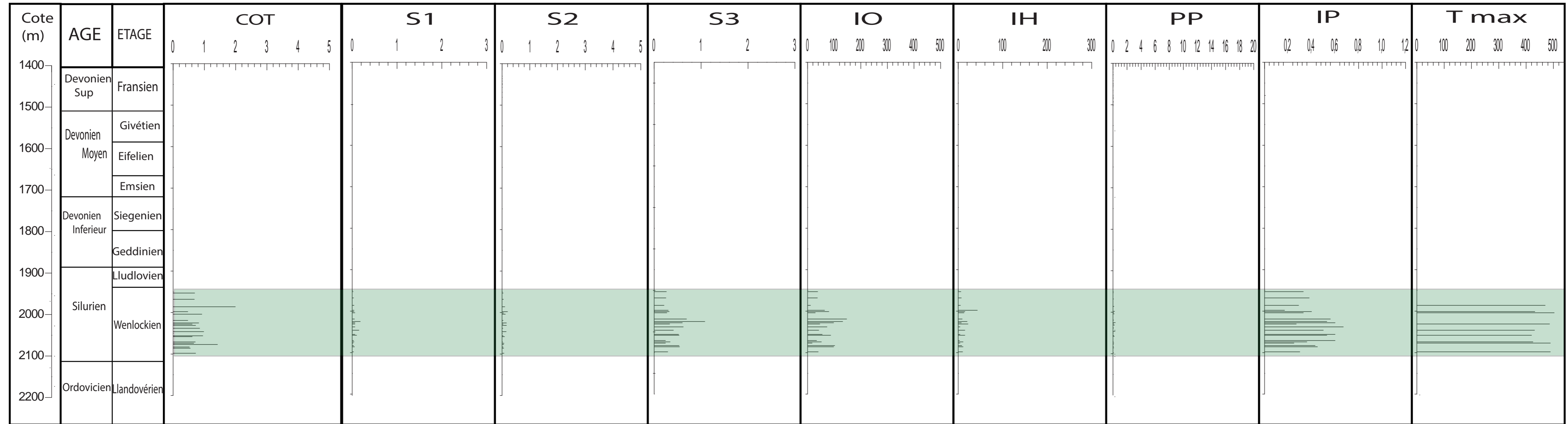
La quantité des hydrocarbures libres (**S1**) est très faible, la plus grande quantité mesurée n'a pas dépassé **0.18 mg d'HC/g de roche** sur un échantillon pris à **2025 m**. Les valeurs de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**) sont faibles et ne dépassent pas **0.16 mg d'HC/g de roche** à **2031 m** de profondeur.

Les valeurs des quantités de CO<sub>2</sub> organique (**S3**) sont moyennes à bonnes, dont la valeur maximale atteint **1.08 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche** à **2025 m** de profondeur, les autres quantités sont moyennes, de **0.52** à **0.69 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche**.

Le potentiel pétrolier est très faible dans cette roche avec une valeur maximale de **0.34 mg d'HC/g de roche** à **2025 m** de profondeur, de même les échantillons ont montré que cette roche est mature ou même très mature (**0.25 < IP < 0.67**).

L'index d'hydrogène est très faible, ne dépasse pas **22 mg d'HC/g de COT**, mais pour l'index d'oxygène, existent des valeurs moyennes, dont la valeur maximale est de **147 CO<sub>2</sub>/g de COT**, mesurée à **2019 m** de profondeur et une autre valeur de **132 CO<sub>2</sub>/g de COT** mesurée à **2025 m** de profondeur.

La température **Tmax** est entre **420 °C** et **503 °C**, mais les résultats les plus trouvés sont supérieures à **430 °C**, ce qui confirme que cette roche est mature à très mature, qui peut générer des différents types des hydrocarbures suivant le type de kérogène contenu dans cette roche mère.



Roche mère du Wenlockien

Fig.19: Log géochimique du puits HTN-1

#### **IV-1-5- Le puits IGMA-1bis :**

Ce puits a été foré au Nord du bassin de Tindouf, juste au Sud du puits **HMA-1** dans l'anticlinal « **Zemoul-Igma** », dans l'intervalle des profondeurs de **830 m** à **2587 m**, plusieurs échantillons ont été pris, les valeurs de COT importantes ont été trouvées dans les roches d'âge Famménien, Frasnien, Emsien et Wenlockien (Fig.20).

#### **Roche mère du Famménien :**

Au niveau du puits IGMA-1bis dans la roche du Famménien, on a pris 5 échantillons ayant des valeurs de COT intéressantes, prises de l'intervalle des profondeurs de **830 m** à **910 m**.

Les valeurs du COT sont moyennes, bonnes et même très bonnes, la valeur maximale est de **2.49%** à **910 m** de profondeur, une autre grande valeur a été mesurée proche de cette profondeur à **902 m**, où le COT est de **1.49%**.

On a pas les données sur la quantité des hydrocarbures libres (**S1**), ni de la quantité de CO<sub>2</sub> organique (**S3**). Les valeurs de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**) sont faibles avec une valeur maximale de **0.24 mg d'HC/g de roche** à **852 m** de profondeur.

On a pas aussi les données du potentiel pétrolier (**PP**), ni l'index de production (**IP**), les seules données sont les valeurs de l'index d'hydrogène, qui est très faible, ne dépasse pas **18 mg d'HC/g de COT** à **852 m** de profondeur.

#### **Roche mère du Frasnien :**

Le Frasnien au niveau du puits **IGMA-1bis** est présent entre **912 m** et **1227 m** de profondeur, 15 échantillons ont été pris de cette roche mère entre **922 m** et **1152 m** de profondeur, avec des valeurs de COT moyennes, bonnes à très bonnes, avec une valeur maximale de **2.61%** mesurée à **1126 m** de profondeur, avec une autre grande valeur de **2.15%** mesurée à **922 m** de profondeur, ce qui montre que cette roche est très riche en COT.

On a pas les données sur la quantité des hydrocarbures libres (**S1**), ni de la quantité de CO<sub>2</sub> organique (**S3**). Les valeurs de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**) sont faibles avec une valeur maximale de **0.14 mg d'HC/g de roche** à **939 m** de profondeur.

On a pas aussi les données du potentiel pétrolier (**PP**) ni de l'index de production (**IP**), les seules données sont les valeurs de l'index d'hydrogène, qui est très faible et ne dépasse pas **13 mg d'HC/g de COT**, la valeur mesurée sur deux échantillons de profondeurs **1144 m** et **1148 m**.

Les valeurs de Tmax mesurées sur quelques échantillons sont comprises entre **462°C** et **476°C**, des très grandes températures qui peuvent générer du gaz à condensât et de gaz sec.

#### **Roche mère de l'Emsien :**

L'Emsien au niveau du puits **IGMA-1bis** est présent entre **1483 m** et **1542 m** de profondeur, on a pris un seul échantillon de cette roche, situé à **1514 m** de profondeur, qui a une valeur moyenne de COT de **0.53%**.

Au niveau de cet échantillon on a trouvé une faible quantité des hydrocarbures libres (**S1**) de **0.02 mg d'HC/g de roche**, on a pas la quantité des hydrocarbures issus par craquage du kérogène (**S2**), pour la quantité de CO<sub>2</sub> organique, elle reste faible aussi, elle est de **0.06 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche**.

La valeur du potentiel pétrolier est faible aussi (**PP=0.09 mg d'HC/g de roche**), la même chose pour l'index de production (**IP=0.25**).

L'index d'hydrogène est très faible, **13 mg d'HC/g de COT**, la même chose pour l'index d'oxygène (**IO**), il est de **11 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**, les valeurs de Tmax ne sont pas disponibles.

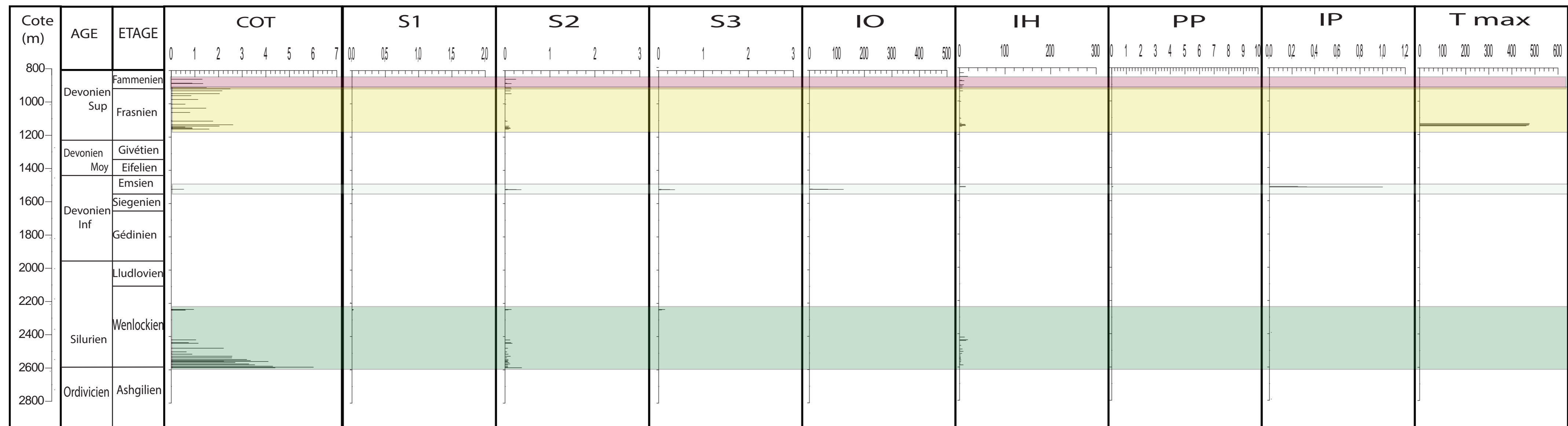
#### **Roche mère du Wenlockien :**

Le Wenlockien au niveau du puits **IGMA-1bis** est présent entre **2100 m** et **2589 m**, dont les valeurs du COT sont supérieures à **0.5%**, elles sont prises des 22 échantillons, les valeurs de COT sont moyennes à bonnes à très bonnes et même avec plusieurs valeurs excellentes, dont la valeur maximale a été mesurée à **2584 m** de profondeur, elle est de **6.01%**.

La quantité des hydrocarbures libres (**S1**) est très faible, la plus grande quantité mesurée n'a pas dépassé **0.02 mg d'HC/g de roche** sur un échantillon pris de **2237 m**. Les valeurs de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**) sont faibles et ne dépasse pas **0.37 mg d'HC/g de roche** à **2587 m** de profondeur.

Les valeurs des quantités de CO<sub>2</sub> organique (**S3**) sont faibles aussi, dont la valeur maximale atteint **0.14 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche** à **2237 m** de profondeur.

On a pas les données du potentiel pétrolier (**PP**), ni de l'index de production (**IP**), les seules données sont les valeurs de l'index d'hydrogène qui est très faible et ne dépasse pas **18 mg d'HC/g de COT** à **2436 m** de profondeur. On a pas aussi les valeurs de la température Tmax pour évaluer la maturation de cette roche.



Roche mère du Famménien
  Roche mère du Frasnien
  Roche mère du l'Emsien
  Roche mère du Wenlockien

Fig.20: Log géochimique du puits IGMA1-bis

#### **IV-1-6-Le puits ZL-1 :**

Le puits **ZL-1** est localisé au Nord-Ouest du bassin de Tindouf, à l'Ouest du puits **IGA-1bis**, il est foré dans l'anticlinal de Zemoul, où on a pris de ce puits 4 échantillons seulement, qui appartiennent à différentes couches géologiques (Lludovien, Wenlockien et Llandovérien) dans l'intervalle des profondeurs **1213 m-1903 m** (Fig.21).

On distingue au niveau du ce puits les roches mères suivantes :

##### **Roche mère du Lludovien :**

Le Lludovien au niveau du puits **ZL-1** est présent entre **1140.5 m** et **1361 m** de profondeur, on a pris un seul échantillon de cette roche, situé à **1213 m** de profondeur, qui a une bonne valeur de COT de **1.36%**.

Au niveau de cet échantillon on a trouvé une faible quantité des hydrocarbures libres (**S1**) de **0.08 mg d'HC/g de roche**, on a pas eu la valeur de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**), la quantité de CO<sub>2</sub> organique est faible **0.26 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche**.

On a pas les données du potentiel pétrolier (**PP**), ni de l'index de production (**IP**), les seules données sont la valeur de l'index d'oxygène qui est très faible et ne dépasse pas **19 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**. On a pas aussi les valeurs de la température **Tmax** pour évaluer la maturation de cette roche.

##### **Roche mère du Wenlockien :**

Le Wenlockien au niveau du puits **ZL-1** est présent entre **1362 m** et **1631 m** de profondeur, on a pris un seul échantillon de cette roche situé à **1398 m** de profondeur, qui a une bonne valeur de COT de **0.62%**.

Au niveau de cet échantillon on a une faible quantité des hydrocarbures libres (**S1**), elle est de **0.04 mg d'HC/g de roche**, on a pas eu la valeur de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**), la quantité de CO<sub>2</sub> organique est faible **0.29 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche**.

Juste comme au niveau du Lludovien on a pas les données du potentiel pétrolier (**PP**) ni de l'index de production (**IP**), les seules données sont la valeur de l'index d'oxygène, qui est très faible et ne dépasse pas **46 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**. On a pas aussi les valeurs de la température **Tmax** pour évaluer la maturation de cette roche.

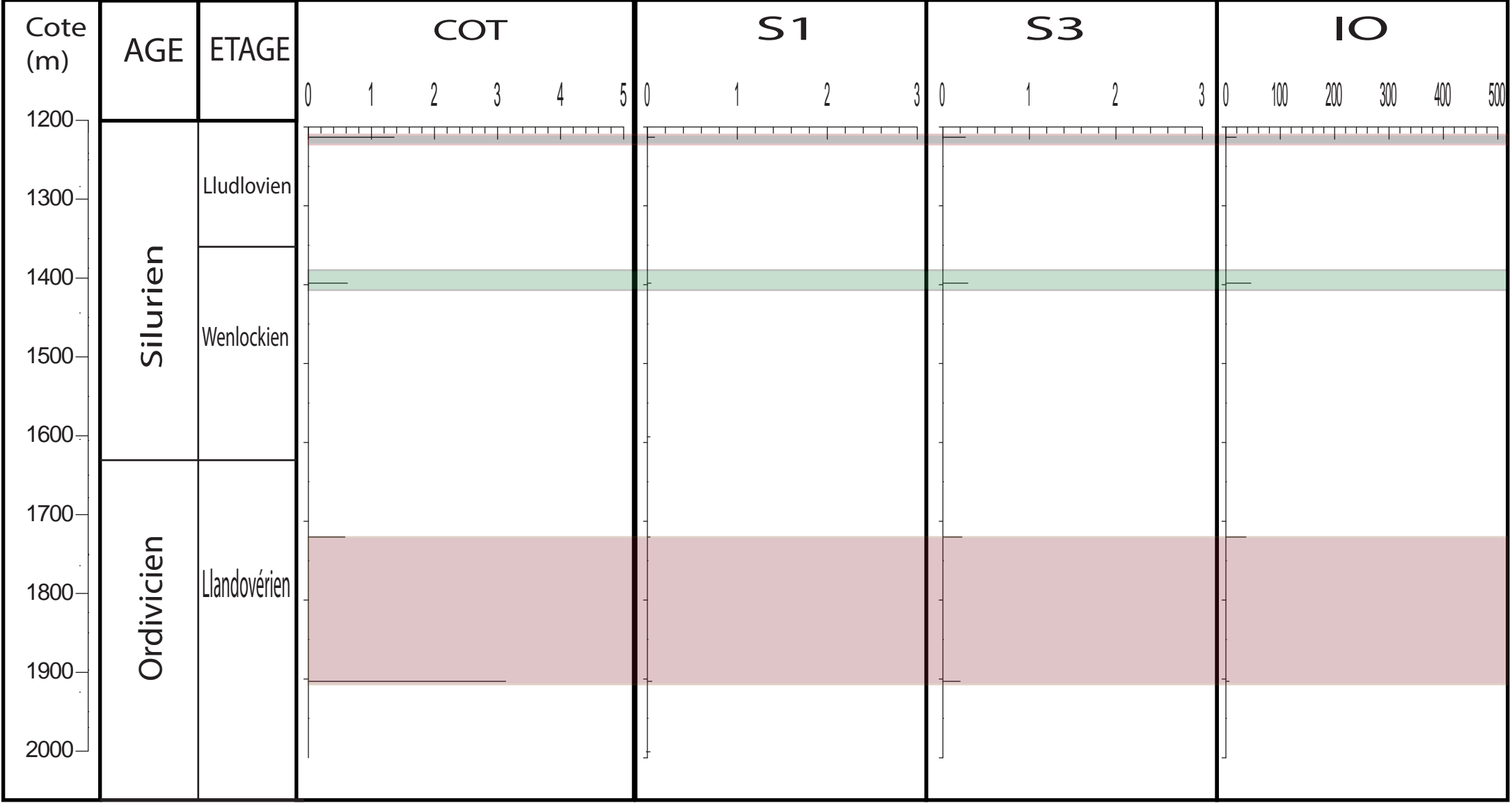
##### **Roche mère du Llandovérien :**

Le Llandovérien au niveau du puits **ZL-1** est présent entre **1631 m** et **2048 m** de profondeur, on a pris deux échantillons de cette roche situés à la profondeur de

**1720 m**, où on a trouvé une valeur moyenne de COT de **0.58%** et à **1903 m**, on a une valeur très bonne avec un COT de **3.13%**.

Au niveau de cet échantillon on a une faible quantité des hydrocarbures libres (**S1**), qui ne dépasse pas **0.05 mg d'HC/g de roche**, on a pas eu la valeur de la quantité des hydrocarbures issus du craquage du kérogène (**S2**), la quantité de CO<sub>2</sub> organique est aussi faible, avec une valeur maximale de **0.29 mg de CO<sub>2</sub>/ g de roche** à **1720m** de profondeur.

Aussi au niveau de cette roche on a pas les données du potentiel pétrolier (**PP**), ni de l'index de production (**IP**), les seules données sont la valeur de l'index d'oxygène, qui est très faible et ne dépasse pas **37 mg de CO<sub>2</sub>/g de COT**. On a pas aussi les valeurs de la température Tmax pour évaluer la maturation de cette roche.



Roche mère du Ludlovien
  Roche mère du Wenlockien
  Roche mère du Llandoveryien

Fig.21: Log géochimique du puits ZL-1

## **IV-2-Evaluation régionale des paramètres géochimiques :**

On évalue les paramètres géochimiques des valeurs du carbone organique total (**COT**) et du potentiel pétrolier (**PP**) seulement au niveau des roches mères corrélables, qui sont :

-Roche mère du Famménien.

-Roche mère du Frasnien.

-Roche mère du Wenlockien.

### **IV-2-1- Evaluation régionale de la richesse en carbone organique (COT):**

#### **Roche mère du Famménien :**

D'après la carte d'iso-COT de la roche mère famménienne, on observe clairement que le COT augmente dans la direction **W-E**, les plus grandes quantités de COT sont au niveau du puits **HMA-1**, où on a **1.53%** (Fig.22), on distingue alors que :

1-La roche mère du Famménien est pauvre en COT dans la région Ouest du bassin de Tindouf avec un COT inférieur à **0.5%**.

2-La roche mère du Famménien est moyennement riche en COT dans la région centrale suivant la direction **E-W** du bassin sans changement des valeurs entre le Nord et le Sud.

3-La roche mère du Famménien est riche en COT à l'Est du bassin, à part au Sud-Est, où on a une richesse moyenne en COT qui augmente suivant la direction **S-N** aussi, dans la région Nord-Est on a une valeur de **1.53%**.

#### **Roche mère du Frasnien :**

D'après la carte d'iso-COT de la roche mère du Frasnien, on observe que les valeurs de COT sont nulles à l'Ouest de la région, elles augmentent dans la direction **W-E** jusqu'à la valeur de **0.5%**, au centre de la région et puis atteignent des valeurs de COT entre **0.9%** et **1.3%**, une valeur maximale dans les roches situées au Nord-Est de la région (Fig.23).

A l'Est les valeurs de COT augmentent dans la direction **S-N**, elles dépassent **1.38%** au Nord-Est de la région au niveau du puits **IGMA-1bis**.

On distingue de la roche mère du Frasnien les résultats suivants :

1-La roche mère du Frasnien est pauvre en COT dans la région Ouest du bassin de Tindouf avec une valeur inférieure à **0.5%**.

2-La roche mère du Frasnien est moyennement riche en COT dans la région centrale suivant la direction **E-W** du bassin de Tindouf , les valeurs de COT augmentent un peu dans la direction **N-S**.

3-La roche mère du Frasnien est riche en COT à l'Est du bassin autour du puits **IGMA-1bis** , dans l'extrême Nord-Est et le Sud-Est, elle est moyennement riche .

