N°Ordre /FHC/UMBB/2023

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Géologie pétrolière

Présenté par

Mohammed Dehar

« L'évaluation du volume pétrolier des gaz de schiste en Algérie : cas d'étude de la roche mère Frasnienne, partie Est du bassin de Berkine. »

Devant le jury :

Zellouf,K	MCB	UMBB	Président
Benayad.S	MCB	UMBB	Promotrice
MOKRI, Y	Ingénieur	SONATRACH	Co-promoteur
Kecir, A	MAA	UMBB	Examinateur
Sadaoui, M	Professeur	UMBB	Examinateur

Boumerdès 2022/2023

Remerciements :

Tout d'abord, je voudrais louer Allah, le Clément et le Miséricordieux, le protecteur et le compagnon constant de nos vies. Son infinie miséricorde a été la clé du succès de ce travail.

Madame Benayad, Je tiens à vous exprimer ma profonde gratitude pour votre rôle essentiel en tant que promotrice de mon mémoire de fin d'études. Votre engagement, votre expertise et votre soutien infaillible ont été des éléments clés de ma réussite académique, et je tiens à vous remercier chaleureusement pour votre précieuse contribution.
Votre passion pour la recherche et votre dévouement envers votre rôle de promotrice ont été une source d'inspiration constante pour moi. Vos conseils éclairés, votre disponibilité et votre capacité à me guider tout au long de ce processus ont été inestimables. Grâce à votre accompagnement.

Je voudrais également exprimer ma gratitude envers Monsieur Mokri Yacine, mon Co-promoteur, pour son soutien inestimable tout au long de mon mémoire. Sa contribution en termes de conseils, d'expertise et de feedback constructif a grandement enrichi mon travail. Son implication active et son intérêt pour mon projet de recherche ont été des facteurs clés dans ma progression académique. Je vous suis sincèrement reconnaissant pour votre implication et votre soutien.

Cher Monsieur Chaouchi, Monsieur Loumi, Monsieur Sadaoui, et Madame Kecir,
Je tiens à vous exprimer ma profonde gratitude pour votre précieuse contribution à mon parcours académique et à mon mémoire de fin d'études. Votre expertise, votre dévouement et votre soutien indéfectible ont été des facteurs déterminants dans ma réussite, et je suis extrêmement reconnaissant de vous avoir eu comme professeurs et membres du corps enseignant.

Nos vifs remerciements et notre profonde gratitude vont aux membres de jury qui nous ont honorés par leurs présences.
Nous voudrions remercier l'ensemble des personnes qui nous ont aidées de près ou de loin à réaliser ce travail.

Chère famille,
Aujourd'hui, je prends un moment pour exprimer ma profonde gratitude envers vous tous pour votre soutien inconditionnel tout au long de mon parcours académique et de mon mémoire de fin d'études. Votre amour, votre encouragement et votre soutien constant ont été essentiels dans ma réussite, et je suis infiniment reconnaissant de vous avoir à mes côtés.
.

Dédicace :

Je dédie ce modeste travail à
Mes oncles et tantes pour leur soutien et la famille DEHAR.
Mon père et ma mère, ma sœur et mon frère
Mes grands-mères :
Mme ZOHRA & MIMONA
Mes professeurs de lycée :
Mme BELGHOUL HAYETT
Mme BELGHOUL DJAMILA
Mme BENCHAA KARIMA
Tous mes amis à SPE :
AHMED MERZOUG. HAITHEM SIG. MOHAMED BOUGHZALA. NASSIM ALLAHOM. KACEM NOR ALI. HAKIM KHOUISAT. ADEL ELMODIR. BRIAA & SARA. IKRAM M. RAWIA et DEHIA. AHMED&AZIZ et ABDKADER BAKOUR & NABIL. ZAKARIA(s) et OSAMMA ALWACHE
Tous mes amis de Batna et Mostaganem
LE GROUPE CRD DE M. MOKRI
Enfin
(TEBIB AFIFIA et TEBIB ISMAILE- HAYETT)
YAMINA k
Groupe de synergie 3
GROUPE DE KICK (HAMZA&WALID)
IHAB & NADJIB
AMAR AMARICHE
SARA BENHARATTE

Les symboles

IO : Indice Oxygène

IH : Indice Hydrogène

S1 : Potentiel libre

S2 : Potentiel résiduel

COT : Quantité totale de carbone organique

IP : Indice de Production

HC LOSS : : Perte évaporitique

S2’ : Potentiel résiduel lavé

S1’ : Fraction adsorbée

S1*: Potentiel libre corrigé

OSI : Indice de saturation en huile

$\boldsymbol{\alpha}$: Le coefficient de la correction HC Loss

dr : La densité de la roche mère

dhc: La densité d’hydrocarbures

$\boldsymbol{\gamma}$: Rapport de densité

VOL : Le volume en place

Sommaire

CHAPITRE I : Introduction sur le gaz de schistes en Algérie

I.1.Introduction……...…2

I.2. Systèmes non conventionnels……..…3

I.3.Classification de gaz de schiste ……..…..…4

I.4. Le potentiel de gaz de schiste en Algérie……..……...5

CHAPITRE II : Généralités sur le bassin de Berkine et le périmètre Berkine Est

II.1. Situation géographique et géologique ……..7

II.1.1. Cadre géographique……7

II.1.2. Cadre géologique ……....7

II.2. Stratigraphie de Berkine……....8

II.2.1. Le socle……....8

II.2.2. Le Paléozoïque……..…...8

II.2.3. Le Mésozoïque..……..9

II.2.4. Le Cénozoïque……10

II.3. Présentation de la région d'étude……..12

CHAPITRE III : Méthodes utilisées pour l'évaluation du potentiel pétrolier de la roche mère Frasnienne

III.1. Analyse Minéralogique ……..15

III.2. Etude Géochimique……..……...20

III.2.1. La pyrolyse Rock Eval …….……..……..21

III..2.2. Carbone organique total ……..…..…….....24

III.2.3. L'indice d'hydrogène et l'indice d'oxygène……...…..…….....24

III.3. L'analyse microscopique de la matière organique……..27

III.4. Méthode d'estimation du volume des hydrocarbures de la roche mère (gaz de schistes)……28

III.4.1. La Correction de la fraction d'hydrocarbures adsorbés…….....28

III.4.2. La correction de la perte évaporite ……...30

III.4.3. Conversion masse à volume ……30

III.4.4. Les niveaux saturés (OSI)……32

CHAPITRE IV : Evaluation géochimique de la roche mère Frasnienne

IV..1. Analyse minéralogique de la roche mère Frasnienne……35

IV.2. Evaluation géochimiques de la roche mère Frasnienne……..40

IV.2.1. Etude de COT……40

IV.2.2. Le potentiel pétrolier ……42

IV.2.2.1. Potentiel libre S1……42

IV.2.2.2. Potentiel résiduel S2……...44

IV.2.3. Les types de kérogène (Diagramme de Van Krevelen) ……46

IV.2.4. Etude microscopique ……48

IV.2.5. Maturation thermique……51

IV.3. Conclusion……...52

CHAPITRE VI : Estimation du volumes en hydrocarbures dans la roche mère Frasnienne

VI.1. Introduction ……54

VI.2. La correction de la fraction adsorbée ……54

VI.3. L'estimation de la perte évaporitique……..57

VI.4. Détermination des passages saturés en Hydrocarbures……...60

VI.5. La conversion masse à volume……...64

VI.6. Conclusion ……68

VII. Conclusion générale

Liste des figures

FIG.I.1. Carte montrant la répartition des ressources mondiales en gaz de schiste. Tendances mondiales de la recherche sur le gaz de schiste de 2010 à 2020 à l'aide d'une approche bibliométrique (EIA)…….…….2

FIG.I.2. Carte de répartition des bassins de gaz de schiste dans le monde (EIA-2019)……...3

FIG.I.3. Figure montant les différents types des hydrocarbures non conventionnel (IEPEN. 2012,)……..…… ……..…..……...…….3

FIG.I.4. La répartition des bassins contient de gaz de schiste en Algérie (EIA, 2010)…….5

FIG.II.1. Carte montrant la situation géologique et géographique du bassin de Berkine (Document Sonatrach 2003) …….……....7

FIG.II.2. Log stratigraphique type du bassin de Berkine (WEC 2007)……11

FIG.II.3. Carte montrant le plan de positionnement des deux puits BE-1 et BE-2, respectivement……..12

FIG.II.4. Profil Sud Est / Nord Oust passant par les deux puits d'études montrant l'extension latérale de la roche mère Frasnienne…….....…….....13

FIG.III.1. Composition de la MO dans les roches sédimentaires anciennes d'après Tissot et Welte, 197…….20

FIG.III.2. Microscope photométrique couplé à un spectromètre (LMF)…..…….....27

FIG.IV.1. Le pourcentage des minéraux présent dans la roche-mère Frasnienne, puits BE-1 et puits BE-2……..……..……...……...…36

FIG.IV.2. Profile de variation minéralogique en fonction de la profondeur du puits BE-1……38

FIG.IV.3. Profile de variation minéralogique en fonction de la profondeur du puits BE-2……39

FIG.IV.4. Profil de variation du COT en fonction de la profondeur dans les puits BE-1 et BE-
2…….…….41

FIG.IV.5. Profil de variation du potentiel libre S1 en fonction de la profondeur dans les puits BE-1 et BE-2……..……...43

FIG.IV.6. Profil de la variation du potentiel résiduel S2 en fonction de la profondeur dans les puits BE-1 et BE-2…….……45

FIG.IV.7. Diagramme de l'indice hydrogène en fonction d'indice d'oxygène montrant différents les types de kérogènes dans la roche mère Frasnienne ……...47

FIG.IV.8. Images microscopiques de matière organique, puits BE-1…….49

FIG.IV.9. Images microscopiques de matière organique, le puits BE-2…….50

FIG.IV.10. Échelle de maturité et des produits hydrocarbonés d'après Marshall et Yule, 1999 (corrélation SCI et TAI avec la réflectance de la virginité) ……...51

FIG.IV.11. Diagramme de maturation en fonction de IP et Tmax du puits BE-2……...52

FIG.VI.1. Profil de variation de la fraction adsorbée en fonction de la profondeur du puits BE-1……..57

FIG.VI.2. Graphique présentant la perte évaporitique des hydrocarbures en fonction du temps d'après Noble R et al (1997) ……..…58

FIG.VI.3. Profils de variations du potentiel libre S1 et du potentiel libre S1* corrigé en fonction de la profondeur du puits BE-2…….……..……...60

FIG.VI.4. Profils des variations du potentiel libre corrigé et de la quantité de matière organique COT en fonction de la profondeur du puits BE-2……...61

FIG.VI.5. Profil de variation d'indice de saturation de l'huile OSI en fonction de la profondeur du puits B-2……..…….64

FIG.VI.6. Profil de variation du volume d'hydrocarbures en fonction de la profondeur du puits BE-2…….……67

Liste des tableaux

Tableau I.1. Classification des types de gaz de schiste en fonction la lithologie et les mécanismes de production……...……..4

Tableau.III.1. Analyse minéralogique du puits BE-1 (partie 1)……..…….….15

Tableau.III.2. Analyse minéralogique du puits BE-1 (partie 2)…….……...16

Tableau.III.3. Analyse minéralogique du puits BE-2 (partie 1)……..…….….17

Tableau.III.4. Analyse minéralogique du puits BE-2 (partie 2)……..…….…….18

Tableau.III.5. Analyse minéralogique du puits BE-2 (partie 3)……...…….19

Tableau III.6. Classification des roches selon la richesse en carbone organique total…..21

Tableau.III.7. Calculs numérique de IH et IO de puits BE-1……..……..22

Tableau.III.8. Calculs numérique de IH et IO de puits BE-2……..……..23

Tableau.III.9. Paramètres géochimiques obtenu par le Rock Eval 6 de puits BE-1…….25

Tableau.III.10. Paramètres géochimiques obtenu par le Rock Eval 6 de puits BE-2……26

Tableau.III.11. Paramètres géochimiques utilisé pour calculer la fraction adsorbe de puits BE-2…….….29

Tableau.III.12. Les paramètres géochimiques utilisé pour calculer la conversation de masse a volume de puits BE-2……..…..….31

Tableau.III.13. ¨Paramètres géochimiques utilisé pour calculer le OSI de puits BE-2..…33

Tableau.IV.1. Classification de la quantité de COT dans les puits BE-1 et BE-2 (roche mère Frasnienne) d'après Peter et Casa, 1994……..41

Tableau.IV.2. Classification de la quantité de S1 dans les puits BE-1 et BE-2 (roche mère Frasnienne) d'après Peter et Casa1994……....43

Tableau.IV.3. Classification de la quantité de S2 dans les puits BE-1 et BE-2 (roche mère Frasnienne) d'après Peter et Casa, 1994……..…45

Tableau.VI.1. Calculs de l'application numérique de la fraction adsorbe de puits BE-2……55

Tableau.VI.2. Calculs de l'application numérique de la perte évaporitique et La correction de S1 de puits BE-2……..……58

Tableau.VI.3. Calculs de l'application numérique de OSI de puits BE-2 ……..62

Tableau.VI.11. Calculs de l'application numérique de la conversion masse à Volume des hydrocarbures de puits BE-2…….……..65

Résumé

Dans ce travail, nous nous sommes concentrés sur l'évaluation géochimique du gaz de schiste de la roche mère de Frasnienne, située dans le bassin de la Berkine, dans le Sahara algérien. Notre objectif principal était d'analyser les propriétés géochimiques de la roche-mère ou de la formation de Frasnienne afin d'estimer les volumes d'hydrocarbures présents dans cette formation, en utilisant la méthode de Michael (2014).

Nos conclusions indiquent que cette formation contient des quantités significatives de matière organique et présente un potentiel pétrolier intéressant. Cependant, il est important de souligner que le développement de ces ressources nécessite l'utilisation de technologies spécialisées, étant donné que la formation de Frasnienne est considérée comme une ressource non conventionnelle.

Abstract

In this work, we focused on the geochemical evolution of shale gas in the Frasnian source rock, located in the Berkine basin in the Algerian Sahara. Our main objective was to analyse the geochemical properties of the bedrock or Frasnian formation in order to estimate the volumes of hydrocarbons present in this formation, using the method of Mechael (2014).

Our findings indicate that this formation contains significant quantities of organic matter and has interesting petroleum potential. However, it is important to emphasize that the development of these resources requires the use of specialized technologies, given that the Frasnian formation is considered an unconventional resource.

ملخص

في هذا العمل ، قمنا بتحديد الخواص الجيوكيميائية للغاز الصخري في تكوين طبقة فراسينيانية ، الذي يقع في حوض بركين بالصحراء الجزائرية .هدفنا هو تحليل هذه الخصائص الجيوكيميائية التي تميز الصخور المصدر أو تكوين فراسينياني واستخدام هذه الخصائص لتقدير أحجام الهيدروكربونات الموجودة في تكوين فريسنياني باستخدام طريقة حساب ميكائيل 2014 نستنتج أن هذا التكوين الصخري يحتوي على كميات جيدة من المواد العضوية والبترولية .ولكن لتطوير هذا الحقل البترولي يلزم تقنيات المتطورة هذا لأن هذا التكوين صخري هو من النوع موارد الصخري غير تقليدية

Introduction générale

La demande croissante en hydrocarbures et en gaz naturel sur le marché international est influencée par divers facteurs, et l'augmentation de la consommation d'énergie. Cependant, les ressources conventionnelles existantes, telles que le pétrole et le gaz naturel facilement accessibles, sont limitées et ne peuvent pas répondre à cette demande croissante.

En raison de cette réalité, de nombreux pays se tournent vers le développement de leurs ressources non conventionnelles pour combler l'écart entre l'offre et la demande. Les ressources non conventionnelles comprennent le gaz de schiste, les sables bitumineux, le gaz de houille et d'autres formes d'hydrocarbures qui nécessitent des études avances.

En Algérie, les perspectives économiques offertes par les formations argileuses du Frasnien et du Silurien, qui sont classées comme des roches mères de classe mondiale. C'est pourquoi, depuis quelques années, l'Algérie, à travers la Sonatrach, Le bassin de Berkine est devenu l'un des bassins qui renferment le plus d'hydrocarbures en Algérie. S'est engagée dans des études visant à évaluer le potentiel du gaz de schiste.

La roche mère Frasnienne est une roche sédimentaire qui présente des caractéristiques géochimiques uniques et une histoire géologique qui lui confèrent un potentiel élevé pour contenir des volumes de gaz de schiste. Donc nous avons choisi la roche mère Frasnienne pour estimer le potentiel du gaz de schiste.

Ce travail est structuré en cinq chapitres :

Dans le premier chapitre est consacré à la présentation générale sur le potentiel de gaz de schiste en l'Algérie.

Quant au deuxième chapitre comprend la présentation le bassin de Berkine ainsi que la région d'étude.

Le troisième chapitre comprend la méthodologie d'évaluation géochimique de la roche mère

Le quatrième chapitre : on essayer d'évaluer la roche mère Frasnienne par les analyses géochimiques.

Le cinquième chapitre : on a calculé le volume des hydrocarbures des gaz de schistes à l'aide de la méthode de Mechael 2014

CHAPITRE I : Introduction sur le gaz de schistes en Algérie

I.1. Introduction

Le gaz de schiste est un type de gaz naturel piégé dans les roches sédimentaires appelées schistes. Ces dernières années, à mesure que les réserves de combustibles fossiles traditionnels s'épuisent. L'extraction de ce type d'hydrocarbures piégés dans ces roches nécessite la mise en œuvre de technologies spécifiques, dites « non conventionnelles ».[13][14]

Le gaz de schiste a attiré une attention et un investissement importants au cours de la dernière décennie en raison de son potentiel en tant que source d'énergie abondante. Les États-Unis sont actuellement le principal producteur mondial de gaz de schiste, la production étant prévue de continuer à augmenter dans les années à venir. [11].[12]

Il existe plusieurs raisons expliquant pourquoi le gaz de schiste a attiré l'attention en tant que source d'énergie potentielle importante, les figures (**Fig.I.1** et **Fig.I.2**) suivantes montrent la répartition des ressources en HC ainsi que la répartition des bassins ayant des réserves des gaz de schiste mondialement.

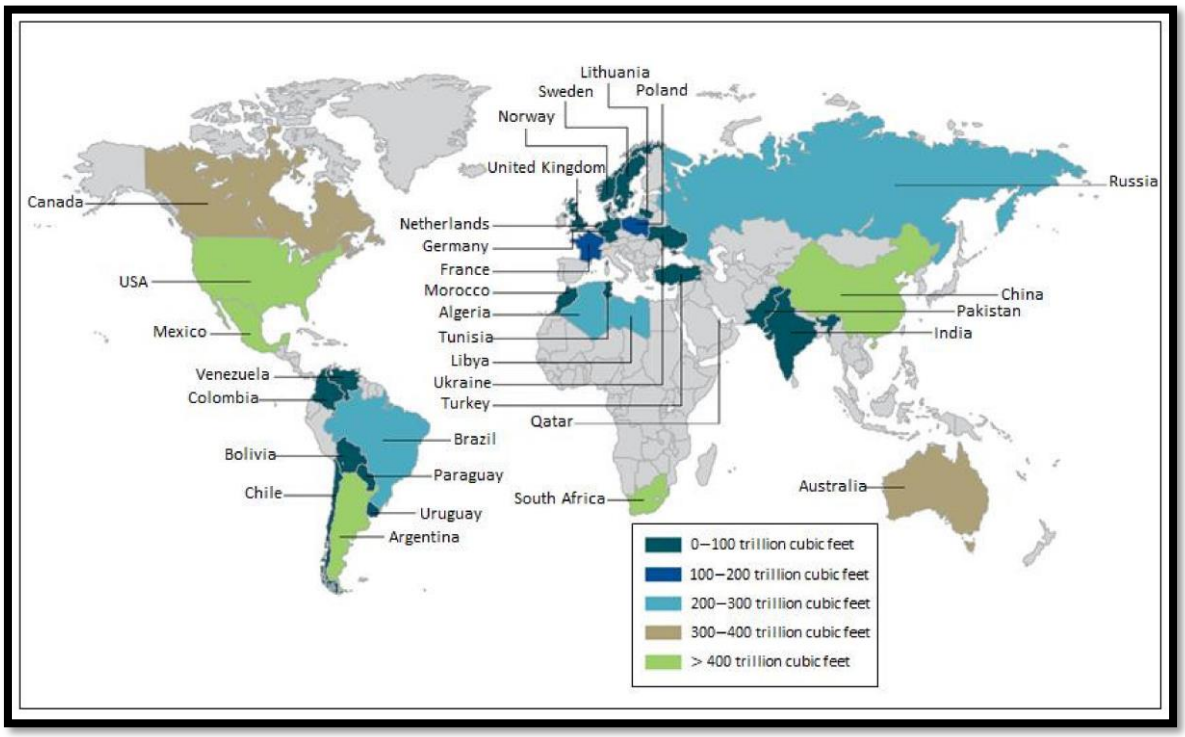

FIG.I.1. Carte montrant la répartition des ressources mondiales en gaz de schiste. Tendances mondiales de la recherche sur le gaz de schiste de 2010 à 2020 à l'aide d'une approche bibliométrique (EIA).

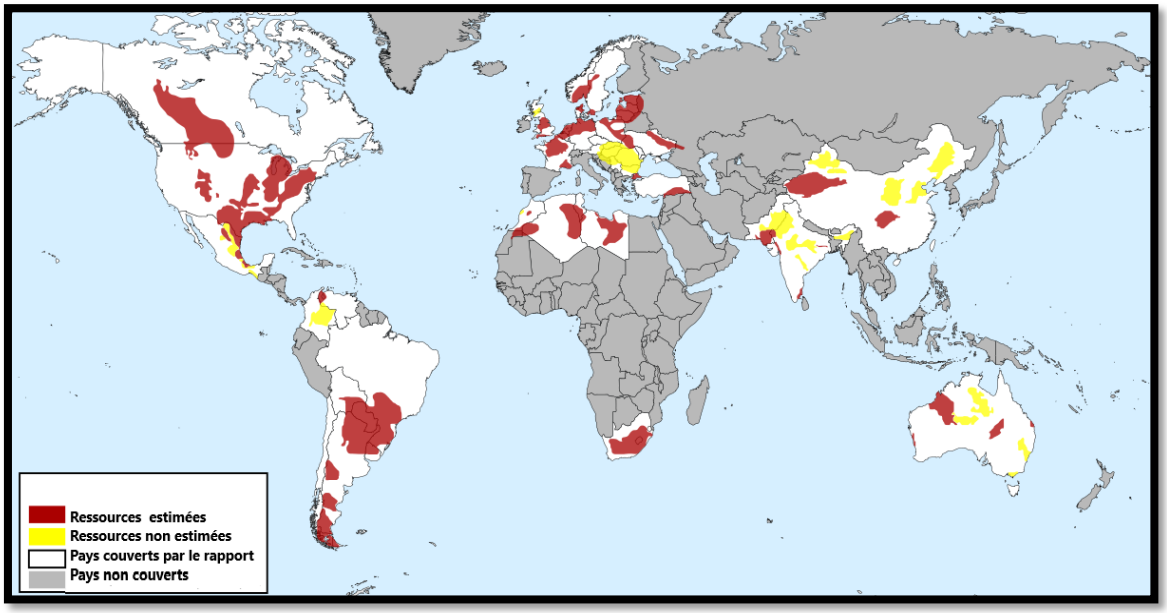

Fig.I.2. Carte de répartition des bassins de gaz de schiste dans le monde d'après EIA-2019

I.2. Système non conventionnel

Les systèmes non conventionnels désignent les ressources en hydrocarbures qui nécessitent des techniques d'extraction spécialisées en raison de leurs caractéristiques géologiques. Ces systèmes diffèrent des ressources conventionnelles en termes de propriétés des roches réservoirs, de comportement des fluides et de méthodes d'extraction, la figurer (**Fig.I.3**) suivante montrant les different types des hydrocarbures non conventionnels dans la formation.[10].[9]

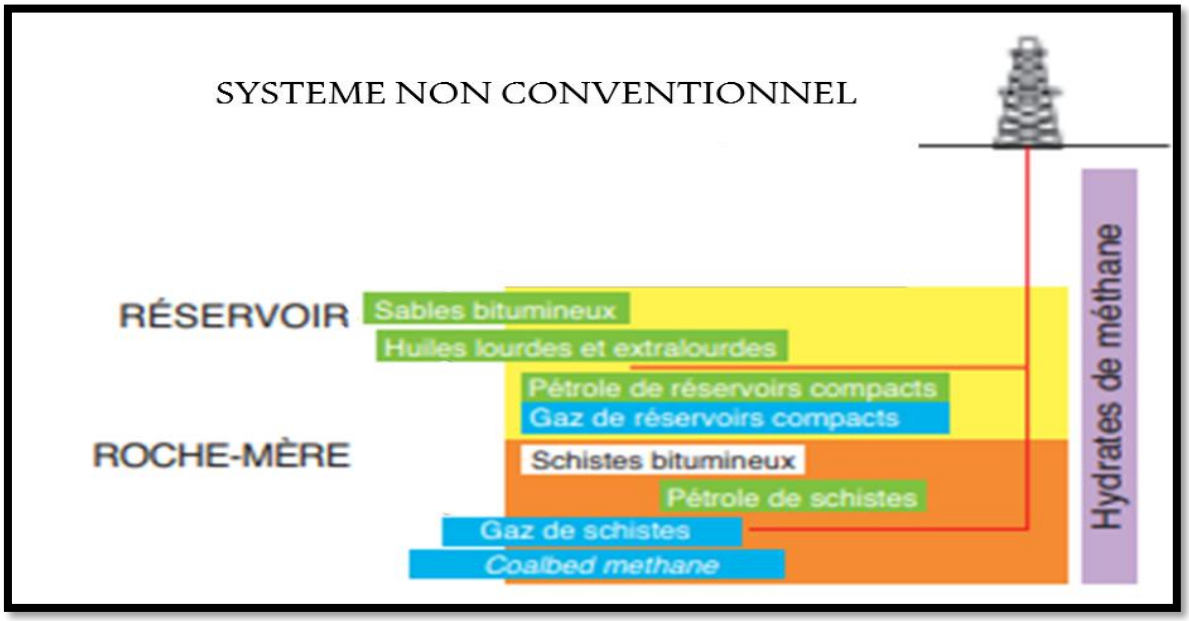

FIG.I.3. Figure montant les différents types d'hydrocarbures non conventionnel IEPEN. 2012.

