

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES
RENOUVELABLES ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE
L'UNIVERS
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET
DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Académique
Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers
Filière : Géologie
Spécialité : Géologie Pétrolière
THEME

Prédiction du Carbone Organique Total dans les
réservoirs de gaz de schiste à l'aide des données
de Diagraphie, cas du Bassin de Berkine.

Présenté par :
Tarek Habita
Tidjani Hacini

Devant le jury :

Président
Promoteur
Examineur

Pr. Zaatout Merzouk
Dr. HAMMAD Nabila
Dr Belkceir Med Salah

Pr UKMO
M. C. A. UKMO
M C B UKMO

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout-puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

En second lieu, nous tenons à exprimer notre profondes gratitude à notre encadreur mem HAMMAD NABILA de nous avoir proposée ce sujet, d'avoir dirigée ce travail, pour son soutien moral, pour sa confiance, pour ces conseils judicieux qu'elle nous a généreusement donnée.

Nous remercions s'adressent également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont portés à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Nous adressons tous nos vifs remerciements à MR MEZZAR Abdel Kamel qui n'a cessée tout au long des nombreuses séances de travail de nous prodiguer des conseils et orientations afin d'organiser et de parfaire ce travail. Le grand mérite lui revient.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participés de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail avant tous :

À mes chers parents et qui m'ont toujours poussé et motivé dans mes études. Ce travail représente donc l'aboutissement du soutien et des encouragements qu'ils m'ont prodigués tout au long de ma scolarité.

Qu'ils en soient remerciés par cette trop modeste dédicace.

C'est un moment de plaisir de dédier cet œuvre,

À mon cher frère et à mes sœurs,

À tous les membres de ma famille.

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis.

À tous les enseignants et toutes les enseignantes de géologie.

À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme

HABITA Tarek

Dédicaces

*Je dédie ce travail à mes très chers parents qui m'ont
soutenu durant toutes mes études et partagé mes
moments difficiles;*

À mes frères et à mes sœurs

A tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom

HACINI

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis.

A tous les enseignants et toutes les enseignantes de géologie.

A la fin, je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme.

TIDJANI HACINI

Table des matières

Résumé	I
Abstract.....	I
الملخص	I
Liste des Figures.....	II
Liste des Tableaux	V
ABREVIATIONS.....	VII
Introduction générale	9
Problématique.....	9
Cadre générale de l'étude.....	10
I. Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine :.....	1
I.1. Situation géographique.....	1
I.2. Situation géologique.....	1
I.3. Cadre structural.....	2
II. Les gisements conventionnels et non conventionnels.....	3
II.1. Classification des hydrocarbures non conventionnels liquides.....	5
II.2. Classification des hydrocarbures non conventionnels gazeux	5
II.3. Les hydrocarbures de roche-mère	6
III. Généralités sur le carbone organique totale COT	8
Conclusion	9
Matériel et Méthodes	11
I. Introduction.....	11
II. La géochimie organique.....	11
II.1. Buts et objectifs de la géochimie	12
II.2. La matière organique	12
III. Méthodologie	13
III.1. Méthode directe : La Pyrolyse Rock-Eval.....	13
III.2. Méthode indirecte : La méthode d'utilisation du ppm de l'uranium.....	15
III.3. Méthode de Pessay (1990)	18

1.	Sonique	19
2.	Neutron	21
3.	Log densité.....	23
4.	Log gamma-ray naturel	24
5.	Log résistivité.....	25
IV.	La relation entre le COT et sonique, neutron et densité.....	26
1.	COT/Sonique.....	26
2.	COT/ densité	27
3.	COT/ neutron.....	27
V.	LOGICIELS UTILISES.....	29
	Conclusion.....	30
	RESULTATS ET DISCUSSIONS	32
	Introduction	33
I.	Dosage du carbone organique totale (COT).....	33
I.	Méthode indirect	34
I.1.	Analyse des données	34
I.2.	Comparaison graphique et statistique entre le COT mesuré et le COT estimé par les différentes méthodes	36
	Conclusion	57
	Conclusion Générale	58

Résumé

Le total du carbone organique Le COT évalue la teneur en matière organique de la roche mère et sa capacité à produire des hydrocarbures. Les niveaux de COT permettent de définir le potentiel de la roche mère . La mesure directe des carottes dans le laboratoire est la meilleure méthode pour estimer le COT, cependant, en raison de problèmes géologiques ou techniques lors de l'opération de carottage, la récupération des carottes n'est pas toujours complète. De plus, l'évaluation du COT est onéreuse et demande du temps.

Dans notre étude sur le champ de gaz de schiste du bassin de Berkin, nous avons employé des méthodes traditionnelles telles que le Dlog et la concentration de l'uranium, ainsi que la régression multiple et l'étude des caractéristiques en différents modèles. Ces méthodes ont été appliquées à des diagraphies classiques telles que le Gamma ray, la résistivité, la sonique, la concentration de l'uranium, le neutron et la densité, et elles offrent des résultats très précis (CC=0.956 ; 0.9609, RMSE=0.018 ; 0.0013, MAE=0.066 ; 0.005). Il est possible de résoudre le problème de toutes les zones de gaz de schiste non mesurées en utilisant le modèle de Inversement carre des Data sans OUTLIERS, ce qui permet de réduire les coûts et de gagner du temps.

Mots-Clés : COT, Pyrolyse, équations empiriques, régression linière multiple, diagraphies, Berkin .

Abstract

Total Organic Carbon (TOC) evaluates the content of organic material in source rocks and their ability to generate hydrocarbons. TOC levels are critical in assessing the source rock's potential. While laboratory analysis of cores is the most accurate method to estimate TOC, complete recovery of cores can be hindered by geological or technical issues during drilling. Moreover, TOC analysis is expensive and time-consuming. In our analysis of the Berkin basin's shale gas deposits, we employed conventional approaches like Dlog and uranium concentration, along with multiple regression and characteristic analysis across various models. These techniques were used in conjunction with standard charts such as Gamma ray, resistivity, sonic, uranium concentration, neutron, and density. They delivered highly accurate outcomes (CC=0.956; 0.9609, RMSE=0.018; 0.0013, MAE=0.066, 0.005). By utilizing the Data Square Inversion model, we can address unmeasured shale gas regions without the need for direct tools, thus reducing costs and saving time.

Keywords: TOC, Pyrolysis, empirical equations, multiple linear regression, logging, Berkin.

الملخص

COT يقيم محتوى المادة العضوية في الصخور ألم وقدرتها على إنتاج الهيدروكربونات. مستويات (COT) الكربون العضوي الكلي ، ومع ذلك، بسبب المشكلات COT تساعد في تحديد إمكانات الصخور ألم. القياس المباشر للنوى في المختبر هو أفضل طريقة لتقدير. مكلف ويستغرق وقتاً طويلاً COT الجيولوجية أو التقنية خلال عملية الحفر، ال تكون استعادة النوى داي ُما كاملة. بالإضافة إلى ذلك، تقييم

وتركيز اليورانيوم، بالإضافة إلى النحدار Dlog في دراستنا حول حقل الغاز الصخري في حوض بيركين، استخدمنا طرق تقليدية مثل المتعدد ودراسة الخصائص في نماذج مختلفة. تم تطبيق هذه الطرق على دياگرامات كالسيكية مثل أشعة جاما، المقاومة، الصوتية، تركيز ؛ MAE=0.066 ؛ 0 ، RMSE=0.018 ؛ 0.999 ، و CC=0.956) اليورانيوم، النيوترون، والكثافة، وقدمت نتائج دقيقة جداً يمكن حل مشكلة جميع المناطق غير المقاسة لغاز الصخر الزيتي باستخدام نموذج العكس المربع للبيانات بدون القيم الشاذة، مما (5 0) يسمح بتقليل التكاليف وتوفير الوقت