#### **Roche mère du Wenlockien :**

D'après la carte d'iso-COT de la roche mère du Wenlockien, les valeurs sont faibles seulement au Sud du bassin, à l'Ouest et Sud-Est du bassin on a des valeurs moyennes de COT, qui augmentent dans la direction **N-E** jusqu'à atteindre des valeurs bonnes à très bonnes , la valeur maximale est supérieure à **2.34%** au niveau du puits **IGMA-1bis** (Fig.24). On distingue :

1-La roche mère du Wenlockien pauvre en COT au Sud du bassin de Tindouf avec des valeurs comprises entre **0%** et **0.5%**.

2-La roche mère du Wenlockien est moyennement riche en COT, qui se situe suivant l'axe **NW-SE**, avec des valeurs de COT qui augmentent vers le Nord-Est du Bassin.

3-La roche mère du Wenlockien est riche en COT au Nord-Est du bassin de Tindouf , les valeurs de COT augmentent de plus en plus en allant vers le puits **IGMA1-bis** dans la partie Est du bassin.

4-La roche mère du Wenlockien est très riche en COT dans la partie Nord- Nord-Est du bassin, la valeur maximale du COT dans cette zone est de **2.34%** au niveau du puits **IGMA-1bis**.

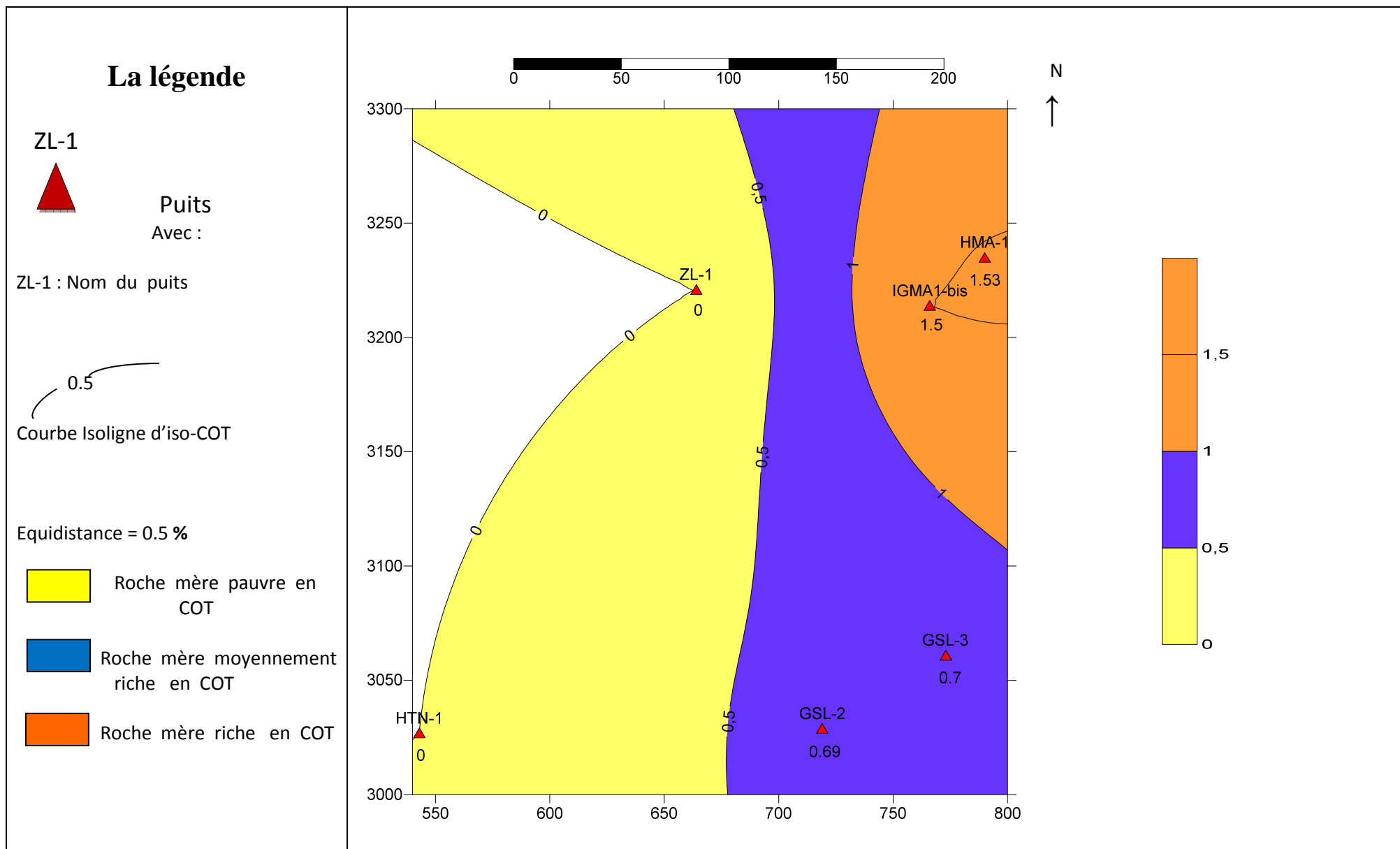


Fig.22: Carte en iso-COT du Fammenien du bassin de Tindouf

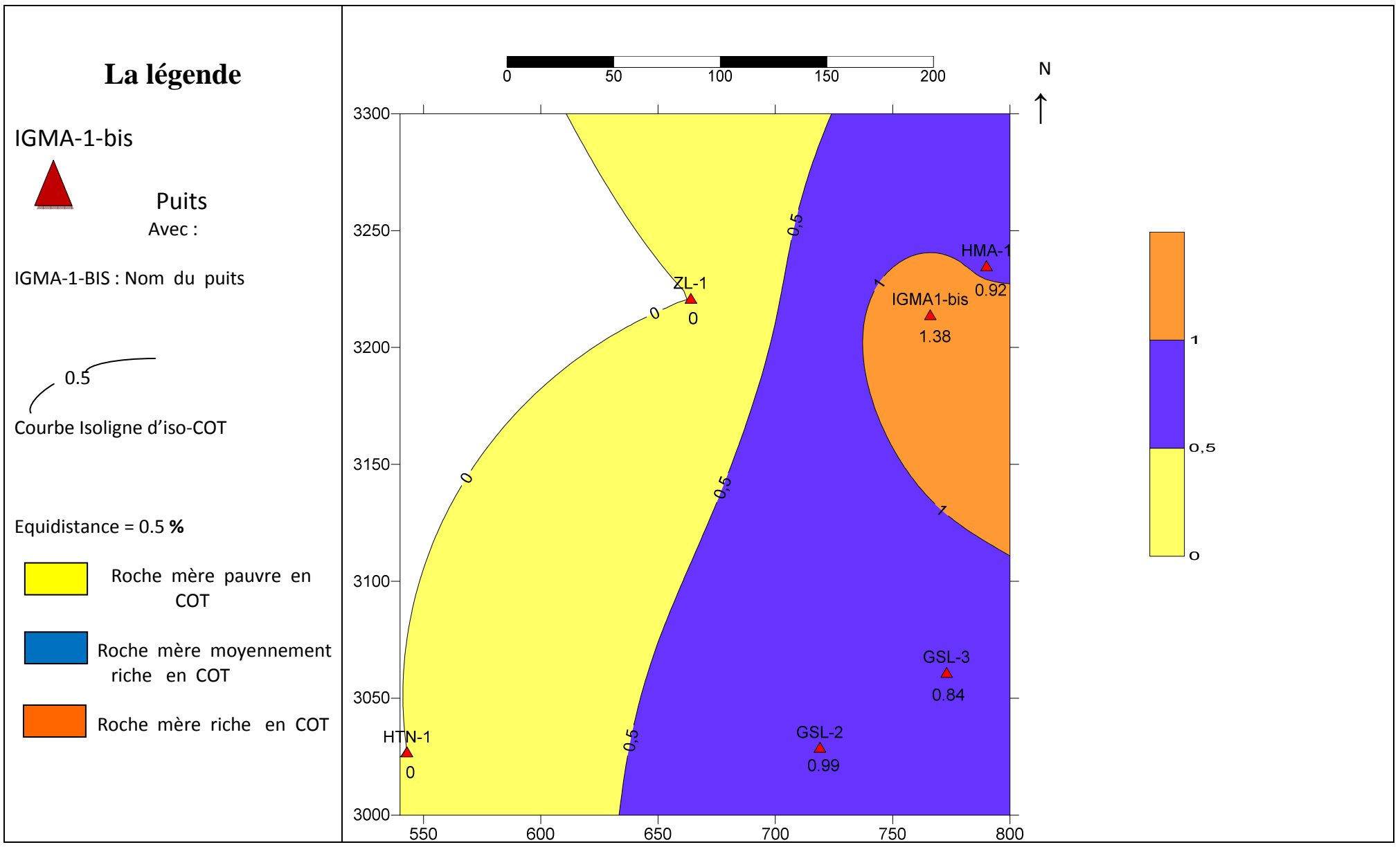


Fig.23 :Carte en iso-COT du Frasnien du bassin de Tindouf

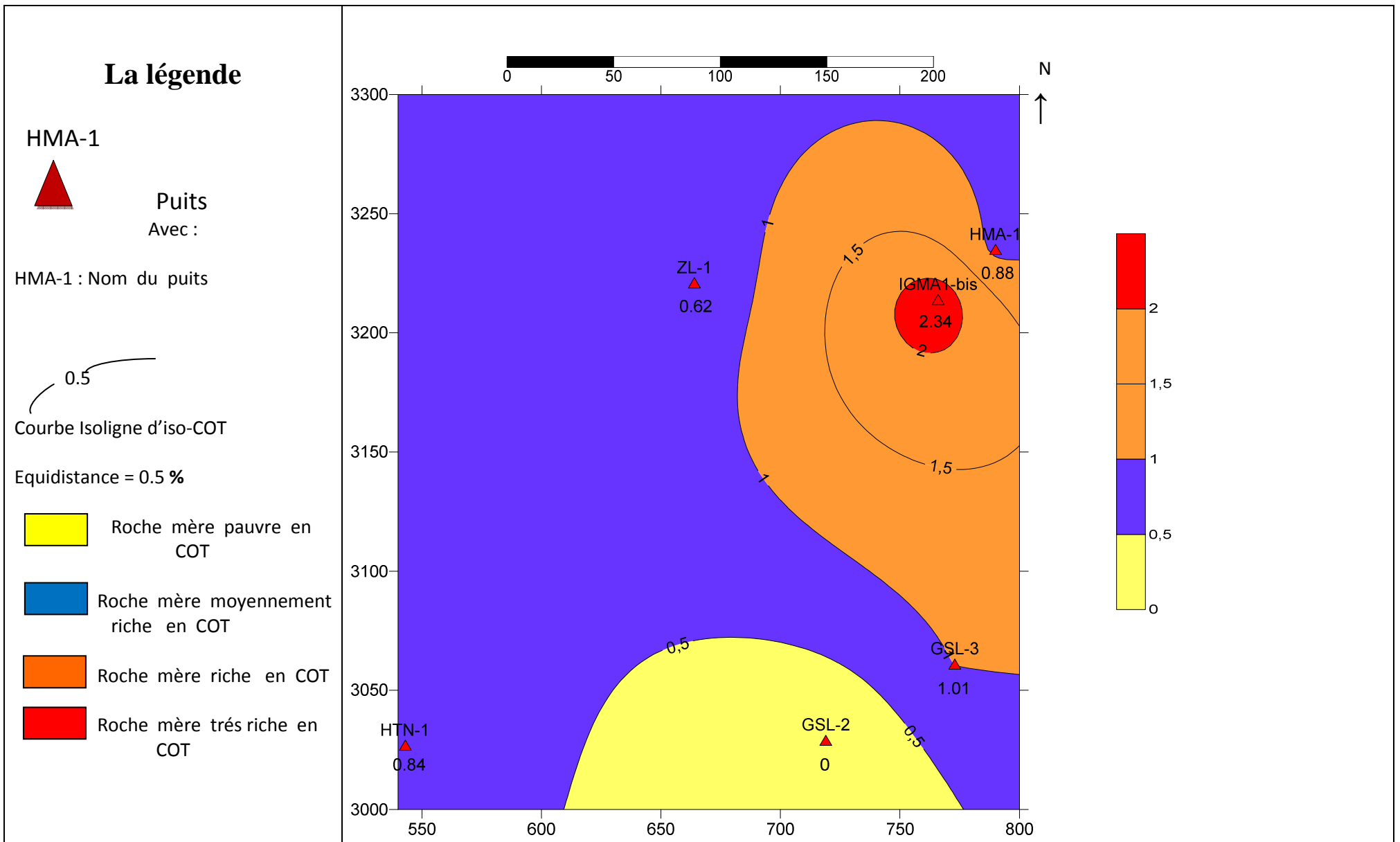


Fig.24: Carte en iso-COT du Wenlockien du bassin de Tindouf

## **IV-2-2- Evaluation régionale du potentiel pétrolier (PP) :**

### **Roche mère du Famménien :**

On observe sur la carte du potentiel pétrolier total (iso-PP) de la roche mère famménienne, que les valeurs varient de la même façon que le carbone organique total (COT), mais elles restent toujours faibles à très faibles (Fig.25).

Les valeurs du potentiel pétrolier sont nulles dans la partie Sud-Ouest du bassin de Tindouf, elles augmentent suivant la direction **SW-NE**, en se rapprochant du Nord-Est du bassin on observe des valeurs de PP plus grandes, mais toujours faibles ne dépassent pas **1.08 Mg d'HC/g de roche**.

Les faibles potentiels pétroliers au Nord-Est, malgré qu'on a trouvé de bonnes valeurs du COT, montrent que cette matière organique a subi une forte température due au magmatisme ou à forte subsidence, qui a un effet négatif sur la richesse de cette roche mère en hydrocarbures, notre interprétation sur les logs géochimiques confirme cette théorie sachant qu'on a même trouvé des températures supérieures à **500 °C** dans les roches mère du Famménien.

### **Roche mère du Frasnien :**

D'après la carte du potentiel pétrolier total (iso-PP), on observe dans la roche mère du Frasnien que les valeurs varient différemment à celles des roches mères famméniennes, mais même si les valeurs du potentiel pétrolier dans cette roche sont plus grandes que celles de la précédente, elles restent toujours faibles à très faibles (Fig.26).

Au Nord-Ouest du bassin on a pas de potentiel pétrolier, au Nord-Est on a que de très faibles valeurs, en allant vers le Sud on remarque que le potentiel pétrolier augmente jusqu'à la valeur de **1.78 Mg d'HC/g de roche** au niveau du puits **GSL-2** au Sud-Sud-Est du bassin.

La même chose pour la roche mère faménienne, on a une contradiction entre les valeurs de richesse en COT et les valeurs du potentiel pétrolier, ce qui peut être due à la grande température dans cette roche, qui a même dépassé **450 °C**.

### **Roche mère du Wenlockien :**

Dans la roche mère du Wenlockien et suivant la carte du potentiel pétrolier total (iso-PP) on a pas de valeurs importantes de ce potentiel. A l'Ouest du bassin, les valeurs sont complètement nulles, les valeurs augmentent suivant la direction **W-E**, mais restent toujours faibles où la valeur maximale de **0.875 Mg d'HC/g de roche** au niveau du puis **GSL-3** au Sud-Sud-Est du bassin (Fig.27).

La roche mère du Wenlockien est la plus riche en matière organique (**COT=2.34%**), mais puisque la température est très grande sachant qu'elle a atteint **503°C** dans quelques puits, on a pas eu des valeurs importantes du potentiel pétrolier.