I.3.Classification de gaz de schiste

Les roches mère contenant du gaz de schiste peuvent être classées en différents types en fonction de critères tels que la lithologie, les mécanismes de production et d'autres caractéristiques le tableau suivante (**I.1**) présente une classification en fonction de la lithologie et les mécanismes de production.

Classification	Description lithologique	Mécanisme de production
Type 1	Un mudstone (carbonate+10% d'argile), organique fracturé. Forte teneur en matière organique.	La production est assurée Par : - Fracture/Microporosité - Par désorption
Type 2	Des couches minces de sable assemblées avec un shale riche en matière organique.	Production par la matrice de sable mince.
Type 3	Un shale noire riche en matière organique.	Production à travers la désorption de gaz.
Type 4	Combinaison entre les trois types.	Production par : - Désorption - Matrice - Fractures

Tableau I.1. Classification des types de gaz de schiste en fonction la lithologie et les mécanismes de production.

I.4. Le potentiel de gaz de schiste en l'Algérie

L'Algérie possède un potentiel important en termes de ressources de gaz de schiste. On estime que les réserves de gaz de schiste en Algérie s'élèvent à environ 20 000 milliards de mètres cubes. Deux formations majeures de gaz de schiste ont été identifiées en Algérie, à savoir le Silurien Tannzruft et le Dévonien Fasnien.la carte suivante (**Fig.I.5**) représente la répartition des bassins des gaz de schiste en l'Algérie.[11].[3]

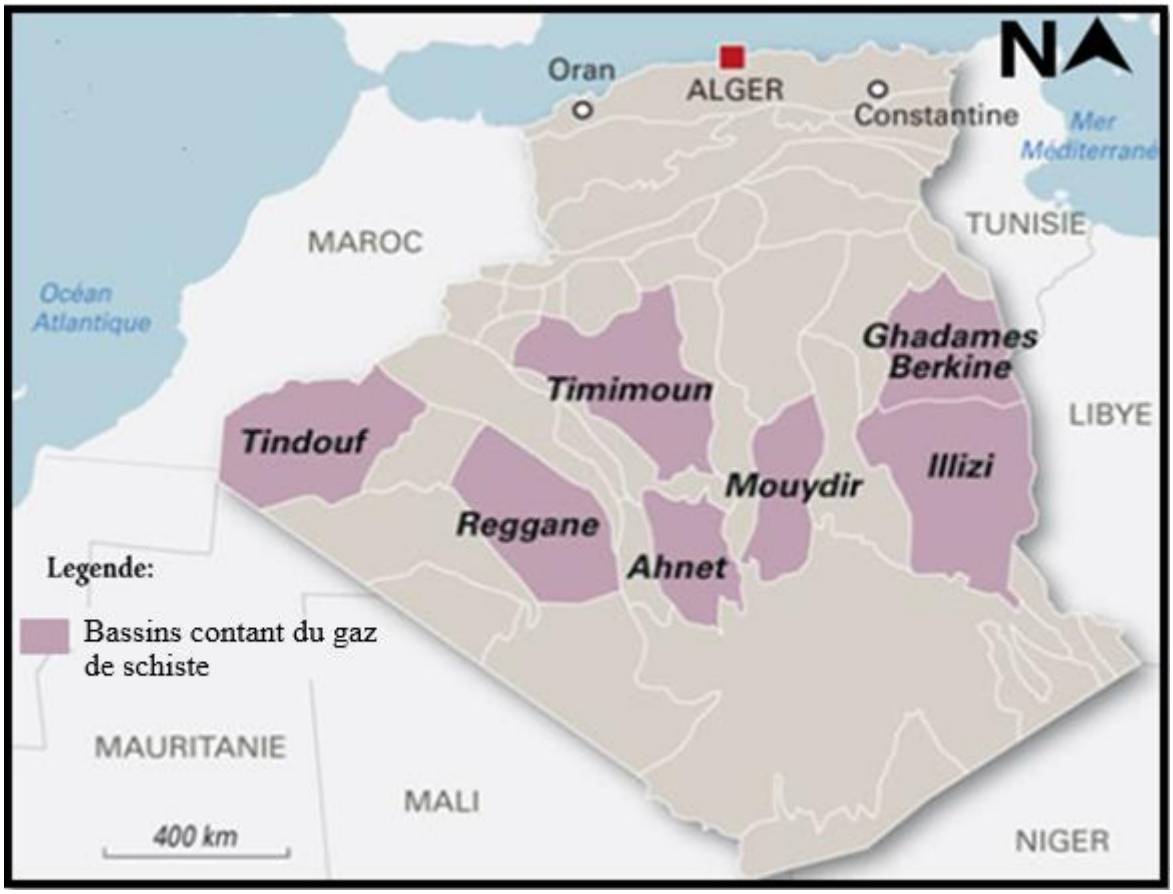

FIG.I.4. La répartition des bassins contant du gaz de schiste en Algérie d'après EIA-2010

CHAPITRE II : Généralités sur le bassin de Berkine et le périmètre Berkine Est

II.1. Situation géographique et géologique

II.1.1. Cadre géographique

Le bassin de Berkine se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 31° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss. Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale. D'une superficie de 102 395 Km^2. Il est compris entre : Les parallèles 29° N et 32° N et Les méridiens 6° E et 10° E.(**Fig.II.1)**

II.1.2. Cadre géologique

Le bassin de Berkine est situé dans le sud-est de l'Algérie (**Fig.II.1**) limité :

- Au Nord, par le dôme de Dahar.
- Au Sud, le môle d'Ahara qui le sépare du d'bassin d'Illizi.
- A l'Ouest, par le môle d'Amguid El Biod Rhourd El Baguel, Hassi Messaoud.
- A l'Est, par le bassin de Sirte.

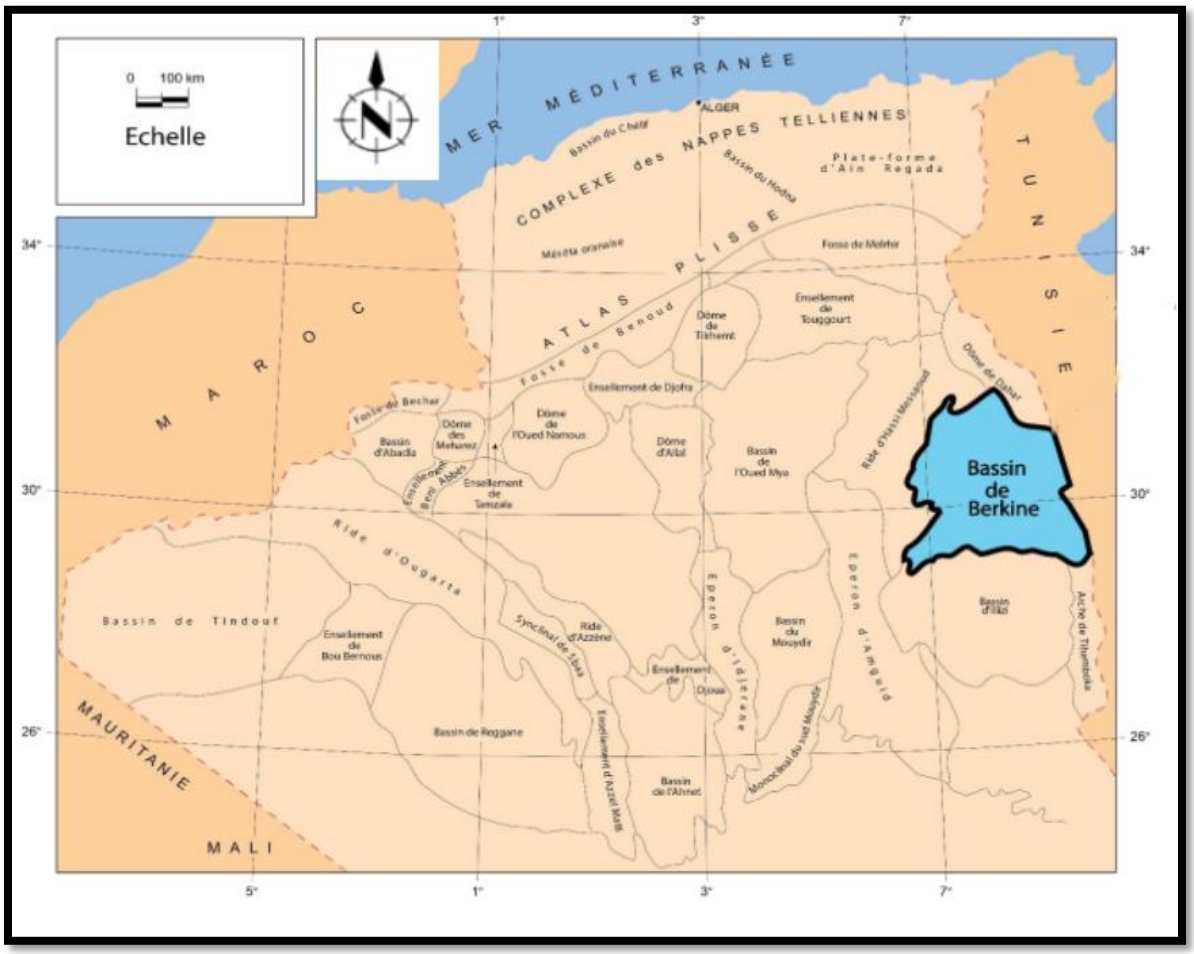

FIG.II.1. Carte montrant la situation géographique du bassin de Berkine (Document SONATRACH 2003)

II.2. Stratigraphie du bassin de Berkine

Le bassin de Berkine montre une série sédimentaire la plus au moins complète. (Plus de 6000 m) le figure (**Fig.II.2**) représenté la colonne stratigraphique type de bassin de Berkine. Le remplissage sédimentaire du bassin de Berkine est formé de séries Paléozoïques, érodées parfois jusqu'au Silurien. Celles du Mésozoïque reposent en discordance sur les formations Paléozoïques et sont recouvertes à leur tour en discordance par un épandage détritique Cénozoïque. [4]

II.2.1. Le Socle :

Peu connu, le socle est représenté par un complexe granitique et/ou métamorphique plissée et faillée.

I.2.2. Le Paléozoïque : composé de bas en haut par :

Le Cambrien : constitué d'une série de formations essentiellement gréseuse est forme de bas en haut par :

- La formationR2 Formé de grès moyens à grossiers, très argileux avec des passées d'argiles.
- La formation Ra Constitué de grès fins à grossiers quartzitiques avec des passées d'argiles.
- La formation Ri Il est décrit comme le passage Cambro-Ordovicien. Il est constitué par des quartzites et des grès fins à moyens avec des passées d'argiles et des silts contenant de grains de glauconites et des tagilites. L'ensemble se termine par une alternance d'argiles et de grès.

L'Ordovicien : D'une épaisseur de 250m, l'Ordovicien est essentiellement détritique. Il a été divisé de bas en haut en huit étages :

- Les argiles d'El Gassi Ce sont des argiles carbonatées bitumineuses noires, parfois versicolores avec une faune planctonique indiquant un milieu de dépôt marin.
- Les grès d'El Atchane Ce sont des grès feldspathiques et localement conglomératique, avec une faune de graptolites et de microplanctons indiquant un milieu de dépôt marin.
- Les quartzites de Hamra Il s'agit de quartzites compacts à rares intercalations d'argiles.
- Les grès d'Ouargla Ce sont des grès fins à moyens quartzitiques et argileux.
- Les argiles d'Azzel Ce sont des argiles noires, silteuses et micatés riches en fossiles.
- Les grès d'Oued Saret Ce sont des grès fins à moyens argileux et quartzitiques à intercalations d'argiles et des zones conglomératiques.

- Les argiles micro-conglomératiques Ce sont des argiles silteuses noires admettant parfois des grès argileux à leurs bases. Ces argiles seraient issues de dépôts glaciaires.
- Les grès de Ramade Ce sont des grès quartzitiques incluant de fines passées argileuses auxquels font suite de grès quartzitiques de la dalle M'Kratta. Tout comme les argiles micro-conglomératiques, les grès de Ramade sont des dépôts d'origine glaciaire.

Le Silurien : Il est constitué d'argiles noires riches en graptolites qui forment un repère connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne. Ce niveau à argiles noirs, appelé Silurien argileux, est l'une des roches mères importantes de la région. Au-dessus des argiles noires, on trouve des faciès argilo-gréseux qui constituent un réservoir subdivisé en six unités qui sont de bas en haut : M1, M2, A1, A2, B1 et B2.

Le Dévonien : Il est subdivisé de bas en haut en trois parties :

- Dévonien inferieur Il est constitué de bancs de grès fins argileux, d'argiles grises à noires et de calcaires et d'argiles à Oolites ferrugineuses.
- Dévonien moyen Il est formé d'argiles grises fossilifères (lamellibranche), de calcaires argileux et de dolomies avec quelques passées gréseuses.
- Dévonien supérieur Il est constitué d'argiles, à la base desquelles se trouvent quelques bancs carbonatés fortement radioactifs. La partie supérieure devient beaucoup plus gréseuse.

Le Carbonifère : Il est largement érodé mis à part vers l'intérieur du bassin. Il est formé essentiellement de calcaires avec des alternances de grès.

Le Permien : Le Permien est complètement érodé dans le bassin de Berkine et dans la Plateforme Saharienne.

II.2.3. Le Mésozoïque : définit de bas en haut par :

Le Trias : composé de bas en haut par :

- Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) : constitué en général de dépôts conglomératiques rouges à bruns, de grès et d'argiles.
- Le Trias Argilo-Carbonaté (TAC) : formé en général de faciès argileux dolomitique comprenant des séquences gréseuses.
- Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) : composé essentiellement d'argiles rouges à grises tendres à indurées passant souvent à des argiles gréseuses gris-vertes, moyennement dures.

Le Jurassique : Il se composé de bas en haut par :

- Le Jurassique inférieur : constitué d'argiles brunes-rouges, à gris verdâtres tendres avec des niveaux d'anhydrites blanches passant à des argiles brunes et grises verdâtres.

- Le Jurassique moyen : composé d'argiles siliceuses carbonatées admettant des intercalations de grès gris blancs très fins argileux et localement dolomitiques et de calcaires dolomitiques beiges argileux.
- Le Jurassique supérieurs à grossiers Il est représenté par une alternance d'argiles versicolores dolomitiques, de calcaires argileux er de grès fins à moyens.

Le Crétacé : formé de bas en haut par :

- Le Crétacé inférieur : formé à sa base de grès fins carbonatés avec des intercalations d'argiles carbonatées et des passées de calcaires gris argileux. Au-dessous de ce faciès, on trouve des grès fins à grossiers à intercalations d'argiles brunes. Au sommet, on trouve des calcaires argileux sur lesquels se déposent des grès gris argileux.
- Le Crétacé supérieur : formé d'une alternance d'argiles grises, de sels et de calcaires blanc.

II.2.4. Le Cénozoïque : défini de bas en haut par

Le Mio-Pliocène : constitué de sables à grains moyens à grossiers, arrondis et bien classés avec des passées de grès blancs fins à ciment carbonaté ainsi que les argiles rouges.

Le Quaternaire : formé de sables dunaires du grand Erg Oriental.

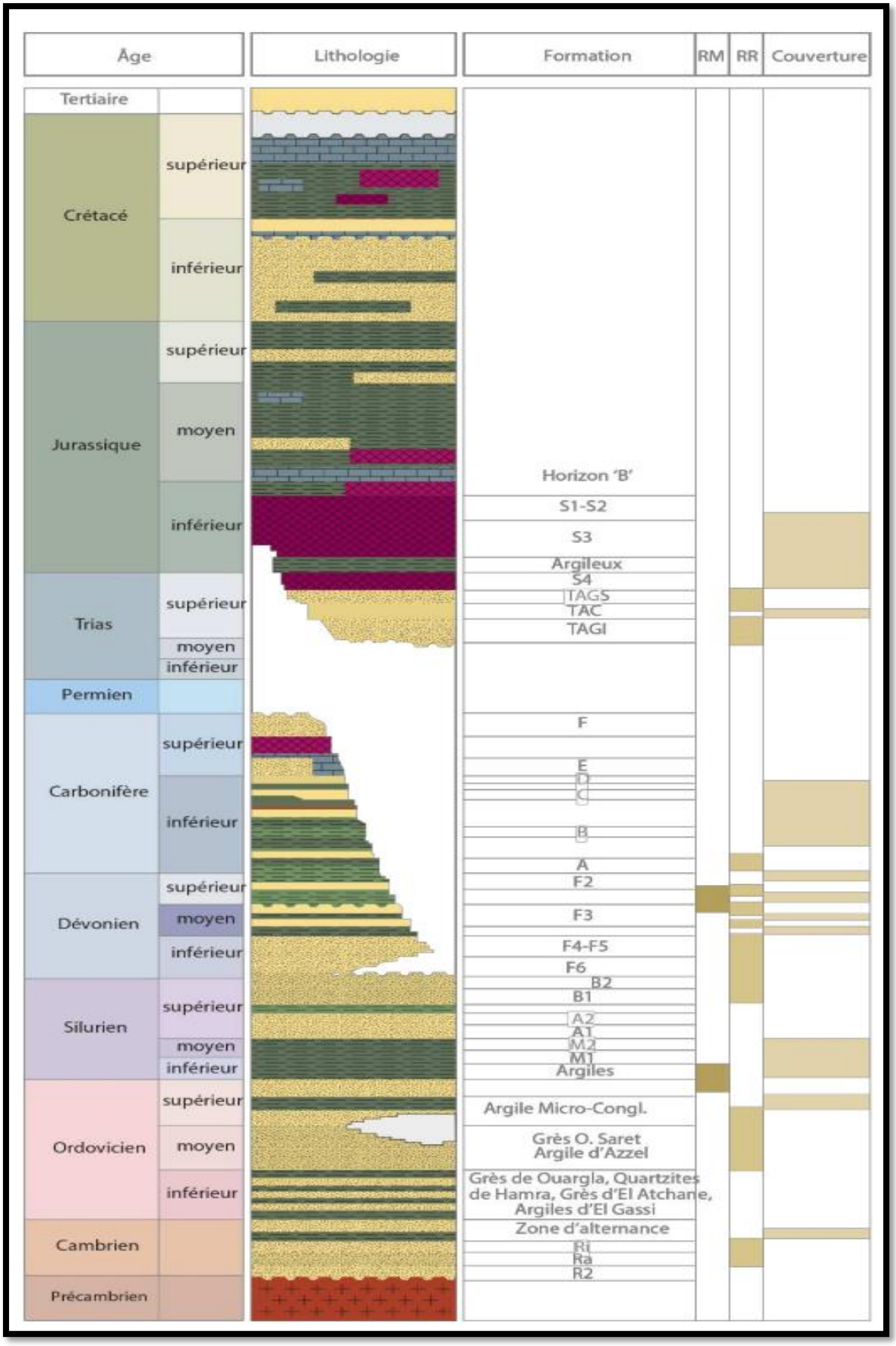

FIG.II.2. Log stratigraphique type du bassin de Berkine (WEC 2007).

II.3. Présentation de la région d'étude

La région étudiée se situe dans le périmètre d'Est du bassin de Berkine, huit (08) puits sont forés dans cette région, cependant seulement deux (02) puits sont utilisés dans notre étude. Ces puits sont le puits BE-1 et le puits BE-2.

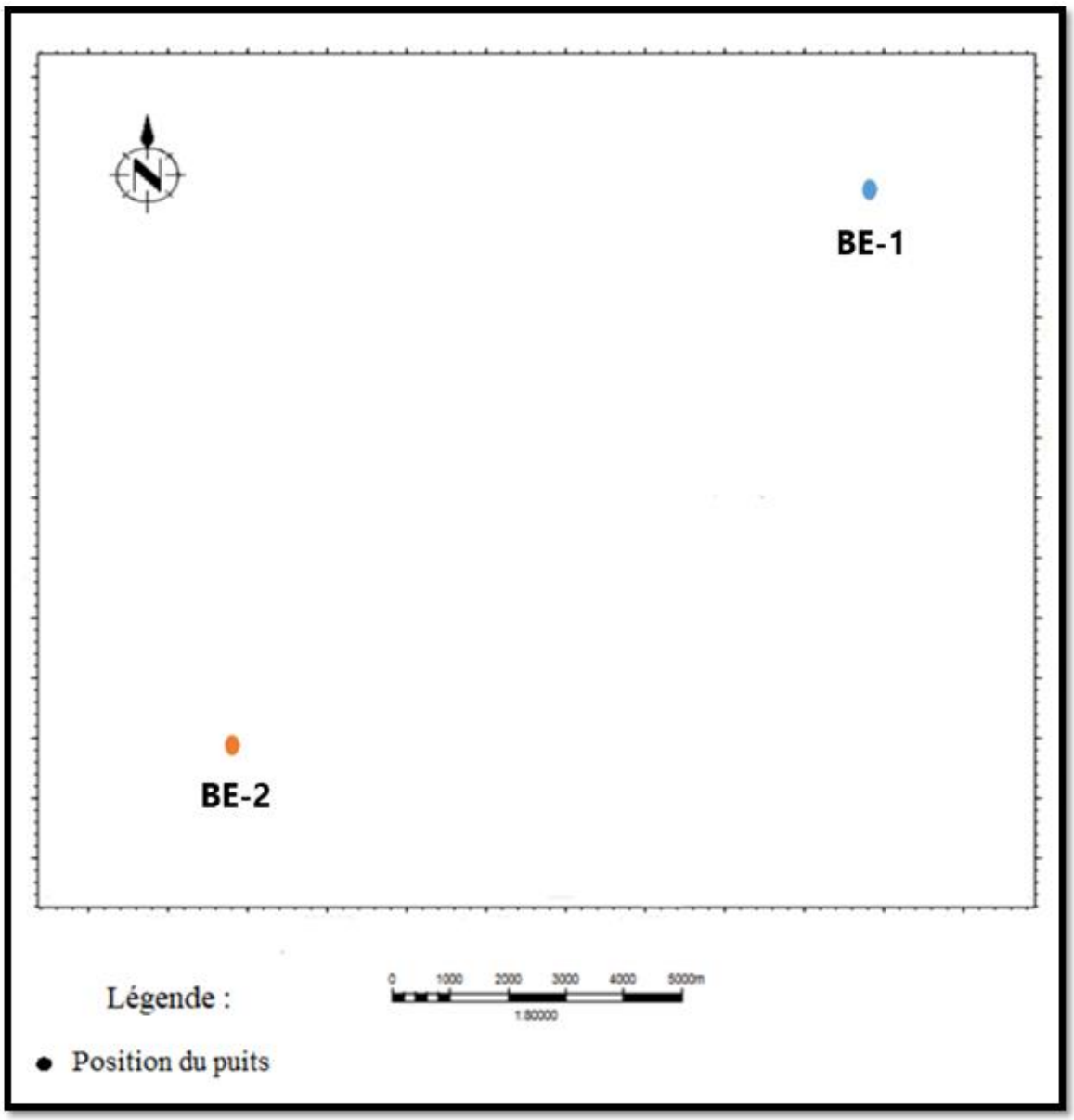

Fig.II.3. Carte montrant le plan de positionnement des deux puits BE-1 et BE-2, respectivement.

Un profil passant par ces deux puits a été réalisé pour évaluer l'extension latérale de la roche mère Frasnienne dans le périmètre Est du bassin de Berkine.