Liste des Figures

Figure	Titre	Page
Figure.1	Situation géographique du bassin de BERKINE (Sonatrach, 2003).	1
Figure.2	Carte de situation du bassin de Berkine	2
Figure.A	Un gisement des hydrocarbures conventionnel (US Geological Survey, no date)	4
Figure.B	Les hydrocarbures non conventionnels(US Geological Survey, no date)	4
Figure.0	Le différent type d'hydrocarbures liquides non conventionnels (Rouaud, 2013).	5
Figure.4	Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnel (Rouaud, 2013).	6
Figure.0	Les hydrocarbures de roche-mère (Rouaud, 2013).	8
Figure.9	Roche mère de type shale (argileuse feuilletée), contenant de la matière organique (Ibrahim and Abdelaziz, 2018).	9
Figure.7	; Représentation des différentes fractions organiques dans les roches sédimentaires: matière organique totale, kérogène, bitumes et hydrocarbures au sens strict.D'après Tissot et Welte, 1978.	13
Figure.8	Pyro-gramme (exemple d'enregistrement d'une pyrolyse Rock-eval): S1: hydrocarbures libres; S2: hydrocarbures pyrolysables issu du craquage du kérogène (Espitalié et al., 1985a, 1985b).	15
Figure.9	: Sonique/résistivité superposition montrant la séparation $\Delta \log R$ dans l'intervalle riche en matière organique (passey et al ... 1989)	19
Figure.01	Temps de transit mesuré par le sonique dans différents types de formations (site internet 2011)	21
Figure.00	: Porosité mesurée par le neutron dans différents types de formation(Site internet 2011)	22
Figure.01	Densité de la formation mesurée par le log de densité (Site internet 2011)	23
Figure.01	exemple de gamma Ray (Site internet 2011).	24
Figure.01	la relation entre GR/COT et COT/ Uranium (Passey et al ... 1989).	26
Figure.01	la relation COT/sonique	27

Figure.01	la relation COT/densité.	27
Figure.07	la relation COT/neutron	28
Figure.08	Organigramme explicatif de la prédiction du carbone organique total (COT).	31
Figure.09	Diagramme COT/Profondeur du puits	34
Figure.11	Comparaison graphique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode du Concentration de Uranium.	36
Figure.10	Comparaison graphique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode du $\Delta \log R$	38
Figure.11	Comparaison graphique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode de la Régression Multiple.	40
Figure.11	Comparaison graphique entre le Inverse COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original.	42
Figure.11	Comparaison graphique entre l'inverse carré COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original	43
Figure.11	Comparaison graphique entre le $\text{LOG}_{10}(\text{COT})$ mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original ..	44
Figure.11	Comparaison graphique entre la Racine (COT) mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original.	46
Figure.17	Comparaison graphique entre l'inverse COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant l'inverse des DATA	47
Figure.18	Comparaison graphique entre l'inverse carré COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant l'inverse carré des DATA	48
Figure.19	Comparaison graphique entre le $\text{LOG}_{10}(\text{COT})$ mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant $\text{LOG}_{10}(\text{data})$.	50
Figure.11	: Comparaison graphique entre le Racine (COT) mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant Racine (data)..	51
Figure.10	: Comparaison graphique entre le Inversement Carres du COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers.	53

Figure.11	: Comparaison graphique entre le Inversement des Data mesurer et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers.	54
Figure.11	: Comparaison graphique entre le Inversement carre des Data mesurer et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers.	56

Liste des Tableaux

Tableau	Titre	Page
Tableau.1	Teneur en COT définissant le potentiel pétrolier d'une roche mère (Ibrahim and Abdelaziz, 2018).	9
Tableau.2	Classification du dosage du carbone organique total (COT) pour les échantillons argileux, (Tissot et Welte 1984).	33
Tableau.3	Tableau statistiques descriptive de COT mesuré et les enregistrements diagraphiques	35
Tableau.4	Matrice de corrélation de COT mesuré et les enregistrements diagraphiques	35
Tableau.5	: Illustration de comparaison statistique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode de Concentration uranium	37
Tableau.6	Illustration de comparaison statistique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode $\Delta \log R$.	39
Tableau.7	Illustration de comparaison statistique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode de la Régression Multiple.	41
Tableau.8	Illustration de comparaison statistique entre le Inverse COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original.t	42
Tableau.9	Illustration de comparaison statistique entre l'Inverse carré COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original	44
Tableau.10	. Illustration de comparaison statistique entre $\text{LOG}_{10}(\text{COT})$ mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant les data original	45
Tableau.11	Illustration de comparaison statistique entre Racine (COT) mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant les data original	46
Tableau.12	Illustration de comparaison statistique entre l'inverse mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant l'inverse des DATA	48
Tableau.13	Illustration de comparaison statistique entre l'inverse carré mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant l'inverse carré des DATA	49
Tableau.14	Illustration de comparaison statistique entre LOG_{10} mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant LOG_{10} des DATA	50

Tableau.15	Illustration de comparaison statistique entre LOG_{10} mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant LOG_{10} des DATA	52
Tableau.16	comparaison statistique entre les différents modèles de la RLM	54
Tableau.17	Illustration de comparaison statistique entre L'inverse carre mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers	55
Tableau18	Illustration de comparaison statistique entre Inversement des Data mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers	55
Tableau19	Illustration de comparaison statistique entre Inversement carre des Data mesurer et estimé par la méthode de la RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers	56
Tableau20	comparaison statistique entre les différents modèles de la RLM	57

ABREVIATIONS

COT	CARBONE ORGANIQUE TOTAL
LMR	régression linière multiple
CC	COEFFICIENT DE CORRELATION
REMA	EREUR QUADRATIQUE MOYENNE
MAE	L'EREUR ABSOLUE MOYEN
V D	Variable dépendant
V Id	Variable indépendant

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

L'évaluation des ressources en pétrole et gaz de schiste en se concentrant sur l'importance de la teneur en carbone organique (TOC). Le TOC est essentiel non seulement pour évaluer le potentiel de production, mais aussi parce qu'il influence d'autres propriétés des schistes, telles que la mécanique, la fragilité, la porosité, la perméabilité, et la teneur en huile et gaz. Les méthodes d'évaluation du TOC incluent les analyses géochimiques, précises mais coûteuses et limitées en portée, et les méthodes basées sur les journaux de puits. Ces dernières utilisent des modèles mathématiques empiriques pour estimer le TOC à partir de données de puits, avec des techniques telles que la concentration de uranium et la log gamma-ray. Toutefois, ces méthodes ont des limites, souvent en raison de leur dépendance à d'autres variables que le TOC. Des méthodes plus complexes, comme la régression linéaire multiple et le $\Delta\lg R$, sont également utilisées, mais elles peuvent être imprécises ou spécifiques à certaines formations. Globalement, bien que les méthodes existantes fournissent des données utiles dans certains cas, leur fiabilité et applicabilité générale sont souvent remises en question.

Pour améliorer la prédiction du COT à l'aide des diagraphies de puits, Heidari et al. (2011) ont sélectionné plusieurs logs afin de développer une équation de régression linéaire multiple. Cependant, la complexité des paramètres en raison de la relation non linéaire entre les différents logs rend cette tâche difficile.

Dans ce mémoire, nous examinons différents modèles de régression multiple, en particulier le Feature Engineering (transformations des données), la réduction des outliers et la validation externe pour la prévision du COT dans le champ de Barnett. Pour évaluer l'efficacité de ces modèles, nous effectuerons une comparaison qualitative (graphique) et quantitative (indices de performances numériques) entre les valeurs observées et les valeurs simulées du COT.

Problématique

La méthode la plus précise pour estimer le COT reste la mesure directe en laboratoire, bien qu'elle soit coûteuse et longue. Pour pallier cela, les chercheurs ont développé des équations pour estimer le COT. Dans notre travail, nous visons à améliorer les performances de la régression linéaire multiple pour estimer le carbone organique total dans les intervalles non carottés du Barnett. Quels modèles permettent de combler les lacunes actuelles du COT, de réduire les coûts et les délais, tout en minimisant l'erreur ?