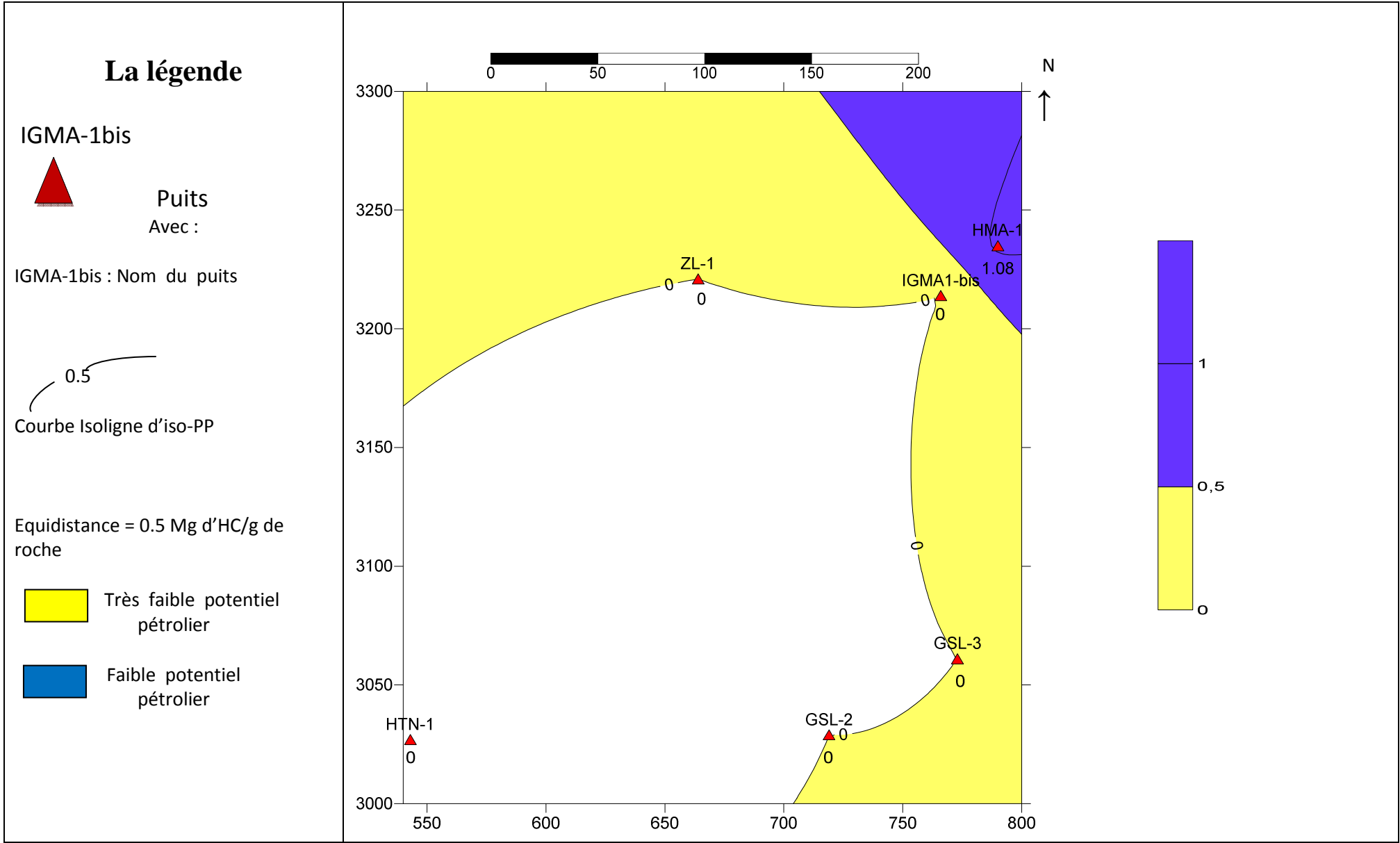


Fig.25 : Carte en iso-Potentiel pétrolier du Fammenien du bassin de Tindouf

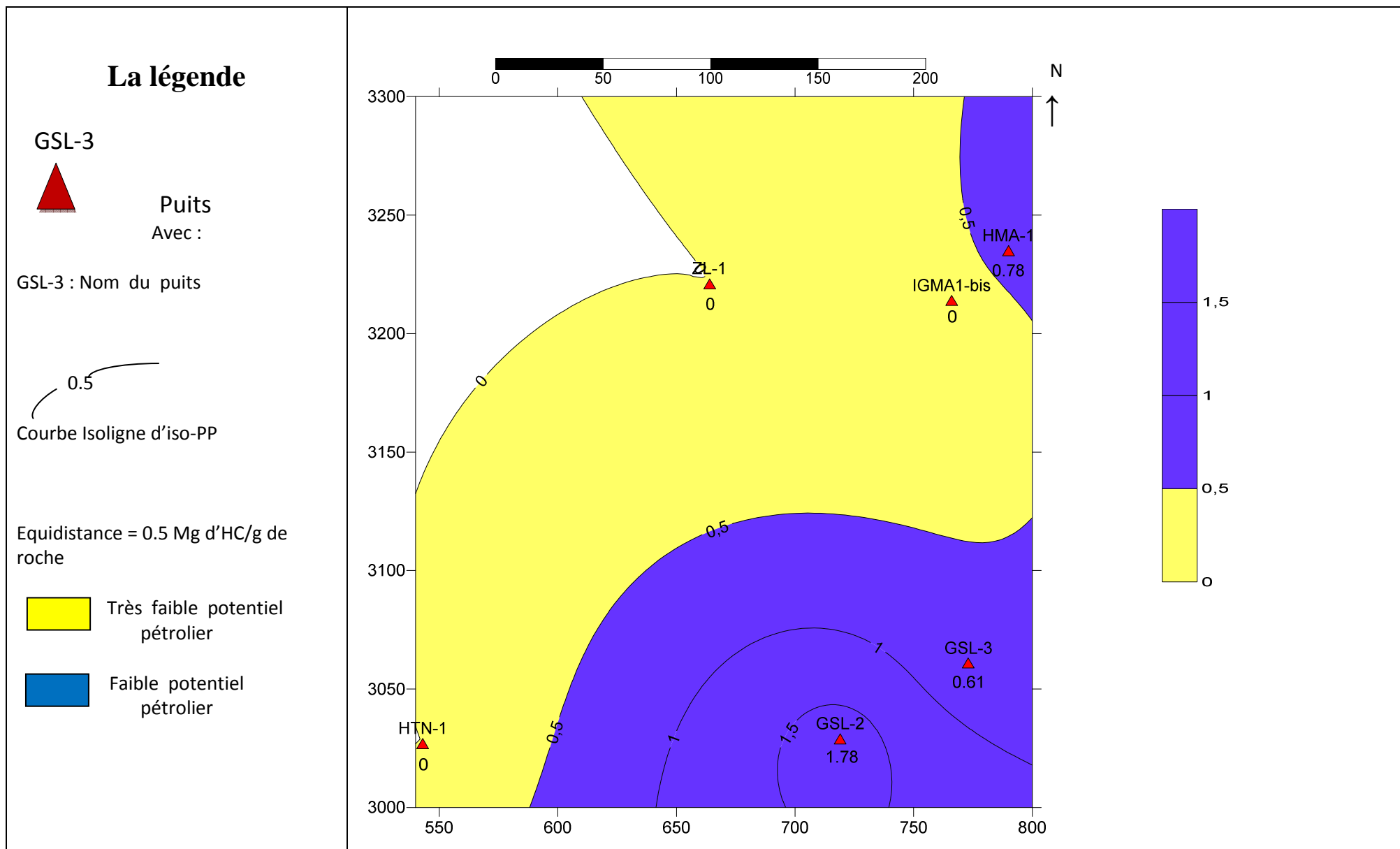


Fig.26 : Carte en iso-Potentiel pétrolier du Frasnien du bassin de Tindouf

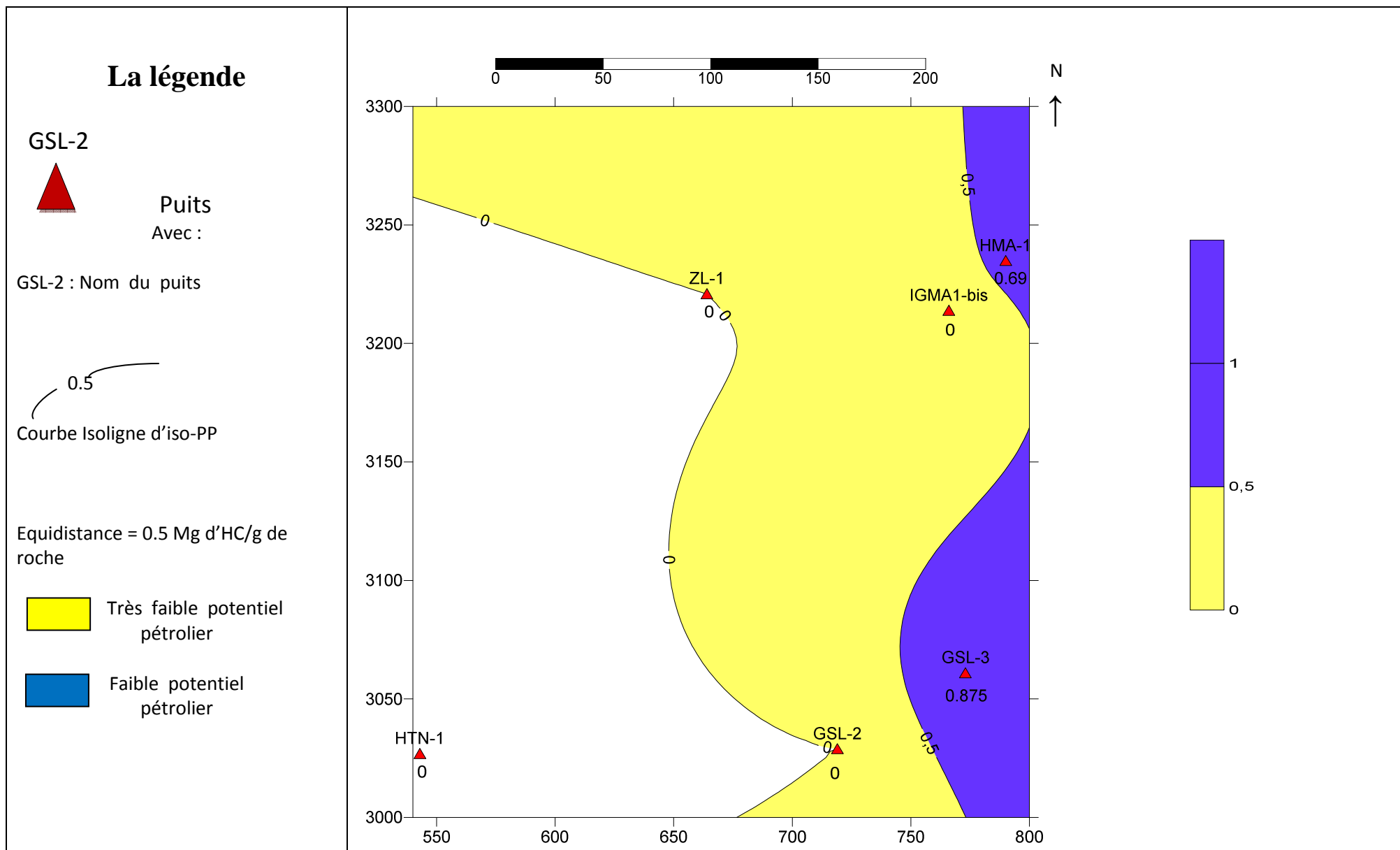


Fig.27: Carte en iso-Potentiel pétrolier du Wenlockien du bassin de Tindouf

### **IV-3-Type de la matière organique :**

Pour déterminer le type de la matière organique dans les 3 roches mères étudiées, il faut établir les diagrammes suivants et les analyser :

- Index d'hydrogène (**IH**) en fonction de la température (**Tmax**).
- Index d'hydrogène (**IH**) en fonction d'index d'oxygène (**IO**).

#### **IV-3-1-Le diagramme (IH/IO) :**

##### **Roche mère du Famménien :**

D'après les résultats d'analyse du Rock-Eval dans le bassin de Tindouf, on a pu déterminer les index d'hydrogène et d'oxygène sur des échantillons de roche mère famménienne pris des 3 puits **HMA-1**, **GSL-2** et **GSL-3** (Fig.28).

D'après la projection des échantillons sur le diagramme (**IH/IO**) on déduit qu'il s'agit d'une matière organique de type **III**, donc continentale, qui représente une anomalie avec l'étude du paléo-environnement du bassin de Tindouf, mais qui peut être justifié comme résultat de l'immense température (à cause du magmatisme), qui a engendré une maturation avancée et aussi la faible profondeur des roches mères, donc la possibilité d'influence des dépôts récents sur les dépôts de roches mères.

##### **Roche mère du Frasnien :**

D'après les résultats d'analyse du Rock-Eval dans le bassin de Tindouf, on a pu déterminer les index d'hydrogène et d'oxygène sur des échantillons de la roche mère frasnienne pris des puits **HMA-1** et **GSL-2** (Fig.29).

D'après la projection des échantillons sur le diagramme (**IH/IO**) on a une matière organique de type **III**, et un seul échantillon avec matière organique de type **II**, qui est due à la haute température (magmatisme) ou l'influence des sédiments plus récents continentaux.

##### **Roche mère du Wenlockien :**

D'après les résultats d'analyse du Rock-Eval dans le bassin de Tindouf, on a pu déterminer les index d'hydrogène et d'oxygène sur des échantillons de roche mère wenlockienne pris des puits **HMA-1** et **HTN-1** et **GSL-3** (Fig.30).

La projection des échantillons sur le diagramme **(IH/IO)** montre que la roche mère wenlockienne contient une matière organique de type **III**, donc continentale malgré que les dépôts siluriens dans le bassin de Tindouf sont des dépôts marins, une anomalie qui peut être résultat du magmatisme qui a influé sur la température dans cette roche mère.

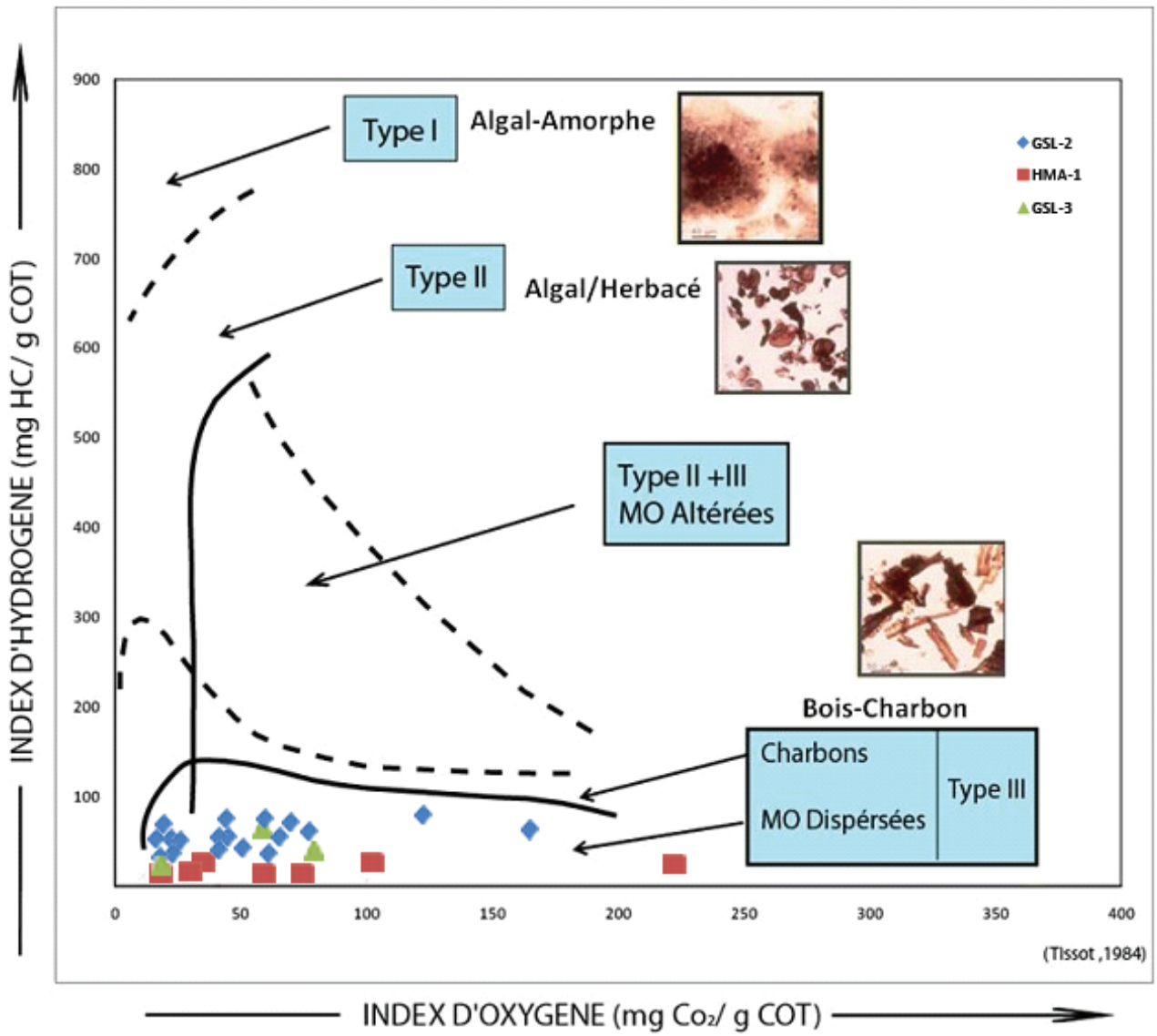


Fig.28: Diagramme IH/IO du niveau roche mère Famménien

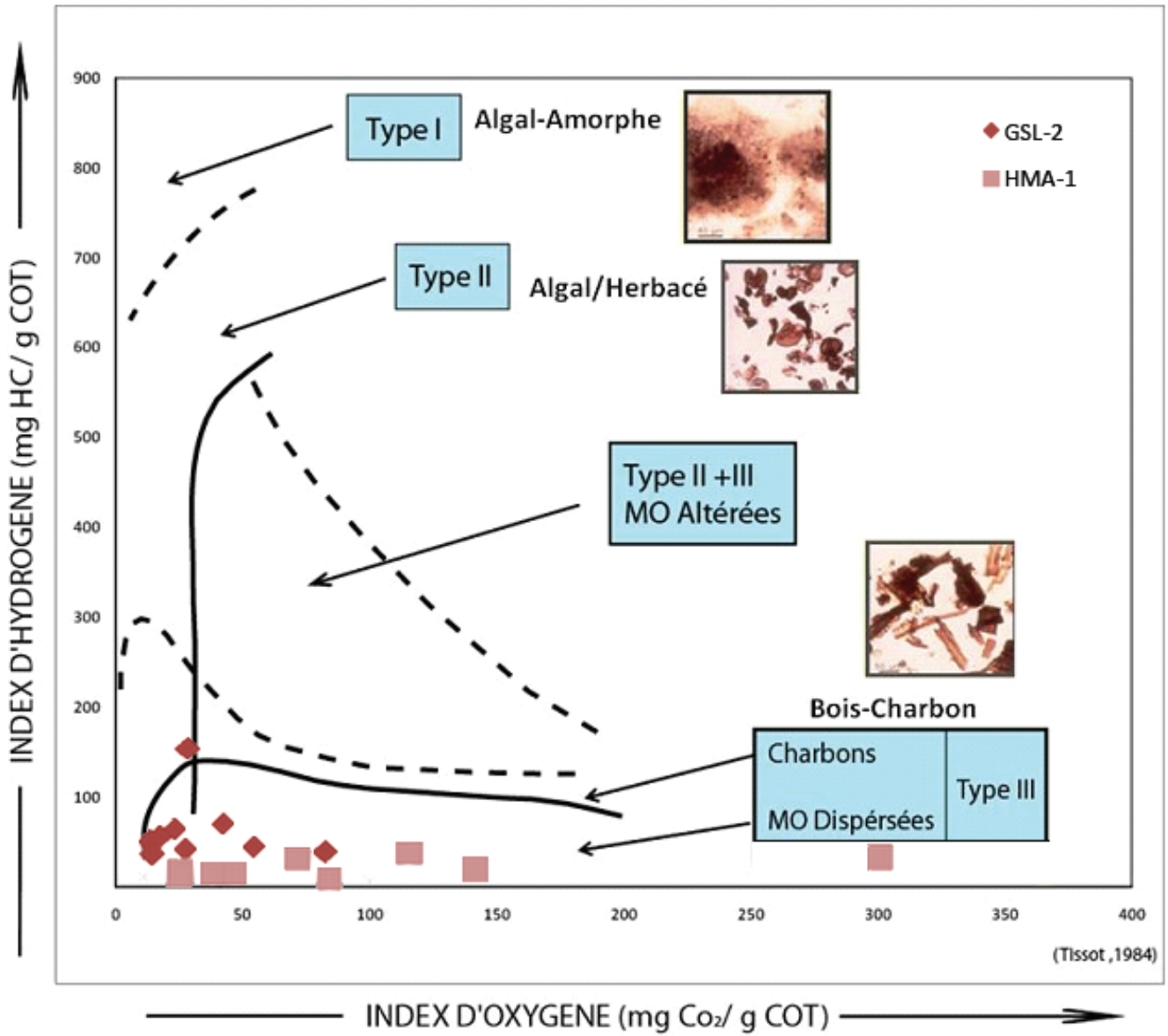


Fig.29: Diagramme IH/IO du niveau roche mère Frasnien

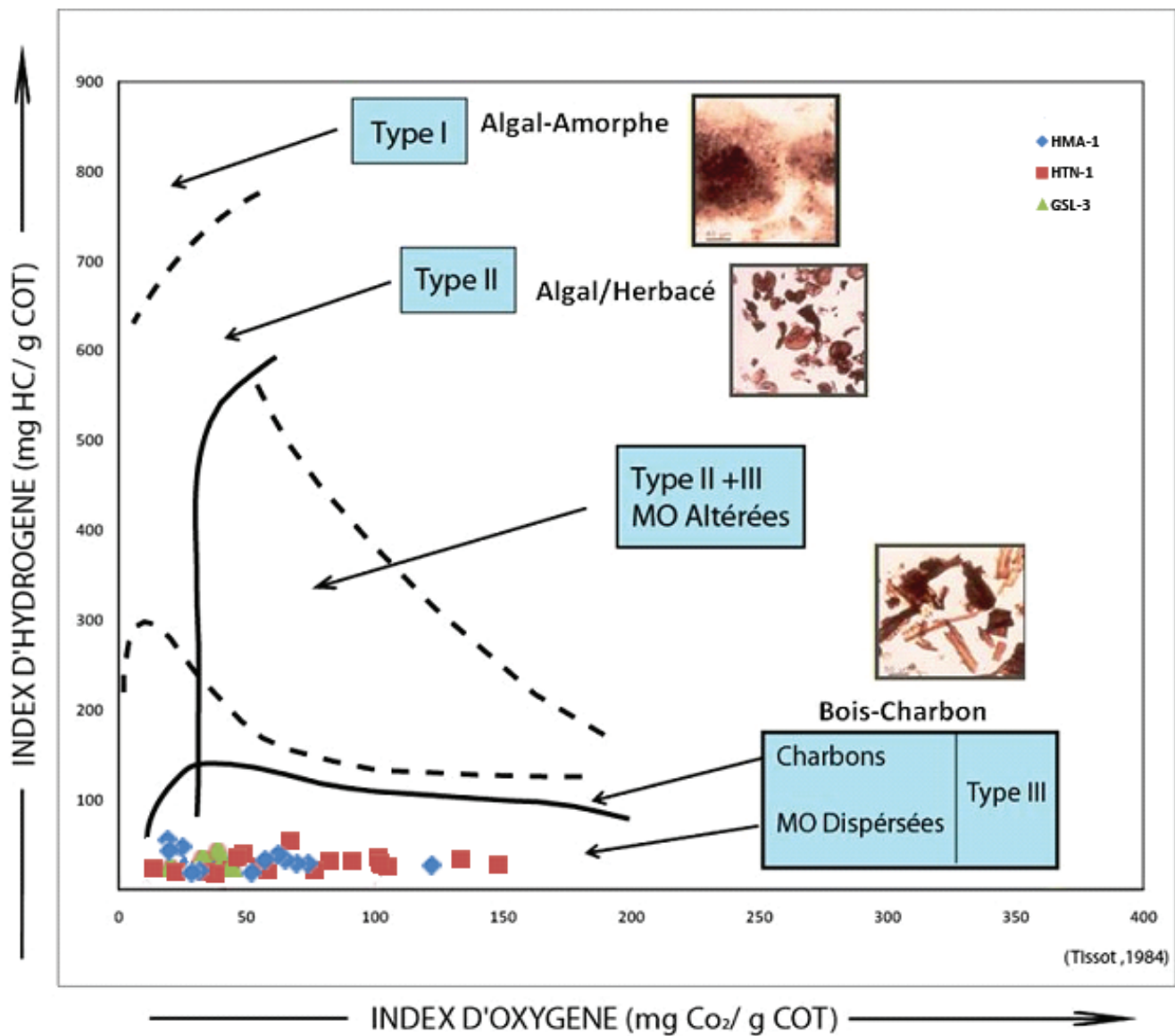


Fig.30: Diagramme IH/IO du niveau roche mère Wenlockien

#### IV-3-2- Diagramme (IH/Tmax) :

D'après les résultats des diagrammes (IH/IO) on a déterminé le type de la matière organique dans toutes les roches mères étudiées dans le bassin de Tindouf (Roche mère fammenienne ,frasnienne et wenlockienne), il s'agit de la matière organique de type III (Tab.2). A la base de ces résultats on va évaluer la maturité de ces roches mères en interprétant les diagrammes (IH/Tmax) d'après les résultats d'analyse des échantillons en pyrolyse RockEval.

Matiere organique Type III			
Tmax (°C)			
<430	430-465	465-540	540<
Immature	Huile	Condensat-Gaz humide	Gaz sec

Tab.2: Estimation qualitative de la maturité de la matière organique Type III.

#### Roche mère du Famménien :

D'après le diagramme (IH/Tmax) au niveau de la roche mère du Famménien , on observe que les valeurs de IH sont faibles (IH<100 mg d'HC/g de COT), ce qui confirme alors qu'on a une matière organique de type III (Fig.31).

Les valeurs de Tmax sont comprises entre 439 et 483 °C, se qui confirme que cette roche mère est mature, la majorité des échantillons ont une température entre 439 et 460 °C, les échantillons sont pris du puits GSL-2, ce qui veut dire qu'on a une roche mère mature en huile. Le seul échantillon pris du puits HMA-1 a une température de 483 °C, ce qui veut dire une roche mère mature en condensât ou gaz humide.