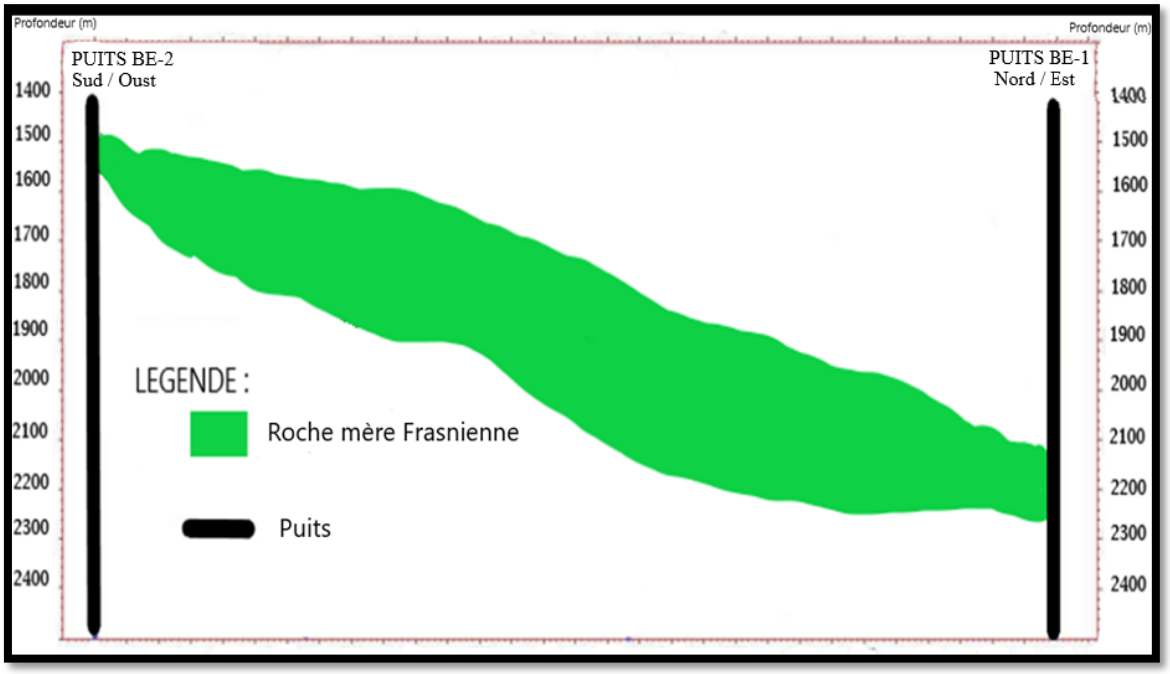

Fig.II.4. Profil SW- NE passant par les deux puits d'études montrant l'extension latérale de la roche mère Frasnienne

Le puits BE-1 se trouve dans une partie relativement soulevée par rapport à la partie où se trouve le puits BE-2, on remarque une continuité de la formation Frasnienne avec un relatif changement d'épaisseur avec une légère augmentation dans la partie centrale de la formation.

CHAPITRE III : Méthodes utilisées pour l'évaluation du potentiel pétrolier de la roche mère Frasnienne

CHAPITRE III : Méthodes utilisées pour l'évaluation du potentiel pétrolier de la roche mère Frasnienne

III.1. Analyse minéralogique

L'analyse minéralogique utilisée en géologie pour déterminer la composition minéralogique des roches échantillonnées. Elle permet d'identifier les différents minéraux présents dans la roche mère Frasnienne ainsi que leur proportion relative. Cette analyse peut fournir des informations précieuses sur la genèse des roches, leur histoire géologique et leur potentiel le tableau suivant résume les analyses minéralogiques réalisés au niveau des deux puits de puits BE-1 et BE-2

Profondeur (m)	Quartz %	Plagioclases %	Carbonates %	Illite %	Micas %	Kaolinite %	TOT argiles %	Pyrite %
2180	16	2	1,2	4,2	16,4	3	69,4	4,5
2180,55	11	1,6	1	3,6	17	3,3	75,3	5,5
2181,05	12	0,00	0,00	6,5	15,5	2,5	74,8	5
2181,6	10	1,2	0,00	5	13	4,5	75,5	6,5
2182,2	8,2	0,9	0,00	3,8	15	4,5	77,5	7
2182,74	13	0,00	0,00	3	18	3,5	73,5	8
2183,15	11	0,8	0,00	4,1	15	3	76	6,8
2183,75	10	0,00	0,00	3,1	20	5	74,5	10
2184,25	13	0,00	0,00	2,1	19	3,5	76,1	7
2184,72	11	1	0,00	4	19	2,5	75,5	7
2185,23	13	1	0,00	2	21	3	75,4	7,5
2185,75	12	0,00	0,00	1,7	17	4	78	7,3
2186,3	12	1	0,00	14,4	14	2,6	63,6	7
2186,8	13,5	1,2	0,00	3,5	15,5	2,6	72,1	8,5
2187,35	15	1,1	0,00	8	19	2	66,5	7,5
2187,85	16	1,2	0,00	3,8	19	2	71	7
2188,3	16	1	0,00	2	25	4	74	6,5
2188,8	15,5	0,00	0,00	4	21	3,5	71,5	7
2189,25	15,6	1	0,00	2,8	22	2,3	72,8	6,8
2189,73	12,5	0,00	0,00	2,8	24	3,5	76,5	7
2190,2	12	0,00	0,00	3,2	20	3	76	6
2190,7	11	1	0,00	4	19	5	76	5,7
2191,2	13,5	1,2	0,00	3,8	21	3,5	73,3	6,2
2191,7	10	0,00	0,00	3,9	19	4	79,2	4,5
2192,3	6,5	0,00	0,00	8	13	3,2	79,7	2,8
2192,85	8,5	2,2	0,00	1,2	17	5,5	79	5,5
2193,35	11	1,2	0,00	3,2	21	5	78	4,4
2193,8	9	1,7	0,00	4	22	6	80	3,5

Tableau.III.1. Analyses minéralogiques du puits BE-1(partie 1)

Profondeur (m)	Quartz %	Plagioclases %	Carbonates %	Illite %	Micas %	Kaolinite %	TOT argiles %	Pyrite %
2194,25	8,5	2	0,00	5,5	21	5,3	75,3	7,5
2194,74	13	1	0,00	2,2	20	4,5	77,5	4,5
2197,35	15,5	0,00	0,00	3,8	23	5	74	4,5
2198	12	0,00	0,00	6,7	19	3	74	5
2198,23	10	0,00	0,00	5,2	18	2,3	78,3	4,5
2199,3	10	1,6	0,00	5,8	17,5	3,5	75,3	5,5
2199,72	12	2	0,00	4,8	22	3	75,6	3,8
2200	8	0,00	0,00	7,5	17	3,8	80,3	3,2
2200,8	9,3	0,5	0,00	4	18	4,2	81,2	3
2201,24	9,5	2	0,00	4,3	17	2,2	78,7	3,5
2201,8	10	0,00	0,00	5	15	3	79	3,4
2202,3	9,9	1,2	0,00	4,5	16	4	80	3,2
2255	37	2,8	5	9,2	22	2	39	11
2255,5	35	3	6	11	21	3	40	10
2256	31	3,8	5,1	11,2	19	4	40	12
2256,5	33	3,2	6,5	13,5	18	3	36,5	12

Tableau.III.2. Analyses minéralogiques du puits BE-1(partie 2)

Profondeur (m)	Quartz %	Plagioclases %	Carbonates %	Illite %	Micas %	Kaolinite %	TOT argiles %	Pyrite %
1500,1	24,2	2,9	9,3	26,7	3,5	18,5	61,7	0
1501,35	19	2,6	33,3	15,9	6,8	10,1	44,1	0
1502,5	8,4	0,9	69,8	10,5	4,7	0,9	20,3	0
1503,53	7,1	1	70,5	7,4	2,4	1,3	15,5	5,5
1504,3	13,2	2,2	48,3	13,7	7	6,3	34,9	0,6
1508	27,8	7,1	12	19,8	15,3	6,5	50,5	1,7
1508,5	30,8	7,7	8,6	22,1	17,4	1,3	50,1	1,9
1509,05	27,4	7	19,6	20	16	1,8	43,2	1,9
1509,7	28,6	7,8	20,1	19,5	12	2,8	39,5	3,2
1510,28	31,3	4,9	25,2	23,9	6	0	29,9	8
1510,81	26,5	7,6	16	23,5	11,4	2,9	41	8,1
1511,3	22,8	6,5	35,8	19	10,4	0,5	32,7	1,4
1511,71	21	6,2	35,5	19,1	11,1	1,4	34,7	1,8
1512,2	31,2	6,9	2,6	33,5	12,1	0,8	55,4	2,9
1512,82	37,7	5,7	7,3	31,9	13,3	0,9	48,3	0
1513,4	3,7	1,1	90,6	4,1	0	0	4,1	0,5
1513,9	40,4	6,4	6	30,2	12,4	0,9	46,2	0
1514,38	35,8	5,7	13,4	27,4	13,1	0	41,3	2,9
1514,9	33,6	6	16,6	26	14,8	0	40,8	2,1
1515,25	5,3	1,2	82,4	8,9	0	0	8,9	2,2
1515,8	34,4	6,2	12	31	13,4	0	44,4	1,3
1516,3	7,4	1,3	79,9	10,4	0	0	10,4	1
1516,85	36,7	5,1	18,9	26,2	9,3	0	35,5	2,3
1517,33	36,1	6,7	8,7	31,8	11,8	0	43,6	3,3
1517,83	5,7	1,4	77,1	9,7	0	0	9,7	6,1
1518,24	36,3	4,8	6,5	32,5	14,7	0	47,2	3,6
1518,75	5,6	1,1	85,3	7,4	0	0	7,4	0,6
1519,19	33	5,4	12,7	30	13,4	0	43,4	3,9
1519,68	31,7	4,7	18,3	28,4	11,9	0	40,3	4,2
1520,08	3,5	1	88,1	6,8	0	0	6,8	0,6
1520,68	20,6	5,8	37,5	17	13,2	0	30,2	4,7
1521,3	32,2	6,1	10,6	29,9	13,9	0	43,8	6,4
1521,94	33,1	5,1	5,8	33,1	12,8	0	45,9	8,6
1522,42	2,9	0,9	89,6	5,7	0	0	5,7	0,9
1523,4	22,7	5,5	15,9	31,2	6,7	0	37,9	17,4
1523,92	25,8	4,2	28,1	25,8	10,1	0	35,9	5,3
1524,32	1,8	1,7	90,7	4,9	0	0	4,9	0,9
1524,8	27,1	4,4	16	24,7	10,7	0	35,4	16,5
1525,3	31,6	5,3	9,2	31	14,5	0	45,5	6,4

Tableau.III.3. Analyses minéralogiques du puits BE-2(partie 1)

Profondeur (m)	Quartz %	Plagioclases %	Carbonates %	Illite %	Micas %	Kaolinite %	TOT argiles %	Pyrite %
1526,8	5,8	1,1	84,1	7,9	0	0	7,9	1,1
1527,25	30,1	4,8	12,7	29,8	8,2	0	38	13
1527,75	34,6	5,1	18,5	28,3	9,1	0	37,4	2,8
1528,2	40,2	4,8	13,3	29	8,9	0	37,9	2,2
1528,7	31,1	5,9	10,1	30,8	6,1	0	36,9	14,2
1529,2	1,3	1,2	89,3	6,9	0	0	6,9	1,3
1529,72	20,5	4,9	28,8	23,1	7,9	0	31	13,7
1530,25	36,7	5,4	17,6	25,1	10,3	0	35,4	3,1
1530,7	34,4	6,2	21,8	24,3	7,5	0	31,8	3,9
1531,25	39	5,1	9,1	35,7	4,3	0	40	5,5
1531,88	34,3	6,8	13	26,9	12,5	0	39,4	4,7
1532,28	3,4	1,3	88,4	6,3	0	0	6,3	0,6
1532,71	34,6	5,9	16,9	24,3	10,3	0	34,6	5,8
1533,2	34,7	6,1	17,3	25,4	11,1	0	36,5	3,7
1533,72	38,4	5	14,6	24,2	5,8	0	30	10,1
1534,19	39,4	4	12,1	21,5	3,9	0	25,4	17,7
1534,79	47,4	4,3	13,3	25,6	5,1	0	30,7	2,7
1535,76	18,8	3,2	15,1	48,8	3,1	0	51,9	8,1
1536,23	12,6	2,8	48,2	22,3	2,1	0	24,4	11,2
1536,27	20,8	1,9	50,3	18,2	4,1	0	22,3	3,5
1536,8	29,8	6,2	17,8	32,5	2,1	0	34,6	10
1537,3	45,9	5,7	12,5	24,1	6,5	0	30,6	3,7
1537,85	47,9	6,1	10,3	23,3	8,4	0	31,7	2,1
1538,3	4,7	1,9	83,8	6,7	0	0	6,7	2,9
1538,81	36,7	6,1	17,3	22,5	7,4	0	29,9	8,5
1539,25	56,2	4,1	5,5	21,2	8,1	0	29,3	1,4
1539,83	35,1	4,5	24,2	22,9	4,6	0	27,5	4,7
1540,25	28,8	6,2	21,7	22,8	6,4	0	29,2	8
1540,75	49,7	5,1	6,5	21,7	5,5	0	27,2	9
1541,32	47,6	4,9	10,1	22,1	6,3	0	28,4	6,7
1541,85	35,7	6,1	19,3	18,7	3,5	0	22,2	14,4
1542,2	41,7	6,3	9	24,2	5,9	0	30,1	9,6
1542,79	32,6	6,2	22,3	23,8	6,1	0	29,9	6,3
1543,4	38	5,7	18,1	21,3	5,5	0	26,8	8
1543,9	44	6,9	7,2	24,9	7,3	0	32,2	6,9
1544,41	43,2	6,6	8,8	25,5	6,9	0	32,4	6,2
1544,85	31,7	7,1	18,2	24,8	7,6	0	32,4	6,2
1545,25	43,9	6,4	9,1	25,9	8,2	0	34,1	2,8
1545,75	5,2	1,2	85,8	7,3	0	0	7,3	0,5
1546,3	27,3	7	27,9	20,7	9,1	0	29,8	5,6
1547,8	4,2	1,4	85,7	7,9	0	0	7,9	0,7

Tableau.III.4. Analyses minéralogiques du puits BE-2(partie 2)

Profondeur (m)	Quartz %	Plagioclases %	Carbonates %	Illite %	Micas %	Kaolinite %	TOT argiles %	Pyrite %
1549,3	16,6	2,1	51,1	18,8	6,2	0	25	3,8
1549,9	32,3	6,1	27,8	23,5	6,1	0	29,6	2,2
1550,3	35,3	5,3	20,9	25,2	8,4	0	33,6	3,1
1550,8	4	2,2	87	6,1	0	0	6,1	0,7
1551,25	19	4,6	46,7	20,3	5,4	0	25,7	2,6
1551,7	31	6,5	24,1	27,8	4,7	0	32,5	3,9
1552,25	4,1	2,3	86,3	6,6	0	0	6,6	0,7
1552,72	12,6	2,4	58,8	19,2	3,5	0	22,7	2,4
1553,27	33,9	4,5	11,5	30,9	7,1	0	38	11,4
1553,73	22,8	6,3	32,5	27	7,8	0	34,8	2,8
1554,28	22,5	5,9	23	33,1	9,4	0	42,5	4,8
1554,78	2,8	0,9	87,9	7,6	0	0	7,6	0,8
1555,42	4,9	1,8	67,7	19,7	1,7	0	21,4	3,3
1556,55	0,9	0	97,9	0,7	0	0	0,7	0,5
1557,72	18,6	4,7	29,8	18,6	8,9	7,5	3,4	2,6
1558,42	4,6	1,1	78	8,7	1,8	0,9	13	3,3
1559,67	0,9	0,8	97,1	0,8	0	0	0,8	0,4
1560,56	1,1	0,6	97,1	0,8	0	0	0,8	0,4
1561,48	4,9	3,1	78,8	4,9	3,7	1,4	1,8	1,4

Tableau.III.5. Analyses minéralogiques du puits BE-2(partie 3)

III.2. Etude Géochimique

Pour caractériser les roches mères, il est nécessaire de mener une étude géochimique permettant de déterminer plusieurs paramètres essentiels à leur évaluation. La géochimie se consacre à l'analyse de la répartition des éléments chimiques dans les roches et les minéraux, ainsi qu'à leur origine et leur comportement au cours des processus géologiques. Cette discipline mobilise l'ensemble des lois et concepts de la chimie, et s'intéresse notamment aux processus de formation planétaires.[2]

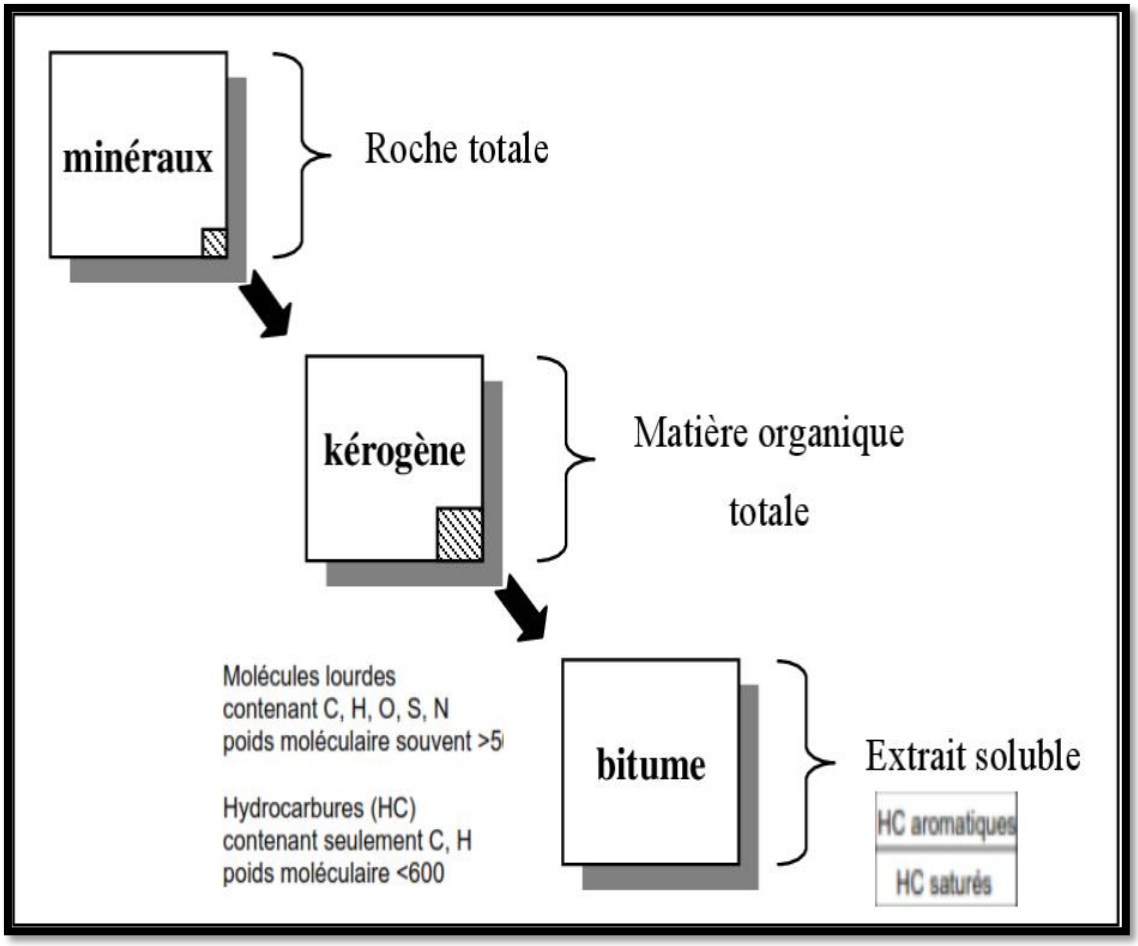

FIG.III.1. Composition de la MO dans les roches sédimentaires anciennes d'après Tissotet Welte, 1978.

III.2.1. La pyrolyse Rock Eval

La pyrolyse Rock Eval consiste à chauffer un échantillon de roche à des températures élevées dans un environnement sans oxygène, ce qui provoque la libération de gaz et de liquides organiques volatils. Ces produits de pyrolyse sont ensuite analysés pour déterminer leur composition chimique et leurs propriétés physiques. Les paramètres clés mesurés sont les suivants :

- La quantité totale de matière organique contenue dans la roche
- Le potentiel de production d'huile et de gaz naturel de la roche
- La maturité thermique de la matière organique, qui permet de déterminer l'âge et les conditions géologiques de la formation de la roche.

Les résultats de la pyrolyse Rock Eval sont utilisés pour estimer la quantité et la qualité des hydrocarbures contenus dans la roche, ainsi que pour évaluer le potentiel de production d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel. Les tableaux suivants résument les résultats des analyses géochimique des échantillons par le Rock Eval 6 des puits BE-1 et BE-2.

Profondeur (m)	COT (%)	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)
2180	1,15	0,02	0,04	0,05
2180,55	1,23	0,04	0,05	0,04
2181,05	1,95	0,05	0,06	0,09
2181,6	1,77	0,03	0,04	0,09
2182,2	1,67	0,02	0,01	0,05
2182,74	2,06	0,02	0,02	0,14
2183,15	1,96	0,02	0,03	0,1
2183,75	2,47	0,03	0,03	0,07
2184,25	2,4	0,03	0,03	0,07
2185,23	1,78	0,08	0,08	0,2
2186,3	1,7	0,05	0,08	0,2
2185,75	1,77	0,06	0,1	0,26
2186,8	1,73	0,03	0,05	0,08
2187,35	1,4	0,02	0,03	0,08
2187,85	1,37	0,04	0,07	0,08
2188,3	1,89	0,03	0,08	0,19
2188,8	1,36	0,07	0,07	0,13
2189,25	1,24	0,04	0,07	0,1
2189,73	1,31	0,05	0,08	0,05
2190,2	2,25	0,08	0,09	0,17
2190,7	1,67	0,03	0,06	0,13
2191,2	1,92	0,07	0,09	0,19
2191,7	2,3	0,09	0,11	0,18
2192,3	1,01	0,07	0,06	0,26
2192,85	2,11	0,05	0,04	0,07
2193,35	3,16	0,05	0,03	0,11
2193,8	2,62	0,05	0,08	0,15
2194,25	2,41	0,05	0,07	0,25
2194,74	1,99	0,07	0,1	0,06
2196,28	1,17	0,07	0,15	0,04
2198,7	0,61	0,02	0,03	0,09
2199,72	1,58	0,02	0,02	0,02
2199,3	1,92	0,06	0,12	0,08
2200	1,21	0,02	0,02	0,01
2200,8	1,64	0,02	0,02	0,01
2201,24	1,87	0,05	0,07	0,16

Tableau.III.6. Paramétrer géochimique obtenue par Rock Eval 6 de puits BE-1

Profondeur (m)	COT (%)	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	Tmax °C	Profondeur (m)	COT (%)	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	Tmax °C
1508	5,33	1,92	6,41	0,36	465	1532,28	5,69	0,85	1,54	0,16	478
1508,5	2,95	2,17	7,65	0,17	462	1532,71	8,29	2,94	10,62	0,16	455
1509,05	6,85	2,12	8,07	0,44	465	1533,2	8,57	2,44	7,13	0,14	450
1509,7	7,37	2,65	9,63	0,57	458	1533,72	9,45	3,42	10,24	0,17	453
1510,28	9,43	4,41	13,1	0,2	458	1534,19	11,43	3,88	11,69	0,19	450
1510,81	8,43	3,39	11,62	0,26	454	1534,79	7,45	4,57	16,05	0,2	459
1511,3	7,24	2,88	10,02	0,23	463	1535,76	10,76	2,76	9,26	0,1	461
1511,71	8,81	3,22	11,67	0,23	462	1536,23	6,7	2,63	8,75	0,12	454
1512,2	7,24	3,11	12,79	0,1	462	1536,27	7,46	0,84	1,75	0,09	475
1512,82	6,33	2,85	10,8	0,14	459	1536,8	12,8	4,89	14,89	0,16	461
1513,4	5,24	0,7	11,01	0,17	469	1537,3	7,99	4,55	15,75	0,14	463
1513,9	7,04	3,21	1,62	0,18	464	1537,85	11,55	3,7	12,83	0,16	467
1514,38	6,3	2,64	11,12	0,22	460	1538,3	4,54	1,52	1,83	0,18	462
1514,9	7,03	2,5	9,93	0,19	460	1538,81	11,21	3,82	10,88	0,12	453
1515,25	4,76	1,29	2,59	0,19	465	1539,25	6,96	2,37	7,93	0,12	464
1515,8	7,85	3,17	12,7	0,16	462	1539,83	10,03	3,84	12,2	0,26	465
1516,3	5,97	1,37	3,6	0,16	464	1540,25	7,93	2,69	7,77	0,3	464
1516,85	7,96	2,84	11,77	0,16	457	1540,75	7,78	3,42	9,99	0,21	454
1517,33	9,42	3,89	14,2	0,17	458	1541,32	8,96	3,64	12,47	0,27	454
1517,83	4,09	1,23	2,37	0,18	464	1541,85	11,12	3,81	9,8	0,31	441
1518,24	7,45	3,11	10,96	0,2	461	1542,2	10,61	3,94	7,05	0,32	445
1518,75	4,9	0,94	2,3	0,18	467	1542,79	7,19	2,82	6,95	0,24	465
1519,19	8,97	3,34	11,22	0,18	460	1543,4	6,55	2,06	3,6	0,37	454
1519,68	11,74	3,58	13,63	0,18	458	1543,9	8,14	3,45	10,5	0,22	457
1520,08	5,15	1,04	2,31	0,15	467	1544,41	8,28	3,51	10,31	0,19	457
1520,68	9,28	3,34	12,23	0,2	458	1544,85	8,39	3,43	9,29	0,16	456
1521,3	8	2,5	8,58	0,22	453	1545,25	7,08	2,77	7,62	0,05	460
1521,94	8,36	2,85	11,21	0,2	455	1545,75	1,9	0,79	1,22	0,01	472
1522,42	5,86	0,69	1,43	0,2	471	1546,3	4,26	2,61	6,41	0,08	458
1522,92	6,01	1,9	5,08	0,2	456	1546,78	8,9	2,83	10,22	0,03	459
1523,3	8,87	2,97	13,35	0,21	457	1547,25	7,72	0,59	1,19	0,09	470
1523,4	12	4,36	8,59	0,34	451	1547,8	2	2,56	8,14	0,11	462
1523,92	10,95	3,23	13,76	0,35	458	1548,28	6,9	2,53	8,15	0,1	463
1524,32	5,49	0,62	1,02	0,19	461	1548,77	3,88	1,93	4,55	0,12	0
1524,8	6,06	1,9	4,42	0,14	450	1549,3	3,83	1,6	3,89	0,1	466
1525,8	4,92	2,28	6,63	0,23	461	1549,9	4,09	2,04	6,23	0,11	467
1526,2	6,21	2,6	7,81	0,05	464	1550,3	6,51	3,27	10,55	0,14	464
1526,8	7,84	2,95	9,14	0,22	461	1550,8	1,17	0,34	0,47	0,13	462
1527,25	9,31	3,35	10,04	0,21	455	1551,25	9,74	2,25	6,94	0,16	464
1527,75	10,27	3,54	13,32	0,23	459	1551,7	10,73	2,58	9,02	0,09	469
1528,2	11,25	2,66	12,09	0,21	462	1552,23	4,12	0,65	1,32	0,1	476
1528,7	9,59	4,55	16,1	0,24	457	1552,72	6,6	0,9	1,82	0,13	469
1529,2	11,75	0,66	1,13	0,27	465	1553,27	11,79	1,64	3,82	0,18	465
1529,72	8,35	4,36	10,79	0,18	459	1553,73	11,96	2,79	8,11	0,11	468
1530,25	7,5	2,69	7,85	0,07	464	1554,28	12,95	2,02	5,34	0,16	462