CHAPITRE I

Cadre générale de l'étude

I. Situation Géographique et Géologique du bassin de Berkine :

I.1. Situation géographique :

Le bassin de BERKINE se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre 29°11' et 33°00' de latitude Nord et entre 05°55' et 09°30' de longitude Est, occupant une surface voisine de 100.000 Km²

Il est limité à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nous. 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.

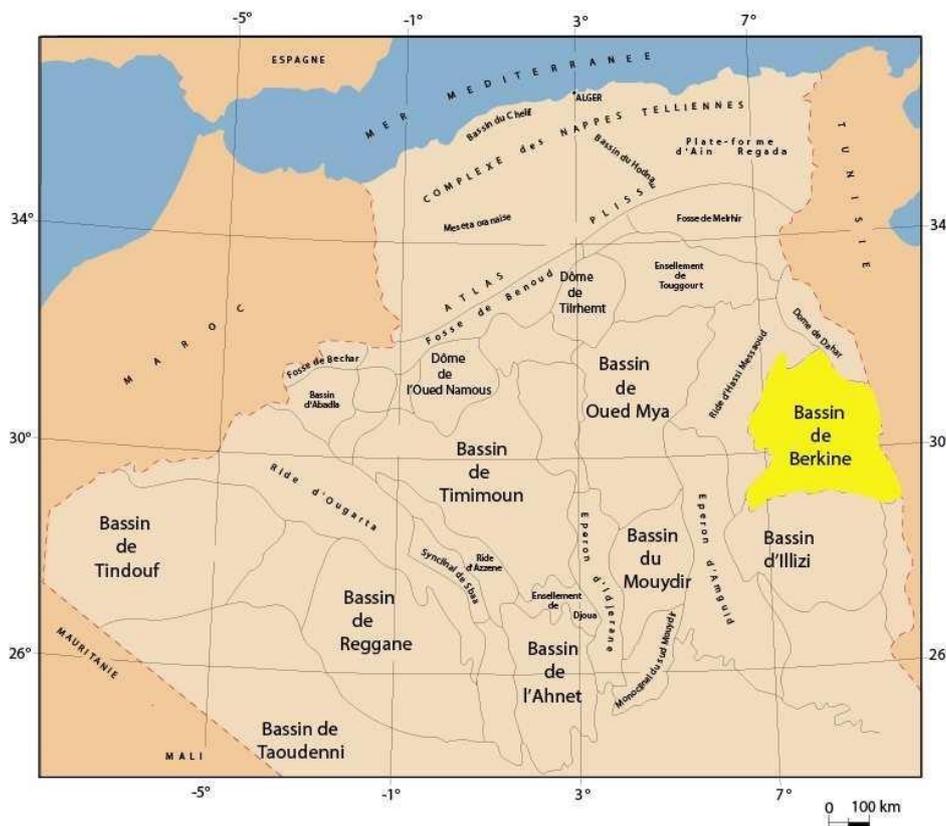


Fig (1): Situation géographique du bassin de BERKINE (Kerchouche, 2007).

I.2. Situation géologique

De point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type intracratonique (WEC, 2007), il se situe dans la partie Nord Est de la plate forme saharienne. Le Bassin de Berkine est limité au Sud (Fig. 1 et 2) par le môle d'Ahara qui le sépare du bassin d'illizi, à l'Ouest et

au Nord respectivement par les môles d'Amguid El Biod - Hassi- Messaoud et de Dahar, et à l'Est par les frontières tunisienne et libyenne.

Ce bassin constitue la partie algérienne du vaste bassin intracratonique de Ghadamès, qui contient plus de 6 km de sédiments paléozoïque et mésozoïques (Fig. 4), et s'étend au sud de la Tunisie et à l'ouest de la Libye (Echikh, 1998). La superficie totale occupée par le bassin de Ghadamès est de 300 000 Km dont 1/3 se trouve en Algérie (100 000Km). En surface, le bassin est recouvert par un vaste système dunaire aligné suivant la direction Nord-Sud et pouvant atteindre 300 m de hauteur (Erg Oriental).

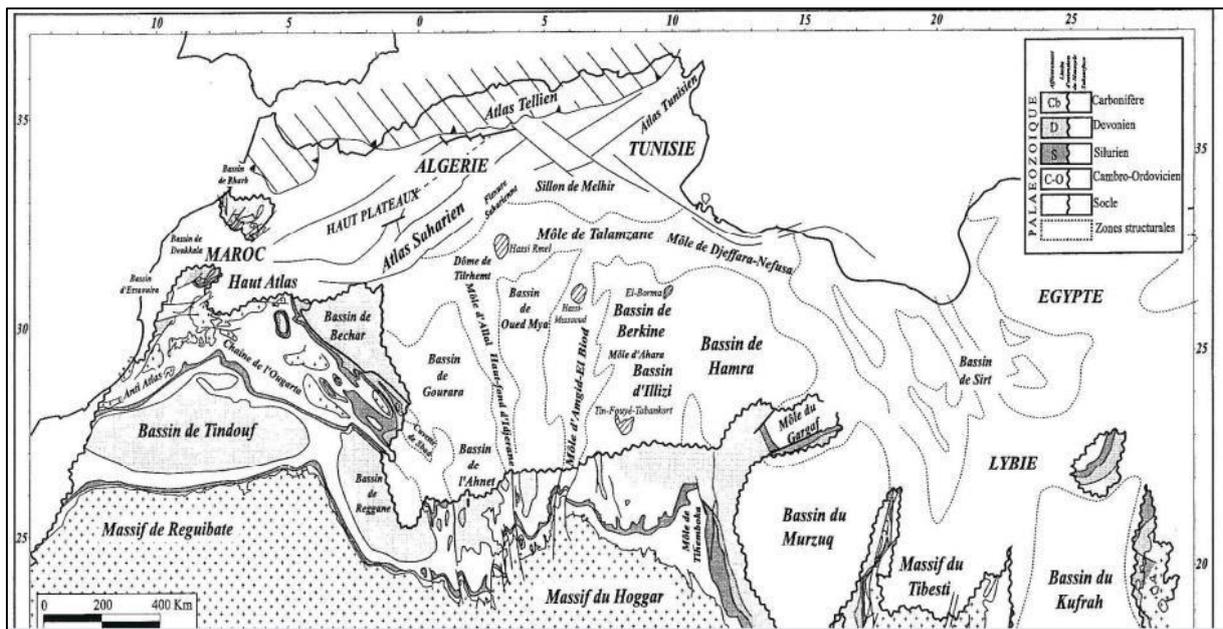


Fig (2): Carte des principaux éléments morphostructuraux de la plate-forme saharienne (D'après Boote et al., 1998, modifiée)

I.3. Cadre structural

Le bassin de Berkine est caractérisé par un grand réseau de fracturations, dues à une succession de plusieurs phases tectoniques depuis le Précambrien ; ces fracturations sont organisées suivant deux principales orientations (Beicip, 1991).

- direction subméridienne : Les failles subméridiennes sont caractérisées par un grand rejet de l'ordre de 500 m (région de Rhourd Nous).
- direction NE-SW : Un nombre considérable de failles alignées suivant cette direction sur tout le bassin, particulièrement sur la partie centre, ces failles ont donné naissance à de grandes structures au centre et à l'Est du bassin, dont la majorité à caractère inverse (faille inverse).

En plus il y'a d'autres orientations secondaires :

- direction Nord70 : à l'Ouest du bassin dans la région de Rhourd Nouss, Gassi Touil, et Menzel Ledjmat.
- direction sub-équatoriale : au sud du môle d'Ahara séparant Berkine du bassin d'Illizi.
- direction Nord150 : au Nord Est du bassin du côté des champs de Keskesa, Bir Berkine et Bir Rebaa.

II. Les gisements conventionnels et non conventionnels

L'enfouissement et la compaction de multiples couches de matières organiques à des températures et des pressions de plus en plus importantes, il y a plusieurs centaines de millions d'années, a permis la fabrication de pétrole et de gaz au sein de la roche ([Théorêt, 2015](#)).