#### Roche mère du Frasnien :

On observe sur le diagramme (IH/Tmax) au niveau de la roche mère du Frasnien que la majorité des valeurs de IH sont faibles (IH<100 mg d'HC/g de COT), ce qui confirme alors qu'on a une matière organique de type III, mais il existe un échantillon qui a une

valeur de **142 mg d'HC/g de COT**, qui correspond à une matière organique de type **II** pris du puits **GSL-2** (Fig.32).

Puisque la température de cet échantillon est de **444°C**, inférieure à **450°C**, donc il correspond à une matière organique mature en huile, la même chose pour un autre échantillon de matière organique de type **III** pris du puits **IGMA-1bis**, qui a une température inférieure à **465°C** plus exactement **462°C**, donc il s'agit aussi de matière organique mature en huile.

A part ces deux échantillons, la majorité des échantillons ont des températures comprises entre **472** et **484°C** pris des puits **IGMA-1bis** et **HMA-1**, ce qui nous donne une roche mère mature en condensât ou gaz humide.

#### **Roche mère du Wenlockien :**

On observe sur le diagramme (**IH/Tmax**) au niveau de la roche mère du Wenlockien, que tous les échantillons analysés (valeurs **IH** et **Tmax**) sont pris du puits **HTN-1**, malgré la présence d'autres échantillons de cette roche mère, mais les valeurs de ces deux paramètres ne sont pas disponibles (Fig.33).

Les valeurs de **IH** sont encore inférieures à **100 mg d'HC/g de COT**, ce qui confirme qu'on a une matière organique de type **III**.

On a trois différents cas de maturité, sur deux échantillons on a eu (**Tmax < 430 °C**), c'est à dire une roche mère immature, sur un seul échantillon on a eu (**Tmax = 431 °C**) c'est à dire une roche mère mature en huile, sur la majorité des échantillons on a trouvé des températures comprises entre **470** et **503 °C**, c'est à dire une roche mère mature en condensât ou gaz humide.

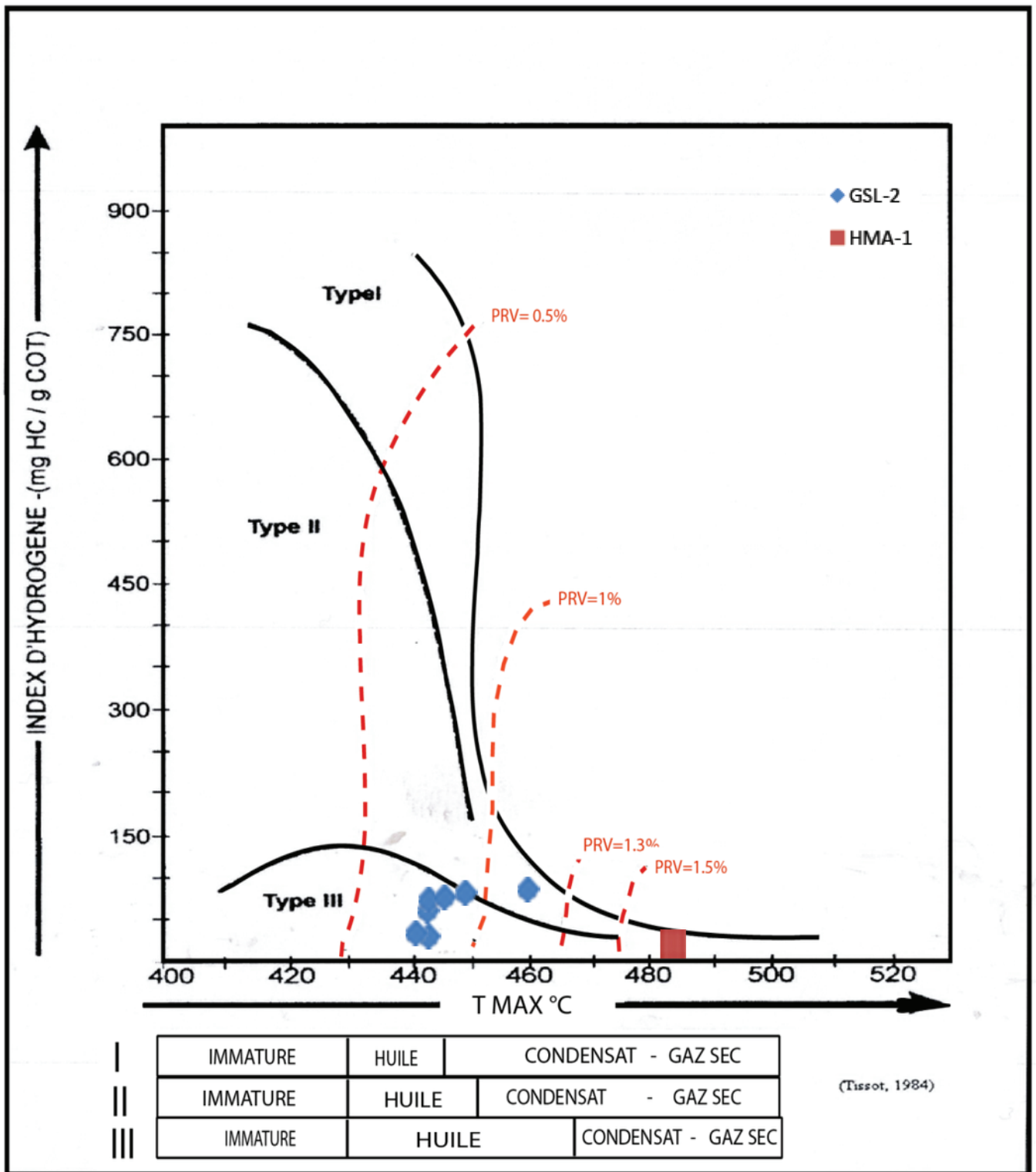


Fig.31: Diagramme IH/Tmax du niveau roche mère Famménien

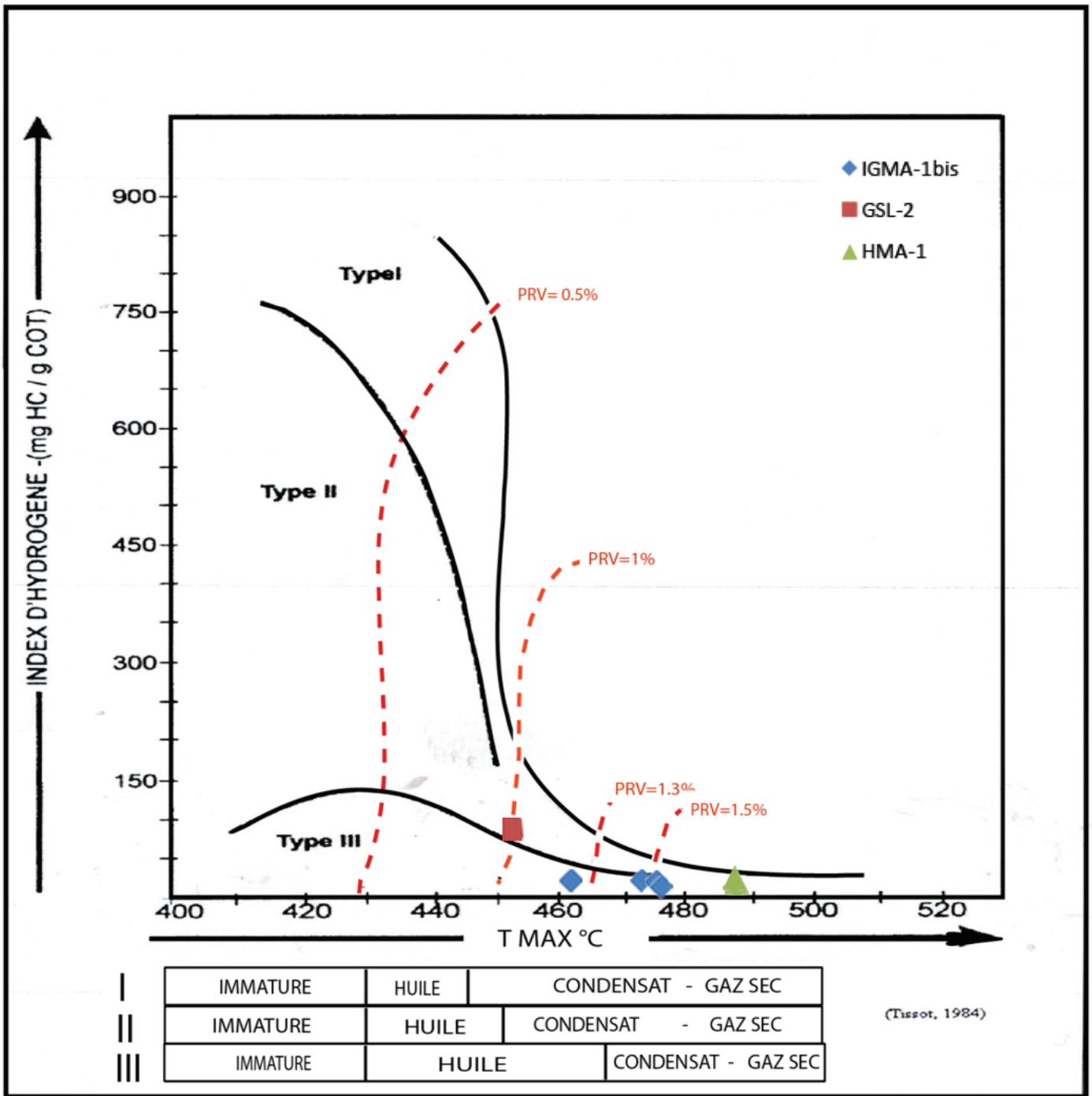


Fig.32: Diagramme IH/Tmax du niveau roche mère Frasnien

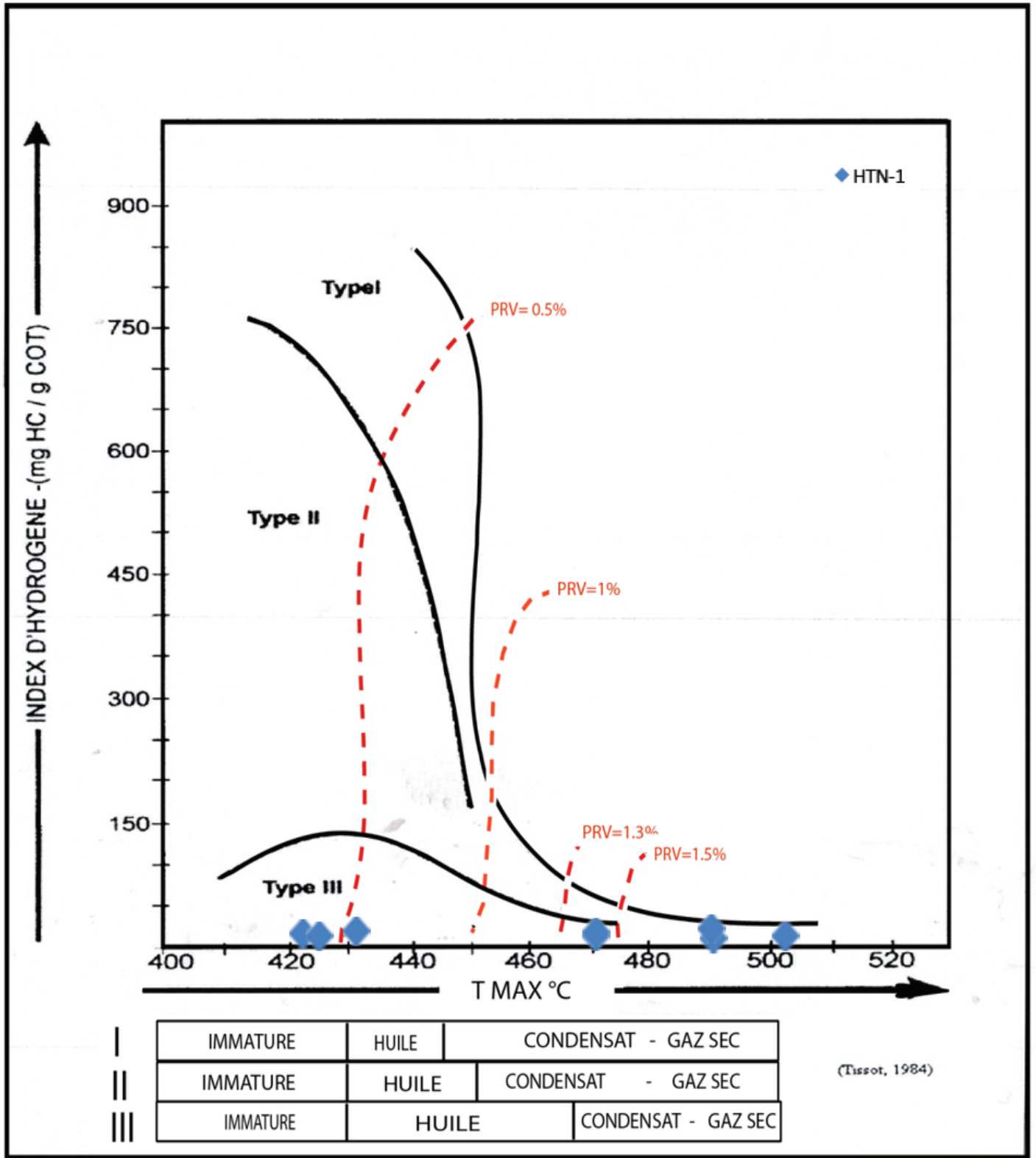


Fig.33: Diagramme IH/Tmax du niveau roche mère Wenlockien

## **CHAPITRE IV:**

# **Modélisation géochimique des roches mères du bassin de Tindouf**

## **Introduction :**

On peut compter une augmentation substantielle du taux de succès des forages d'exploration par la prise en compte des facteurs nécessaires à la genèse des hydrocarbures (Murriss,R.J.1984).

Afin d'avoir une approche plus compréhensive des différents phénomènes géologiques et leur influence sur la roche mère, on utilise la modélisation géochimique.

La modélisation intégrée des systèmes pétroliers est un outil utile à l'exploration pétrolière, elle correspond à une reconstitution de l'histoire de l'évolution géologique et géothermique de la roche mère pendant les différentes phases d'enfouissement, en se basant sur les différentes données issues des études stratigraphiques , pétrologiques, géophysiques, géologiques, et surtout géochimiques.

La modélisation permet d'aborder l'aspect dynamique de la roche mère en simulant l'évolution dans le temps de la maturité de la roche mère étudiée et de vérifier différents scénarios proposés pour expliquer leur évolution, pour estimer avec les modèles cinétiques, la génération et l'expulsion des hydrocarbures et finalement de comprendre la migration et la formation des accumulations des hydrocarbures. (Welte,D.H et Yulker,K.1993).

## **I-Principe de la modélisation géochimique :**

Le principe de la modélisation du système pétrolier est la traduction des concepts géologiques dans une forme numérique, donc la quantification de tous les paramètres géologiques, géochimiques et géothermique et de les faire simuler sur ordinateur. (Welte,D.H et Yalcin,M.N.1988).

## **II- Objectif de la modélisation géochimique :**

On réalise la modélisation géochimique dans le but de reconstruire l'histoire géologique et géothermique des roches mères en prenant en compte les phénomènes de transfert de chaleur, de la compaction et de l'érosion des couches et aussi les lois cinétiques de dégradation thermique de la matière organique et les lois de migration des fluides (Wyrkala,B.1988 Welte,D.H.et Yalcin,M.N. 1988).

Tout cela est pour déduire les différentes étapes d'évolution des roches mères au sein du bassin de Tindouf et déterminer le timing de génération et le type des hydrocarbures générés par ces roches mères.

### **III- Les données utilisées dans la modélisation géochimique :**

#### **III-1- Les données géothermiques :**

Pour réaliser une modélisation géochimique on a besoin des données géothermiques suivantes :

- Flux de chaleur ( $\text{mW}/\text{m}^2$ ).
- Gradient géothermique ( $^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ ).
- La paléotempérature (en utilisant l'abaque de Wyrkala).

##### **III-1-1- Flux de chaleur :**

Le flux de chaleur est la quantité de chaleur qui s'écoule dans les couches géologiques en sub-surface par unité de temps, il est traduit comme une vitesse avec laquelle la terre perd sa chaleur, l'unité de flux de chaleur est le Watt (**W**), mais on le décrit comme une vitesse exprimée par l'unité ( **$\text{mW}/\text{m}^2$** ).

Les facteurs qui s'agissent sur le flux de chaleur :

- L'épaisseur de plaque : plus la plaque est mince plus le flux augmente.
- L'âge de la lithosphère : plus la lithosphère est jeune plus le flux est élevé.
- La production de chaleur dans la croûte : le flux augmente avec la concentration en radioéléments.

Le flux de chaleur dans le bassin de Tindouf est de  **$65 \text{ mW}/\text{m}^2$** .

##### **III-1-2- Gradient géothermique :**

Le gradient géothermique c'est la façon avec laquelle la température des couches géologiques augmente en fonction de leurs profondeurs.

Le gradient géothermique observé dans la croûte continentale varie largement d'un endroit à un autre, ce qui résulte que chaque région est caractérisée par un gradient géothermique, qui reste un élément essentiel pour déterminer la température des différentes couches géologiques de sub-surface.

L'unité du gradient géothermique est ( **$^{\circ}\text{C}/100\text{m}$** ), la valeur normale dans le monde c'est **3 à 4  $^{\circ}\text{C}/100\text{m}$**  mais le domaine saharien en Algérie est caractérisé par un gradient géothermique qui est égale à :  **$2.7 \text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{m}$** .

### III-1-3- La paléotempérature :

Pour évaluer la maturité de la matière organique et ses conditions de formation on a besoin de déterminer les paléotempératures dans les différentes roches mères du bassin.

Ces paléotempératures sont introduites dans notre logiciel (Genex) à partir de l'abaque de Wyrgala réalisé en 1989 (Fig.34).

Wyrgala a établi son abaque pour estimer les paléotempératures de la surface eau-sédiment en fonction de latitude au cours des temps géologiques.

D'après l'abaque de Wyrgala on a trouvé que la température de surface dans le bassin de Tindouf est de **20°C à 28°C**.

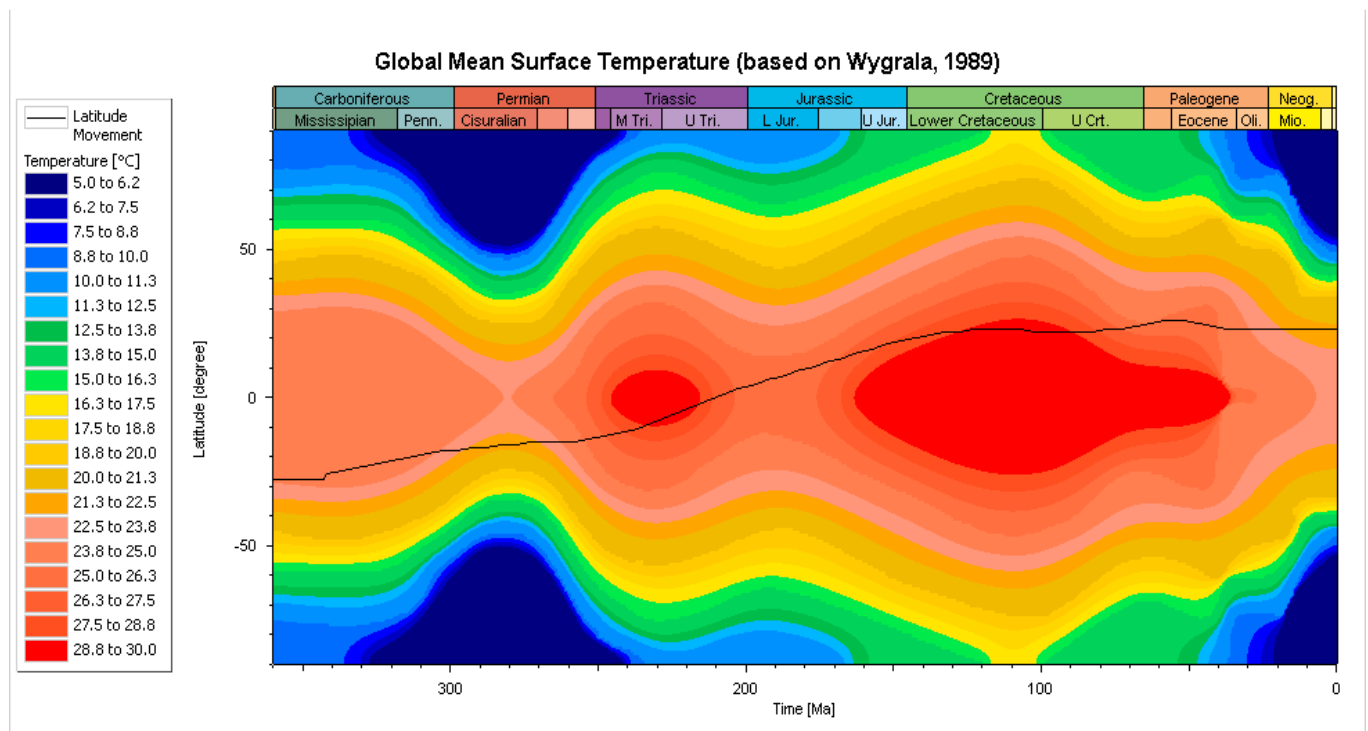


Fig.34 : Les paléotempératures de la surface en fonction de latitude dans le bassin de Tindouf (Wyrgala,B.1989).