Tableau.III.7. Paramétrer géochimique obtenue par Rock Eval 6 de puits BE-2

III.2.2. Carbone organique total (COT)

La teneur en Carbone organique total (COT) est utilisée pour évaluer le potentiel pétrolier d'une roche-mère. Les quantités minimales de COT pour qu'une roche soit considérée comme une roche-mère à huile varient entre 0,5 et 1,5 wt%. En dessous de 0,5 wt%, la roche est considérée comme pauvre ou stérile. Le tableau (**III.8**) suivante montre la classification de teneur de COT en fonction de la richesse dans la roche carbonatées et les argiles [1]

Carbone organique total COT %		Classification
Argiles	Carbonates	
< 0.5	< 0.25	Roche très pauvre
0.50 – 1.00	0.25 – 0.50	Roche pauvre
1.01 – 2.00	0.51 – 1.00	Roche moyennement riche
2.01 – 4.00	1.01 – 2.00	Roche riche
> 0.04	> 2.00	Roche très riche

Tableau III.8. Classification des roches selon la richesse en carbone organique

III.2.3. L'indice d'hydrogène IH et l'indice d'oxygène IO

Les indices d'hydrogène (IH) et d'oxygène (IO), également connus sous le nom de diagrammes de Van Krevelen, Les diagrammes de Van Krevelen sont utiles pour la caractérisation globale de la matière organique et La composition élémentaire des kérogènes.[5].[6].[8]

L'indice d'hydrogène (IH) représente le rapport de l'hydrogène au carbone dans une substance organique et l'indice d'oxygène (IO), quant à lui, représente le rapport de l'oxygène au carbone dans une substance organique. Ils sont donne par les formules suivantes :

$$IO = \frac{100 * S3}{COT}$$

$$IH = \frac{100 * S2}{COT}$$

Le tableau suivant résume les calculs d'indice d'hydrogène et d'indice d'oxygène pour les puits BE-1 et BE-2

Profondeur (m)	COT (%)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	IH	IO
2180	1,15	0,04	0,05	3,47	4,34
2180,55	1,23	0,05	0,04	4,06	3,25
2181,05	1,95	0,06	0,09	3,07	4,61
2181,6	1,77	0,04	0,09	2,25	5,08
2182,2	1,67	0,01	0,05	0,598	2,99
2182,74	2,06	0,02	0,14	0,97	6,79
2183,15	1,96	0,03	0,1	1,53	5,102
2183,75	2,47	0,03	0,07	1,21	2,83
2184,25	2,4	0,03	0,07	1,25	2,91
2184,72	2,06	0,02	0,09	0,97	4,368
2185,23	1,78	0,08	0,2	4,49	11,23
2186,3	1,7	0,08	0,2	4,70	11,76
2185,75	1,77	0,1	0,26	5,64	14,68
2186,8	1,73	0,05	0,08	2,89	4,62
2187,35	1,4	0,03	0,08	2,14	5,71
2187,85	1,37	0,07	0,08	5,10	5,83
2188,3	1,89	0,08	0,19	4,23	10,05
2188,8	1,36	0,07	0,13	5,14	9,55
2189,25	1,24	0,07	0,1	5,64	8,06
2189,73	1,31	0,08	0,05	6,10	3,81
2190,2	2,25	0,09	0,17	4	7,55
2190,7	1,67	0,06	0,13	3,59	7,78
2191,2	1,92	0,09	0,19	4,68	9,89
2191,7	2,3	0,11	0,18	4,78	7,82
2192,3	1,01	0,06	0,26	5,94	25,74
2192,85	2,11	0,04	0,07	1,89	3,31
2193,8	2,62	0,08	0,15	3,05	5,725
2194,25	2,41	0,07	0,25	2,90	10,37
2194,74	1,99	0,1	0,06	5,02	3,01
2196,28	1,17	0,15	0,04	12,81	3,41
2198,7	0,61	0,03	0,09	4,91	14,75
2199,72	1,58	0,02	0,02	1,26	1,26
2199,3	1,92	0,12	0,08	6,25	4,16
2200	1,21	0,02	0,01	1,65	0,82
2200,8	1,64	0,02	0,01	1,21	0,60
2201,24	1,87	0,07	0,16	3,74	8,55
2202,3	2,3	0,03	0,15	1,30	6,59
2255	5,73	0,06	0,23	1,04	4,01
2255,5	9,48	0,06	0,19	0,63	2,00
2256	6,52	0,06	0,26	0,92	3,98
2256,5	5,72	0,1	0,26	1,74	4,54

Tableau.III.9. Calculs numériques de IH et IO de puits BE-1

Profondeur (m)	COT (%)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	IH	IO	Profondeur (m)	COT (%)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	IH	IO
1508	5,33	6,41	0,36	120,26	6,75	1532,28	5,69	1,54	0,16	27,06	2,81
1508,5	2,95	7,65	0,17	259,3	5,76	1532,71	8,29	10,62	0,16	128,10	1,93
1509,05	6,85	8,07	0,44	117,81	6,42	1533,2	8,57	7,13	0,14	83,19	1,63
1509,7	7,37	9,63	0,57	130,66	7,73	1533,72	9,45	10,24	0,17	108,35	1,79
1510,28	9,43	13,1	0,2	138,91	2,12	1534,19	11,43	11,69	0,19	102,27	1,66
1510,81	8,43	11,62	0,26	137,84	3,08	1534,79	7,45	16,05	0,2	215,43	2,68
1511,3	7,24	10,02	0,23	138,39	3,17	1535,76	10,76	9,26	0,1	86,059	0,92
1511,71	8,81	11,67	0,23	132,46	2,61	1536,23	6,7	8,75	0,12	130,59	1,79
1512,2	7,24	12,79	0,1	176,65	1,38	1536,27	7,46	1,75	0,09	23,45	1,20
1513,4	5,24	11,01	0,17	210,11	3,24	1537,3	7,99	15,75	0,14	197,12	1,75
1513,9	7,04	1,62	0,18	23,01	2,55	1537,85	11,55	12,83	0,16	111,08	1,38
1514,38	6,3	11,12	0,22	176,50	3,49	1538,3	4,54	1,83	0,18	40,30	3,96
1514,9	7,03	9,93	0,19	141,25	2,70	1538,81	11,21	10,88	0,12	97,05	1,07
1515,25	4,76	2,59	0,19	54,41	3,99	1539,25	6,96	7,93	0,12	113,93	1,72
1515,8	7,85	12,7	0,16	161,78	2,4	1539,83	10,03	12,2	0,26	121,63	2,59
1516,3	5,97	3,6	0,16	60,30	2,67	1540,25	7,93	7,77	0,3	97,98	3,78
1516,85	7,96	11,77	0,16	147,86	2,01	1540,75	7,78	9,99	0,21	128,40	2,69
1517,33	9,42	14,2	0,17	150,74	1,80	1541,32	8,96	12,47	0,27	139,17	3,01
1517,83	4,09	2,37	0,18	57,94	4,40	1541,85	11,12	9,8	0,31	88,12	2,78
1518,24	7,45	10,96	0,2	147,11	2,68	1542,2	10,61	7,05	0,32	66,44	3,01
1518,75	4,9	2,3	0,18	46,93	3,67	1542,79	7,19	6,95	0,24	96,66	3,33
1519,19	8,97	11,22	0,18	125,08	2,00	1543,4	6,55	3,6	0,37	54,96	5,64
1519,68	11,74	13,63	0,18	116,09	1,53	1543,9	8,14	10,5	0,22	128,99	2,70
1520,08	5,15	2,31	0,15	44,85	2,91	1544,41	8,28	10,31	0,19	124,51	2,29
1520,68	9,28	12,23	0,2	131,78	2,15	1544,85	8,39	9,29	0,16	110,72	1,90
1521,3	8	8,58	0,22	107,25	2,75	1545,25	7,08	7,62	0,05	107,62	0,70
1521,94	8,36	11,21	0,2	134,09	2,39	1545,75	1,9	1,22	0,01	64,21	0,52
1522,42	5,86	1,43	0,2	24,40	3,41	1546,3	4,26	6,41	0,08	150,46	1,87
1522,92	6,01	5,08	0,2	84,52	3,32	1546,78	8,9	10,22	0,03	114,85	0,33
1523,3	8,87	13,35	0,21	150,50	2,36	1547,25	7,72	1,19	0,09	15,414	1,16
1523,4	12	8,59	0,34	71,58	2,83	1547,8	2	8,14	0,11	407	5,5
1523,92	10,95	13,76	0,35	125,66	3,19	1548,28	6,9	8,15	0,1	118,11	1,44
1524,32	5,49	1,02	0,19	18,579	3,46	1548,77	3,88	4,55	0,12	117,25	3,09
1525,8	4,92	6,63	0,23	134,75	4,67	1549,9	4,09	6,23	0,11	152,32	2,68
1526,2	6,21	7,81	0,05	125,76	0,80	1550,3	6,51	10,55	0,14	162,05	2,15
1526,8	7,84	9,14	0,22	116,58	2,80	1550,8	1,17	0,47	0,13	40,17	11,11
1527,75	10,27	13,32	0,23	129,69	2,23	1551,7	10,73	9,02	0,09	84,06	0,83
1528,2	11,25	12,09	0,21	107,46	1,86	1552,23	4,12	1,32	0,1	32,03	2,42
1528,7	9,59	16,1	0,24	167,88	2,50	1552,72	6,6	1,82	0,13	27,57	1,96
1529,2	11,75	1,13	0,27	9,61	2,29	1553,27	11,79	3,82	0,18	32,40	1,52
1529,72	8,35	10,79	0,18	129,22	2,15	1553,73	11,96	8,11	0,11	67,80	0,91
1530,25	7,5	7,85	0,07	104,66	0,93	1554,28	12,95	5,34	0,16	41,232	1,23

Tableau. III.10. Calculs numériques de IH et IO de puits BE-2

III.3. L'analyse microscopique de la matière organique.

L'utilisation de microscopes permet d'observer les composants organiques à une échelle microscopique, ce qui permet d'identifier et de différencier les différents types de matière organique.

Ces études microscopiques permettent également d'évaluer le degré de maturation de la matière organique, qui est un facteur clé dans la formation d'hydrocarbures. En fonction de la température et de la pression auxquelles la matière organique a été soumise au fil du temps, on peut déterminer si elle a subi une transformation en pétrole, en gaz naturel ou en charbon.

Les études microscopiques des types de kérogène impliquent l'utilisation Microscope photométrique couplé à un spectromètre. Ce matériel sert notamment à déterminer la maturité de l'échantillon en mesurant le pouvoir réflecteur de la vitrine (R0%).

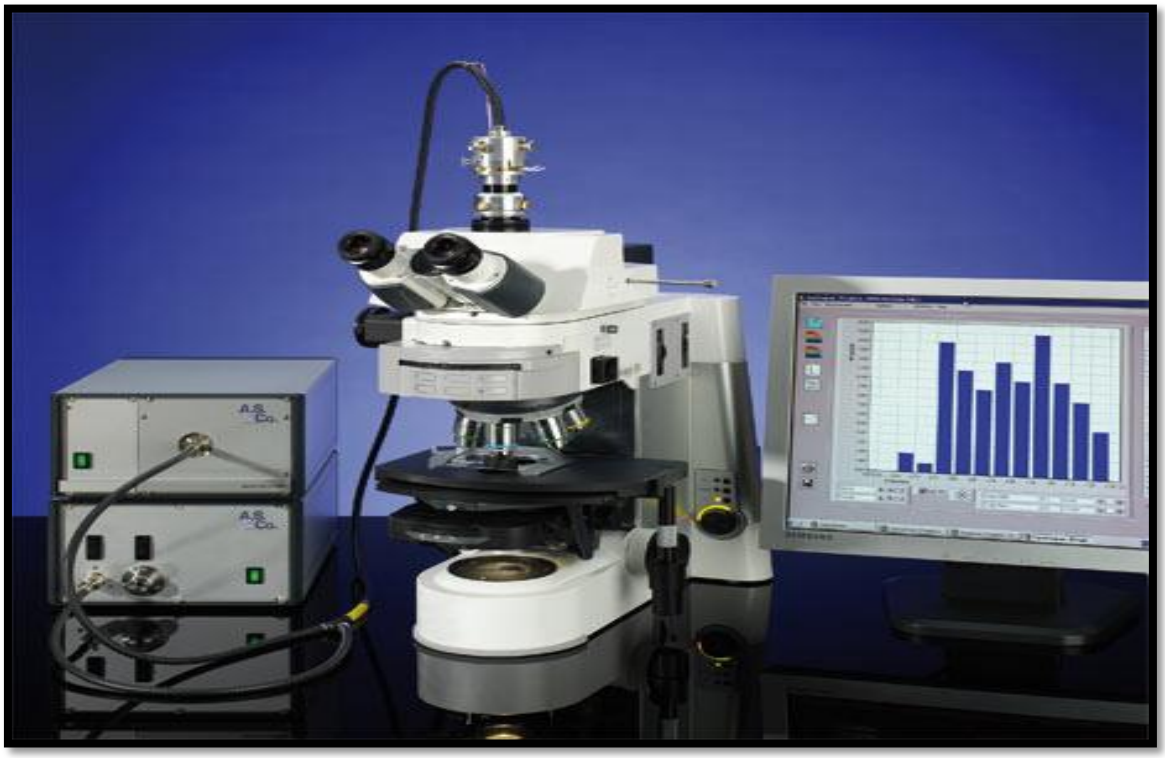

FIG.III.2. Microscope photométrique couplé à un spectromètre (LABO-MODERNE France)

III.4. Estimation du volume des hydrocarbures de la roche mère (gaz de schistes).

L'estimation du volume des hydrocarbures la roche mère peut être réalisée à l'aide de paramètres géochimiques tels que le potentiel pétrolier (S1 + S2), la teneur en carbone organique (TOC) et le volume de la roche mère (VRM).

Cette méthode consiste à estimer le volume de la roche mère et à le multiplier par la densité apparente, le TOC et le potentiel pétrolier pour obtenir une estimation des réserves en place. [8]

III.4.1. La Correction de la fraction d'hydrocarbures adsorbés

La correction des hydrocarbures adsorbés est une étape importante dans l'estimation du volume des hydrocarbures d'une roche mère. En effet, une partie des hydrocarbures produits par la pyrolyse de la matière organique peut être adsorbée sur les surfaces des particules minérales de la roche mère, ce qui réduit la quantité d'hydrocarbures estimée pour la production.

Pour corriger ce phénomène adsorption, il est nécessaire de réaliser une désorption thermique ou chimique pour récupérer les hydrocarbures adsorbés. Cela permet d'estimer la quantité d'hydrocarbures disponibles pour la production et donc de mieux évaluer du volume des hydrocarbures de la roche mère.

Les méthodes de désorption thermique impliquent d'utiliser des programmes de pyrolyse plus longs avec des paliers de températures plus nombreux afin de libérer les hydrocarbures adsorbés. Les méthodes de désorption chimique, quant à elles, utilisent des solvants chimiques pour extraire les hydrocarbures adsorbés et ensuite reproduire l'analyse de pyrolyse pour mesurer la fraction adsorbée par comparaison des paramètres S2 avant et après lavage.

Profondeur (m)	S2 (mg/g) non lavé	S2 lavé(mg/g)	Profondeur (m)	S2 (mg/g) non lavé	S2 lavé (mg/g)
1508	6,41	5,7	1532,28	1,54	1,33
1508,5	7,65	6,85	1532,71	10,62	8,92
1509,05	8,07	5	1533,2	7,13	6,16
1509,7	9,63	8,49	1533,72	10,24	7,55
1510,28	13,1	12,03	1534,19	11,69	3,76
1511,71	11,67	9,15	1536,23	8,75	6,15
1512,2	12,79	10,74	1536,27	1,75	1,22
1512,82	10,8	9,02	1536,8	14,89	11,93
1513,4	11,01	8,89	1537,3	15,75	12,83
1513,9	1,62	0	1537,85	12,83	10,41
1514,38	11,12	9,2	1538,3	1,83	1,39
1514,9	9,93	8,45	1538,81	10,88	7,53
1515,25	2,59	2,49	1539,25	7,93	6,33
1515,8	12,7	10,26	1539,83	12,2	9,01
1516,3	3,6	3,22	1540,25	7,77	5,58
1516,85	11,77	9,44	1540,75	9,99	8,02
1517,33	14,2	11,18	1541,32	12,47	9,62
1517,83	2,37	1,79	1541,85	9,8	7,17
1518,24	10,96	9,12	1542,2	7,05	3,81
1519,19	11,22	9,52	1543,4	3,6	2,52
1519,68	13,63	10,95	1543,9	10,5	7,85
1520,08	2,31	1,73	1544,41	10,31	7,53
1520,68	12,23	9,21	1544,85	9,29	7,12
1521,3	8,58	6,18	1545,25	7,62	5,94
1521,94	11,21	8,64	1545,75	1,22	0,83
1522,42	1,43	1,02	1546,3	6,41	4,82
1522,92	5,08	4,26	1546,78	10,22	8,01
1523,3	13,35	10	1547,25	1,19	1
1523,4	8,59	6,67	1547,8	8,14	5,33
1523,92	13,76	10,95	1548,28	8,15	6,26
1524,32	1,02	0,67	1548,77	4,55	0,12
1524,8	4,42	2,98	1549,3	3,89	3,19
1525,8	6,63	5,08	1549,9	6,23	4,9
1526,2	7,81	6,44	1550,3	10,55	9
1526,8	9,14	6,84	1550,8	0,47	0,2
1527,25	10,04	5,34	1551,25	6,94	5,39
1527,75	13,32	11,08	1551,7	9,02	7,36
1528,2	12,09	9,66	1552,23	1,32	1,01
1528,7	16,1	13,98	1552,72	1,82	1,7
1529,2	1,13	0,89	1553,27	3,82	3,18
1529,72	10,79	7,16	1553,73	8,11	6,39
1530,25	7,85	5,86	1554,28	5,34	4,24

Tableau.III.11. Paramètres utilisent pour estimer la fraction adsorbée de puits BE-2

III.4.2. La correction de la perte évaporite

La perte des hydrocarbures libres par évaporation dans les échantillons de roches mères est un problème bien connu. D'après Michael et al. (2014) ont suggéré l'utilisation de l'indice de densité API du pétrole brut et de la teneur en hydrocarbures <C15 pour estimer les hydrocarbures légers. Chen et al. (2018), ont employé des données géochimiques pour calculer la quantité d'hydrocarbures légers perdus en S1 en se basant sur l'équilibre des phases et des études de pyrolyse d'hydrocarbures légers dans différentes conditions de température et de pression.

III.4.3. Conversion masse à volume

Lors de l'estimation du volume des hydrocarbures des roches mères à l'aide de paramètres géochimiques tels que le potentiel gazier (S1 + S2), il est important de convertir la masse en volume. Cette conversion est nécessaire car l'estimation des réserves est généralement exprimée en unités de volume, alors que les paramètres géochimiques sont mesurés sur la base de la masse. Le facteur de conversion dépend de la densité de la roche et de la densité du composant hydrocarbure. Il est important de noter que la conversion de la masse en volume introduit une certaine incertitude dans l'estimation du volume des hydrocarbures, car la densité de la roche et du composant hydrocarbure peut varier en fonction de la profondeur et de l'emplacement de la roche mère

La densité est souvent déterminée par l'analyse en laboratoire d'échantillons de fluide prélevés dans le réservoir. Toutefois, en l'absence d'analyse en laboratoire, des corrélations empiriques peuvent être utilisées pour estimer la densité. Une fois la densité déterminée, la masse des hydrocarbures présents dans le réservoir peut être convertie en volume, ce qui est un facteur crucial dans l'estimation du volume des hydrocarbures. Une conversion précise de la masse au volume est importante pour l'estimation du volume des hydrocarbures. [7]

Profondeur (m)	S1 corrigé (mg/g)	VOL (m3/m3)	Profondeur (m)	S1 corrigé (mg/g)	VOL (m3/m3)
1508	4,38	0,013937032	1532,28	1,77	0,005617207
1508,5	4,95	0,015738778	1532,71	7,73	0,024588529
1509,05	8,65	0,027503117	1533,2	5,68	0,018070449
1509,7	6,32	0,020084165	1533,72	10,18	0,032378429
1510,28	9,13	0,0290399	1534,19	19,68	0,062584165
1511,3	7,75	0,024641521	1535,76	6,92	0,021991895
1512,2	8,60	0,02734414	1536,27	2,28	0,007259975
1512,82	7,72	0,024535536	1536,8	13,08	0,041599127
1513,4	8,05	0,025595387	1537,3	12,45	0,039585411
1513,9	4,70	0,01494389	1537,85	10,20	0,032431421
1514,38	7,60	0,024164589	1538,3	3,27	0,010386534
1514,9	6,63	0,021091022	1538,81	11,95	0,037995636
1515,25	2,32	0,00736596	1539,25	6,62	0,02103803
1515,8	9,35	0,029728803	1539,83	11,72	0,037253741
1516,3	2,92	0,009273691	1540,25	8,13	0,025860349
1517,33	11,52	0,03661783	1541,32	10,82	0,034392145
1518,24	8,25	0,026231297	1542,2	11,97	0,038048628
1518,75	2,65	0,00842581	1542,79	7,73	0,024588529
1519,68	10,43	0,033173317	1543,9	10,17	0,032325436
1520,08	2,70	0,008584788	1544,41	10,48	0,033332294
1520,68	10,60	0,033703242	1544,85	9,33	0,02967581
1521,3	8,17	0,025966334	1545,25	7,42	0,023581671
1521,94	9,03	0,028721945	1545,75	1,97	0,006253117
1522,42	1,83	0,005829177	1546,3	7,00	0,022256858
1522,92	4,53	0,014413965	1546,78	8,40	0,026708229
1523,3	10,47	0,033279302	1547,25	1,30	0,004133416
1523,4	10,07	0,032007481	1547,8	8,95	0,028456983
1523,92	10,53	0,033491272	1548,28	7,37	0,023422693
1524,32	1,62	0,005140274	1548,77	10,60	0,033703242
1524,8	5,57	0,017699501	1549,3	3,83	0,012188279
1525,8	6,38	0,020296135	1549,9	5,62	0,017858479
1526,2	6,62	0,02103803	1550,3	8,03	0,025542394
1526,8	8,75	0,027821072	1550,8	1,02	0,003232544
1527,25	13,42	0,042658978	1551,25	6,33	0,020137157
1527,75	9,63	0,030629676	1551,7	7,07	0,022468828
1528,2	8,48	0,026973192	1552,23	1,60	0,005087282
1528,7	11,12	0,03534601	1552,72	1,70	0,005405237
1529,2	1,50	0,004769327	1553,27	3,80	0,012082294
1529,72	13,32	0,042341022	1553,73	7,52	0,023899626
1530,25	7,80	0,024800499	1554,28	5,20	0,016533666

Tableau.III.12. Paramètres géochimiques utilise pour la conversion masse a volume de puits BE-2

III.4.4. Les niveaux saturés (OSI)

Le OSI (Oil Saturation Index) est un indicateur important pour évaluer le potentiel pétrolier d'une formation rocheuse. L'OSI est calculé en utilisant le S1 et COT. Le S1 représente la quantité d'hydrocarbures produits pendant la pyrolyse à basse température. Tandis que le COT est le pourcentage de matière organique dans l'échantillon.

Il convient de noter que l'OSI peut varier en fonction des conditions de production et de la qualité de la roche mère. En général, un OSI supérieur à 100 mg HC/g COT indique une saturation suffisante pour envisager une production d'hydrocarbures.