La génération des hydrocarbures (conventionnel et non conventionnel) qui écrit ci-dessus à été faite dans la roche mère:

- La première, soit un gisement conventionnel. Il faut que quatre conditions soient réunies dans une même région :
- une couche riche en matière organique (la roche-mère) qui va, par augmentation de pression et de température, se transformer en hydrocarbures, lorsque la température et la pression augmentent, la matière organique se transforme d'abord en pétrole puis en gaz (principalement du méthane) ;
- une couche poreuse et perméable (le réservoir) dans laquelle les hydrocarbures vont se concentrer et pouvoir être produits ;
- une couche imperméable (la couverture) qui empêche la migration des hydrocarbures vers la surface ;
- un piège dans lequel les hydrocarbures vont se concentrer ;

Les hydrocarbures se trouvant dans une roche poreuse et perméable et concentrés dans un piège (gisement), ils sont relativement faciles à produire ([Ifpen, 2012](#)).

Un forage vertical jusqu'à la roche-réservoir permet aujourd'hui de faire jaillir le pétrole ou le gaz sous pression ([Théorêt, 2015](#)).

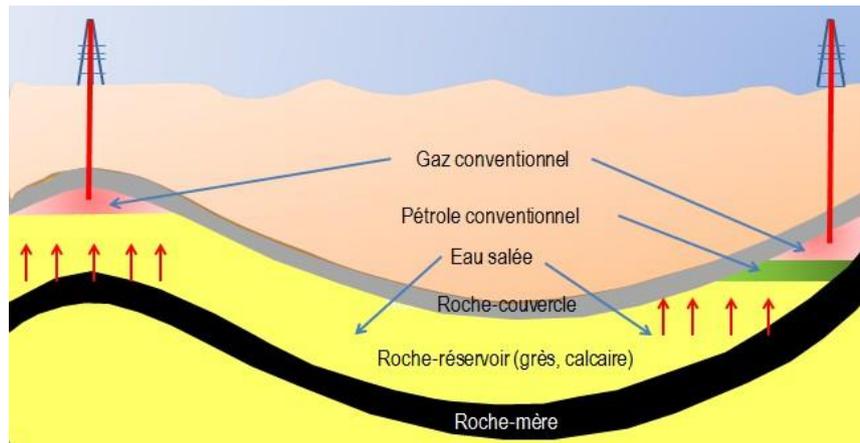


Fig. A : Un gisement des hydrocarbures conventionnel (US Geological Survey, no date)

- La seconde, soit un gisement non conventionnel, requérait également une roche mère, mais pas de roche-réservoir ni de roche couverture, En effet, la roche mère maintient les hydrocarbures emprisonnés, étant donné son faible degré de porosité et de perméabilité (Théorêt, 2015).

Afin d'accéder aux hydrocarbures maintenus dans la roche, et considérant les connaissances scientifiques actuelles, il sera presque toujours nécessaire de procéder à la fracturation de la roche (Théorêt, 2015).

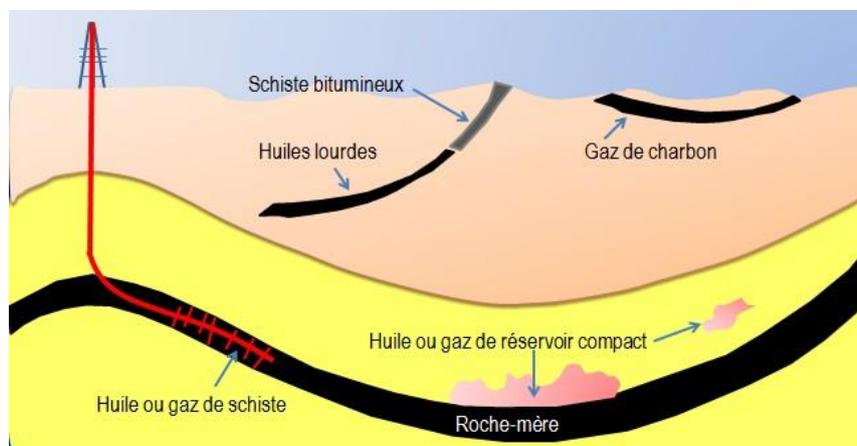


Fig. B : Les hydrocarbures non conventionnels (US Geological Survey, no date)

Sous le nom générique d'hydrocarbures non conventionnels, on distingue de nombreux types des hydrocarbures, tant liquides que gazeux, Ils sont présentés ci-après, selon une représentation sous forme de triangle classiquement utilisée pour la classification des hydrocarbures en fonction de la nature de la roche dans laquelle ils sont piégés (Rouaud, 2013).

II.1. Classification des hydrocarbures non conventionnels liquides :

La pointe supérieure du triangle (en jaune) représente les hydrocarbures liquides conventionnels piégés dans des réservoirs de bonne qualité, faciles à développer, Au-dessous (en orange), on trouve les hydrocarbures non conventionnels piégés dans de très mauvais réservoirs (pétroles de réservoirs compacts, “tight oil”) ou des pétroles visqueux (pétroles lourds ou extra-lourds “heavy oils”), voire des bitumes comme les sables bitumineux (“oil sands”),

La partie basse (en violet) regroupe les hydrocarbures liquides non conventionnels piégés dans la roche mère: les schistes bitumineux, dans lesquels la matière organique n'a pas été suffisamment transformée pour générer des hydrocarbures, et les pétroles de schiste, non expulsés de la roche-mère (Rouaud, 2013).

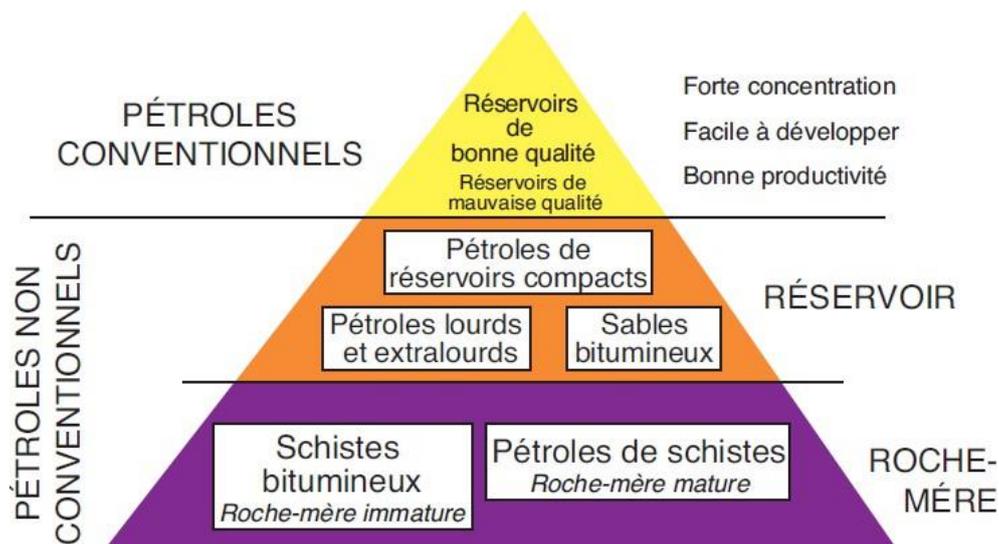


Fig. 03 : Le différent type d'hydrocarbures liquides non conventionnels (Rouaud, 2013).

II.2. Classification des hydrocarbures non conventionnels gazeux :

Les ressources potentielles sont d'autant plus importantes que l'on descend dans le triangle.