### III-2-Les données géochimiques :

Se sont les différentes mesures géochimiques réalisées par la pyrolyse Rock-Eval sur les trois roches mères étudiées : Famménien , Frasnien et Wenlockien.

Les paramètres de la pyrolyse Rock-Eval utilisés sont :

- Epaisseur de chaque roche mère.
- Richesse en matière organique (**COT ,S1**) et type de la matière organique pour chaque roche.
- Etat de maturité **Tmax** et **PRV (pouvoir réflecteur de la vitrinite)**.

### III-3-Les données lithostratigraphiques :

Pour réaliser la modélisation géochimique on a besoin de :

- Age et profondeur des formations, avec ses épaisseurs.
- Proportions lithologiques.
- Périodes d'érosion et épaisseurs érodées.

### IV-Logiciel utilisé « GENEX » :

GENEX 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) (Fig.35) .

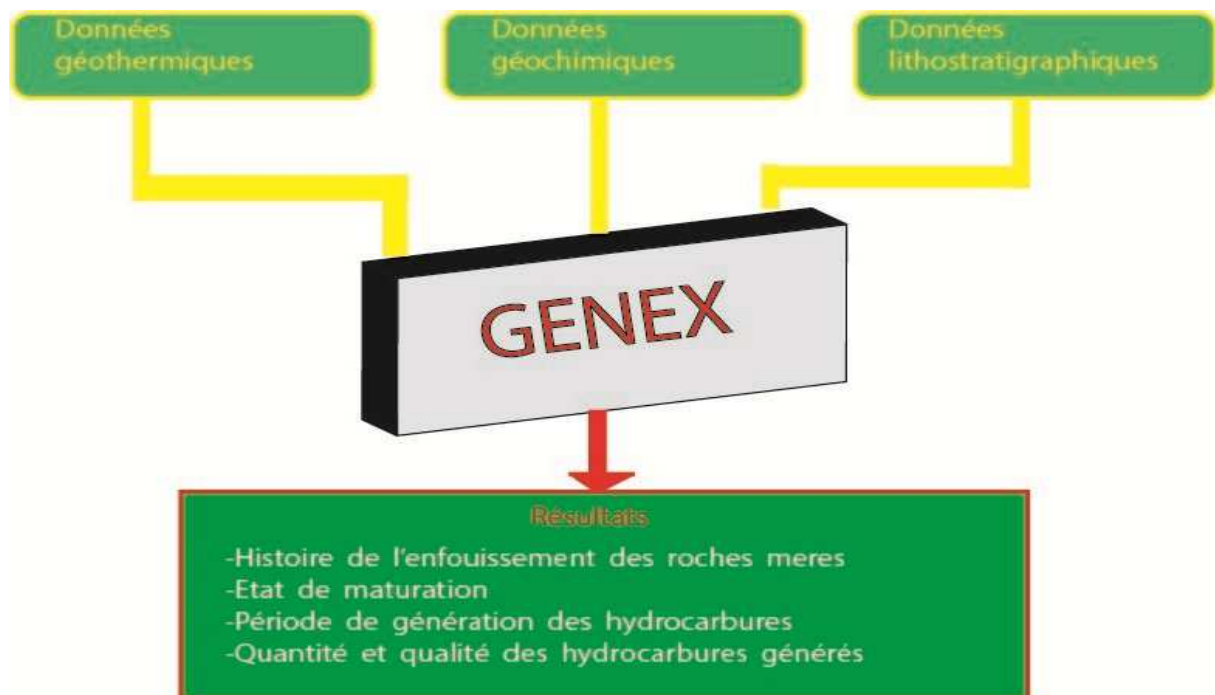


Fig.35 : Principe de la modélisation géochimique avec logiciel GENEX.

Ce programme réalise des opérations de calcul de timing de la génération des quantités des hydrocarbures générées en prenant en considération le cadre géodynamique du bassin, le modèle géothermique, ainsi que la cinétique de la matière organique.

Ces calculs sont régis par la loi d'Arrhenius pour le craquage primaire du kérogène en huile et du gaz et le craquage d'huile en huile très légère et gaz.

La formule d'Arrhenius pour le craquage primaire exprime que les quantités des hydrocarbures expulsés dépendent du seuil d'expulsion, qui est propre à chaque type de lithologie de la roche mère, le type et la richesse en matière organique (Rudkiewicz, J.L et Behar, F 1993).

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

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

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

La calibration du modèle passe par le calage du flux de chaleur actuel par les températures mesurées aux puits et de l'histoire de maturation par modèle du flux de chaleur et l'épaisseur érodée appropriée (Benbouda, S ; Omari, S. 2010).

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

Sandstone (grés).

Anhydrite (Anhydrite).

Shale (Argile).

Coal (Charbon).

Limestone (Calcaire).

Tuff (Volcanique).

Marl (Marne).

Salt (Sel).

Siltstone (Silt).

Dolomite (Dolomie).

## **V-Résultats de la modélisation :**

On a réalisé la modélisation sur deux sondages implantés dans le bassin de Tindouf (**Puits-1** et **Puits-2**), d'après les données géothermiques, lithostratigraphiques et géochimiques mentionnées.

**Remarque :** Pour le **puits-2** les roches mères famménienne et frasnienne sont en contact, et elles ont subi la même évolution, donc leur étude sera unifiée.

Pour le **puits-1**, on évalue les deux roches mères séparément .

### **V-1 Etude d'enfouissement du bassin de Tindouf :**

#### **V-1-1-Le puits-1 :**

On remarque d'après le graphe de l'histoire d'enfouissement du bassin de Tindouf au niveau du **puits-1**, qu'on a une très faible sédimentation au Cambrien, mais à partir de l'Ordovicien la sédimentation a commencé d'être plus puissante jusqu'à la fin du Carbonifère, ce qui a impliqué un enfouissement profond des roches de l'Ordovicien, du Silurien, du Dévonien et aussi du Carbonifère (Fig.36).

A la fin du Carbonifère et à cause de l'orogénèse hercynienne, toutes ces couches ont subi un soulèvement et même une érosion partielle du Carbonifère et du Dévonien Supérieur.

A partir du Trias les profondeurs sont devenues de plus en plus stables , on remarque qu'un seul faible enfouissement, du à la faible sédimentation des dépôts du Crétacé.

A propos des roches mères on remarque :

#### **Pour la roche mère famménienne :**

- Début de génération des hydrocarbures à **2200 m** de profondeur, à **360 ma** le début de la fenêtre à huile .
- A **2600 m** de profondeur la roche mère famménienne a commencé à générer du gaz et de l'huile à **350 ma**.
- Le plus profond enfouissement du Famménien était à la fin du Carbonifère avec une profondeur de **2800 m**.
- Le Famménien a été érodé pendant l'orogénèse hercynienne, mais le niveau de roche mère n'a pas subi une érosion.

#### **Pour la roche mère frasnienne :**

- Juste comme la roche mère famménienne le début de génération des hydrocarbures est à **2200 m** de profondeur, à **360 ma** le début de la fenêtre à huile .

- A **2600 m** de profondeur la roche mère du Frasnien a commencé à générer du gaz et de l'huile (gaz humide) à **350 ma**.
- Le plus profond enfouissement de la roche mère frasnienne est à la fin du Carbonifère avec la profondeur de **3000 m**.

**Pour la roche mère wenlockienne :**

- Début de génération des hydrocarbures est à **1800 m** de profondeur, avec un timing de **380 ma** qui a formé le début de la fenêtre à huile .
- Début de la fenêtre à huile et gaz (gaz humide) à **2700 m** de profondeur avec un timing de **360 ma**.
- Début de la fenêtre à gaz sec à **3900 m** de profondeur avec un timing de **340 ma**.
- Le plus profond enfouissement de la roche mère wenlockienne est à **4600 m** de profondeur à la fin du Carbonifère.

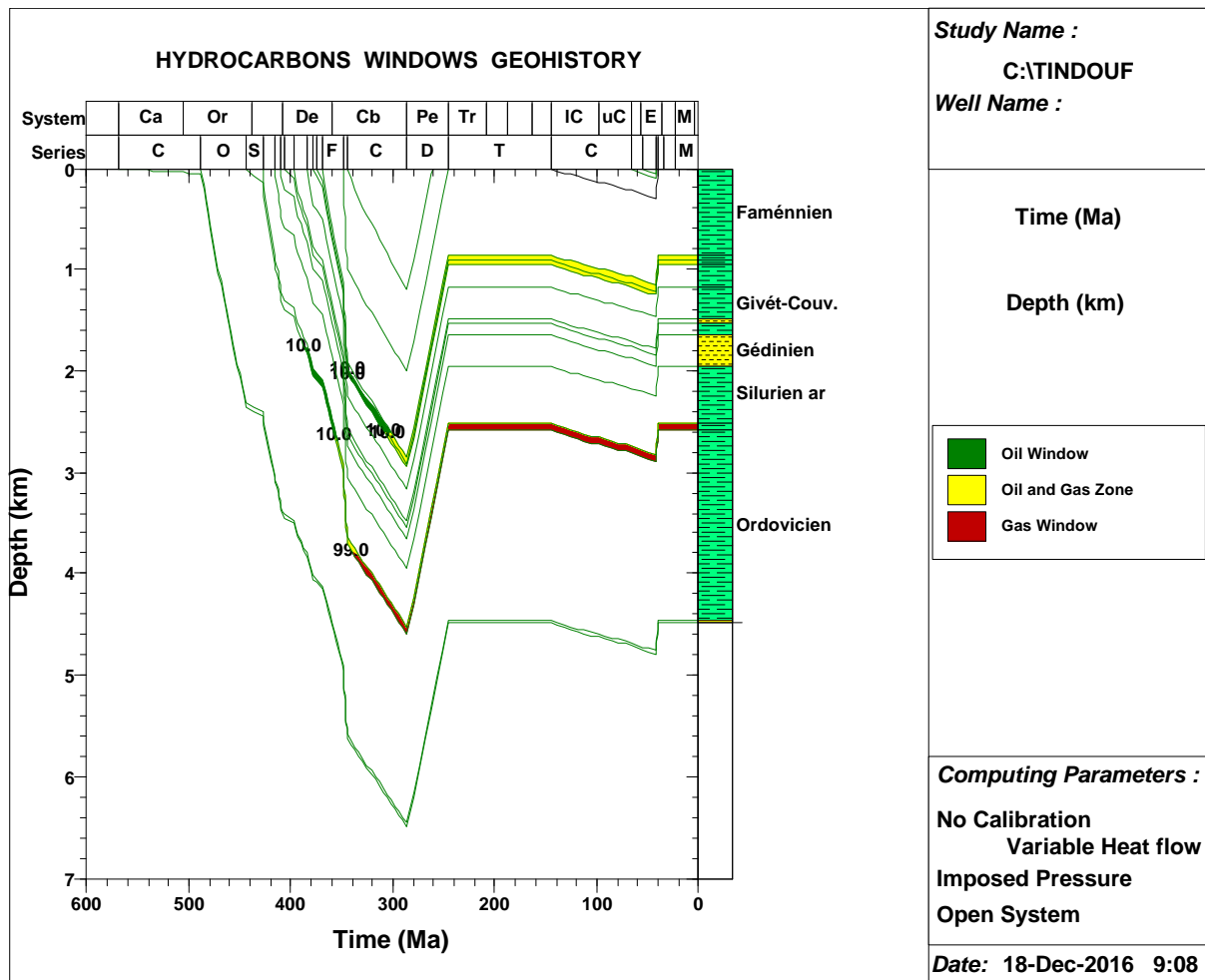


Fig.36: Histoire d'enfouissement et de génération des hydrocarbures au niveau du Puits-1 (Sonatrach.,2016).

## V-1-2-Le puits-2 :

Au niveau du **puits-2** on remarque que le dépôt du Cambrien est plus épais que celui de **puits-1**, mais il reste très faible, les plus importants dépôts ont commencé avec l'Ordovicien jusqu'à la fin du Carbonifère, ce qui a engendré un enfouissement important pour ces couches, sachant que la profondeur de l'Ordovicien a dépassé **6000 m** à **300 ma** à la fin du Carbonifère (Fig.37).

A cause de l'orogénèse hercynienne les couches de l'Ordovicien, du Silurien, du Dévonien ont subi un soulèvement important durant le Permien depuis la fin du Carbonifère jusqu'au début du Trias, malgré l'érosion d'une partie du Famménien la roche mère n'était pas érodée.

Même chose comme au niveau du **puits-1**, les couches depuis le Trias à l'actuel sont plus ou moins stables mis à part un faible enfouissement au Crétacé à cause d'une faible sédimentation.

A propos des roches mères on remarque :

### Pour la roche mère famménienne et frasnienne :

- Début de génération des hydrocarbures est à **1900 m** de profondeur à **330 ma** qui a formé le début de la fenêtre à huile .
- A **2700 m** de profondeur la roche mère famménienne a commencé à générer du gaz et humide à **290 ma**.
- Le plus profond enfouissement du Frasnien était à la fin du Carbonifère avec une profondeur de **2700 m**.
- Le Famménien a été érodé durant l'orogénèse hercynienne, mais le niveau de la roche mère n'a pas subi une érosion.

### Pour la roche mère wenlockienne :

- Début de génération des hydrocarbures est à **1900 m** de profondeur avec un timing **420 ma** qui a formé le début de la fenêtre à huile .
- Début de la fenêtre à gaz humide à **2700 m** de profondeur avec un timing de **380 ma**.
- Début de la fenêtre à gaz sec à **3900 m** de profondeur avec un timing de **350 ma**.
- Le plus profond enfouissement de la roche mère wenlockienne est à **4000 m** de profondeur à la fin du Carbonifère.

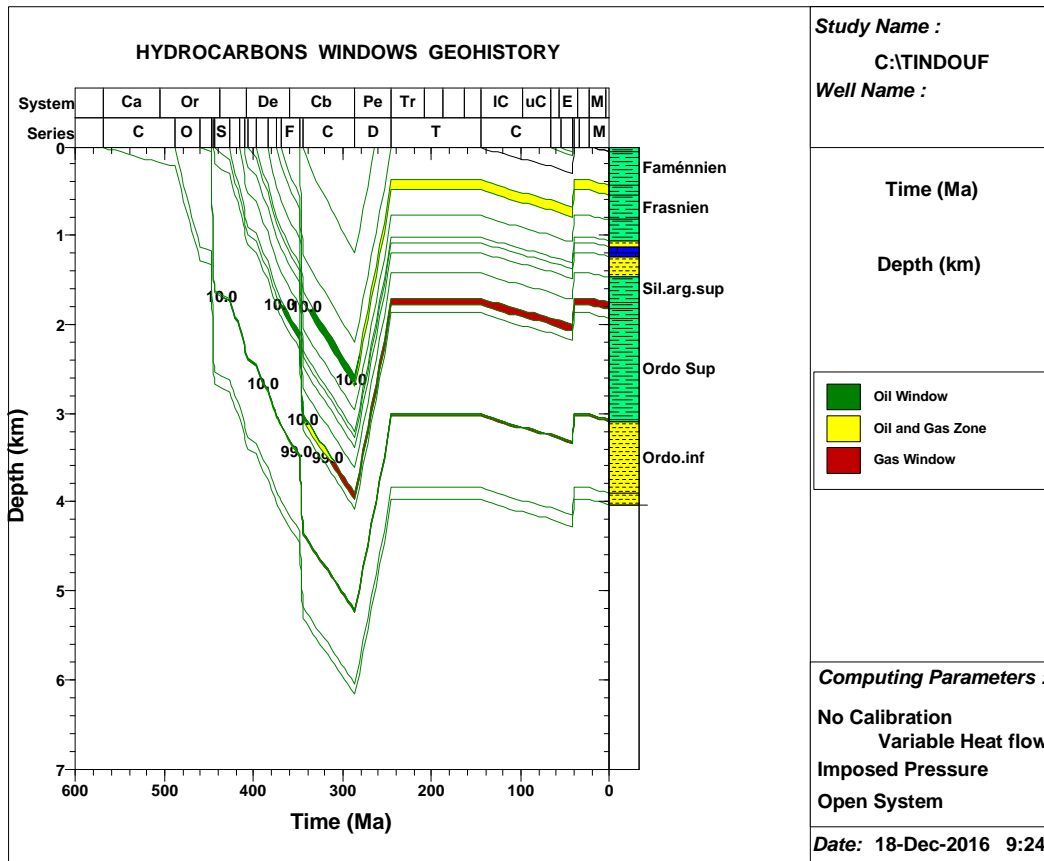


Fig.37: Histoire d'enfouissement et de génération des hydrocarbures au niveau du Puits-2 (Sonatrach.,2016).

## V-2- Evolution thermique du bassin de Tindouf :

D'après le graphe d'évolution des température des **puits-1** et **puits-2** (Fig 38,39), on observe que l'enfouissement des couches était la majeure raison de leur réchauffement, ce qui a affecté leur maturité en matière organique, les hydrocarbures ont été générés avec une température supérieure à **100°C** pour les roches mères famméniennes et frasnienne et même la roche mère silurienne (Wenlockien).

A **150°C** les trois roches mères ont commencé à générer du gaz et de l'huile, à cause de l'enfouissement très profond, la roche mère wenlockienne a commencé à générer à **200°C**, donc la métagenèse est due au fort enfouissement.

On remarque alors que les hydrocarbures ont été formés dans des conditions de température très élevée, ce qui explique les résultats d'étude de caractérisation où on a trouvé que les roches mères du Famménien, du Frasnien, du Wenlockien, qui sont très matures.

A part la couche de l'Ordovicien qui a commencé à se réchauffer depuis le Famménien, on remarque qu'il y a une augmentation de la température, qui a commencé au Trias et a affecté les roches du Silurien jusqu'au Dévonien moyen,

d'après notre étude, le Magmatisme est daté à l'âge du Trias, donc c'est la cause principale de ce réchauffement.

L'augmentation de la température due au magmatisme triasique, a engendré une dégradation de la matière organique restante dans les roches mères du Famménien, du Frasnien et du Wenlockien, pour cette raison les valeurs de COT sont très faibles au niveau de ces roches mères.

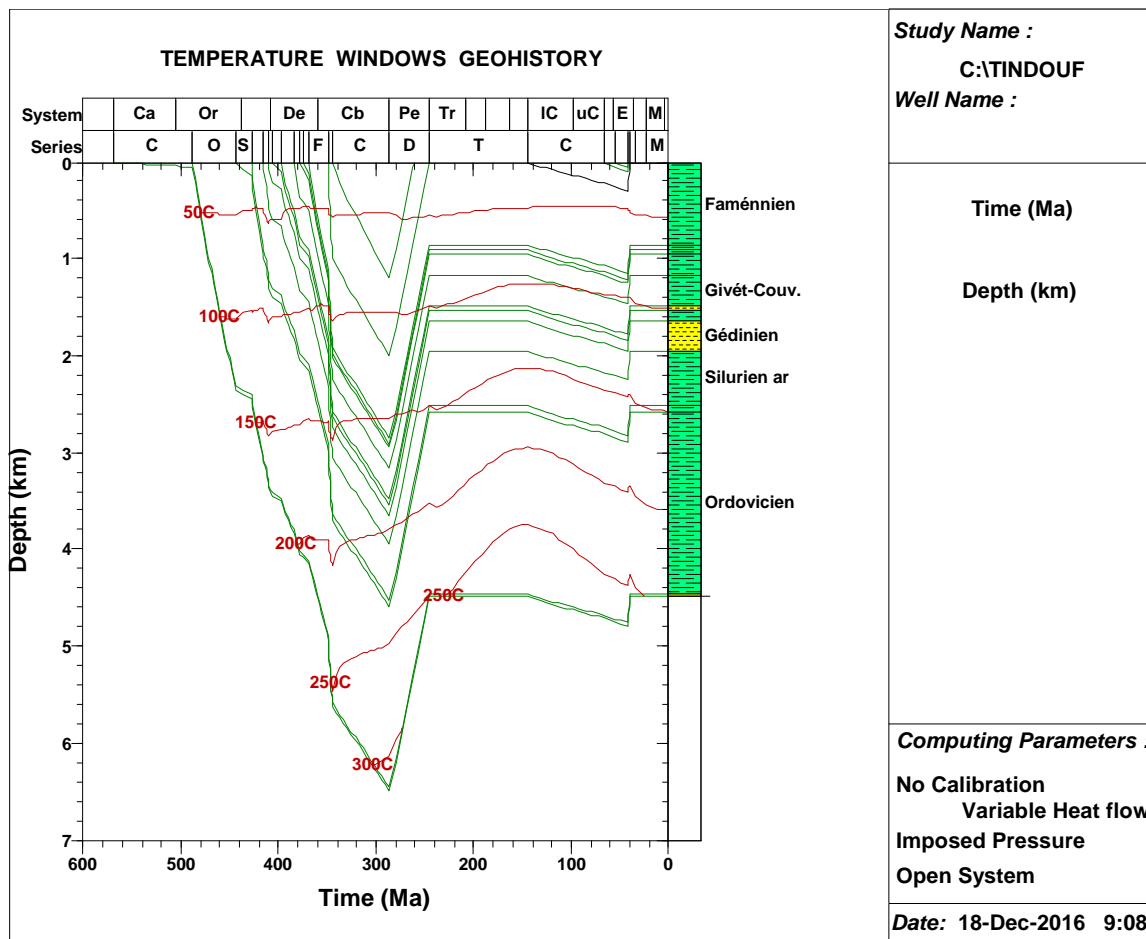


Fig.38: Evolution des températures dans le bassin de Tindouf à travers le temps géologique du puits-1 (Sonatrach.,2016).