Profondeur (m)	COT (%)	S1 corrigé (mg/g)	Profondeur (m)	COT (%)	S1 corrigé (mg/g)
1508	5,33	4,38	1532,71	8,29	7,73
1508,5	2,95	4,95	1533,2	8,57	5,68
1509,05	6,85	8,65	1533,72	9,45	10,18
1509,7	7,37	6,32	1534,19	11,43	19,68
1510,28	9,43	9,13	1534,79	7,45	13,50
1510,81	8,43	9,27	1535,76	10,76	6,92
1511,3	7,24	7,75	1536,23	6,7	8,72
1511,71	8,81	9,57	1536,27	7,46	2,28
1512,2	7,24	8,60	1536,8	12,8	13,08
1512,82	6,33	7,72	1537,3	7,99	12,45
1513,4	5,24	8,05	1537,85	11,55	10,20
1513,9	7,04	4,70	1538,3	4,54	3,27
1514,38	6,3	7,60	1538,81	11,21	11,95
1514,9	7,03	6,63	1539,25	6,96	6,62
1515,25	4,76	2,32	1539,83	10,03	11,72
1515,8	7,85	9,35	1540,25	7,93	8,13
1516,3	5,97	2,92	1540,75	7,78	8,98
1517,33	9,42	11,52	1541,85	11,12	10,73
1517,83	4,09	3,02	1542,2	10,61	11,97
1518,24	7,45	8,25	1542,79	7,19	7,73
1518,75	4,9	2,65	1543,4	6,55	5,23
1519,19	8,97	8,40	1543,9	8,14	10,17
1519,68	11,74	10,43	1544,41	8,28	10,48
1520,68	9,28	10,60	1545,25	7,08	7,42
1521,3	8	8,17	1545,75	1,9	1,97
1522,42	5,86	1,83	1546,78	8,9	8,40
1522,92	6,01	4,53	1547,25	7,72	1,30
1523,4	12	10,07	1548,28	6,9	7,37
1523,92	10,95	10,53	1548,77	3,88	10,60
1524,32	5,49	1,62	1549,3	3,83	3,83
1524,8	6,06	5,57	1549,9	4,09	5,62
1525,8	4,92	6,38	1550,3	6,51	8,03
1526,2	6,21	6,62	1550,8	1,17	1,02
1526,8	7,84	8,75	1551,25	9,74	6,33
1527,25	9,31	13,42	1551,7	10,73	7,07
1527,75	10,27	9,63	1552,23	4,12	1,60
1528,2	11,25	8,48	1552,72	6,6	1,70
1528,7	9,59	11,12	1553,27	11,79	3,80
1529,2	11,75	1,50	1553,73	11,96	7,52
1529,72	8,35	13,32	1554,28	12,95	5,20

Tableau. III.13. Paramètres géochimiques utilisée pour calculer le OSI

CHAPITRE IV : Evaluation géochimique de la roche mère Frasnienne

IV.1. Analyse minéralogique de la roche mère Frasnienne

La composition minéralogique de la roche mère Frasnienne est déterminée à partir de l'examen de lames réalisée au niveau des puits BE-1 et BE-2, respectivement.

Un totale de 143 échantillons ont été analysé, à savoir 47 échantillons pour le puits BE-1 et 96 échantillons pour le puits BE-2 les échantillons ont été récupéré dans les profondeurs allant de 2180 à 2256.5m (puits BE-1) et 1500.01 à 1561.48m (puits BE-2) ; respectivement.

Les résultats de l'analyse minéralogique est montré dans la figure (**Fig.IV.1).**

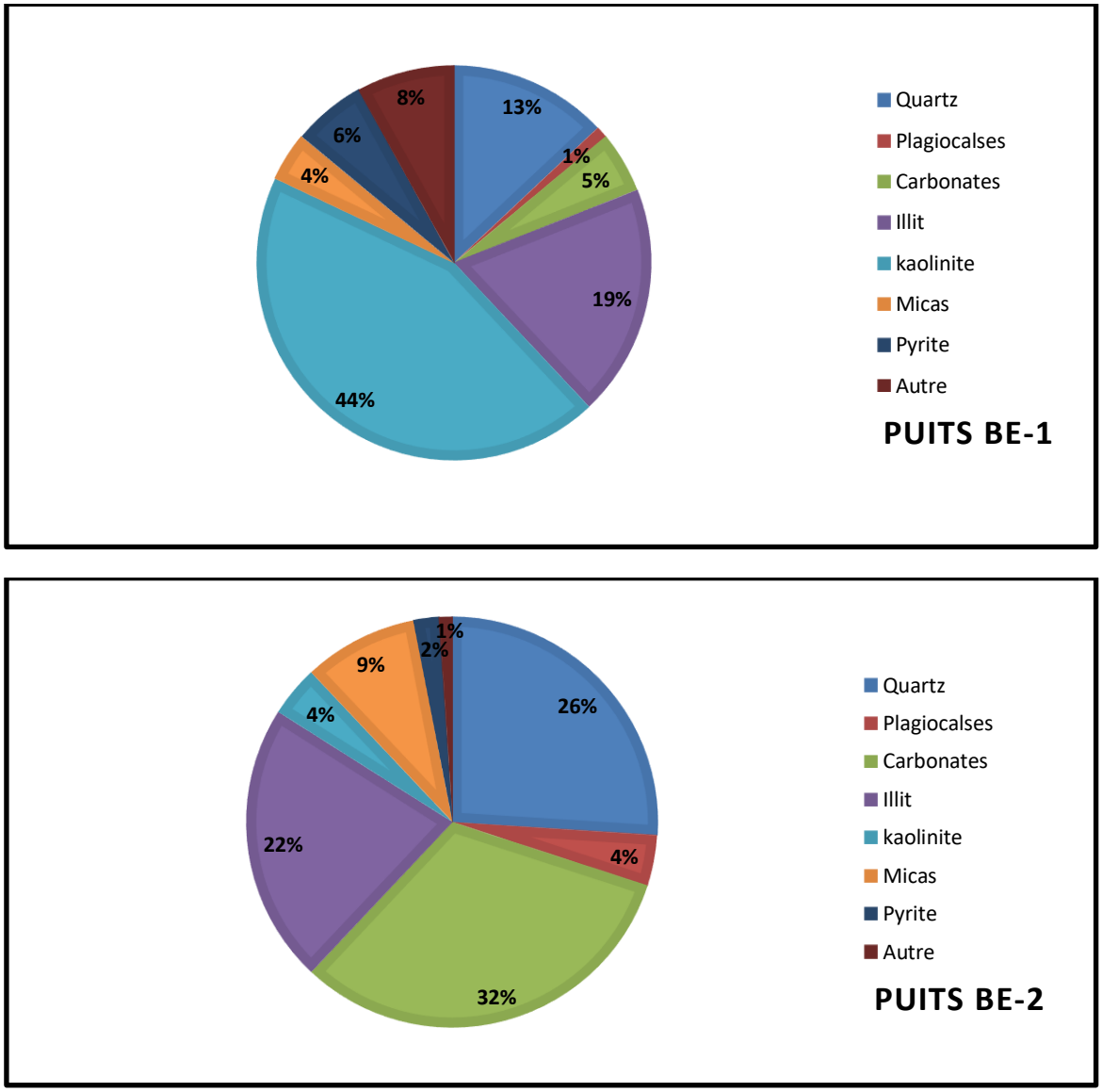

FIG.IV.1. Pourcentage de minéraux présent dans la roche-mère Frasnienne, puits BE-1 et puits BE-2.

La répartition en pourcentage des minéraux rencontrés dans la roche mère Frasnienne montre que la formation étudiée est composée principalement de minéraux argileux, de quartz et des carbonates.

Le puits BE-1 montre une composition minéralogique mixte et dont 70 % de minéraux argileux (illite, micas, kaolinite), 22% de minéraux non argileux (quartz, carbonates, plagioclases) et 8% de minéraux lourd (pyrite).

Le puits BE-2 montre aussi une composition minéralogique mixte avec 32% de carbonates, 30% de minéraux argileux et 21% minéraux non argileux (quartz, plagioclases) et 17% minéraux lourd.

Ont conclu que les deux puits analysés appartiennent à deux facies différents ; on constate que la présence de carbonates dans le puits BE-2 nous indique une réduction du volume d'eau.

Ce changement latéral de facies est probablement dû au changement régional du niveau de la mère qui est régit par l'eustatisme. L'eustatisme fait référence aux variations du niveau de la mer à l'échelle mondiale, causées par divers facteurs tels que les mouvements tectoniques, les changements climatiques, les volumes des océans et des glaciers, etc.

Il est évident que le changement du niveau de la mère a un impact sur les environnements de dépôt. Dans le cas du puits BE-2, la présence de carbonates suggère un environnement marin, ce qui indique que cette zone était probablement submergée par la mer à un moment donné.

Dans le domaine pétrolier la présence des minéraux argileux dans le réservoir non conventionnel est primordiale car ces derniers améliorent la fracturation hydraulique de ce type de réservoir et favorise la récupération des fluides à hydrocarbures.

Pour cela un profil de variation minéralogique en fonction de la profondeur a été réalisé (**Fig.IV.2** et **Fig.IV.3**).

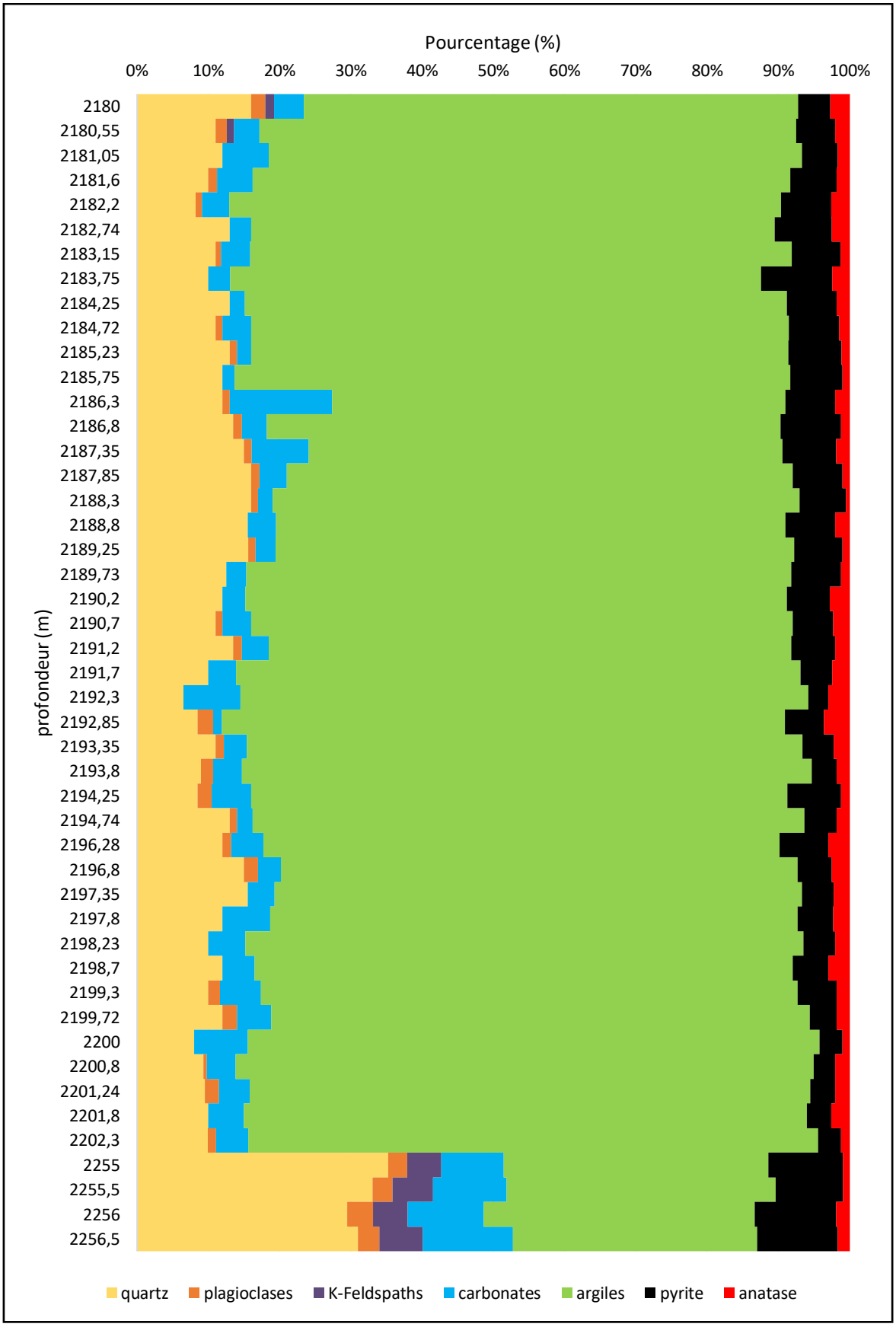

FIG.III.2. Profile de variation minéralogique en fonction de la profondeur de puits BE-1.

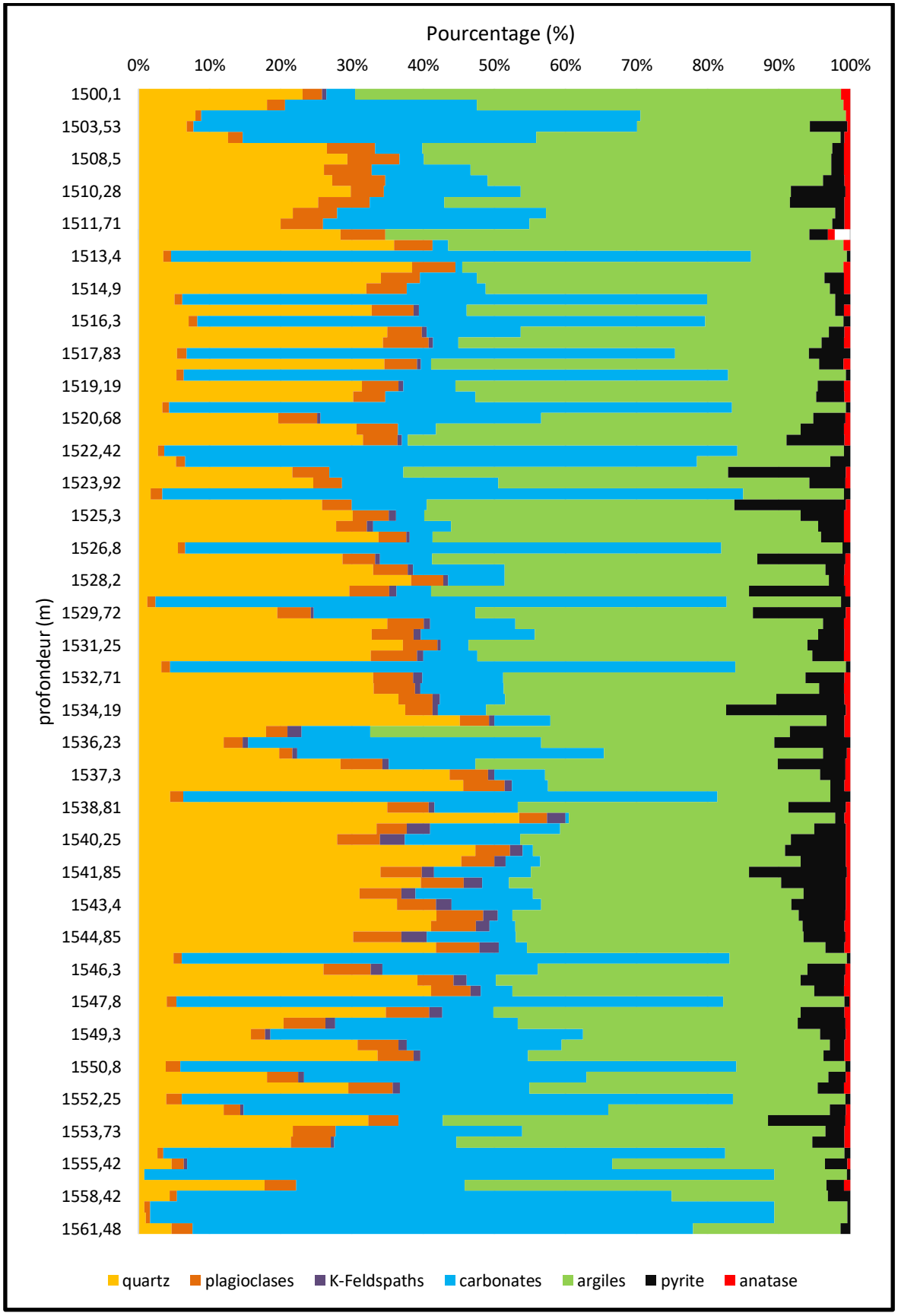

FIG.III.3. Profile de variation minéralogique en fonction de la profondeur de puits BE-2.

Le profil de variation minéralogique en fonction de la profondeur montre que les argiles sont présentées pratiquement dans toute la formation Frasnienne dans le puits BE-2, on remarque une intercalation argile/carbonates cela est expliqué par la variation des niveaux de la mère. Les périodes de transgression marine favorisent l'accumulation de sédiments argileux, tandis que les périodes de régression marine favorisent la précipitation des carbonates.

IV.2. Evaluation géochimique de la roche mère Frasnienne

IV.2.1. Etude de la COT

La mesure du COT permet de connaitre la quantité totale de carbone organique présente dans roche mère Frasnienne, cette étude a été réalisé pour les deux puits d'étude. Par la suite un profil de variation de COT en fonction de la profondeur

La figure suivante (**Fig.IV.4**) montre les quantités COT en fonction de la profondeur de la roche mère dans les puits BE-1 et BE-2.

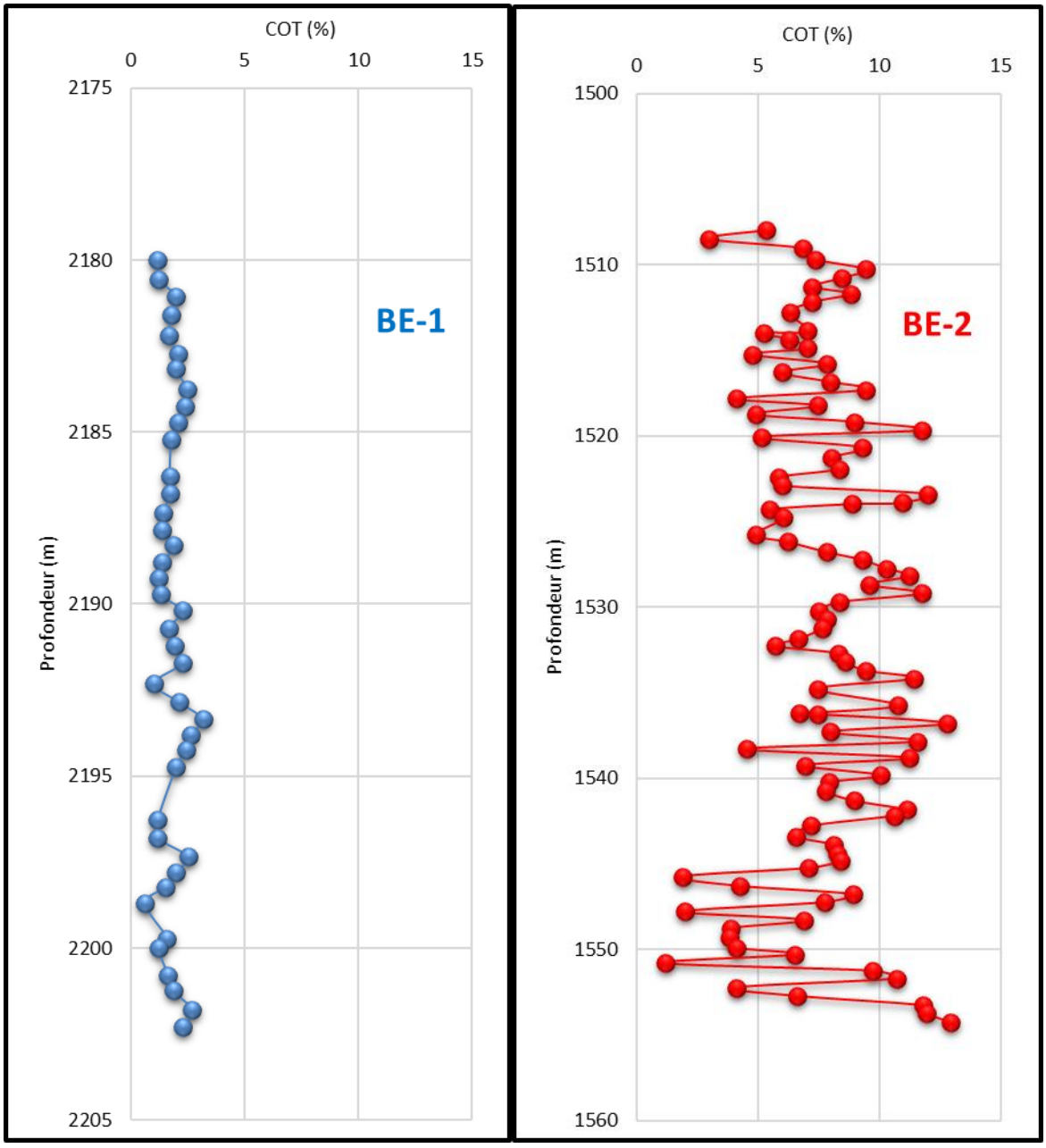

FIG.IV.4. Profil de variation du COT en fonction de la profondeur dans les puits BE-1et BE-2

Le profil de variation COT en fonction de la profondeur montre une légère variation de la teneur en matière organique en fonction de la profondeur.

Dans le puits BE-1 la moyenne de COT avoisine le 1.8%, tandis que dans le puits BE-2 la valeur moyenne du COT est de 7.7%.

D'après Peter et Casa 1994, on peut dire que le puits BE-2 a une excellente teneur en COT par rapport au puits BE-1.

COT %	Faible	Moyen	Bon	Très bon	Excellent
Argile	< 0.5	0.5 – 1	1 – 2	2 – 4	4 >
COT moyen analysé	-	-	1.8		7.7

Tableau.IV.1. La classification de la quantité de COT dans les puits BE-1 et BE-2 d'après Peter et Casa 1994.

IV.2.2. Le potentiel pétrolier

IV.2.2.1. Potentiel libre S1

Le potentiel libre (S1) exprimé en mg d'hydrocarbures par gramme de roche (mg HC/g), est mesuré pour les deux puits d'étude, le résultat est utilisé pour la réalisation d'un profile de variation de ce paramètre en fonction de la profondeur (**Fig.IV.5**)

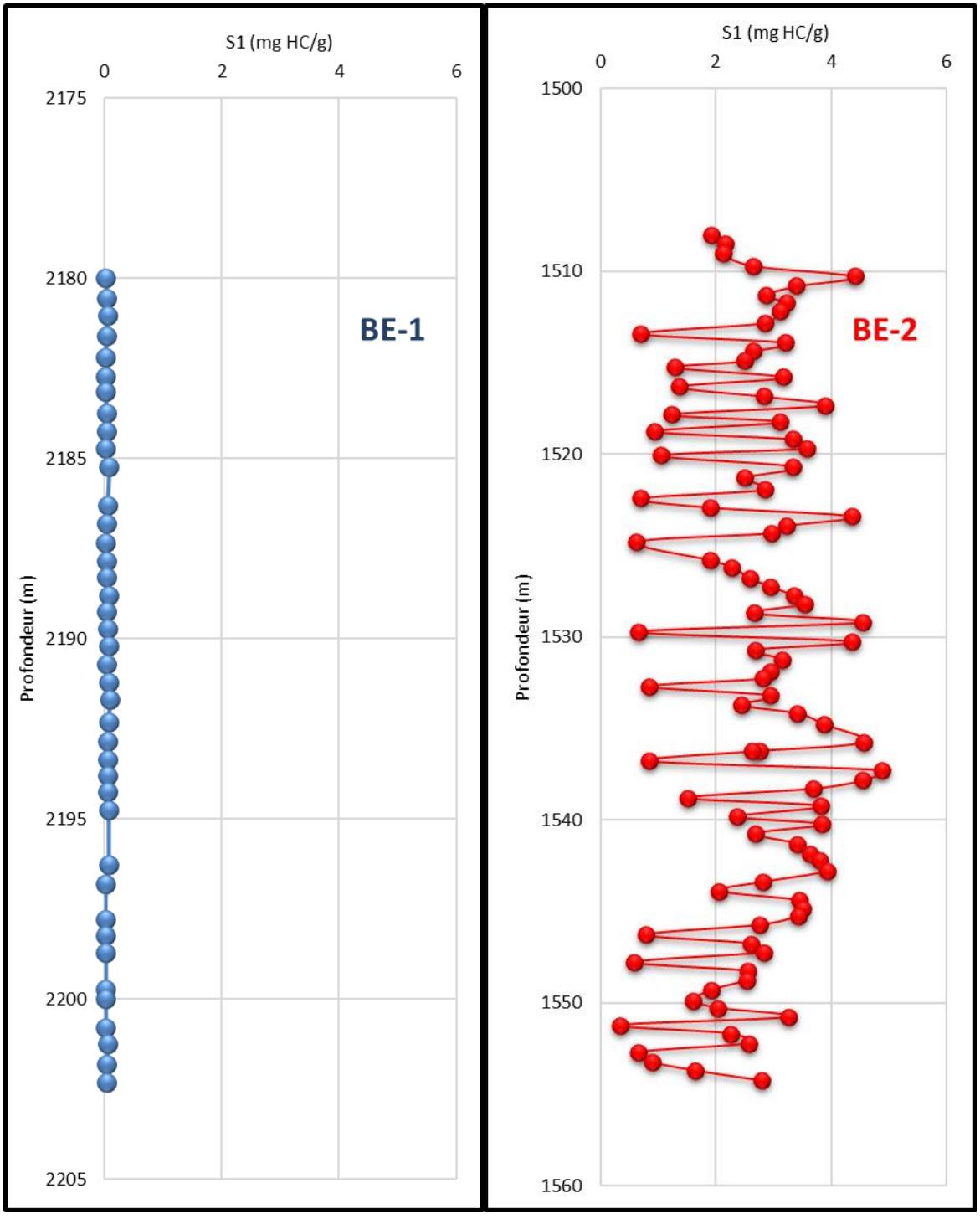

FIG.IV.5. Profil de variation du potentiel libre S1 en fonction de la profondeur dans les puits BE-1 et BE-2.