Comme dans la représentation précédente, les hydrocarbures gazeux piégés dans des réservoirs de bonne qualité sont présentés à la pointe supérieure du triangle (en jaune), Au-dessous, et sans qu'il existe une limite franche, on trouve les gaz piégés dans des réservoirs compacts de très mauvaise qualité (en orange), En partie basse intermédiaire, on trouve :

- les gaz de houille (CBM, pour Coalbed Methane) : ces gaz (principalement du méthane), adsorbés sur le charbon, ont été parmi les premiers gaz non conventionnels mis en exploitation, aussi bien par forage que dans les mines ;
- les gaz de schiste (shale gas), prisonniers d'une roche-mère ; ils sont dits "secs" s'il ne s'agit que de méthane (gazeux sous conditions normales de température et de pression) ou "humides" s'ils contiennent aussi des gaz plus lourds, liquides sous conditions normales de température et de pression ;

Enfin, tout en bas du triangle, on trouve les hydrates de méthane, une combinaison solide de molécules d'eau et de méthane ("chlatrates"), stable dans la nature dans les zones arctiques ou dans les océans sous des tranches d'eau suffisamment importantes pour que des conditions de pression et de température favorables à leur formation puissent être rencontrées (Rouaud, 2013).

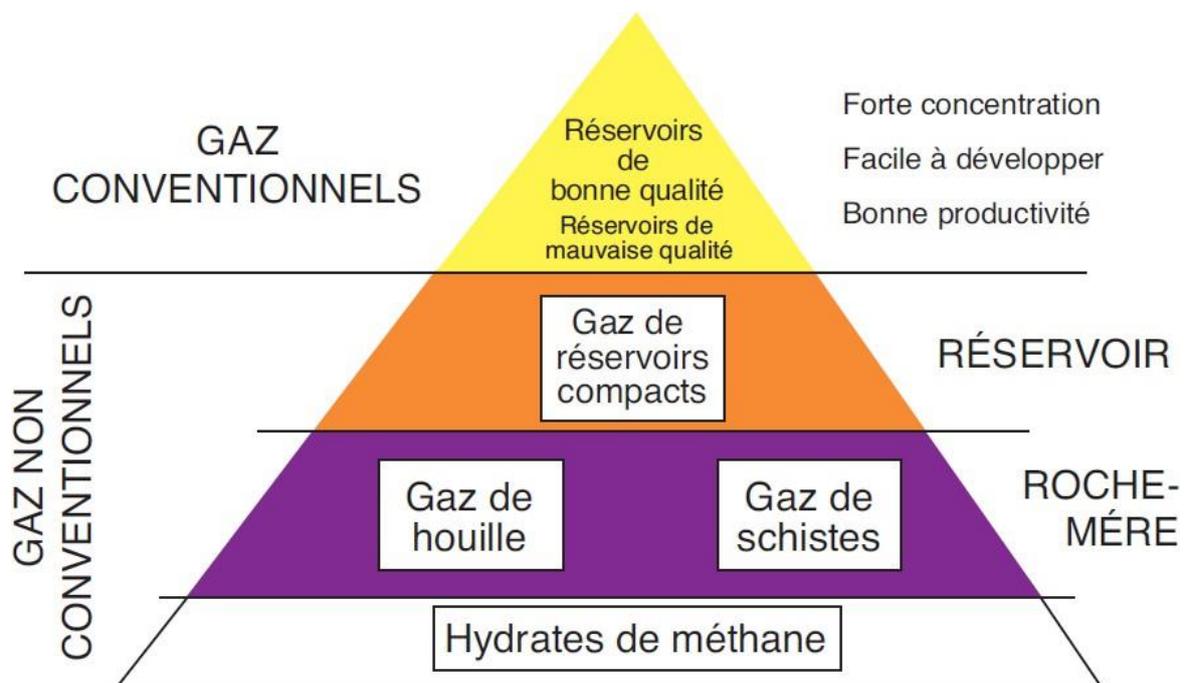


Fig. 04 : Les différents types d'hydrocarbures gazeux non conventionnel (Rouaud, 2013).

II.3. Les hydrocarbures de roche-mère :

Comme présenté dans les paragraphes ci-dessus, les hydrocarbures de roches-mères sont de quatre natures différentes (fig. 05) :

- le gaz de houille, ou CBM,
- le gaz de schiste,
- le pétrole (ou huile) de schiste,

➤ les schistes bitumineux,

Le gaz de houille, comme on l'a déjà vu, est adsorbé sur du charbon, Ses caractéristiques sont développées dans le paragraphe,

Les trois autres, en revanche, forment en réalité un continuum : les limites entre schistes bitumineux, pétroles et gaz de schiste ne sont pas franches (fig.05), Tous trois sont générés dans des roches-mères, généralement des argiles ayant un fort contenu en matière organique, et ne se distinguent les uns des autres que par leur histoire géologique et l'état de maturité de la matière organique dont ils sont issus, cette maturité dépendant elle-même de la température atteinte au cours de l'enfouissement :

- si l'enfouissement a été insuffisant (moins de 2 000 m), la matière organique contenue dans les schistes n'est pas transformée en hydrocarbures, On parle alors de "**schistes bitumineux**" (oil shale), Pour produire des hydrocarbures à partir de ces roches, il est nécessaire de faire artificiellement ce que la nature n'a pas fait, On doit donc les chauffer afin de transformer la matière organique en hydrocarbures, Du point de vue du rendement énergétique et donc de l'intérêt économique, ces schistes bitumineux ne sont pas intéressants et n'ont été exploités que durant les conflits ou les embargos, En France, de telles couches ont été exploitées dans la région d'Autun,
- lorsque l'enfouissement a été un peu plus important (2 000 à 4 000 m), la matière organique a été transformée en hydrocarbures liquides ("Fenêtre à huile"), Ce pétrole a pu soit s'échapper des schistes pour former des gisements conventionnels, soit resté piégé dans les schistes, c'est alors **le pétrole de schiste**,
- lorsque l'enfouissement a été très important (supérieur à 4 000 m, "Fenêtre à gaz") la roche mère génère du gaz, La fraction de ce dernier qui reste piégée dans les schistes est **le gaz de schiste**,

Dans un même bassin sédimentaire, on peut ainsi avoir coexistence de gisements conventionnels, formés à partir des hydrocarbures expulsés, et d'hydrocarbures non conventionnels.

C'est d'ailleurs généralement le cas aux Etats-Unis, où les bassins sédimentaires qui produisent de grandes quantités d'hydrocarbures de roche-mère étaient déjà des bassins pétroliers ou gaziers, Cela pourrait être aussi le cas pour le bassin de Paris ([Rouaud, 2013](#)).

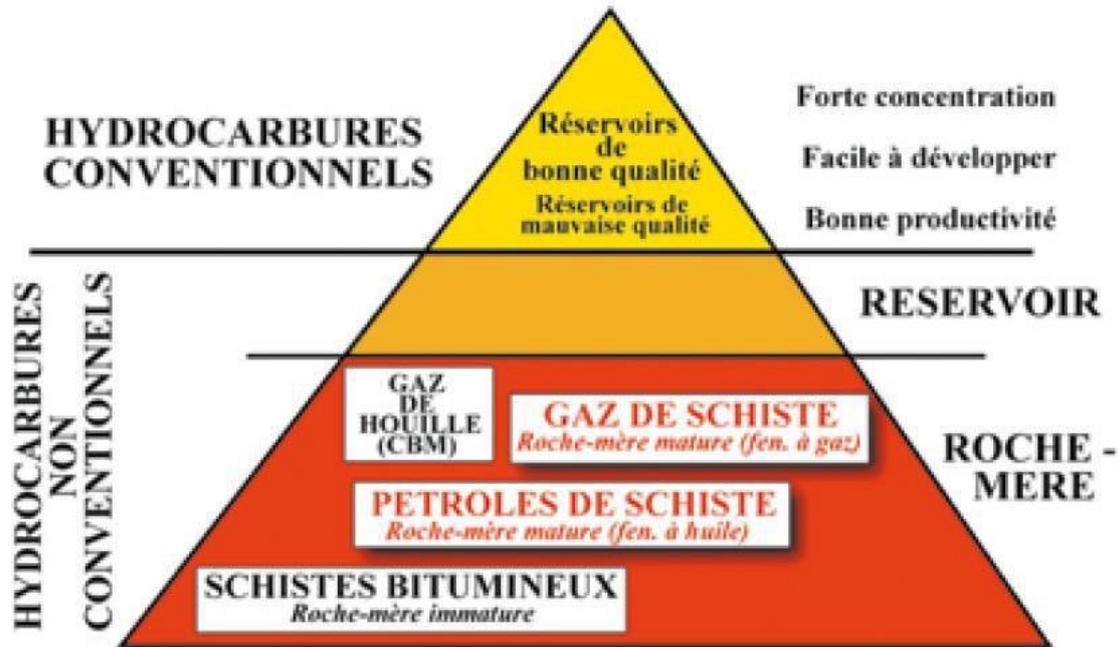


Fig. 05: Les différents type d'hydrocarbures liquides non conventionnels. Les ressources potentielles sont d'autant plus importantes que l'on descend dans le triangle. Source : IFPEN in Vially et al., 2013).