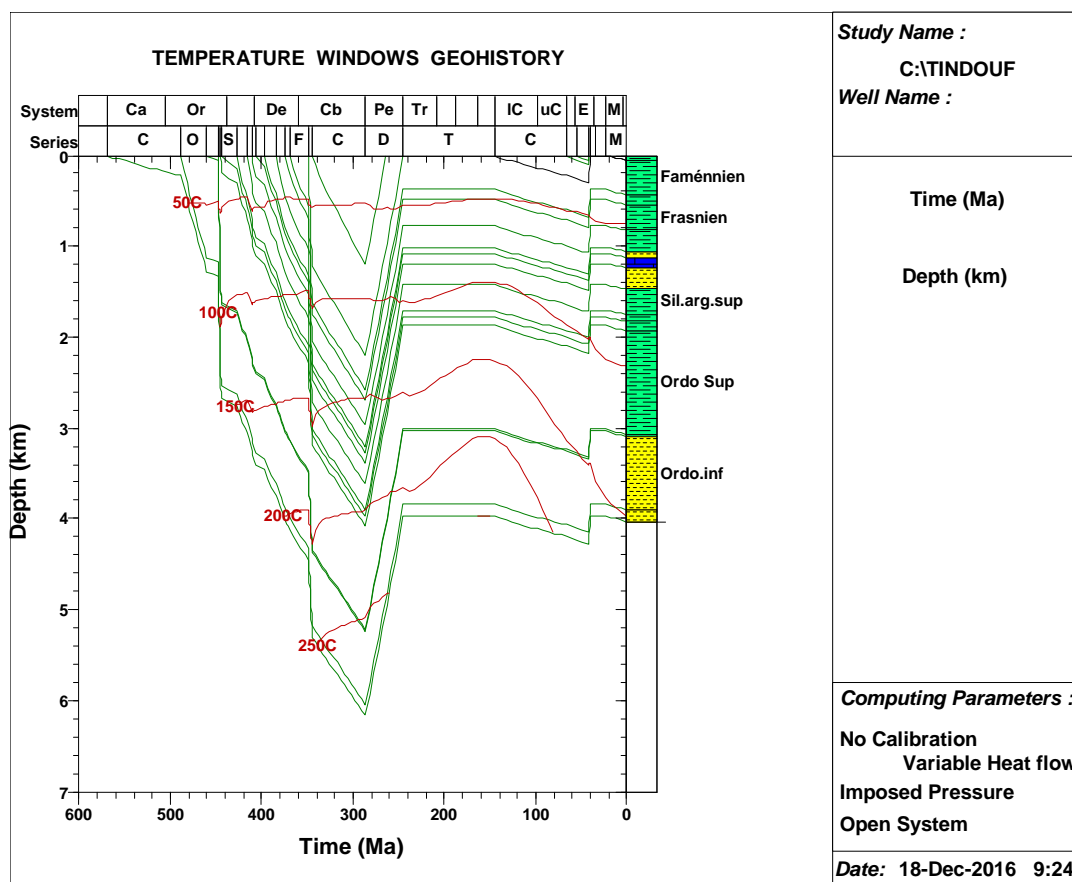


Fig.39: Evolution des températures dans le bassin de Tindouf à travers le temps géologique du puits-2 (Sonatrach.,2016).

### V-3- Génération et expulsion des hydrocarbures :

#### V-3-1- Le puits-1 :

##### Roche mère famménienne :

Dans le **puits-1** et d'après le taux de transformation de la matière organique de la roche mère famménienne, on remarque que la génération des hydrocarbures a commencé à **360 ma** avec un COT initiale de **3.5%**, ce qui contredit les résultats de la quantité du COT de la pyrolyse ROCK-EVAL, qui a été faible donc une grande partie de la matière organique a été détruite (Fig.40).

L'expulsion des hydrocarbures depuis la roche mère famménienne a commencé dans le Carbonifère à **340 ma** jusqu'à **280 ma** et puis l'expulsion est devenue faible et elle s'est arrêtée à **260 ma** (Fig.41).

La quantité totale des hydrocarbures expulsés de la roche mère du Famménien au niveau du **puits-1** est **22 mg d'hydrocarbures/g de roche initiale**, c'est la quantité actuelle (Fig.42).

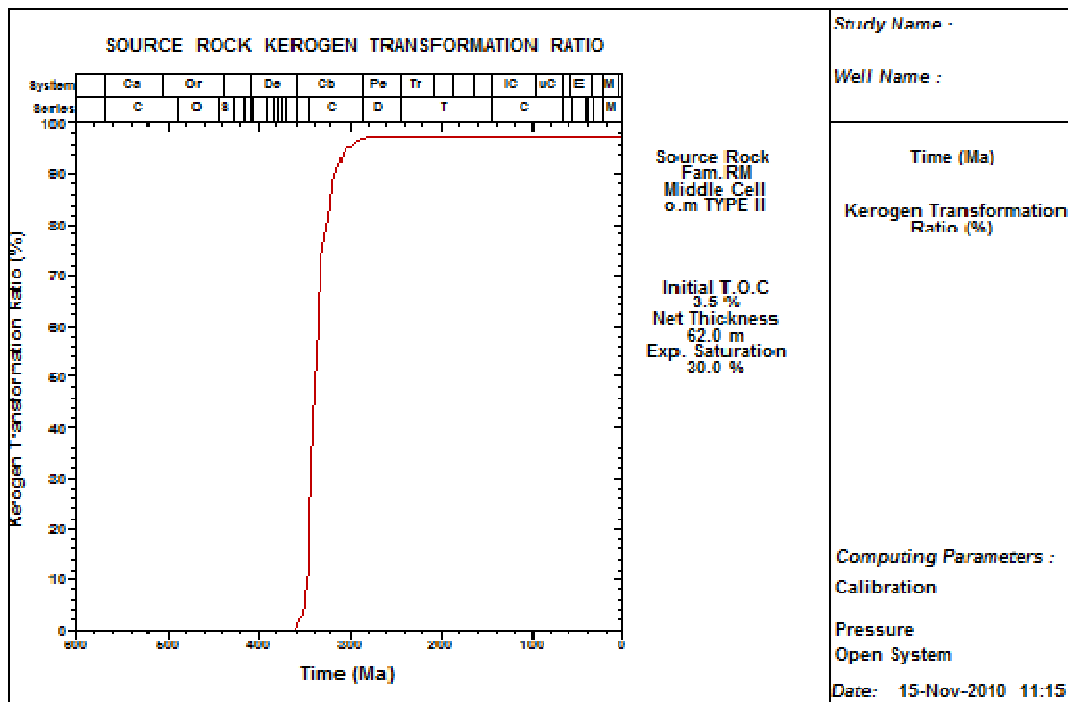


Fig.40: Taux de transformation de la matière organique de roche mère fammenienne du Puits-1 (Sonatrach.,2010).

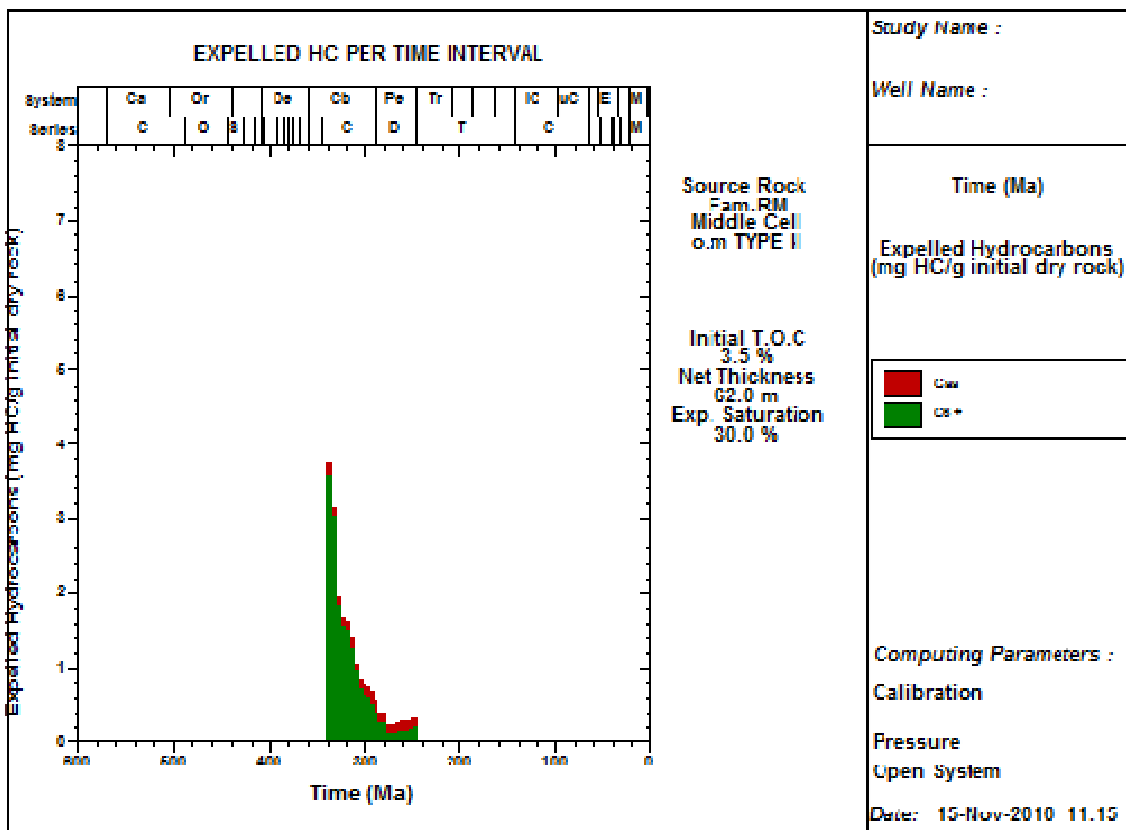


Fig.41: Quantité des hydrocarbures expulsée par intervalle du temps de la roche mère famenienne du puits-1 (Sonatrach.,2010).

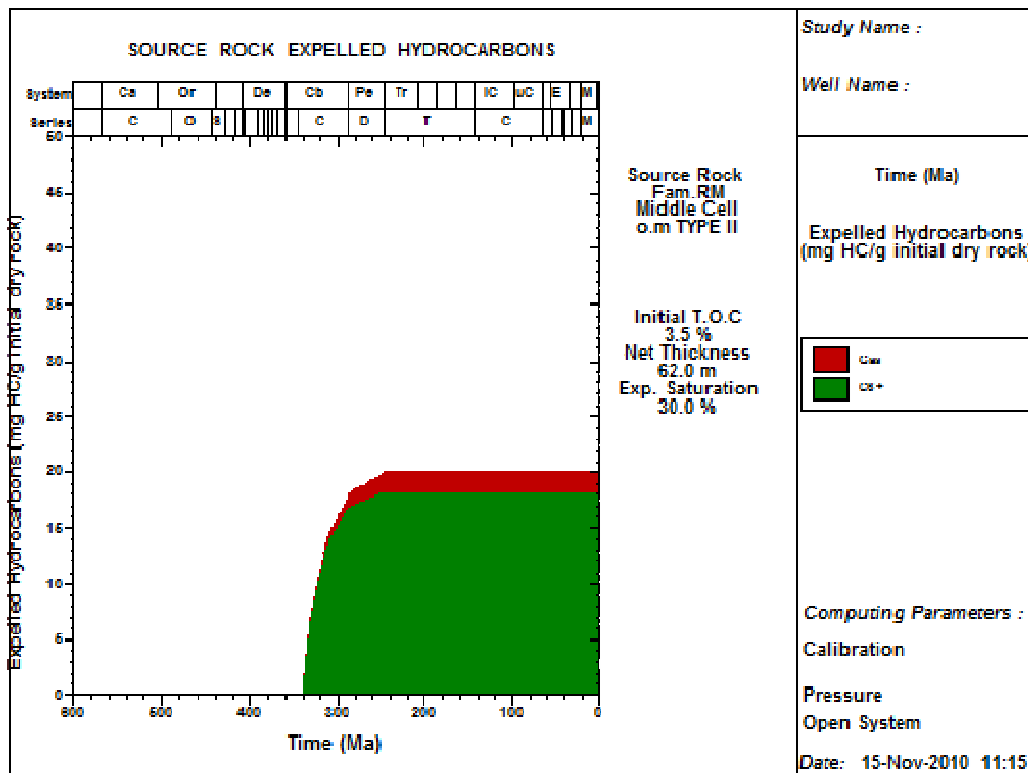


Fig.42: Quantité des hydrocarbures expulsée de la roche mère fammenienne du puits-1 (Sonatrach.,2010).

### Roche mère frasnienne :

On observe sur le graphe du taux de transformation de la matière organique dans le Frasnien au niveau du **puits-1**, que la génération des hydrocarbures a commencé avant **365 ma** avec un COT initial de **4%**, qui a été détruit à cause de la haute température, qui est due à la forte sédimentation des formations du Paléozoïque, ce qui explique mieux pourquoi on a pas trouvé la même quantité dans notre étude de caractérisation (Fig.43).

L'expulsion des hydrocarbures de la roche mère frasnienne a commencé à **345 ma** et s'est arrêté a **250 ma**, ce qui veut dire que l'expulsion des hydrocarbures était réalisée durant le Carbonifère jusqu'au Permien (Fig.44).

La quantité totale des hydrocarbures expulsés de la roche mère du Frasnien au niveau du **puits-1** est **24 mg d'hydrocarbures/g de roche initiale**, c'est la quantité actuelle (Fig.45).

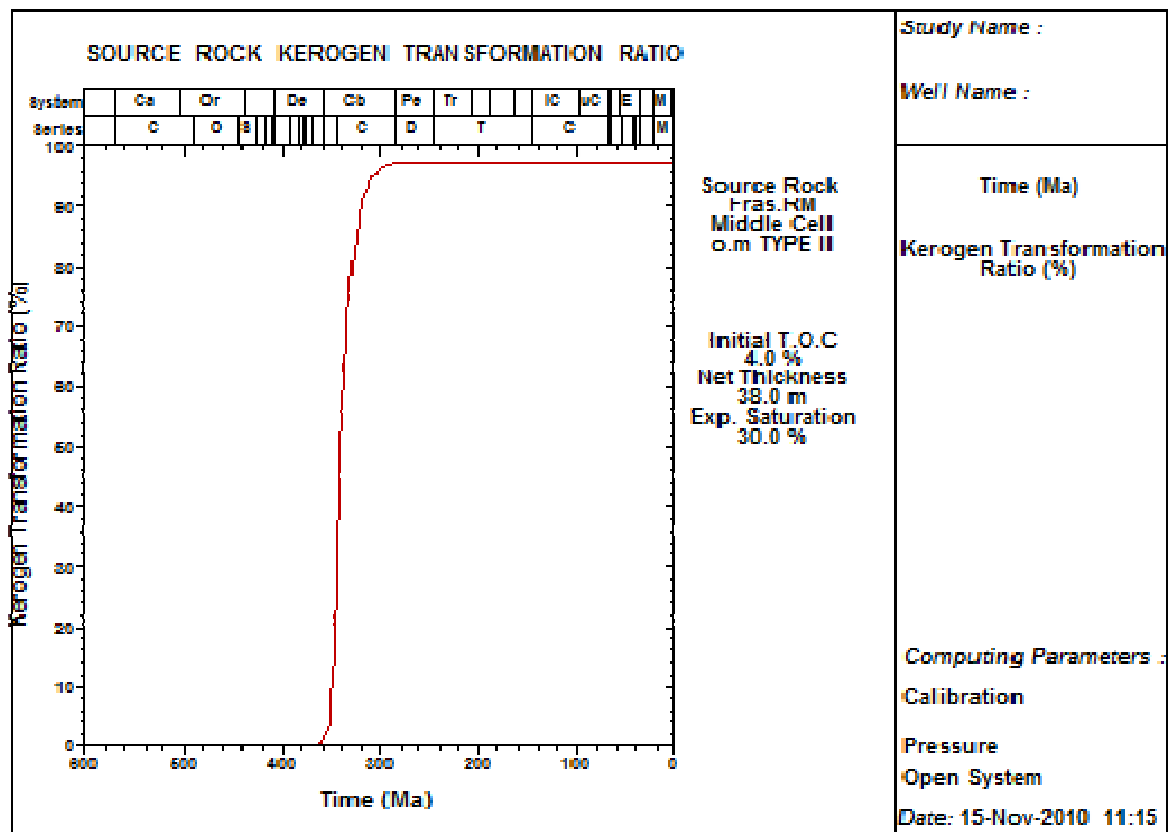


Fig.43: Taux de transformation de la matière organique de roche mère frasnienne du Puits-1 (Sonatrach.,2010).

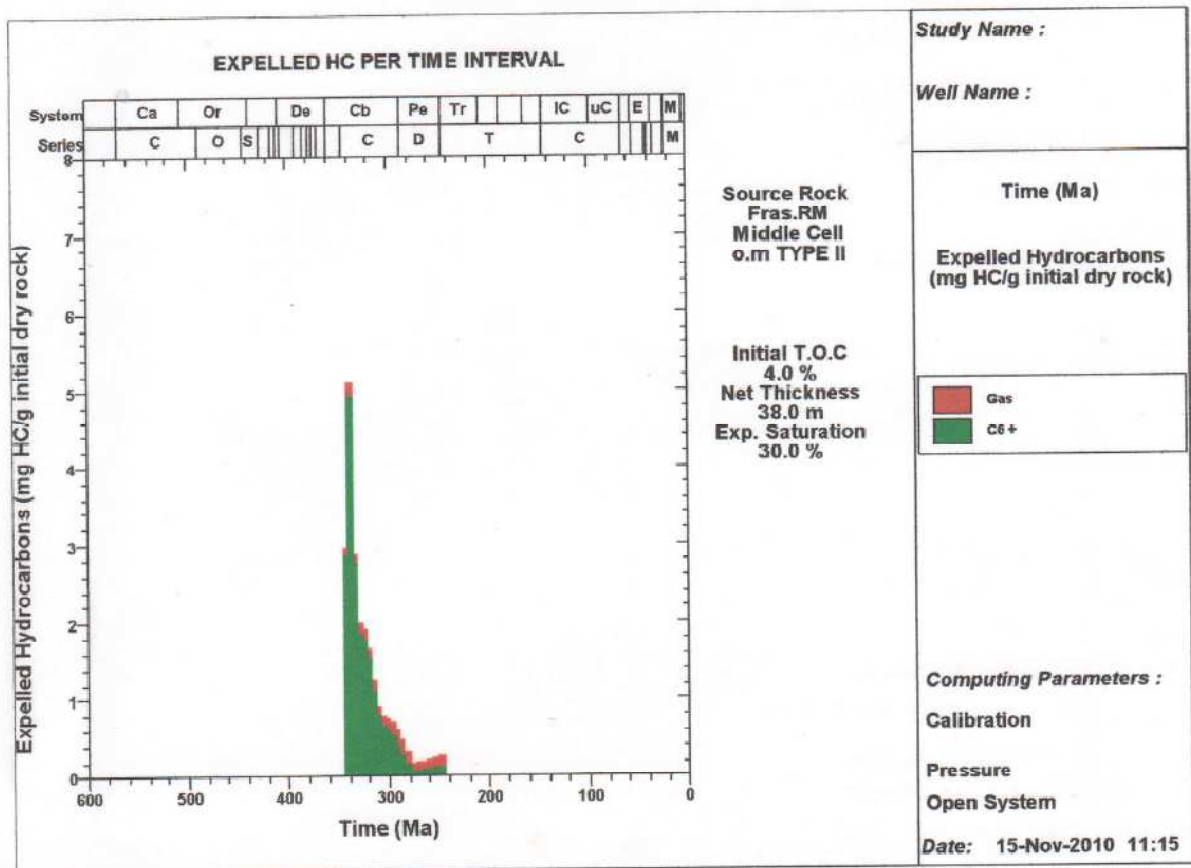


Fig.44: Quantité des hydrocarbures expulsée par intervalle du temps de la roche mère frasnienne du puits-1 (Sonatrach.,2010).