Le profil de variation du potentiel libre S1 en fonction de la profondeur montre que dans le puits BE-1 le S1 s'exprimé avec une valeur moyenne de 0.04 mg HC/g tandis que la moyenne du potentiel libre S1 dans le puits BE-2 est de 2.61mg HC/g.

Le potentiel libre S1 du puits BE-1 est faible ce qui indiquer que la roche mère est à un stade de maturité avancé. En contrepartie, le puits BE-2 a très bon un potentiel libre S1.

S1 mg HC/g	Faible	Moyen	Bon	Très bon	Excellent
Classification	< 0.5	0.5 – 1	1 – 2	2 – 4	4>
S1 moyen Analysé	0.04	-	-	2.61	-

Tableau.IV.2. La classification de la quantité de S1 dans les puits BE-1 et BE-2 d'après Peter et Casa 1994.

IV.2.2.2. Potentiel résiduel S2

Le potentiel résiduel (S2) t exprimé en mg d'hydrocarbure par gramme de roche (mg HC/g), est mesuré pour les deux puits d'étude, le résultat est utilisé pour la réalisation de profil de variation de ce paramètre en fonction de la profondeur. (**Fig.IV.6**).

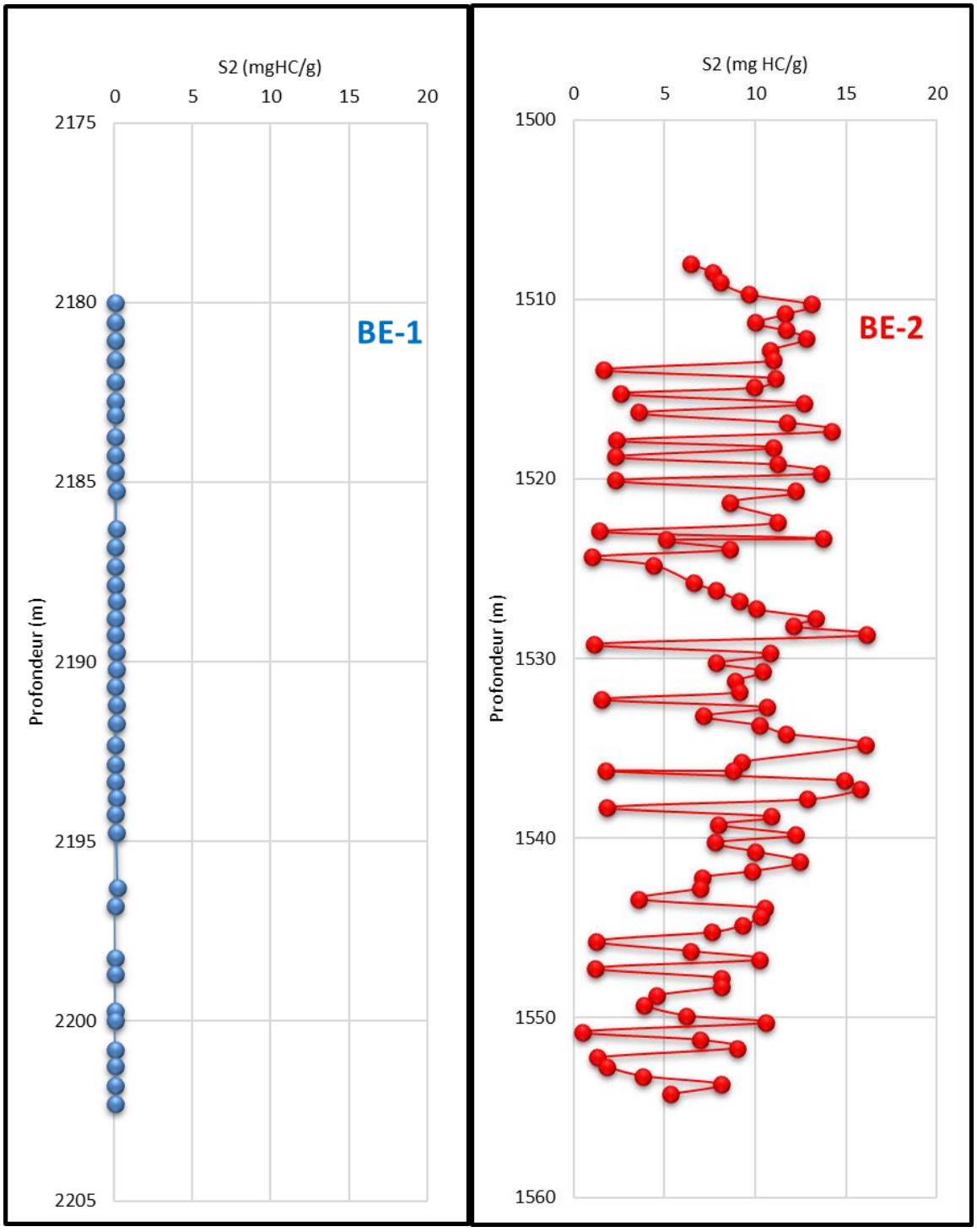

FIG.IV.6. Profil de la variation du potentiel résiduel S2 en fonction de la profondeur dans les puits BE-1 et BE-2.

Le profil de variation du potentiel résiduel S2 en fonction de la profondeur montre que dans le puits BE-1 du potentiel résiduel S2 a une moyenne de 0.05 mg HC/g tandis que la moyenne du potentiel résiduel S2 dans le puits BE-2 est de 8.24 mg HC/g.

D'après Peter et Casa, 1994 le S2 dans le puits BE-1 est faible, ce qui indique que la roche mère est à un stade de maturité avancé par rapport au puits BE-2 qui a un bon potentiel résiduel S2.

S2 mg HC/g	Faible	Moyen	Bon	Très bon	Excellent
Classification	< 2.5	2.5 – 5	5 – 10	10 – 20	> 20
S2 moyen Analysé	0.05	-	8.24	-	-

Tableau.IV.3. La classification de la quantité de S2 dans les puits BE-1 et BE-2 d'après Peter et Casa 1994.

IV.2.3. Les types de kérogène (Diagramme de Van Krevelen)

Un diagramme de corrélation IH Vs. IO est utilisé pour la détermination du type de kérogène présent dans la roche mère Frasnienne. (**Fig.IV.7**).

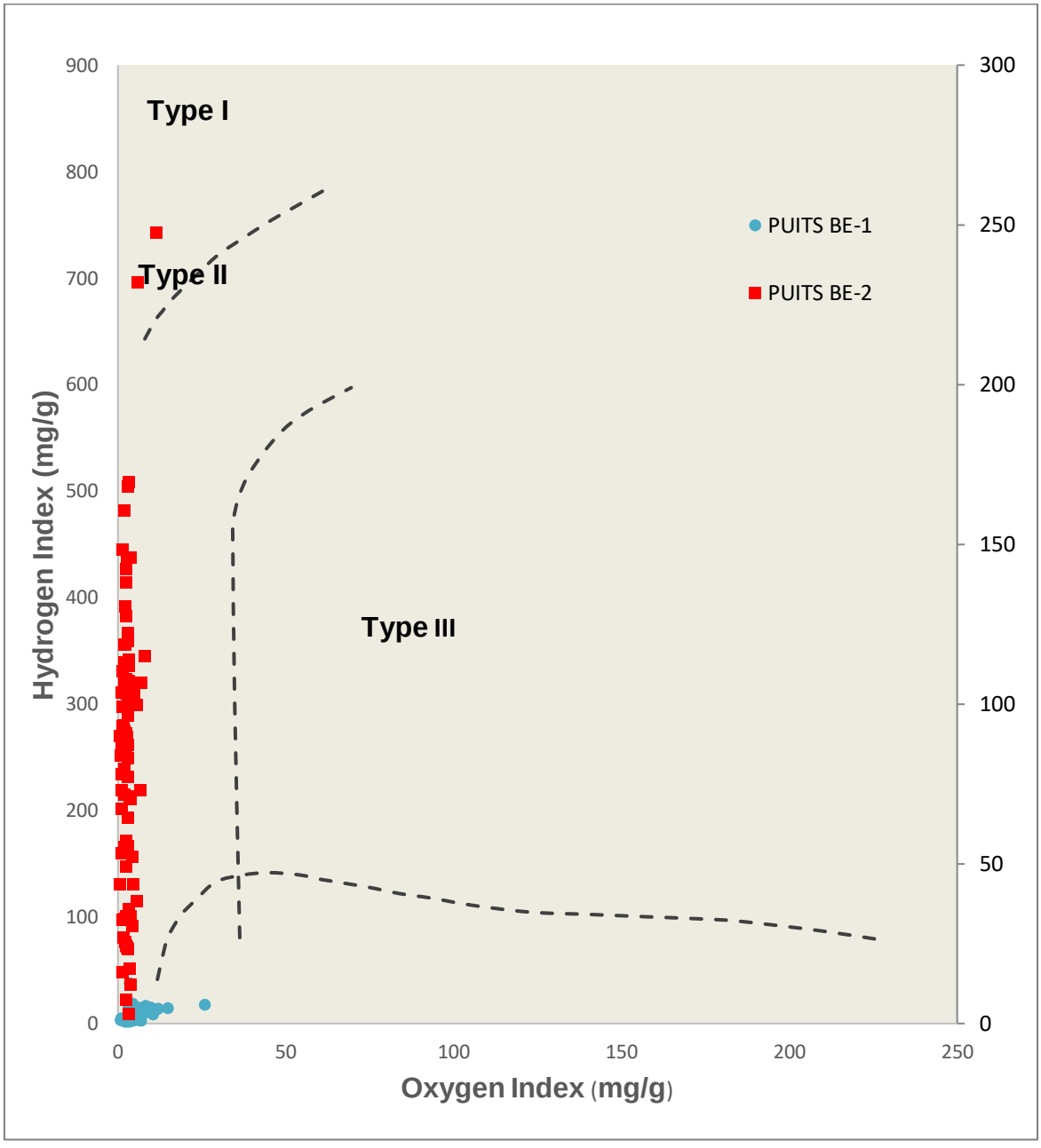

FIG.IV.7. Diagramme de l'indice hydrogène en fonction d'indice d'oxygène montrant différents les types de kérogènes dans la roche mère Frasnienne.

Puits BE-1 : Le diagramme montre que les valeurs de IH et IO sont très basses et proches de zéro, ce qui suggère effectivement que le kérogène est très mature, et a épuisé son potentiel de production d'hydrocarbures. Cela peut indiquer que le kérogène était de bonne qualité, probablement de type I ou II, mais qu'il a subi une dégradation thermique importante.

Puits BE-2 : Le diagramme indique que le kérogène est constitué d'un mélange de type I et II. Cette information peut être utile pour comprendre la composition du kérogène et son potentiel de production d'hydrocarbures. Il est possible que ces puits contiennent un mélange de kérogènes, ce qui peut affecter le potentiel de production d'hydrocarbures ainsi que leur qualité.

IV.2.4. Etude microscopique

Il est important de souligner que l'analyse microscopique est nécessaire pour confirmer ces hypothèses et pour fournir une meilleure compréhension de la composition et de la qualité du kérogène dans ces puits. L'analyse microscopique permettra également de mieux comprendre les processus de formation des hydrocarbures et de prédire le potentiel de production d'hydrocarbures à partir de ces roches organiques.

Une étude microscopique a été réalisé pour les deux puits BE-1 et BE-2 respectivement. Les figures (**Fig.IV.8** et **Fig.IV.9**) suivantes représentent des images microscopiques d'échantillon de la roche mère Frasnienne des puits BE-1 et BE-2.

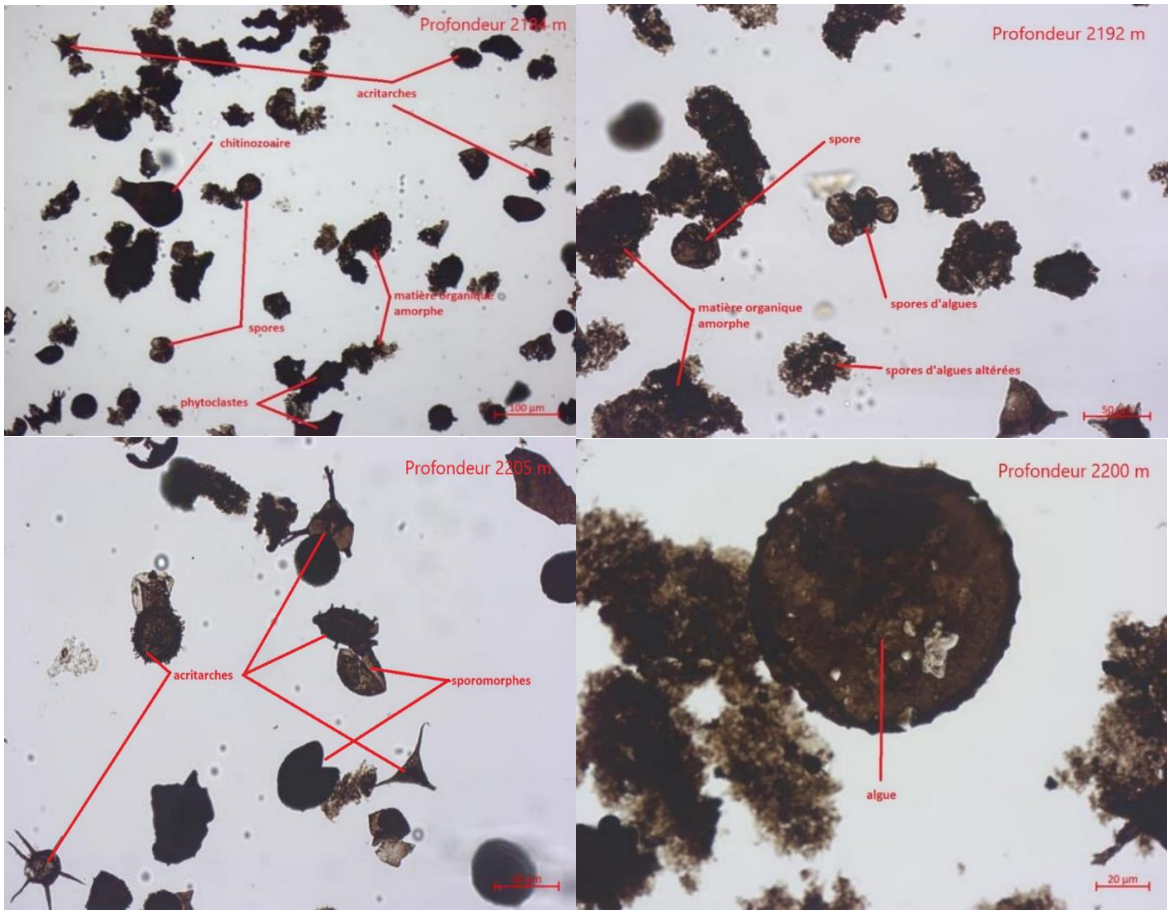

FIG.IV.8. Images microscopiques de matière organique, le puits BE-1.

Puits BE-1 : on observe une matière organique de majorité amorphe, accompagnée de quelques palynomorphes à savoir des algues, des acritarches et des spores. Ce mélange semble indiqué un kérogène de type I à II. Les palynomorphes observés présentent un indice d'altération thermique de l'ordre de 3.7 à 3.8 d'après corrélation SCI et TAI avec la réflectance de la virginité (**Fig.IV.10**) indiquant un stade avancé de génération de gaz sec.

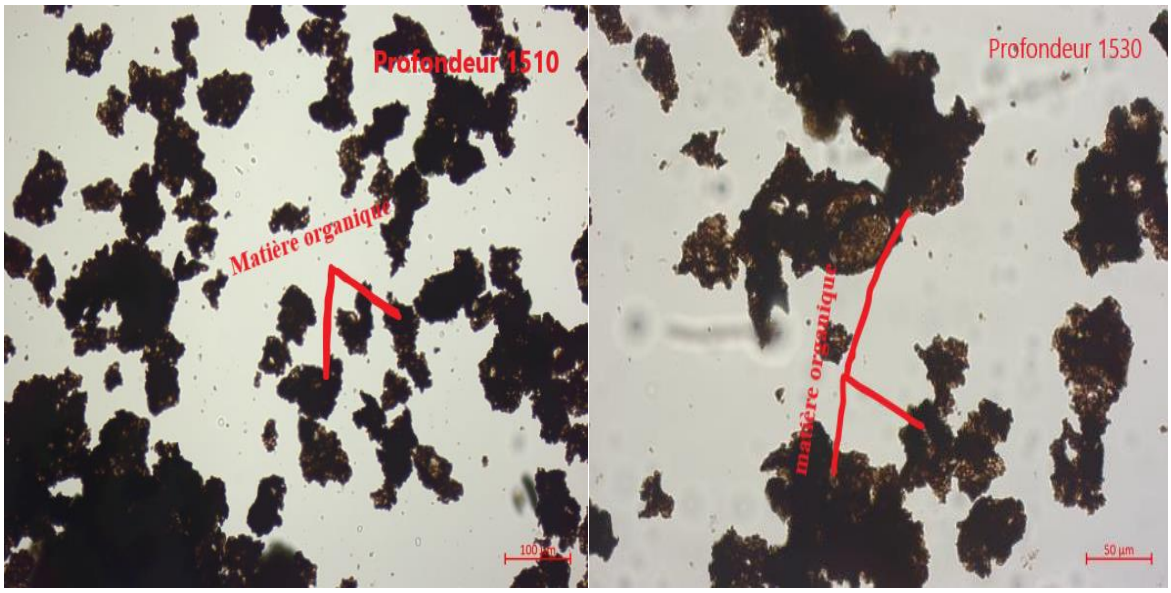

FIG.IV.9. Images microscopiques de matière organique, le puits BE-2.

Puits BE-2 : on observe une matière organique essentiellement amorphe, indiquant un kérogène de type I à II. Ce kérogène semble présenter un bon potentiel. Aucun palynomorphe n'a permis d'estimer l'indice d'altération thermique.

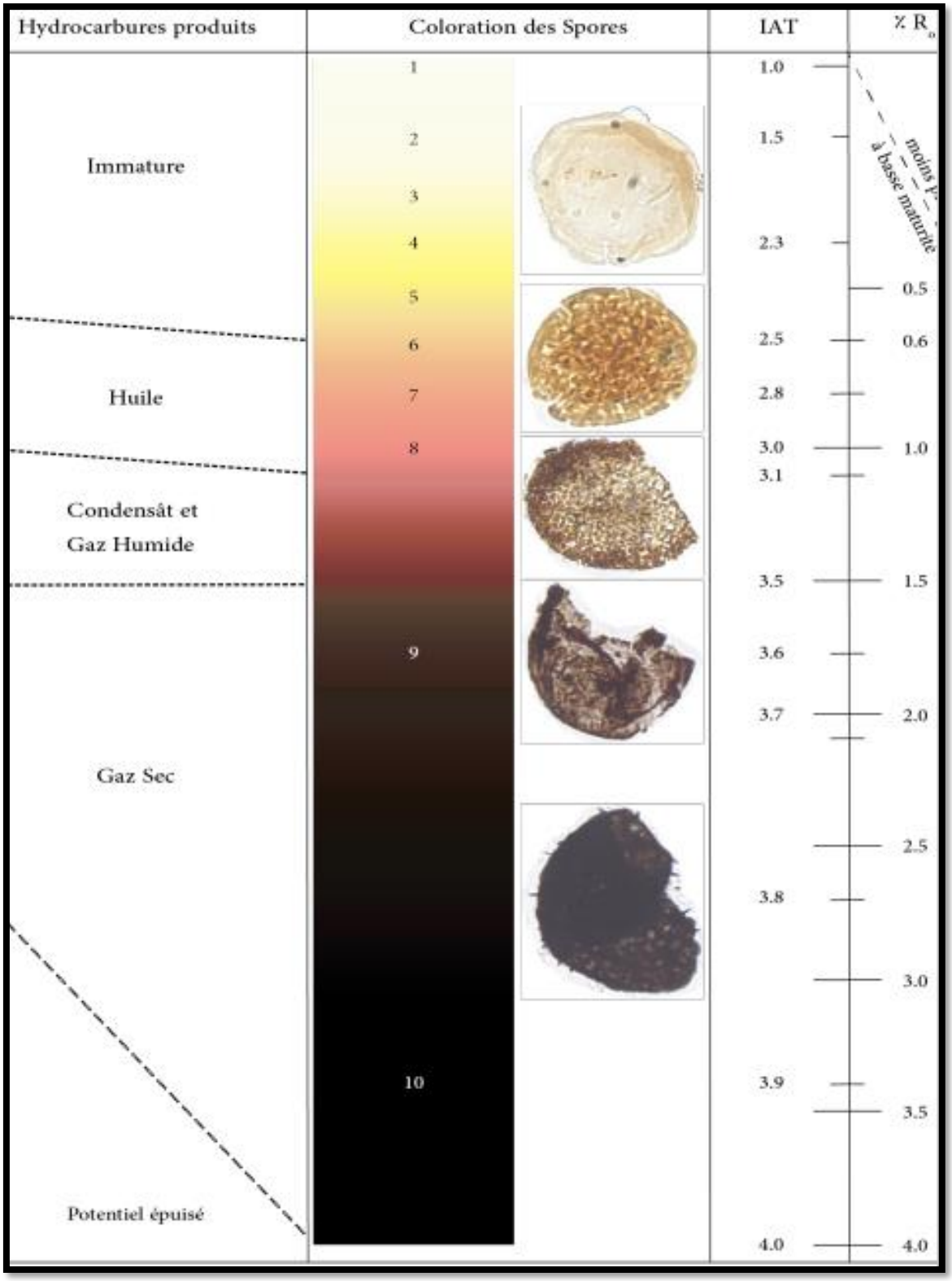

FIG.IV.10. Échelle de maturité et produits hydrocarbonés d'après Marshall et Yule, 1999 (corrélation SCI et TAI avec la réflectance de la virginité).

IV.2.5. Maturation thermique

Le diagramme de maturation thermique est utilisé pour la détermination du type stade de la maturation des hydrocarbures présent dans la roche mère Frasnienne. (**Fig.IV.11**).

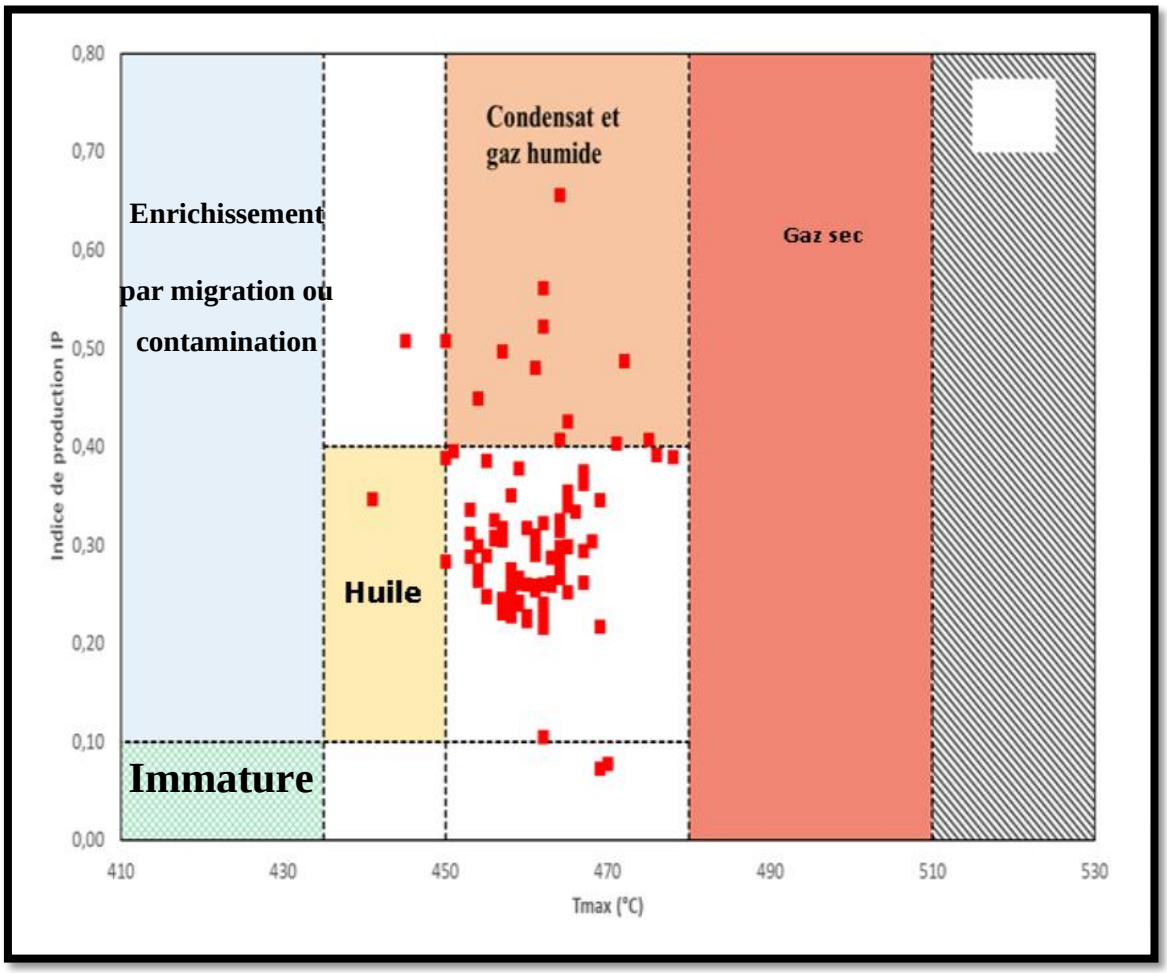

FIG.IV.11. Diagramme de maturation en fonction de IP et Tmax de puits BE-2.