L'accroissement de la demande énergétique mondiale repose sur deux tendances lourdes, l'augmentation de la population mondiale (1 % par an, nous serons 8,5 milliards en 2035) et la croissance économique (3 % par an à l'échelle mondiale). La part des hydrocarbures dans le mix énergétique mondial est appelée à diminuer mais elle devrait être encore de 50 % en 2035 (AIE). Les hydrocarbures non conventionnels sont appelés à fournir une part de ces hydrocarbures. Cette part ne pourra être importante que si l'empreinte environnementale de leur exploitation est réduite.

III. Généralités sur le carbone organique totale COT :

Le carbone organique total (COT) est la mesure de la quantité de carbone disponible dans un composé organique et est souvent utilisé comme un facteur essentiel pour l'évaluation des ressources de schiste non conventionnelles. La quantité minimale de COT que doit contenir une roche pour être qualifié de roche mère à gaz est de 2 % (BRAKIK and NESSAH, 2018)

Tab. 01 : Teneur en COT définissant le potentiel pétrolier d'une roche mère (BRAKIK and NESSAH, 2018).

Potentiel pétrolier	Teneur en carbone organique total
Pauvre	0.05 %
Faible	0.5 – 1%
Bon	1 – 2 %
Très bon	2 – 4 %
excellent	> 4 %

La teneur en COT diminue avec la maturation thermique, la nature même de la matière organique est aussi un facteur qui contrôle son potentiel pétrolier. La teneur élevée en matière organique associée au shale est un bon indicateur du potentiel d'hydrocarbures des roches mères, elle est caractérisée par une résistivité élevée avec une certaine porosité apparente sur log analysis.



Fig. 06 : Une argile feuilletée riche en matière organique (Vially et al., 2013).

Conclusion

Dans le bassin de Berkine, le Silurien terminal est caractérisé par une sédimentation silicoclastique, il s'agit d'une alternance de dépôts argileux et gréseux. C'est pour cela qu'il est connu par le Silurien argilo-gréseux. Cette caractéristique de diversité de faciès qu'on ne trouve

pas dans les autres bassins du Sahara algérien lui donne une très grande importance. Ce sont des dépôts qui s'étendent sur la totalité de ce bassin et varient d'épaisseur d'un point à l'autre.

CHAPITRE II

Matériel et Méthodes

I. Introduction

Cette section du document se focalise sur l'identification et l'évaluation des couches riches en matière organique au sein des roches mères, définissant ainsi les zones potentielles. Elle vise à préciser la richesse en matière organique de ces roches, en identifiant spécifiquement les intervalles qui présentent un taux élevé de carbone organique total (COT). L'évaluation de la teneur en matière organique dans les argiles est particulièrement importante pour l'analyse pétrolière d'un bassin sédimentaire, car elle influence directement les perspectives d'exploitation pétrolière.

La teneur en carbone organique total (COT) est essentielle pour évaluer le potentiel d'une roche mère à contenir et à générer des hydrocarbures. Le COT, qui représente une part prépondérante de la matière organique, est considéré comme le critère le plus fiable pour l'évaluation de cette matière. Il est qualifié de "total" car il inclut à la fois la fraction insoluble, le kérogène, et la fraction extractible. En fonction de la teneur en COT, le potentiel pétrolier d'une roche mère peut être classé selon des critères établis.

Dans le cadre de la géochimie organique d'exploration, les géochimistes s'efforcent de quantifier et de caractériser la matière organique contenue dans les sédiments. L'objectif est de localiser précisément et d'évaluer le COT des roches mères afin de déterminer leur potentiel en hydrocarbures. Toutefois, cette analyse peut souvent être entravée par un ensemble de défis, notamment le nombre insuffisant de données disponibles, leur caractère discontinu, ainsi que leur localisation imparfaite au sein du puits. Ces facteurs peuvent rendre les données peu fiables et peu représentatives de la formation géologique étudiée.

II. La géochimie organique

La géochimie organique est la science qui applique les lois chimiques à l'étude des problèmes de genèse, de transformation, de migration et d'accumulation des hydrocarbures dans la nature. Elle est appliquée aussi pour les substances organiques à partir desquelles les hydrocarbures prennent naissance. Elle tente de comprendre leurs compositions, leurs origines, leurs mécanismes de formation, les modes de dépôt et la distribution, ainsi que leurs relations entre elles et avec le monde minéral. C'est une jeune science, dont la plus grande avancée a été acquise en moins de 40 ans, les débuts étant étroitement liés à la recherche sur l'origine du pétrole. Son développement est lié pour l'instant à celui de l'exploration pétrolière.

II.1. Buts et objectifs de la géochimie

- Préciser les conditions nécessaires à la formation de dépôts riches en matière organique (charbon, schiste bitumineux et black shale) ou à la préservation d'objets organiques (les algues, les plantes fossiles).
- Déterminer la composition des différents types de matière organique présents dans la roche mère pour définir leurs origines et leurs histoires.
- Reconstituer les environnements du passé (Paléoenvironnement).
- Retrouver leurs voies de migration et leurs zones d'accumulation.
- Comprendre le fonctionnement des différents systèmes pétroliers.
- Déterminer les lieux d'exploration les plus favorables.
- Déterminer le potentiel réservoir de la roche mère (pour exploitation non conventionnelle).

II.2. La matière organique

La matière organique (MO) est un constituant important des roches sédimentaires. Elle est fournie par le zooplancton, le phytoplancton, les bactéries ainsi que les végétaux supérieurs (Tableau 3) Les particules organiques subissent d'intenses altérations dans la tranche d'eau les transportant, surtout du fait des bactéries aérobies. La préservation de cette matière organique est favorisée par des milieux de sédimentation calmes et réducteurs (marges continentales, bassin de sédimentation ...) ainsi que par un enfouissement rapide (**Figure 07**).

Elle est devenue un des outils essentiels à la compréhension d'une gamme variée de processus géologiques. Son étude revêt en cela un double intérêt.

Le premier est fondamental dans la mesure où la MO peut servir d'indicateur de paléothermicité des bassins, mais aussi, de manière moins classique, d'indicateur de conditions paléoclimatiques et de paléoenvironnement.

Le second intérêt est beaucoup plus pratique, car la matière organique est la source principale des hydrocarbures, d'où son étude qui contribue à la caractérisation quantitative et qualitative des roches mères pétrolières.