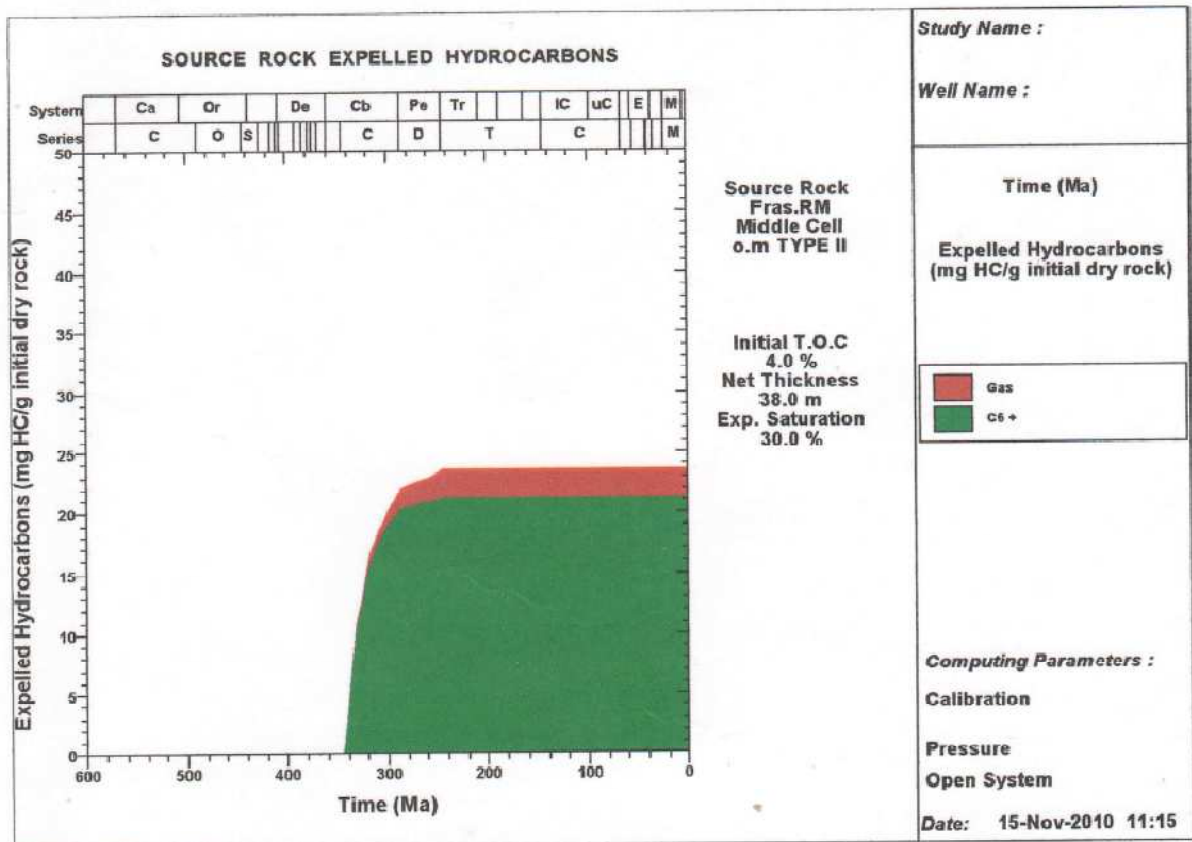


Fig.45: Quantité des hydrocarbures expulsée de la roche mère frasnienne du puits-1 (Sonatrach.,2010).

**Roche mère wenlockienne (Silurien) :**

D'après le graphe des quantités des hydrocarbures générés par la roche mère wenlockienne au niveau du **puits-1**, on observe que le timing de début de génération est à **420 ma**, malgré que le COT initial était de **7%**, mais la métagenèse qui a affecté cette roche mère à cause de la haute température due à la forte sédimentation paléozoïque, elle n'a pas donné de grand potentiel mis à part une grande quantité de gaz sec (Fig.46).

Le début d'expulsion des hydrocarbures est à **380 ma** jusqu'à **340 ma** entre le Dévonien supérieur et le Carbonifère inférieur (Fig.47).

Dans le **puits-1** la quantité totale des hydrocarbures expulsés de la roche mère du Wenlockien est de **44 mg d'hydrocarbures/g de roche initiale** (Fig.48).

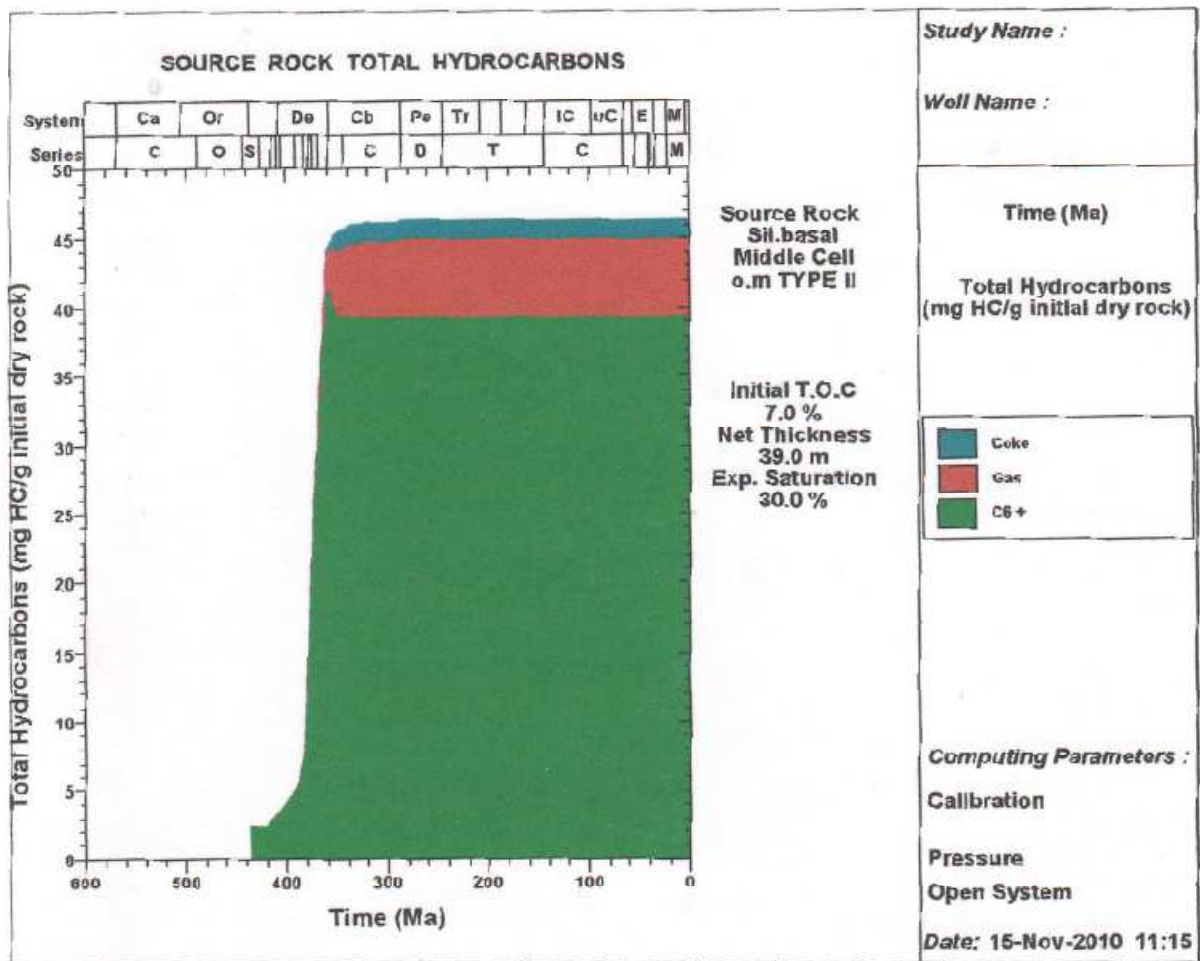


Fig.46: Quantité des hydrocarbures générés accumulées par la roche mère silurienne du puits-1 (Sonatrach.,2010).

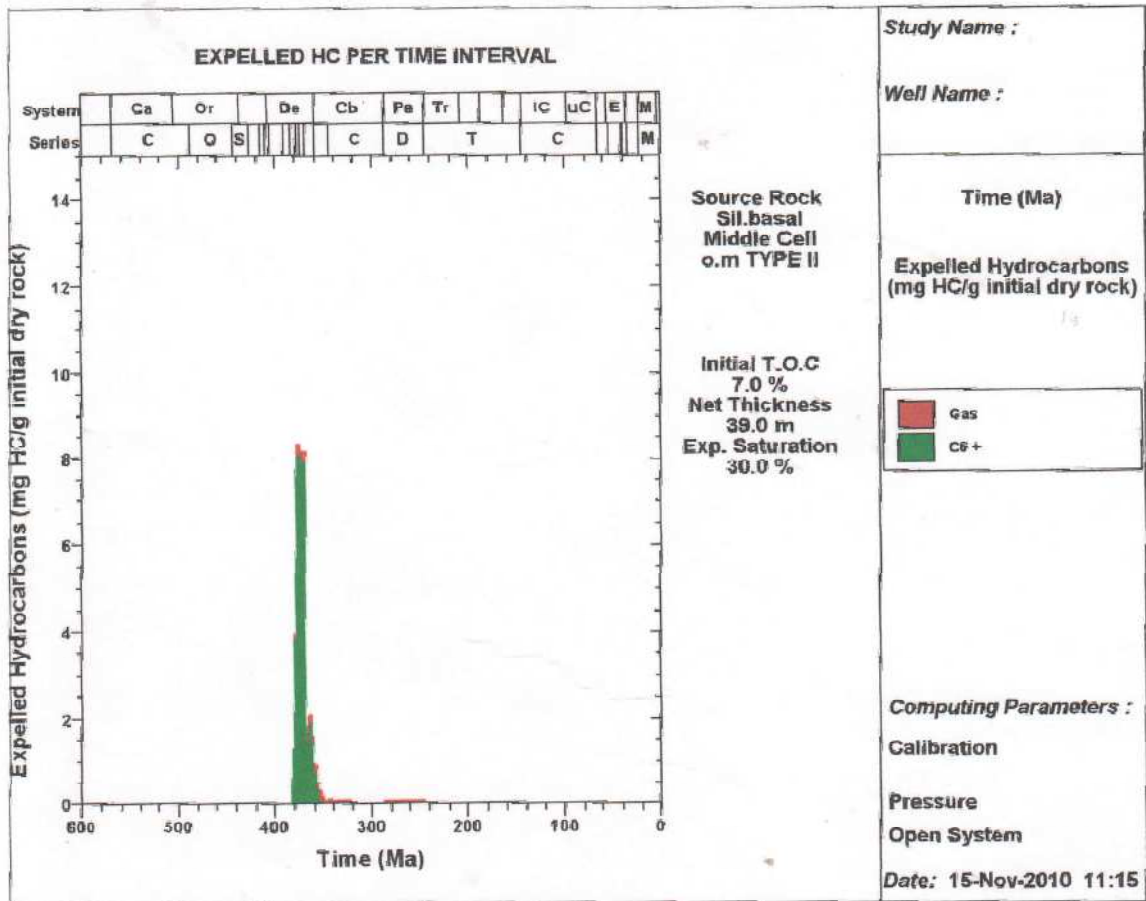


Fig.47: Quantité des hydrocarbures expulsée par intervalle du temps de la roche mère wenlockienne du puits-1 (Sonatrach.,2010).

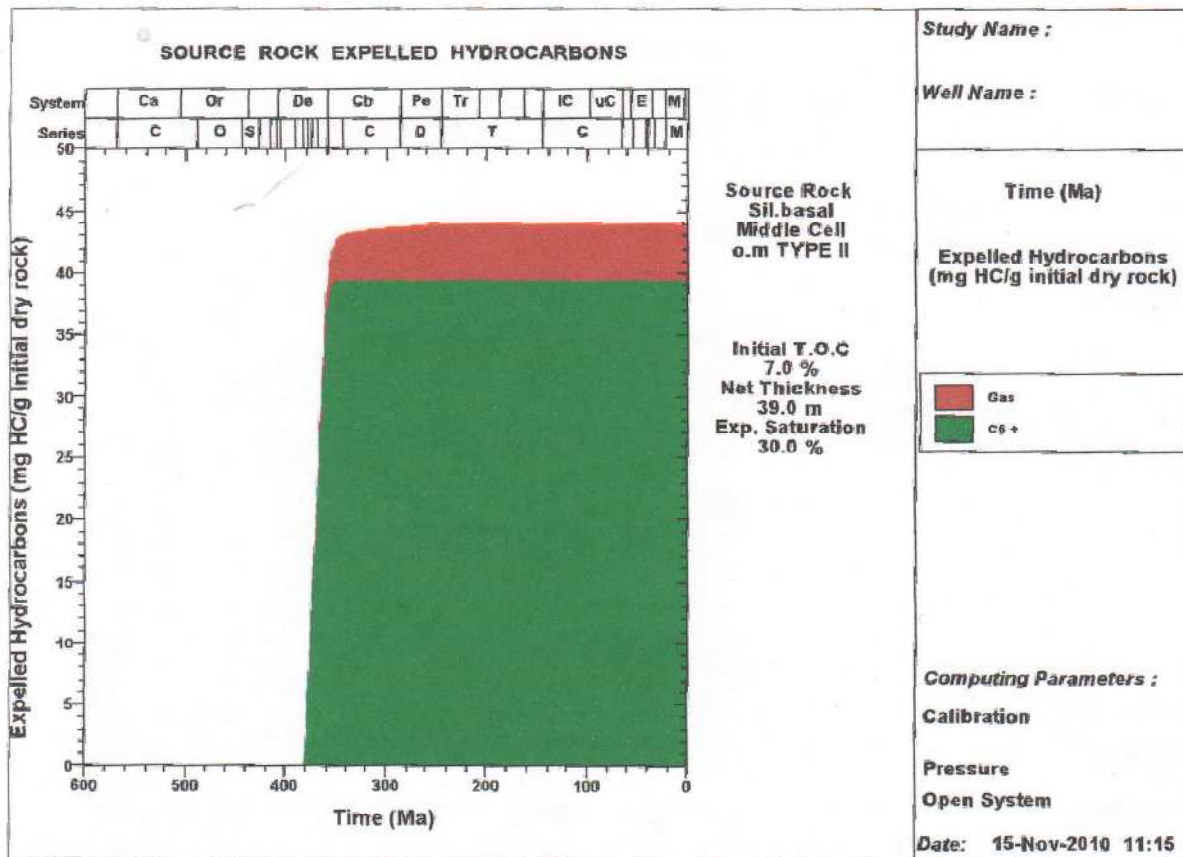


Fig.48: Quantité des hydrocarbures expulsée de la roche mère wenlockienne du puits-1 (Sonatrach.,2010).

### V-3-2- Le puits-2 :

#### Roches mères famménienne et frasnienne :

D'après le graphe des quantités des hydrocarbures générés par les roches mères dévoniennes (Fammenien et Frasnien) au niveau du **puits-2**, on observe que le timing de début de génération est à **360 ma**, avec un COT initial de **3.5%**, qui n'était pas conservé (Fig.49).

D'après le graphe de la quantité des hydrocarbures expulsés de ces roches mères au niveau du **puits-2**, on remarque que le début d'expulsion des hydrocarbures est à **340 ma** jusqu'à **240 ma** depuis le Carbonifère jusqu'au Trias.

Dans le **puits-2** la quantité totale des hydrocarbures expulsés des roches mères du Dévonien supérieur est de **20 mg d'hydrocarbures/g de roche initiale** (Fig.50).

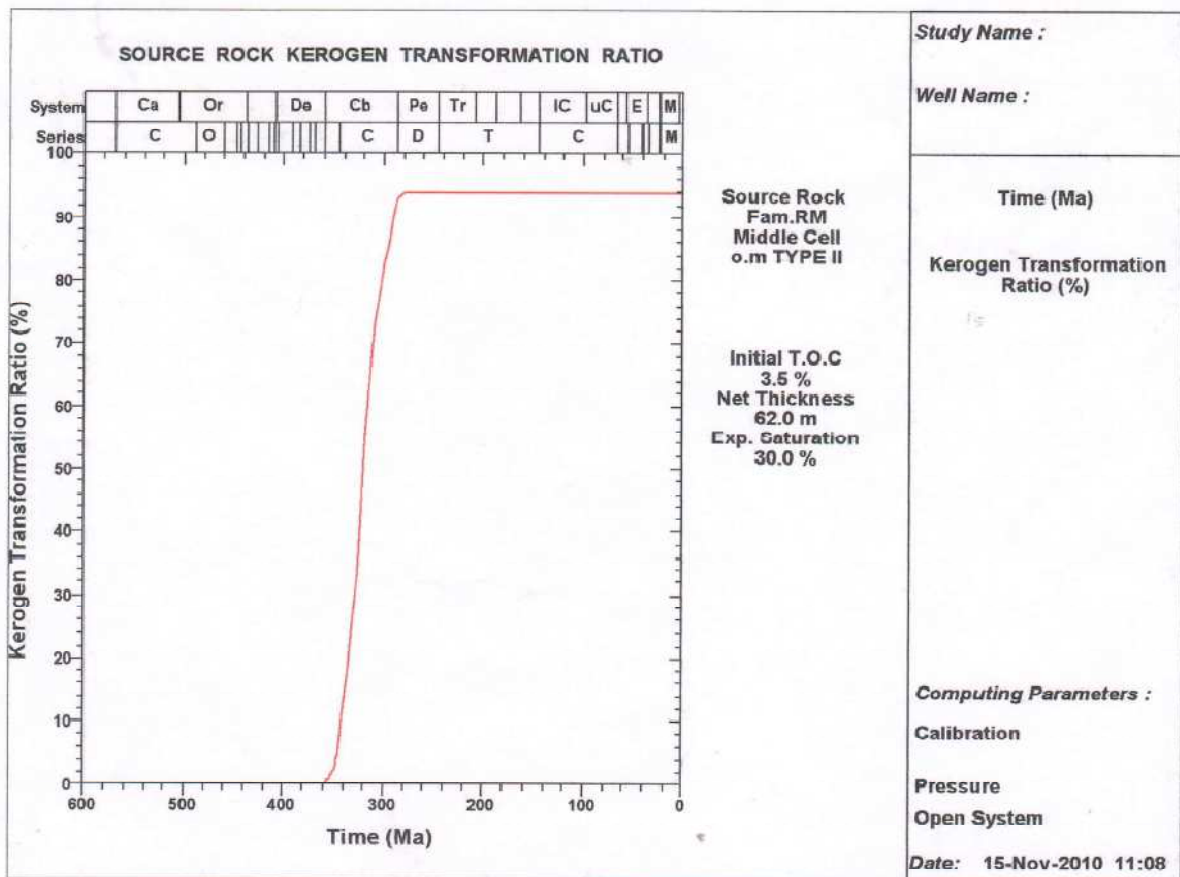


Fig.49: Taux de transformation de la matière organique des roches mères du Dévonien supérieur du Puits-2 (Sonatrach.,2010).

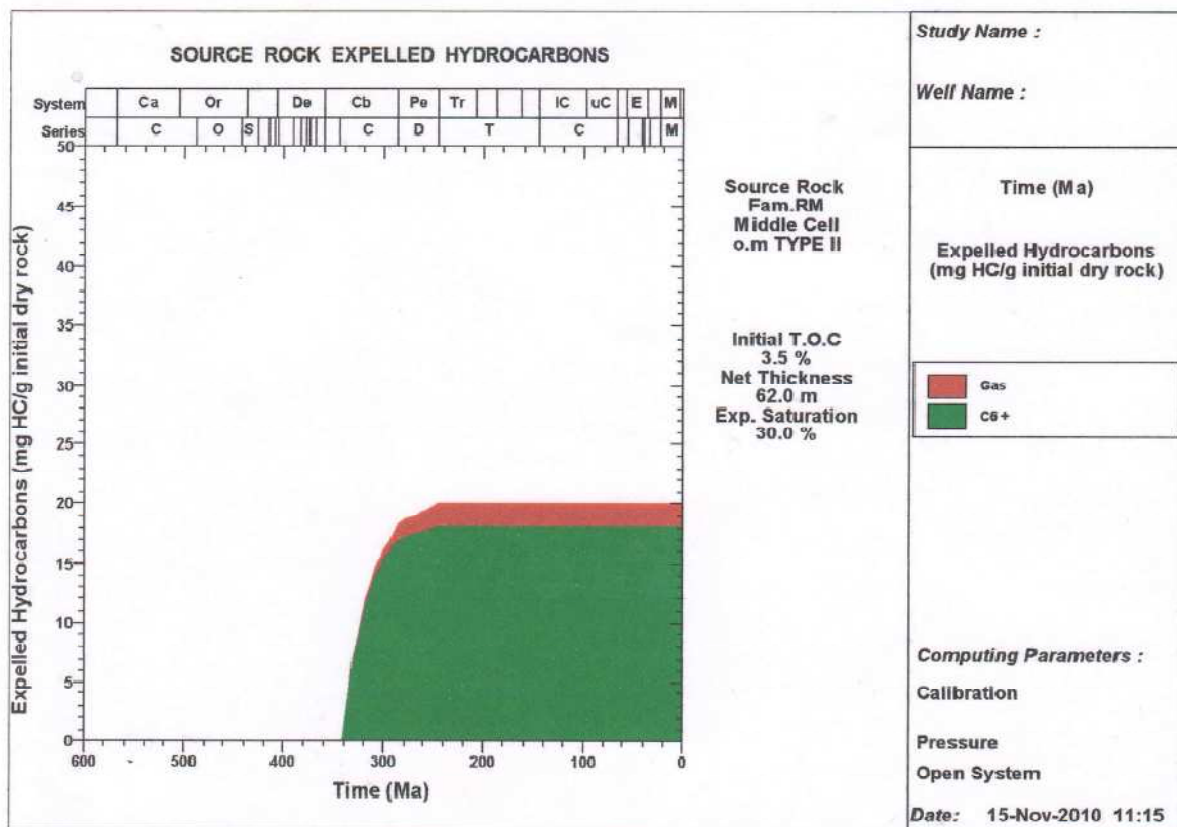


Fig.50: Quantité des hydrocarbures expulsée de la roche mère du Dévonien supérieur du puits-2 (Sonatrach.,2010).