Il est vrai que le puits BE-1 représente un potentiel pétrolier faible, il est difficile de déterminer le Tmax, qui est une mesure importante dans le diagramme la maturité thermique de la roche mère. De plus, l'indice IP est également non représentatif dans ce puits du fait des faibles valeurs S1 et S2.

Le puits BE-2 à un Tmax moyen de 455°C ce qui indique que la roche-mère a été soumise à des températures élevées, correspondant à la fin de la fenêtre d'huile début de gaz à condensat. Cela signifie que la matière organique contenue dans la roche-mère a subi une dégradation thermique importante avec une moyenne de l'indice de potentiel (IP) de 0,31 indiquant que la roche-mère est en phase de fin de génération d'huile confirmant les valeurs de Tmax obtenues.

IV.5. Conclusion

L'analyse minéralogique des puits BE-1 et BE-2 a révélé des compositions minéralogiques mixtes pour les deux puits, mais avec des proportions différentes de minéraux.

Dans le puits BE-1, la composition minéralogique est de 70% de minéraux argileux, 22% de minéraux non argileux et 8% de minéraux lourds.

Dans le puits BE-2, la composition minéralogique est de 32% de carbonates, 30% de minéraux argileux, 21% de minéraux non argileux et 17% de minéraux lourds.

Ces différences de composition minéralogique indiquent que les deux puits appartiennent à des faciès différents, ce qui signifie qu'ils présentent. La présence de carbonates dans le puits BE-2 suggère une réduction du volume d’eau.

L'étude géochimique a révélé que le puits BE-2 présente des valeurs de COT, de potentiel libre S1 et de potentiel résiduel S2 supérieures à celles du puits BE-1, ce qui suggère un potentiel plus important en termes de quantité d'hydrocarbures présents dans la roche mère.

L'étude microscopique et l'analyse du diagramme de maturité ont révélé que les deux puits contiennent les mêmes types de kérogène, à savoir le kérogène de type I et le kérogène de type II. Cependant, ils diffèrent en termes de stade de maturité. Le puits BE-1 est plus mature, ce qui se traduit par la présence de gaz sec. En revanche, le puits BE-2 présente une maturation vers la fin de la phase d'huile à condensat, ce qui suggère que la matière organique s'est transformée en hydrocarbures liquides légers.

La différence de maturation entre les deux puits peut être attribuée aux différentes profondeurs auxquelles se trouve la roche mère par rapport aux deux puits. En général, la température et la pression augmentent avec la profondeur, ce qui favorise la maturation de la matière organique en hydrocarbures.

CHAPITRE VI : Estimation des volumes en hydrocarbures dans la roche mère Frasnienne

CHAPITRE VI : Estimation du volumes en hydrocarbures dans la roche mère Frasnienne

VI.1. Introduction

L'estimation du volume des hydrocarbures de la roche mère peut effectivement être réalisée en utilisant différents paramètres géochimiques, tels que le potentiel pétrolier (S1 + S2), la teneur en carbone organique (TOC) et le volume de la roche mère et en doit ϵ corriger ces paramètres car les conditions de la roche mère sont différents aux conditions d'échantillon.

Le puits BE-1 est dans un état de maturation très avancé, indiquant un faible COT et S1. D'après Michael, les valeurs du COT et S1 doivent être relativement élevées pour pouvoir les prendre en considération, de ce fait, seulement les résultats du puis BE-2 sont utilisé pour l'évaluation du volume en HC

VI.2. La correction de la fraction adsorbée

La correction de la fraction adsorbée est effectuée pour estimer la quantité réelle d'hydrocarbures générés dans la roche mère, L'estimation de cette fraction est généralement réalisée à l'aide de méthodes de laboratoire spécifiques qui permettent de séparer les hydrocarbures adsorbés des hydrocarbures libres

L'analyse de pyrolyse de S2 (sans lavage) et de S2 (après lavage) permet de quantifier la contribution des hydrocarbures adsorbés dans la roche mère. En effectuant cette comparaison, il est possible de mieux évaluer le potentiel d'hydrocarbures extractibles dans la roche mère, en prenant en compte à la fois les hydrocarbures libres et ceux qui sont adsorbés.

La formule suivante est utilisée pour calculer la fraction adsorbée

S1'= S2 – S2' avec

- S1' : La fraction adsorbée
- S2 : Le potentiel résiduel
- S2' : Le potentiel résiduel lavé

CHAPITRE VI : Estimation du volumes en hydrocarbures dans la roche mère Frasnienne

Profondeur (m)	S2 (mg/g) non lavé	S2 lavé (mg/g)	(S1') (mg/g)	Profondeur (m)	S2 (mg/g) non lavé	S2 lavé (mg/g)	(S1')(mg/g)
1508	6,41	5,7	0,71	1532,28	1,54	1,33	0,21
1508,5	7,65	6,85	0,8	1532,71	10,62	8,92	1,7
1509,05	8,07	5	3,07	1533,2	7,13	6,16	0,97
1509,7	9,63	8,49	1,14	1533,72	10,24	7,55	2,69
1510,28	13,1	12,03	1,07	1534,19	11,69	3,76	7,93
1511,71	11,67	9,15	2,52	1536,23	8,75	6,15	2,6
1512,2	12,79	10,74	2,05	1536,27	1,75	1,22	0,53
1512,82	10,8	9,02	1,78	1536,8	14,89	11,93	2,96
1513,4	11,01	8,89	2,12	1537,3	15,75	12,83	2,92
1513,9	1,62	0	1,62	1537,85	12,83	10,41	2,42
1514,38	11,12	9,2	1,92	1538,3	1,83	1,39	0,44
1514,9	9,93	8,45	1,48	1538,81	10,88	7,53	3,35
1515,25	2,59	2,49	0,1	1539,25	7,93	6,33	1,6
1515,8	12,7	10,26	2,44	1539,83	12,2	9,01	3,19
1516,3	3,6	3,22	0,38	1540,25	7,77	5,58	2,19
1516,85	11,77	9,44	2,33	1540,75	9,99	8,02	1,97
1517,33	14,2	11,18	3,02	1541,32	12,47	9,62	2,85
1517,83	2,37	1,79	0,58	1541,85	9,8	7,17	2,63
1518,24	10,96	9,12	1,84	1542,2	7,05	3,81	3,24
1519,19	11,22	9,52	1,7	1543,4	3,6	2,52	1,08
1519,68	13,63	10,95	2,68	1543,9	10,5	7,85	2,65
1520,08	2,31	1,73	0,58	1544,41	10,31	7,53	2,78
1520,68	12,23	9,21	3,02	1544,85	9,29	7,12	2,17
1521,3	8,58	6,18	2,4	1545,25	7,62	5,94	1,68
1521,94	11,21	8,64	2,57	1545,75	1,22	0,83	0,39
1522,42	1,43	1,02	0,41	1546,3	6,41	4,82	1,59
1522,92	5,08	4,26	0,82	1546,78	10,22	8,01	2,21
1523,3	13,35	10	3,35	1547,25	1,19	1	0,19
1523,4	8,59	6,67	1,92	1547,8	8,14	5,33	2,81
1523,92	13,76	10,95	2,81	1548,28	8,15	6,26	1,89
1524,32	1,02	0,67	0,35	1548,77	4,55	0,12	4,43
1524,8	4,42	2,98	1,44	1549,3	3,89	3,19	0,7
1525,8	6,63	5,08	1,55	1549,9	6,23	4,9	1,33
1526,2	7,81	6,44	1,37	1550,3	10,55	9	1,55
1526,8	9,14	6,84	2,3	1550,8	0,47	0,2	0,27
1527,25	10,04	5,34	4,7	1551,25	6,94	5,39	1,55
1527,75	13,32	11,08	2,24	1551,7	9,02	7,36	1,66
1528,2	12,09	9,66	2,43	1552,23	1,32	1,01	0,31
1528,7	16,1	13,98	2,12	1552,72	1,82	1,7	0,12
1529,2	1,13	0,89	0,24	1553,27	3,82	3,18	0,64
1529,72	10,79	7,16	3,63	1553,73	8,11	6,39	1,72
1530,25	7,85	5,86	1,99	1554,28	5,34	4,24	1,1

Tableau.VI.1. Calculs de l'application numérique de la fraction adsorbé

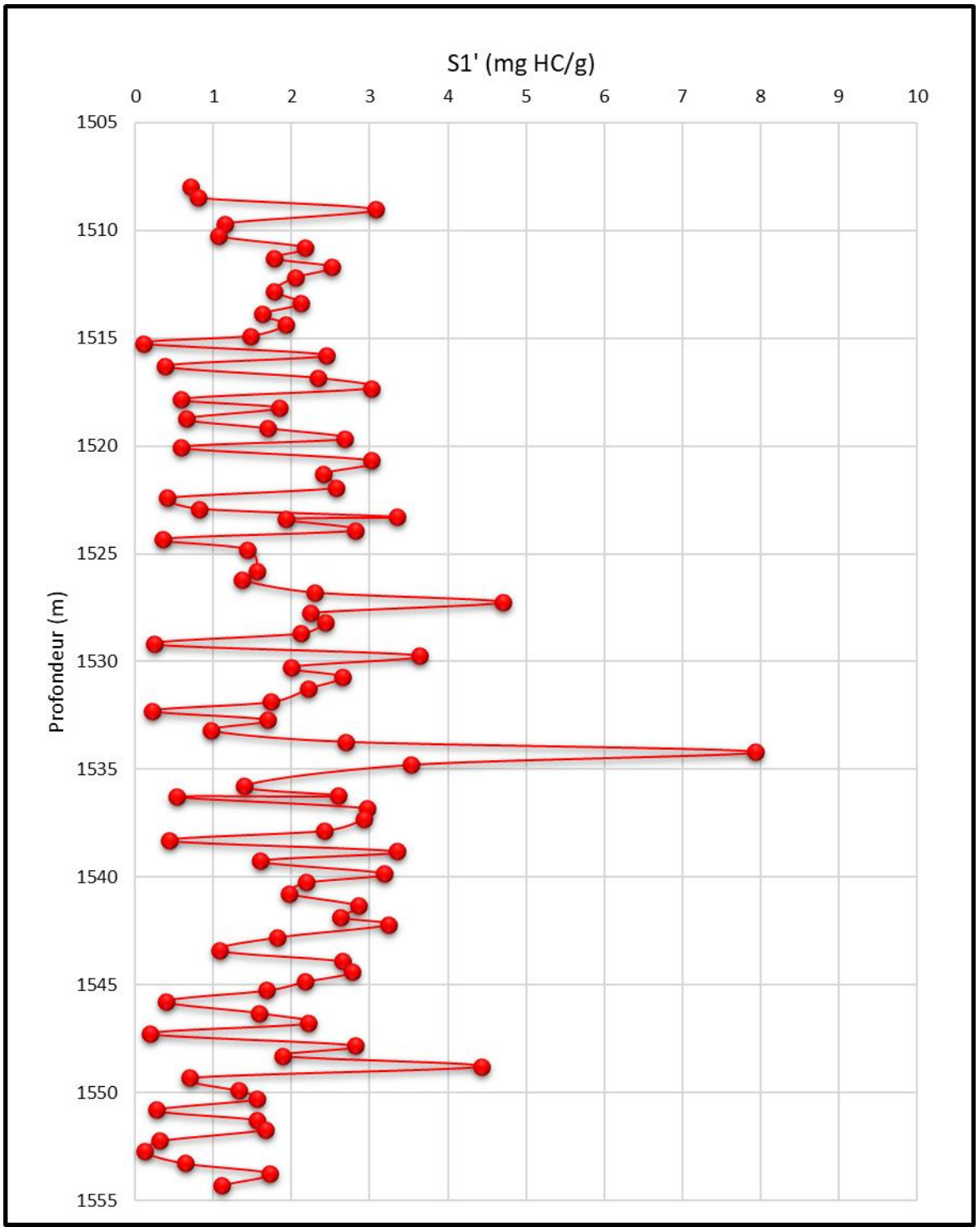

FIG.VI.1. Profil de variation de la fraction adsorbée en fonction de la profondeur de puits BE-2.

Le profil de variation de la fraction absorbe en fonction de la profondeur montre que la quantité des hydrocarbures absorbé est importante surtout entre l'intervalle 1530m et 1540m, ce qui influe sur l'évaluation correcte du potentiel pétrolier.

VI.3. L'estimation de la perte évaporitique

On peut utiliser l'indice de densité API du pétrole brut et mesurer la teneur en hydrocarbures inférieurs à C15 dans les échantillons de roches mères pour estimer la perte des hydrocarbures libres par évaporation. Ces approches permettent d'estimer la quantité d'hydrocarbures légers présents dans les échantillons et le potentiel pétrolier de la roche mère.

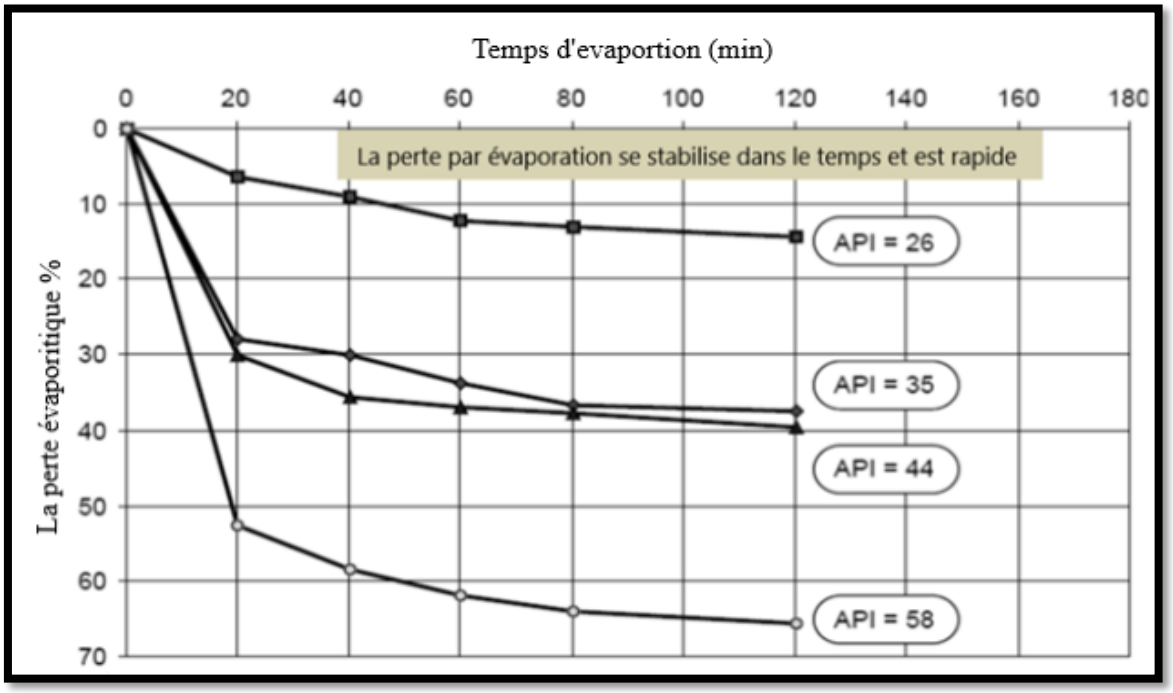

FIG.VI.2. Le graphique représente perte des hydrocarbures en fonction du temps ; d'après Noble R et al (1997).

Dans le cas de la roche mère Frasnienne la phase de maturation est fin d'huile à condensat (455°C) impliquant un API de 45, par conséquent, la perte évaporitique est de 40 %

D'après Michael et al (2014) l'évaluation de la perte des hydrocarbures libres par évaporation est exprimée par la méthode suivante :

HC loss = [(S1 + S1') α] avec

- HC Loss : Le perte évaporitique
- S1 : Le Potentiel libre
- S1' : La fraction adsorbée
- α : Le coefficient de la correction HC Loss

La correction du Potentiel libre S1 est donnée par la formule suivent

S1* = HC loss + S1 + S1' avec

- S1*: Le Potentiel libre corrigée
- HC loss : Le perte évaporitique
- S1 : Le Potentiel libre
- S1' : La fraction adsorbée

Profondeur (m)	(S1') (mg/g)	S1 + S1' (mg/g)	La perte évaporitique (mg/g)	S1 corrigé (mg/g)	Profondeur (m)	S1' (mg/g)	S1 +S1' (mg/g)	La perte évaporitique (mg/g)	S1 corrigé (mg/g)
1508	0,71	2,63	1,0	4,38	1532,28	0,21	1,06	0,4	1,77
1508,5	0,8	2,97	1,1	4,95	1532,71	1,7	4,64	1,8	7,73
1509,05	3,07	5,19	2,0	8,65	1533,2	0,97	3,41	1,3	5,68
1509,7	1,14	3,79	1,5	6,32	1533,72	2,69	6,11	2,4	10,18
1510,28	1,07	5,48	2,2	9,13	1534,19	7,93	11,1	4,7	19,68
1510,81	2,17	5,56	2,2	9,27	1534,79	3,53	8,1	3,2	13,50
1511,71	2,52	5,74	2,3	9,57	1536,23	2,6	5,23	2,0	8,72
1512,2	2,05	5,16	2,0	8,60	1536,27	0,53	1,37	0,5	2,28
1513,4	2,12	4,83	1,2	8,05	1537,3	2,92	7,47	2,9	12,45
1514,38	1,92	4,56	1,8	7,60	1538,3	0,44	1,96	0,7	3,27
1514,9	1,48	3,98	1,5	6,63	1538,81	3,35	7,17	2,8	11,95
1515,25	0,1	1,39	0,5	2,32	1539,25	1,6	3,97	1,5	6,62
1515,8	2,44	5,61	2,2	9,35	1539,83	3,19	7,03	2,8	11,72
1516,3	0,38	1,75	0,7	2,92	1540,25	2,19	4,88	1,9	8,13
1516,85	2,33	5,17	2,8	8,62	1540,75	1,97	5,39	2,1	8,98
1517,83	0,58	1,81	0,7	3,02	1541,85	2,63	6,44	2,5	10,73
1518,24	1,84	4,95	1,9	8,25	1542,2	3,24	7,18	2,8	11,97
1518,75	0,65	1,59	0,6	2,65	1542,79	1,82	4,64	1,8	7,73
1519,68	2,68	6,26	2,5	10,43	1543,9	2,65	6,1	2,4	10,17
1520,08	0,58	1,62	0,6	2,70	1544,41	2,78	6,29	2,5	10,48
1520,68	3,02	6,36	2,5	10,60	1544,85	2,17	5,6	2,2	9,33
1521,3	2,4	4,9	1,9	8,17	1545,25	1,68	4,45	1,7	7,42
1521,94	2,57	5,42	2,1	9,03	1545,75	0,39	1,18	0,4	1,97
1522,42	0,41	1,1	0,4	1,83	1546,3	1,59	4,2	1,6	7,00
1522,92	0,82	2,72	1,0	4,53	1546,78	2,21	5,04	2,0	8,40
1523,3	3,35	6,28	2,5	10,47	1547,25	0,19	0,78	0,3	1,30
1523,4	1,92	6,04	2,4	10,07	1547,8	2,81	5,37	2,1	8,95
1523,92	2,81	6,32	2,5	10,53	1548,28	1,89	4,42	1,7	7,37
1524,32	0,35	0,97	0,3	1,62	1548,77	4,43	6,36	2,5	10,60
1524,8	1,44	3,34	1,3	5,57	1549,3	0,7	2,3	0,9	3,83
1525,8	1,55	3,83	1,5	6,38	1549,9	1,33	3,37	1,3	5,62
1526,2	1,37	3,97	1,5	6,62	1550,3	1,55	4,82	1,9	8,03
1526,8	2,3	5,25	2,1	8,75	1550,8	0,27	0,61	0,2	1,02
1527,25	4,7	8,05	3,2	13,42	1551,25	1,55	3,8	1,5	6,33
1527,75	2,24	5,78	2,3	9,63	1551,7	1,66	4,24	1,7	7,07
1528,2	2,43	5,09	2,0	8,48	1552,23	0,31	0,96	0,3	1,60
1528,7	2,12	6,67	2,6	11,12	1552,72	0,12	1,02	0,4	1,70
1529,2	0,24	0,9	0,3	1,50	1553,27	0,64	2,28	0,9	3,80
1529,72	3,63	7,99	3,2	13,32	1553,73	1,72	4,51	1,8	7,52
1530,25	1,99	4,68	1,8	7,80	1554,28	1,1	3,12	1,2	5,20

Tableau. VI.2. Calculs de l'application numérique de le perte évaporitique et la correction S1 de puits BE-2

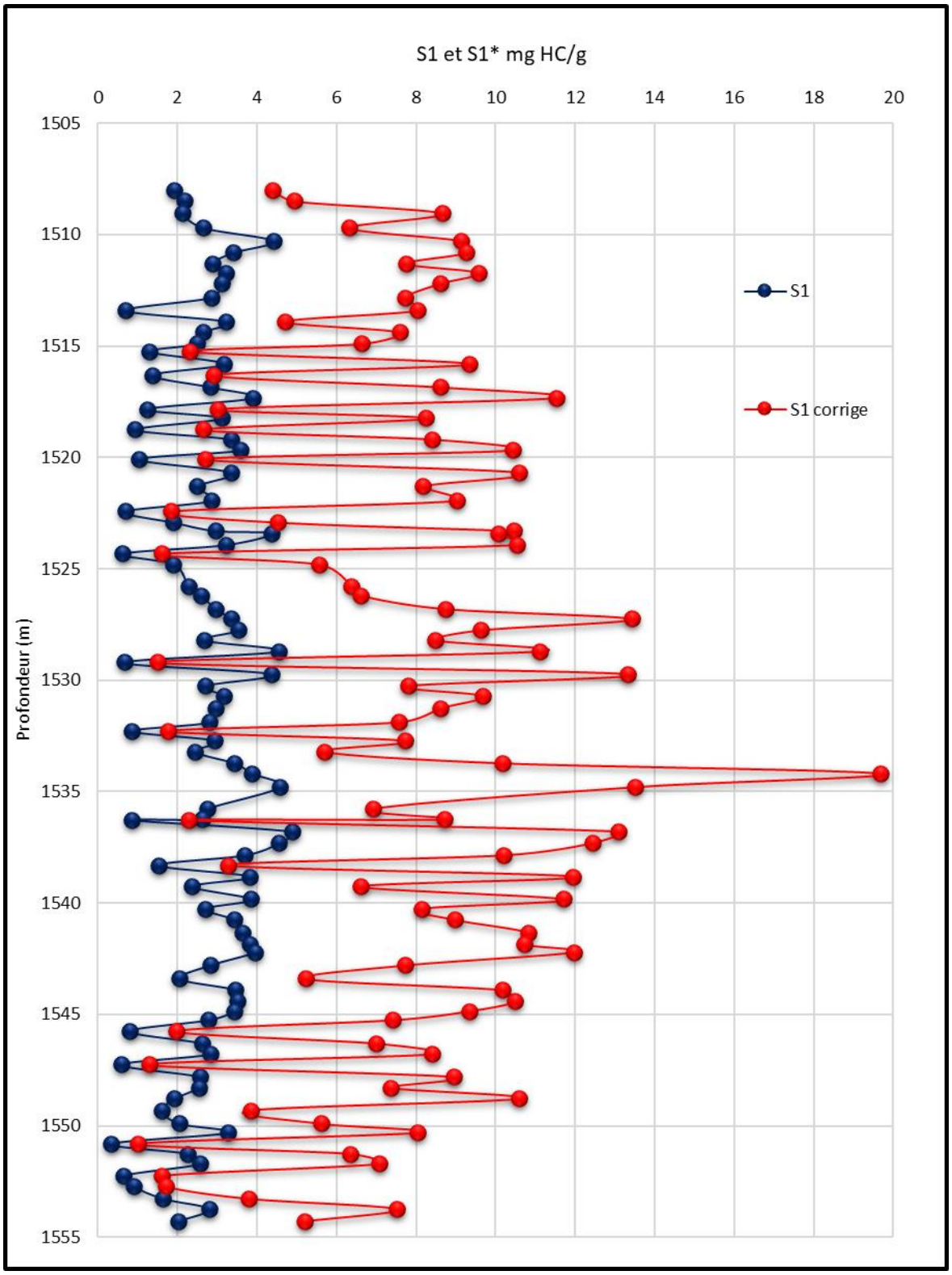

FIG.VI.3. Profils de variations du potentiel libre S1 et du potentiel libre S1* corrige en fonction de la profondeur de puits BE-2.