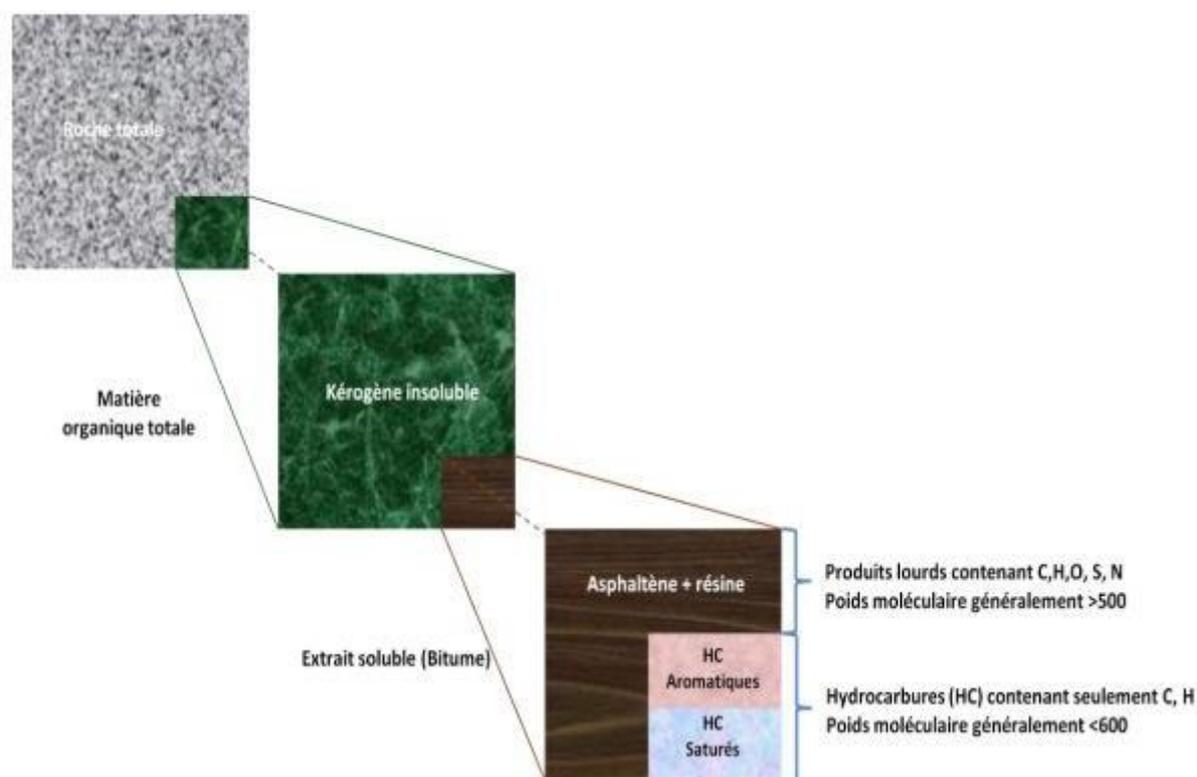


Figure 07 ; Représentation des différentes fractions organiques dans les roches sédimentaires: matière organique totale, kérogène, bitumes et hydrocarbures au sens strict. (d'après Tissot et Welte , 1987, modifiée par Durand ,1980 in Chadouli, 2013)..

III. Méthodologie

Pour déterminer la teneur en carbone organique (, deux méthodes principales sont utilisées : la méthode directe et la méthode indirecte (Kamali & Mirshady, 2004 ; Ouadfeul and Aliouane, 2015). La méthode directe implique l'analyse directe des échantillons de roche pour mesurer leur contenu en COT, généralement à travers des techniques comme la pyrolyse Rock-Eval ou l'analyse élémentaire. La méthode indirecte, quant à elle, repose sur l'interprétation de données diagraphiques comme la densité des roches et la porosité neutron, permettant d'inférer la présence de matière organique à partir des propriétés physiques observées. Ces deux approches, lorsqu'elles sont correctement appliquées et combinées, offrent une image précise du potentiel pétrolier et géologique des formations étudiées.

III.1. Méthode directe : La Pyrolyse Rock-Eval

La pyrolyse Rock-Eval (DELVAUX , 1988 ; CHADOULI, 2013) est une méthode directe utilisée pour évaluer le contenu en carbone de la matière organique présente dans un

échantillon de roche mère. Le protocole de cette technique consiste à chauffer environ 100 mg de roche broyée sous un courant de gaz inerte, tel que l'hélium, jusqu'à 300°C. Par la suite, la température est augmentée de 25°C chaque minute jusqu'à atteindre 600°C. L'analyse, qui dure environ 45 minutes, permet d'identifier les types d'hydrocarbures et fournit des informations précieuses en fonction de la température de pyrolyse (**Fig. 08**) :

Le pic S1 : ce pic indique la présence d'hydrocarbures libres (générés par activité bactérienne), qui apparaissent à une température de 300°C. La quantité de ces hydrocarbures est exprimée en milligrammes par gramme de roche (mg/g).

Le pic S2 : il représente les hydrocarbures lourds libérés par le craquage thermique du kérogène entre 300°C et 600°C. Ces hydrocarbures sont détectés grâce à l'ionisation de flamme.

Le pic S3 : ce pic représente le dioxyde de carbone (CO₂), qui est détecté lors du refroidissement du four et piégé jusqu'à une température de 390°C (Devleeschouwer, 2009).

La Tmax Rock-eval (Tmax) : il s'agit de la température maximale à laquelle se produit le craquage thermique de la matière organique, enregistrée durant la pyrolyse Rock-Eval. La Tmax est définie comme la vitesse maximale de formation d'hydrocarbures.

Le carbone organique total (COT) : il représente la somme du carbone organique résiduel et du carbone organique libéré lors de la pyrolyse. La rentabilité d'une roche mère est classifiée selon son contenu en COT (Kamali & Mirshady, 2004 ; Ouadfeul and Aliouane, 2015).

La somme des pics S1 et S2 : elle représente le potentiel pétrolier de la roche mère, exprimé en mg d'hydrocarbures par gramme de roche ou en kg HC/t.

$$\text{TOC} = \frac{0.82 \times (\text{S1} + \text{S2}) + \text{S3}}{10}$$

Où LOM dépend du degré de maturation des matières organiques, pour les réservoirs de gaz de schiste la valeur de LOM est égale à 12 (Hood et al, 1975).

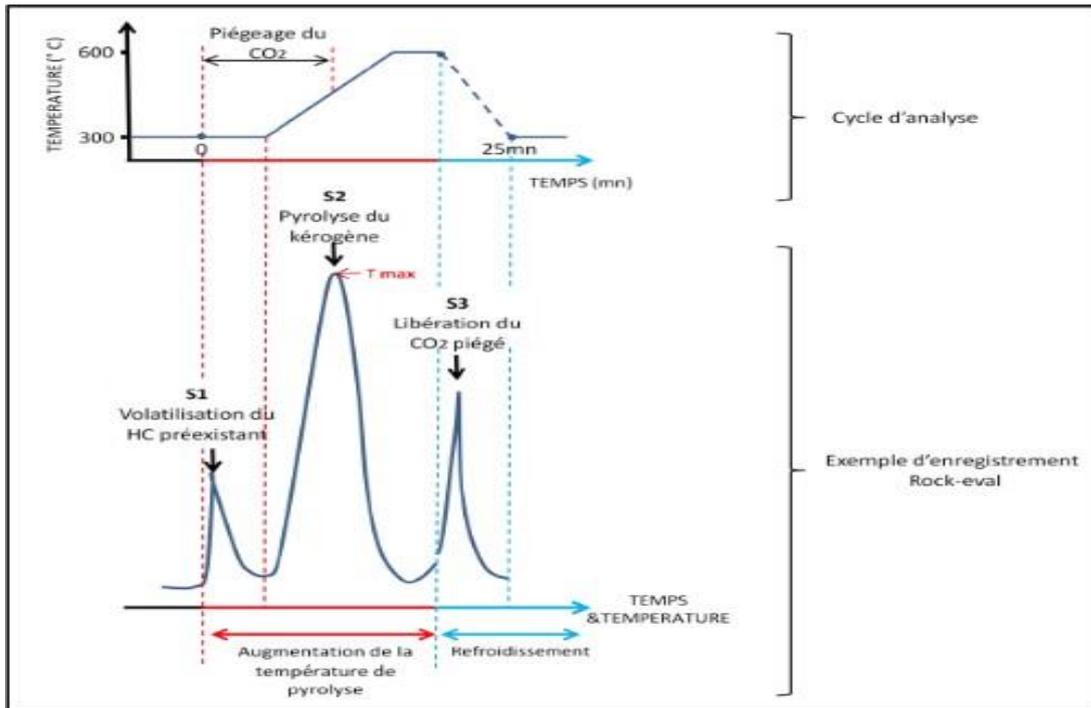


Fig.08 ; Pyrogramme (exemple d'enregistrement d'une pyrolyse Rock-eval): S1: hydrocarbures libres; S2: hydrocarbures pyrolysables issu du craquage du kérogène (Espitalié et al., 1985a, 1985b).