#### Roche mère wenlockienne :

D'après le graphe des quantités des hydrocarbures générés par la roche mère du Wenlockien au niveau du **puits-2**, on peut déduire que le timing de génération des hydrocarbures est de **420 ma** dans cette roche mère (Fig.51).

D'après l'autre graphe de la quantité des hydrocarbures expulsés de la roche mère wenlockienne au niveau du **puits-2**, on remarque que le début d'expulsion des hydrocarbures était à **358 ma** jusqu'à **260 ma**, depuis le carbonifère jusqu'au Permien.

La quantité totale des hydrocarbures expulsés de la roche mère dans ce puits d'après le même graphe est de **10.25 mg d'hydrocarbures/g de roche initiale** (Fig.52).

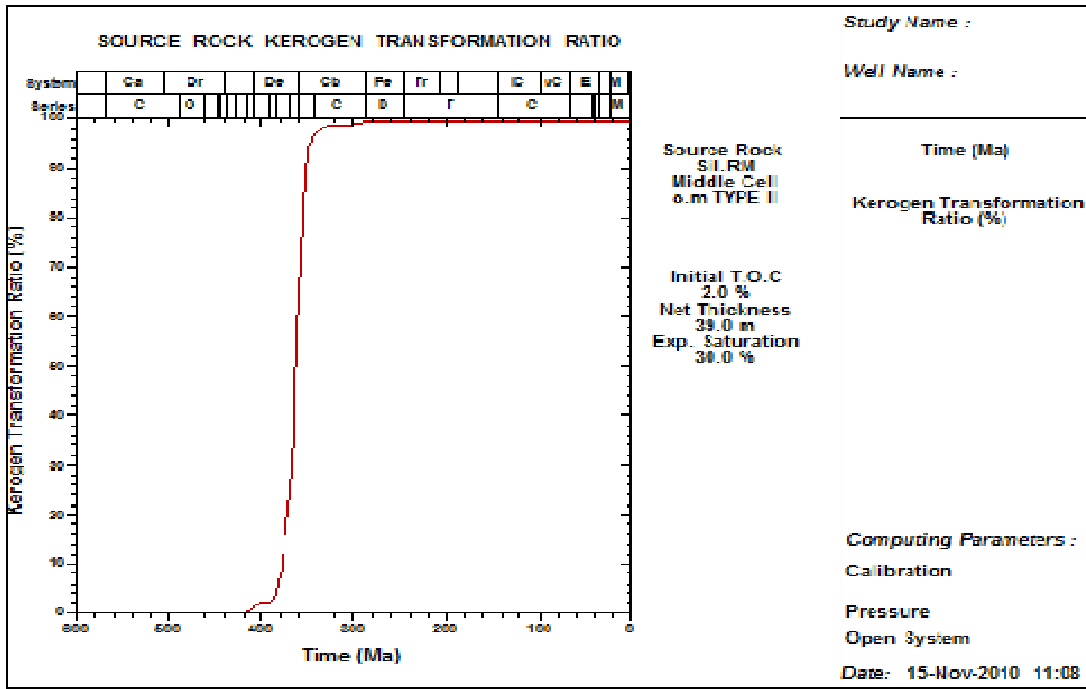


Fig.51: Taux de transformation de la matière organique de la roche mère du Wenlockien du Puits-2 (Sonatrach.,2010).

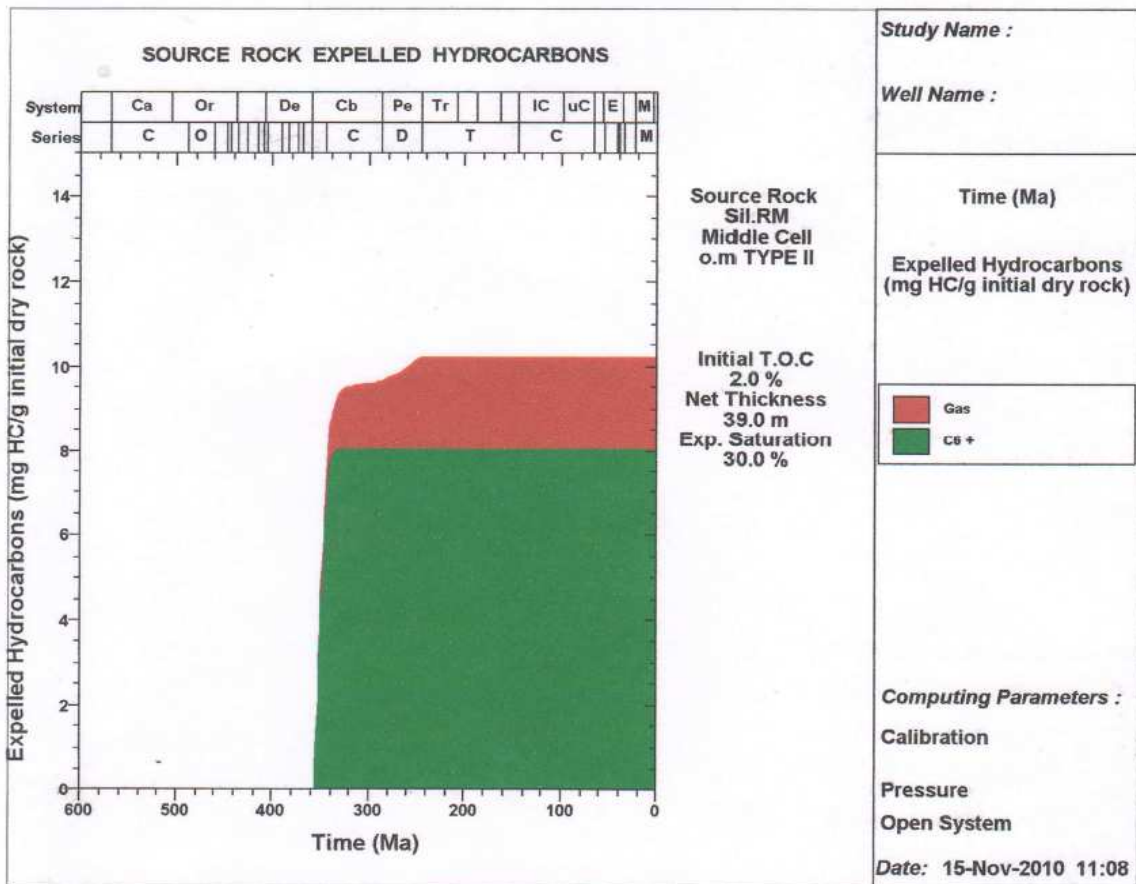


Fig.52: Quantité des hydrocarbures expulsée de la roche mère wenlockienne du puits-2 (Sonatrach.,2010).

## Conclusion :

Il existe trois niveaux de roches mères modélisés : Roches mères du Dévonien supérieur (Fammenien et Frasnien) et du Silurien ( Wenlockien).

Les quantités des hydrocarbures générés sont faibles dans les trois roches mères, la roche mère du Wenlockien est la plus riche avec **44 mg d'hydrocarbures/g** de roche mesuré au niveau du **puits-1**.

Le Dévonien du bassin de Tindouf génère de l'huile et du gaz humide seulement, mais le Silurien génère du gaz sec aussi à cause de son fort enfouissement.

La génération des hydrocarbures était dans le Silurien au Pridolien pour la roche mère wenlockienne (**420 ma**) et à la fin du Dévonien et début du Carbonifère pour les roches mères dévoniennes (**360 ma**).

L'expulsion des hydrocarbures était durant le Carbonifère, parfois jusqu'au Permien ou au Trias pour les trois roches mères étudiées, la tectonique due à l'orogénèse hercynienne peut être donc un élément favorable pour l'expulsion des hydrocarbures des roches mères.

Le bassin de Tindouf a subi un magmatisme durant le Trias ce qui explique le réchauffement triasique conclu des résultats de la modélisation, mais ce réchauffement ne peut pas avoir un effet au temps de génération des hydrocarbures, car il a commencé après la génération et l'expulsion des hydrocarbures.

Ce magmatisme a engendré une dégradation de la matière organique restante au niveau des roches mères du Fammenien, du Frasnien et du Wenlockien.

La mise en place des Dolérites dans le Fammenien et la lithologie des roches mères étudiées (Fammenien, Frasnien et Wenlockien) constituée d'argiles pyriteuses confirment la présence d'une dégradation de la matière organique au niveau de ces roches mères, ce qui a affecté la quantité de COT dans ces roches, qui est très faible.

Le magmatisme a influencé aussi sur les hydrocarbures expulsés aux réservoirs, ce qui a diminuer les quantités de réserve pétrolier dans le bassin de Tindouf.

Les résultats vont être organisé dans le tableau suivant :

Roches mères		Type de la Matière Organique	Timing de début de génération des HC	Timing de début de l'expulsion des HC	Etat de maturité de la roche mère	Type des HC générés
DEVONIEN.SUP	Fammenien	Il s'agit de type III d'après la caractérisation II d'après l'étude sédimentologique	360 ma	340 ma	Mature en huile et gaz humide	Huile et gaz humide
	Frasnien	Il s'agit de type III d'après la caractérisation II d'après l'étude sédimentologique	360 ma	340-345 ma	Mature en huile et gaz humide	Huile et gaz humide
SILURIEN	Wenlockien	Il s'agit de type III d'après la caractérisation II d'après l'étude sédimentologique	420 ma	358-380 ma	Mature en huile et gaz humide	Huile et gaz humide et grands quantités de gaz sec

Tab.3 : Résultats des études de caractérisation et modélisation des roches mères du bassin de Tindouf.

## *Conclusion générale*

Le bassin du Tindouf appartient au domaine saharien en Algérie, un domaine essentiel économiquement pour ce pays mais l'ouest de cette région désertique reste mal étudiée malgré son potentiel en gaz qui peut être intéressant. Au niveau du bassin de Tindouf et à la fin de ce mémoire on a conclu les résultats suivants :

- ◆ Le bassin du Tindouf est constitué essentiellement des formations paléozoïques principalement argileuses avec quelques formations gréseuses et parfois des dépôts de marnes ou intrusions des dolérites.
- ◆ Les formations argileuses peuvent représenter des roches mères susceptibles à la génération des hydrocarbures, les principales roches mères sont : Roche mère du Fammenien (Dévonien supérieur), Roche mère du Frasnien (Dévonien supérieur) et la roche mère du Wenlockien (Silurien).
- ◆ Dans la tectonique on remarque que le flanc nord est caractérisé par des plis et le flanc sud est caractérisé plus en failles qui peuvent représenter des bon pièges structuraux, la présence des biseaux cambriens peut représenter un bon piège lithologique.
- ◆ Le bassin du Tindouf a subi un magmatisme d'âge triasique, ce magmatisme fait partie du magmatisme gigantesque du à l'ouverture d'Océan Atlantique.
- ◆ D'après nos résultats ce magmatisme est d'âge triasique, donc a commencé après la génération et l'expulsion des hydrocarbures (d'après les résultats du modélisation) c'est à dire qu'il a pas affecté la maturité et la génération des hydrocarbures dans les roches mères, mais le magmatisme a affecté la matière organique et les hydrocarbures restants dans les roches mères, ainsi que les hydrocarbures piégés dans les réservoirs (réservoir de l'Emsien par exemple).
- ◆ Ces roches mères du Fammenien, Frasnien et Wenlockien ont une maturité avancée, cela est du à leurs grand enfouissement lié au forte sédimentation paléozoïque.
- ◆ Cet important enfouissement a engendré une forte température qui a affecté la génération des hydrocarbures, ce qui a donné un faible potentiel pétrolier.

- ◆ La forte température a influencé aussi les résultats d'analyse de type de matière organique qu'on a trouvé qu'elle s'agit de type III malgré qu'en réalité elle s'agit de type II (origine marine).
- ◆ La génération des hydrocarbures a commencé dans le Silurien pour la roche mère du Wenlockien et a la fin du Dévonien pour les roches mères dévoniennes, l'expulsion des hydrocarbures a commencé au Carbonifère.
- ◆ La roche mère du Wenlockien alimente les réservoirs du l'Emsien (formations du Bia) et les roches mères du Dévonien supérieur alimentent les réservoirs du Strunien (Formation Kerb en naga), le Nord du bassin est plus riche en huile et le sud est caractérisé par les gisements de gaz.

## BIBLIOGRAPHIE

- 1-Akkach,R. ,Mouloudj.,2009.** Réévaluation pétrolière par les diagraphies des onze puits réalisés dans le bassin de Tindouf, FHC,.Boumerdes.
- 2-Benbouta,S.,Omari,S.,2010.** Identification et caractérisation des niveaux roches meres dans le bassin de Tindouf –Institut Algérien de Pétrole-Boumerdes.
- 3-Beicip-Franlab.,1988.** Genex single Well for MS Window-Version 3.3, Paris.
- 4-Beicip.,2000.** Evaluation du potentiel gazier du bassin de Sbaa (2000).Etude Beicip pour Sonatrach.,Boumerdes.
- 5-Bersi,M.,2016.** Cartographie et mode de mise en place des dykes et des sills de la province magmatique de l'Atlantique Central (CAMP) dans le bassin de Tindouf, USTHB.,Alger.
- 6-Boucheneb,R.,1989.** Stratigraphie du Paléozoïque des bassins de Reggane-Tindouf, division d'exploration, Sonatrach.,. Boumerdes.
- 7-Bouterfas, A., 2015.** Inventaire des substances minérales métalliques ferreuses et non ferreuses et métaux précieux des Monts de Tlemcen, université Aboubakr Belkaid ., Tlemcen.
- 8-Boudjema, A., 1987.** Evolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara Nord Oriental (Algérie). *Thèse de Doctorat en Sciences, Paris XI-Orsay*, 290 p.
- 9-Chabou,M.,2008.** Datation  $^{39}\text{Ar}$ - $^{40}\text{Ar}$  et géochimie de la province magmatique de l'Atlantique Central dans le Sud-Ouest algérien,USTHB.,Alger
- 10-Chabou,M.,2010.** Mode de gisements des roches magmatiques, université Ferhat Abbas., Sétif.
- 11-Chabou,M.,Sebai,A.,Benrabah,B.,2015.** Le magmatisme mésozoïque de l'Ouest de la plate-forme saharienne.,Alger.
- 12-Chabou,M.,Sebai,A.,Bertrand,M.,2015.** La province magmatique de l'Atlantique Central (CAMP) dans le Sud-Ouest algérien : Etat des lieux et perspectives -1<sup>eres</sup> journées nationales d'étude sur la géoscience –Université Ferhat Abbas, Sétif.

## BIBLIOGRAPHIE

**13-Choubert, G., 1951.** Les dolérites hercyniennes du Sud marocain. Comptes rendus hebdomadaires des seances de l'academie des sciences 233, 701-703, Paris.

**14-Conrad, J., 1972.** Distension jurassique et tectonique éocénacée sur le Nord-Ouest de la plate-forme africaine (Bassin de Reggan, Sahara central). C. R. Acad. Sci., Paris 274, 2423-2426.

**15-Deroo, G.,Espitalié,J.,Marquis,F., 1986.** La pyrolyse Rock-Eval et ses applications 1<sup>er</sup>, 2<sup>ème</sup> et 3<sup>ème</sup> parties (IFP)., Paris.

**16-Dillon, W.P., Sougy, J.M., 1974.** Geology of West Africa and Canary and Cape Verde Islands, The ocean basins and margins. Springer, pp. 315-390.

**17-Espitalié,E., 1977.** Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution, Institut Français du pétrol ., Paris.

**18-Fabre,J.,2010.** Evolution du Sahara Central et Occidental du Cambrien a nos jours,Paris.

**19-Gevin, P., 1960.** Études et reconnaissances géologiques sur l'axe cristallin Yetti-Eglab et ses bordures sédimentaires: par Pierre Gevin.... Bordures sédimentaires. Service de la carte géologique de l'Algérie., Paris.

**20-Ghoul,H.,Ibhiren,N.,2005.** Appréhension du système pétrolier du bassin de Tindouf par l'intégration d'une campagne de prospection géochimique de surface des données sismiques et géologiques,Sonatrach., Boumerdes

**21-Guerrak,S.,1984.** Les minéralisations ferrifères du bassin de Tindouf : Le gisement de fer oolitique Dévonien de Mecheri AbdelAziz (Sahara algérien).,Alger.

**22-Guerrak,S.,1988.** Geology of the early Devonian oolitic iron of the Gara Djebilet field, Sahara platform, Algeria.,Alger.

**23-Hachemaoui,O.,Marouche,A.,Choudara,A.,2015.** La géologie du bassin de Tindouf, université Ferhat Abbas ., Sétif.

## **BIBLIOGRAPHIE**

**24-Hollard, H., 1973.** La mise en place au Lias des dolérites dans le Paléozoïque moyen des plaines du Drâa et du bassin de Tindouf (Sud de l'Anti-Atlas central, Maroc). CR Acad. Sci.Paris 277, 553-556.

**25-Jacquement,P.,1971.** Les dolérites du Paléozoïques saharien –Rapport interne-Sonatrach-Boumerdes.

**26-Kettouche,D.,2008.** Impact de la structuration hercynienne sur le système pétrolier du bassin de Tindouf, USTHB,. Alger.

**27-Khennous,M.,1997.** Les bassins sédimentaires Paléozoïques de la ride de l'Ougarta (Sahara algérienne occidental, histoire de l'évolution sédimentaire et structurale en vue de la recherche pétrolière). IAP , Boumerdes.

**28-Libes,S.,1992.** Introduction to marine biogeochemistry -1st Edition-., Carolina,USA.

**29-Lhuillier,T.,Vidal,G.,2015.** Les premiers stades de l'ouverture de l'Océan Atlantique., Paris.

**30-Medaouri,M.,2004.** Etude structurale de la jonction Ougarta-Anti Atlas, région de Zemoul-Adhim filou, USTHB.,Alger.

**31-Meddah, A., Bertrand,M.,Elmi,s.,2007.** La province magmatique de l'Atlantique Central dans le bassin des Ksour (Atlas saharien ,Algérie). Compte rendus geosciences 339,24-30.

**32-Murris,R,J.,1984.** Application des études géochimiques a la recherche pétroliere – IFE-Paris-.

**33-Nedjari,A.,AitOuali,R.,Debaghi,F.,Hamdidouche,R.,Benhamouche,A., Amrouche,F.,Messamri,K.,2009.** La géologie saharienne revisitée,Alger.

**34-Oudjedi, M., Azzouz, O., Elmi, S., 2006.** Synsedimentary tectonics of the Triassic Carbonate Formation of the Oujda Mountains (Eastern Meseta, Morocco): geodynamic implications.Geological Society, London, Special Publications 262, 75-85.

**35-Perrodon, A., 1973.** Répartition des gisements des hydrocarbures ,. Paris.

## BIBLIOGRAPHIE

- 36-Riboulleau,A.,2000.** Géochimie des blacks shales du Jurassique supérieur de la plate-forme russe. Processus de sédimentation et de préservation de la matière organique, université Paris 6 ,. Paris.
- 37-Rudkiewicz ,J,L.,Behar,F.,1993.** Influence of Kérogene and TOC on multiphase primary migration.org.geoch.vol.21., London.
- 38-Saifi,S.,2012.** La pyrolyse Rock-Eval et ses applications dans la géochimie organique et la prospection pétrolière , FHC ,. Boumerdes.
- 39-Soltani,A.,2012.** Rapport géochimique –Entreprise tunisienne d’activités pétrolières –ETAP-, Tunis.
- 40-Stephen,C.,Quinn,R.1993.** Reccuring patterns of Total Organic Carbon and source rock quality within a sequence stratigraphic framework,. USA.
- 41-Thomas,P.,Gonzales,A,M.,2015.** Définition d’une dolérite et de la structure doléritique,. Paris.
- 42-Tissot,B.P. et Welte,D.H.,1978.**Petroleum formation and occurrence- Springer Verlag,540p.
- 43-Van Krevelen,D.W.,1950.** Graphical-statistical method for the study of structure and reaction processes of coal, *Fuel*, 29, 269-84, Delft, Allemagne.
- 44-Waples, D.W.(1981).**Organic geochemistry for exploration geologists Colorado School of Mines. Burgess publishing company.151p.
- 45-Welte,D,H.,Yalcin,M,N.,1988.** Bassin modelling. A new comrehensive methode in petroleum geology : Organic Chemistery., Dehra Dun, India.
- 46-Zeroug ,S.,Bourroua,N.,Lounissi,R.,2007.** Well Evaluation Conference – Schlumberger- Sonatrach Algérie., Alger
-