Profils de variations du potentiel libre S1 et le potentiel libre S1* corrigé en fonction de la profondeur du puits BE-2 montre que la correction du potentiel pétrolier S1 présente la quantité réelle de hydrocarbures dans la roche mère. De plus, la moyenne de S1 est passée de 2,63 mg HC/g à 7,56 mg HC/g.

VI.4. Détermination des passages saturés en Hydrocarbures

L'effet de croisement géochimique des hydrocarbures (oil crossover effect) est observé lors de l'évaluation des roches mères et se manifeste par une relation entre la teneur en carbone organique total (COT) et la fraction d'hydrocarbures générés (S1).

L'identification de ce paramètre peut-être un indicateur important du potentiel pétrolier de la roche mère. Le profile suivante (**Fig.VI.4)** représente les passages saturés des Hydrocarbures en fonction de la profondeur du puits BE-2.

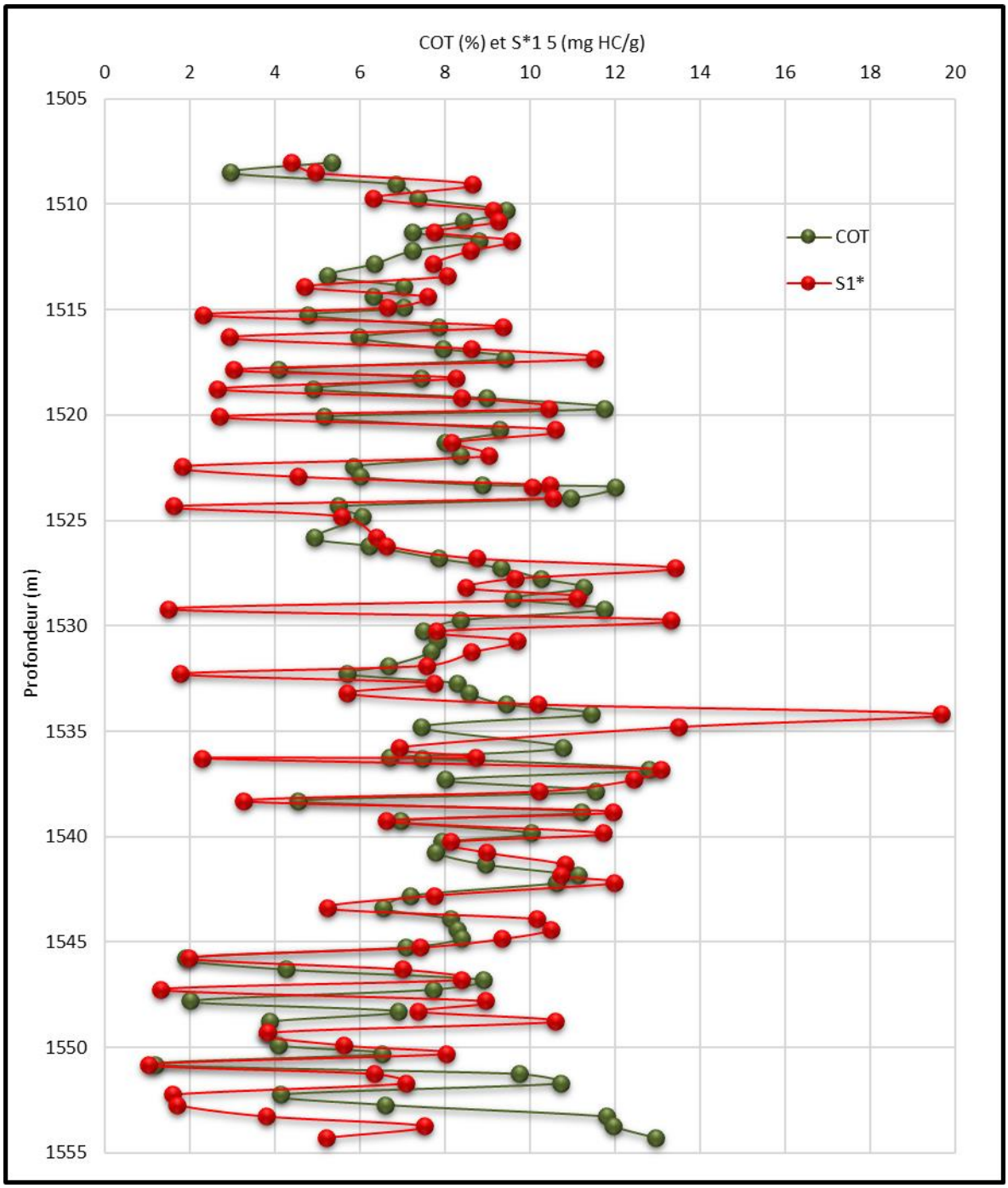

Fig.VI.4. Profils des variations du potentiel libre corrige et de La quantité de la matière organique COT en fonction de la profondeur de puits BE-2.

CHAPITRE VI : Estimation du volumes en hydrocarbures dans la roche mère Frasnienne

Profils des variations du potentiel libre corrigé et la quantité de la matière organique COT en fonction de la profondeur du puits BE-2 montre que les niveaux saturés dans la roche mère Frasnienne varient en fonction de la profondeur ceci est expliquées par la présence simultanée des composants minéralogique complexe et des minéraux non argileux.

La composition minéralogique d'une roche mère peut avoir un impact sur sa capacité à générer, stocker et libérer des hydrocarbures. Certains minéraux, tels que les argiles, peuvent jouer un rôle dans l'adsorption des hydrocarbures.

L'indice de OSI (oil saturation index) permet de nous donner une idee sur les niveux saturés de la roche mere Frasnienne. ce dernier se calcul par la formule suivante :

OSI = 100*S1*/COT avec

- OSI : Indice de saturation de l'huile
- S1*: Le Potentiel libre corrigée
- COT : la quantité totale de carbone organique

Profondeur (m)	COT (%)	S1 corrigé (mg/g)	OSI	Profondeur (m)	COT (%)	S1 corrigé (mg/g)	OSI
1508	5,33	4,38	82,2389	1532,71	8,29	7,73	93,28508
1508,5	2,95	4,95	167,7966	1533,2	8,57	5,68	66,31661
1509,05	6,85	8,65	126,2774	1533,72	9,45	10,18	107,7601
1509,7	7,37	6,32	85,70782	1534,19	11,43	19,68	172,2076
1510,28	9,43	9,13	96,85401	1534,79	7,45	13,50	181,2081
1510,81	8,43	9,27	109,9249	1535,76	10,76	6,92	64,28129
1511,3	7,24	7,75	107,0442	1536,23	6,7	8,72	130,0995
1511,71	8,81	9,57	108,5887	1536,27	7,46	2,28	30,60769
1512,2	7,24	8,60	118,7845	1536,8	12,8	13,08	102,2135
1512,82	6,33	7,72	121,9063	1537,3	7,99	12,45	155,8198
1513,4	5,24	8,05	114,3466	1537,85	11,55	10,20	88,31169
1513,9	7,04	4,70	89,69466	1538,3	4,54	3,27	71,95301
1514,38	6,3	7,60	120,6349	1538,81	11,21	11,95	106,6012
1514,9	7,03	6,63	94,35752	1539,25	6,96	6,62	95,06705
1515,25	4,76	2,32	48,66947	1539,83	10,03	11,72	116,8162
1515,8	7,85	9,35	119,1083	1540,25	7,93	8,13	102,5641
1516,3	5,97	2,92	48,85539	1540,75	7,78	8,98	115,467
1517,33	9,42	11,52	122,2576	1541,85	11,12	10,73	96,52278
1517,83	4,09	3,02	73,75713	1542,2	10,61	11,97	112,7867
1518,24	7,45	8,25	110,7383	1542,79	7,19	7,73	107,5568
1518,75	4,9	2,65	54,08163	1543,4	6,55	5,23	79,89822
1519,19	8,97	8,40	93,64548	1543,9	8,14	10,17	124,8976
1519,68	11,74	10,43	88,86996	1544,41	8,28	10,48	126,6103
1520,68	9,28	10,60	114,2241	1545,25	7,08	7,42	104,7552
1521,3	8	8,17	102,0833	1545,75	1,9	1,97	103,5088
1522,42	5,86	1,83	31,28555	1546,78	8,9	8,40	94,38202
1522,92	6,01	4,53	75,42984	1547,25	7,72	1,30	16,83938
1523,3	8,87	10,47	87,22222	1547,8	2	8,95	447,5
1523,4	12	10,07	91,93303	1548,28	6,9	7,37	106,7633
1523,92	10,95	10,53	118,7523	1548,77	3,88	10,60	273,1959
1524,32	5,49	1,62	29,44748	1549,3	3,83	3,83	100,087
1524,8	6,06	5,57	91,85919	1549,9	4,09	5,62	137,3268
1525,8	4,92	6,38	129,7425	1550,3	6,51	8,03	123,3999
1526,2	6,21	6,62	106,5486	1550,8	1,17	1,02	86,89459
1526,8	7,84	8,75	111,6071	1551,25	9,74	6,33	65,02396
1527,25	9,31	13,42	144,1103	1551,7	10,73	7,07	65,85896
1527,75	10,27	9,63	93,80071	1552,23	4,12	1,60	38,83495
1528,2	11,25	8,48	75,40741	1552,72	6,6	1,70	25,75758
1528,7	9,59	11,12	115,9194	1553,27	11,79	3,80	32,2307
1529,2	11,75	1,50	12,76596	1553,73	11,96	7,52	62,84838
1529,72	8,35	13,32	159,481	1554,28	12,95	5,20	40,15444

Tableau.VI.3. Calculs de l'application numérique de l'indice de OSI (oil saturation index) de puits BE-2

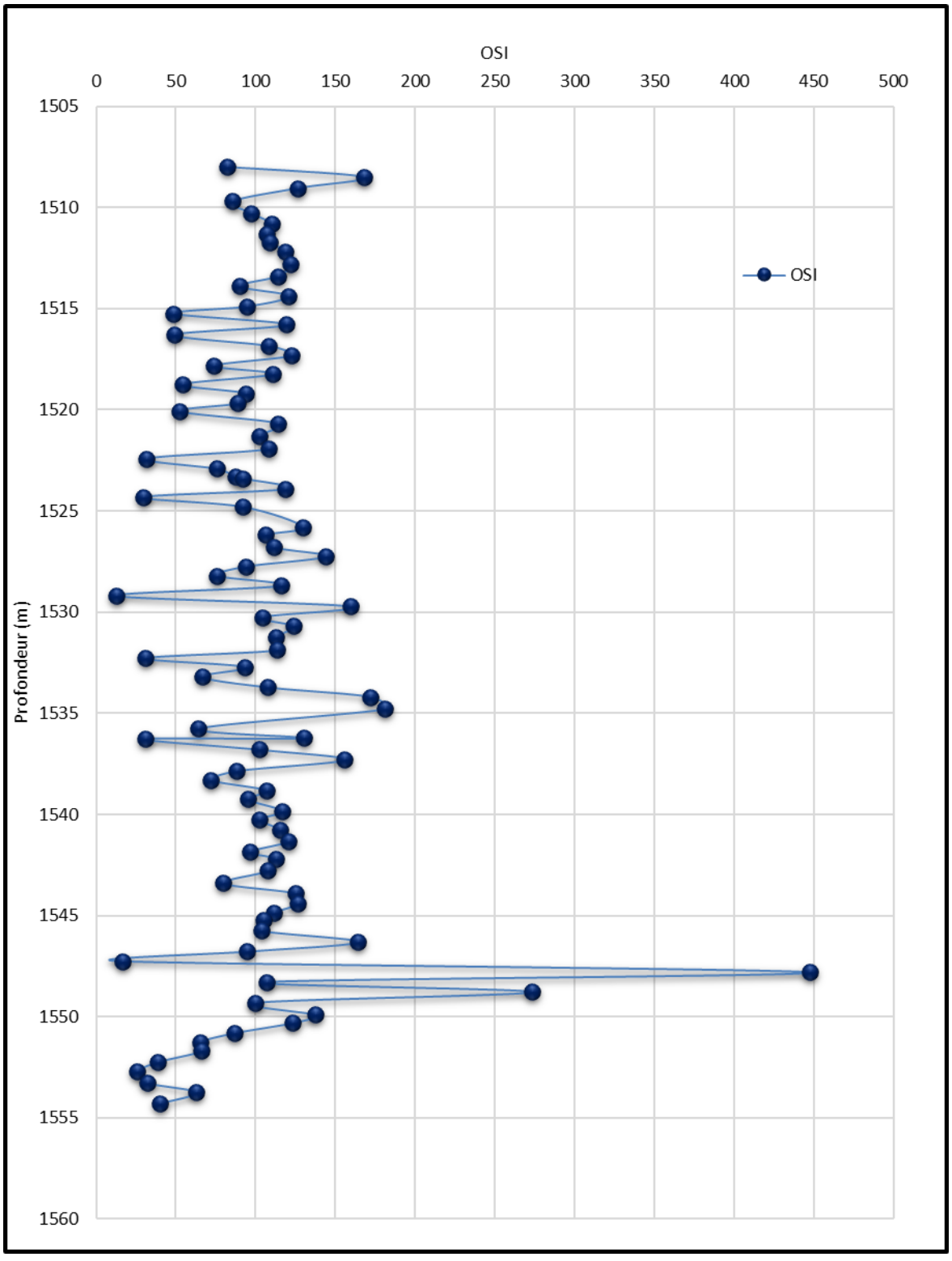

FIG.VI.5. Profil de variation d'indice de saturation de l'huile OSI en fonction de la profondeur de puits B-2.

Le profil de variation montre que les profondeurs entre 1540 et 1550m présentent une bonne saturation en hydrocarbures.

L'OSI en parallèle est supérieur à 100 ce qui signifie possible présence d'un bon potentiel pétrolier.

VI.5. La conversion masse à volume

Lors de l'estimation du volume des hydrocarbures des roches mères, la conversion de masse à volume est un élément important pour obtenir une estimation volumétrique des hydrocarbures contenus dans la roche.

La conversion de masse à volume dans l'estimation du volume des hydrocarbures des roches mères repose sur plusieurs facteurs clés, tels que la densité et la masse de la roche.

Dans notre cas :

- La densité de la roche est de 2.55
- La densité d'hydrocarbures est de 0.802 (API de 45)

Le volume en des hydrocarbures est donné par la formule suivante :

Vol (m^3/m^3) = $S1*10^{-3}* \boldsymbol{\gamma}$ avec

- Vol : le volume en place
- S1* : Le Potentiel libre corrigée
- $\boldsymbol{\gamma}$: rapport de densité

Profondeur (m)	S1 corrigé (mg/g)	VOL (m3/m3)	Profondeur (m)	S1 corrigé (mg/g)	VOL (m3/m3)
1508	4,38	0,013937032	1532,28	1,77	0,005617207
1508,5	4,95	0,015738778	1532,71	7,73	0,024588529
1509,05	8,65	0,027503117	1533,2	5,68	0,018070449
1509,7	6,32	0,020084165	1533,72	10,18	0,032378429
1510,28	9,13	0,0290399	1534,19	19,68	0,062584165
1511,3	7,75	0,024641521	1535,76	6,92	0,021991895
1512,2	8,60	0,02734414	1536,27	2,28	0,007259975
1512,82	7,72	0,024535536	1536,8	13,08	0,041599127
1513,4	8,05	0,025595387	1537,3	12,45	0,039585411
1513,9	4,70	0,01494389	1537,85	10,20	0,032431421
1514,38	7,60	0,024164589	1538,3	3,27	0,010386534
1514,9	6,63	0,021091022	1538,81	11,95	0,037995636
1515,25	2,32	0,00736596	1539,25	6,62	0,02103803
1515,8	9,35	0,029728803	1539,83	11,72	0,037253741
1516,3	2,92	0,009273691	1540,25	8,13	0,025860349
1517,33	11,52	0,03661783	1541,32	10,82	0,034392145
1518,24	8,25	0,026231297	1542,2	11,97	0,038048628
1518,75	2,65	0,00842581	1542,79	7,73	0,024588529
1519,68	10,43	0,033173317	1543,9	10,17	0,032325436
1520,08	2,70	0,008584788	1544,41	10,48	0,033332294
1520,68	10,60	0,033703242	1544,85	9,33	0,02967581
1521,3	8,17	0,025966334	1545,25	7,42	0,023581671
1521,94	9,03	0,028721945	1545,75	1,97	0,006253117
1522,42	1,83	0,005829177	1546,3	7,00	0,022256858
1522,92	4,53	0,014413965	1546,78	8,40	0,026708229
1523,3	10,47	0,033279302	1547,25	1,30	0,004133416
1523,4	10,07	0,032007481	1547,8	8,95	0,028456983
1523,92	10,53	0,033491272	1548,28	7,37	0,023422693
1524,32	1,62	0,005140274	1548,77	10,60	0,033703242
1524,8	5,57	0,017699501	1549,3	3,83	0,012188279
1525,8	6,38	0,020296135	1549,9	5,62	0,017858479
1526,2	6,62	0,02103803	1550,3	8,03	0,025542394
1526,8	8,75	0,027821072	1550,8	1,02	0,003232544
1527,25	13,42	0,042658978	1551,25	6,33	0,020137157
1527,75	9,63	0,030629676	1551,7	7,07	0,022468828
1528,2	8,48	0,026973192	1552,23	1,60	0,005087282
1528,7	11,12	0,03534601	1552,72	1,70	0,005405237
1529,2	1,50	0,004769327	1553,27	3,80	0,012082294
1529,72	13,32	0,042341022	1553,73	7,52	0,023899626
1530,25	7,80	0,024800499	1554,28	5,20	0,016533666

Tableau. VI.4. Calculs de l'application numérique la conversion masse a volume d'hydrocarbures de puits BE-2

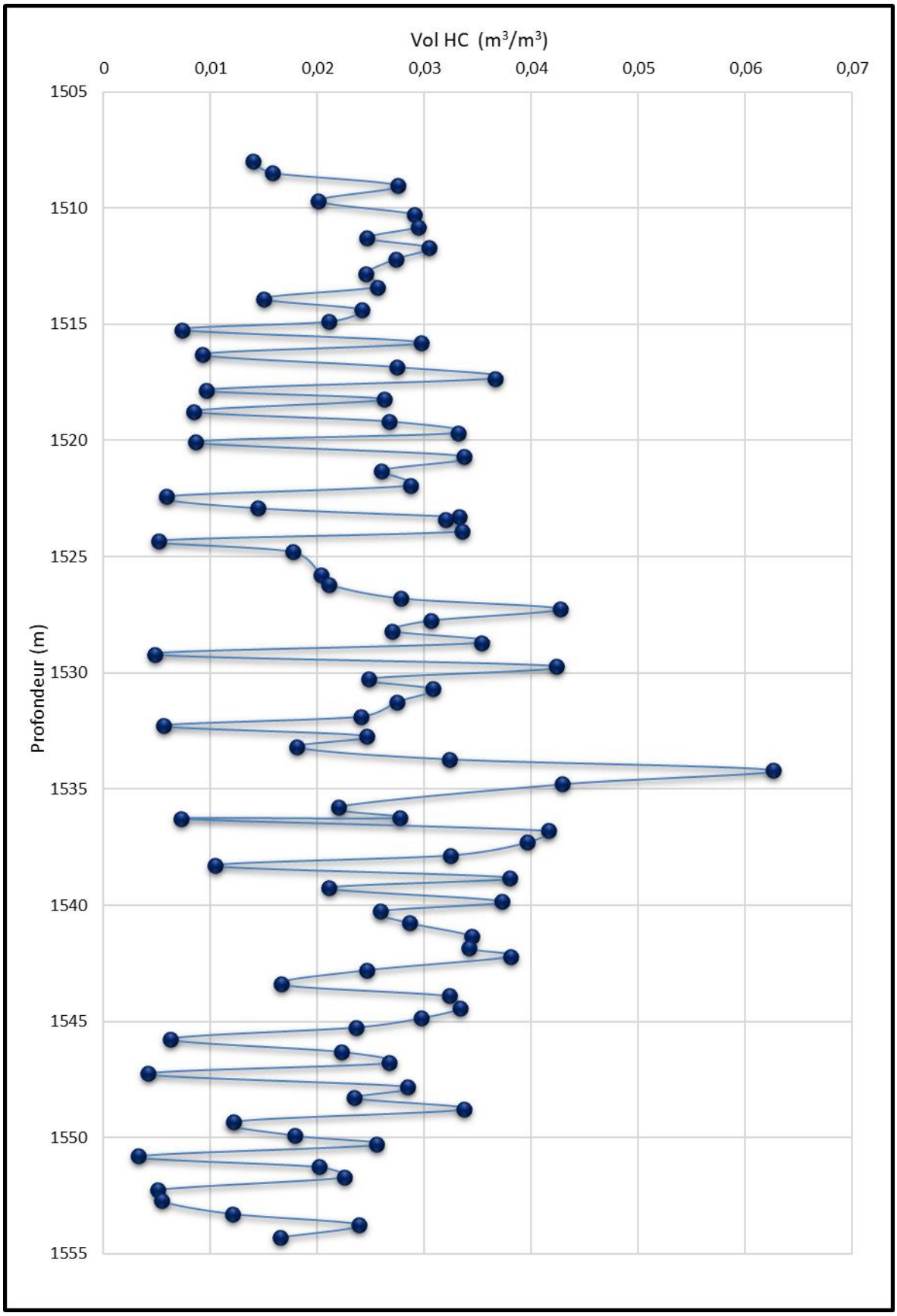

Fig.VI.6. Profil de variation du volume d'hydrocarbures en fonction de la profondeur de puits BE-2.

CHAPITRE VI : Estimation du volumes en hydrocarbures dans la roche mère Frasnienne

Profil de variation du volume d'hydrocarbures en fonction de la profondeur de puits BE-2 montrant que la roche mère Frasnienne contient une quantité d'hydrocarbures relativement élevée, le moyenne du volume d'hydrocarbure dans le puits BE-2 est de 0.024 m^3_{hc}/m^3_{r}.
Il semble que l'intervalle entre les profondeurs de 1530m et 1540 m présente un passage intéressent en raison de la quantité de volume qu'il contient par rapport aux autres niveaux du puits BE-2.

VI.6. Conclusion

Le puits BE-2 présente une augmentation significative du potentiel pétrolier S1 après correction, de 2,63 mg HC/g à 7,56 mg HC/g. Cette augmentation indique une concentration plus élevée d'hydrocarbures dans la roche-mère

Les niveaux de saturation en hydrocarbures dans la roche mère Frasnienne varient en fonction de la profondeur en raison de la présence simultanée de composants minéralogiques complexes et de minéraux non argileux.

Le puits BE-2 présente une teneur en hydrocarbures relativement élevée, avec une moyenne de 0,024 m^3hc/m^3r. L'intervalle de profondeur entre 1530 m et 1540 m semble particulièrement intéressant en termes de volume d'hydrocarbures.

VII. Conclusion générale

L’évaluation du volume des gaz de schiste dans la roche mère Frasnienne de la région Est du bassin de Berkine a permis les conclusions suivantes :

L'analyse minéralogique a révélé la présence de deux faciès distincts dans les puits BE-1 et BE-2, indiquant une différence de composition minéralogique.

Les résultats du diagramme d'indice d'hydrogène en fonction de l'indice d'oxygène et des études microscopiques ont montré que la roche mère Frasnienne contient un mélange de kérogène de type I et de type II.

L'évaluation géochimique a montré que la zone supérieure de la roche mère, représentée par le puits BE-2, présente une bonne teneur en propriétés géochimiques telles que le COT, S1 et S2, avec une maturation indiquant une tendance vers la fin de la phase d'huile à condensat. En revanche, la zone inférieure représentée par le puits BE-1 présente une très faible teneur en propriétés géochimiques, suggérant un stade de maturation avancé vers le gaz sec.

Les résultats de l'estimation du volume des gaz de schiste ont montré une variation de la saturation des hydrocarbures en fonction de la profondeur. La teneur élevée en volumes d'hydrocarbures estimés indique que la roche mère Frasnienne présente d'excellentes propriétés géochimiques et caractéristiques pour être explorée et exploitée.

BIBLIOGRAPHIE

1.Carpentier, B. (1989). "Diagraphies et roches mère: Estimation des teneurs en carbone organique par la méthode du carbolog."
2.Devleeschouwer, X. (2009). "Sédimentologie approfondie." ULB, Université libre de Bruxelles.
3.Kaced, M. (2013). "Le potentiel shale gas en Algerie."
4.Malla, A., et al. (2016). "Mycobacterium tuberculosis lineage 4 comprises globally distributed and geographically restricted sublineages."
5.Peters, K. E., & Moldowan, J. M. (1993). "The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments."
6.Peters, K. E., & Casa, W. (1994). "Applied source rock geochemistry."
7.Rahman, M. R., et al. (2020).
8.Schmoker, J. W. (1981). "Source rock geochemistry in petroleum exploration."
9.Stahle, W. R., & Aghajanian, M. L. (2016). "Shale Gas: Exploration and Environmental and Economic Impacts."
10.Sun, K., Yang, Z., & Sun, Y. (2015). "Unconventional gas reservoirs: évaluation, appraisal, développement."
11.Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). "Petroleum formation and occurrence."
12.U.S. Energy Information Administration (2020, 2019).
13.Zhang, Y., Li, X., Wang, Y., & Li, H. (2018). "Journal of Natural Gas Science and Engineering," 54, 304-317.
14.Zhang, Y., et al. (2015).

La Methode de Michael 2014

1-Daniel M. Jarvie 2011 Unconventional Oil Petroleum Systems
2-Daniel M. Jarvie 2012 Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 1—Shale-gas Resource Systems