III.2. Méthode indirecte : La méthode d'utilisation du ppm de l'uranium

La méthode d'utilisation du ppm de l'uranium (U) comme indicateur Les valeurs de COT ont été déterminées en utilisant la concentration d'uranium total (U) en parties par million (ppm) comme indicateur de la matière organique. Cette relation entre l'U et la matière organique est décrite par Ferriday, (2014). Sur la base des travaux de Fertl et Chilingar (1988), une formule a été développée pour calculer le COT en utilisant le logarithme naturel du ppm de U :

$$\text{COT} = 3.9637 \times \ln(\text{ppm de U}) - 5.6873.$$

Dans cette formule, le COT représente la quantité de COT en pourcentage en poids (wt%), et ln désigne le logarithme naturel appliqué aux valeurs totales de ppm de U. Cette méthode d'utilisation du ppm de U comme indicateur de la matière organique est importante pour estimer le COT dans les réservoirs de schistes et les gisements de charbon. Elle permet aux chercheurs d'évaluer indirectement la teneur en carbone organique de ces formations, ce qui est crucial pour comprendre leur potentiel en tant que réservoirs d'hydrocarbures.

IV. 2.1. La Régression Multiple

Le modèle de régression linéaire multiple est couramment utilisé comme outil statistique pour analyser des données multidimensionnelles. Ce modèle est une forme spécifique de

modèle linéaire et représente une extension naturelle de la régression simple. Par exemple, une analyse utilisant la régression linéaire multiple pourrait mettre en évidence une corrélation positive entre la demande de lunettes de soleil et divers attributs démographiques tels que l'âge et le salaire des consommateurs de ce produit. La demande pour ces lunettes tend à augmenter ou diminuer en fonction des fluctuations de ces variables.

III.2.2. Modèle théorique

Étant donné un échantillon $(Y_i, X_{i1}, \dots, X_{ip})$ $i \in \{1, n\}$, on cherche à expliquer, avec le plus de précision possible, les valeurs prises par Y_i , dite variable endogène, à partir d'une série de variables explicatives X_{i1}, \dots, X_{ip} . Le modèle théorique, formulé en termes de variables aléatoires, prend la forme :

$$Y_i = a_0 + a_1 X_{i1} + a_2 X_{i2} + \dots + a_p X_{ip} + \varepsilon_i, \quad i=1 \dots n$$

Où ε_i est l'erreur du modèle qui exprime, ou résume, l'information manquante dans l'explication linéaire des valeurs de Y_i à partir des X_{i1}, \dots, X_{ip} (problème de spécifications, variables non prises en compte, etc.).

Les coefficients a_0, a_1, \dots, a_p sont les paramètres à estimer.

III.2.3. Estimation

Lorsqu'on dispose de n observations $(Y_i, X_{i1}, \dots, X_{ip})$, $i \in \{1, n\}$, qui sont des réalisations des variables aléatoires $(Y_i, X_{i1}, \dots, X_{ip})$, l'équation de régression s'écrit

$$Y_i = a_0 + a_1 X_{i1} + \dots + a_p X_{ip} + \varepsilon_i, \quad i=1 \dots, n$$

La problématique reste la même que pour la régression simple :

- Estimer les paramètres a_0, a_1, \dots, a_p en exploitant les observations ;
- Évaluer la précision de ces estimateurs ;
- Mesurer le pouvoir explicatif du modèle ;
- Évaluer l'influence des variables dans le modèle ;
- Évaluer la qualité du modèle lors de la prédiction (intervalle de prédiction) ;
- Détecter les observations qui peuvent influencer exagérément les résultats (points atypiques).

III.2.4. Feature Engineering et Transformations de Données

Le feature engineering désigne toutes les modifications apportées aux données brutes avant qu'elles ne soient utilisées par un algorithme d'apprentissage (Alexandre Gerussi, 17/08/18).

Les transformations de données permettent de faire ressortir des caractéristiques des données originales qui ne sont pas immédiatement visibles. Par exemple, il est possible de modifier la

distribution d'une variable pour la rendre plus facilement observable ou pour qu'elle respecte les hypothèses des tests statistiques envisagés. Une méthode courante consiste à appliquer une fonction mathématique à la variable. Par exemple, au lieu d'utiliser une variable originale X , on peut utiliser son logarithme ou sa racine carrée.

III.2.5. 1.a Distribution Normale et Asymétrie des Données

L'hypothèse la plus fréquente dans les tests statistiques est que les variables analysées suivent une distribution normale, également appelée "courbe en cloche" (ou "bell curve" en anglais). Cette courbe est symétrique autour d'une valeur centrale. Des mesures humaines comme la taille, le poids, la durée de vie, ou les résultats de tests de QI suivent souvent une distribution normale.

Une distribution normale est symétrique par rapport à la moyenne. Si la distribution est déséquilibrée à gauche ou à droite, on dit qu'elle est biaisée. Une distribution biaisée à droite a une longue queue à droite de la moyenne, tandis qu'une distribution biaisée à gauche a une longue queue à gauche. Une transformation peut aider à visualiser et analyser ces données biaisées (F. DAUMAS, 1982).

V.1.a /1 Transformation Logarithmique

La transformation logarithmique consiste à appliquer la fonction logarithme à chaque valeur d'une variable. Cette nouvelle variable remplace les données originales dans l'analyse. La transformation logarithmique réduit les extrêmes et rend la distribution moins étendue. Par exemple, appliquer le logarithme naturel à la variable "population" et à la superficie réduit l'étendue de la distribution.

V.1.a /2 Transformation Racine Carrée

La transformation racine carrée consiste à calculer la racine carrée de chaque valeur d'une variable. Cette transformation a un effet modéré sur la distribution. Par exemple, appliquer la racine carrée à la variable "population" et à la superficie rend la distribution plus uniforme.

V.1.a /3 Transformation Angulaire

Pour une distribution binomiale avec probabilité (p) sur (n) observations, la méthode du Delta montre que cette transformation suit une loi normale avec une espérance et une variance définies. Cela permet de calculer des intervalles de confiance, particulièrement utiles lorsque (p) est proche de 0 ou de 1 (Philippe MICHEL, no date).

V.1.a Élimination des Oublier

Les ****oublier**** sont des valeurs extrêmes qui diffèrent significativement des autres valeurs d'une variable. Par exemple, dans la distribution des salaires en France, un salaire de 10 000€ ou de 200€ serait considéré comme un outlier car il s'écarte de la plage normale des salaires

(1600€ à 3000€). Identifier et éliminer les outliers est crucial pour éviter qu'ils influencent excessivement les analyses statistiques (Younes Benzaki, no date).

V.1.a /// Validation Externe

La **validation externe** consiste à réordonner les données de manière aléatoire plusieurs fois pour obliger le modèle à changer entre les ensembles d'entraînement (TRAINING) et de validation (VALIDATION). Cette méthode assure la robustesse du modèle et garantit qu'il ne dépend pas d'un ordre spécifique des données.

III.3. Méthode de Pessay (1990)

Pessay (1990) a suggéré une équation algébrique assignée pour calculer la teneur en COT basée sur la corrélation entre les diagraphies de la densité, neutron et soniques avec les mesures de la résistivité :

- **Diagraphies sonique/résistivité**

$$\Delta \log R_{Sonic} = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{Baseline}} \right) + K(\Delta t - \Delta t_{Baseline})$$

- **Diagraphies de densité/résistivité**

$$\Delta \log R_{Densité} = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{Baseline}} \right) + K(\rho - \rho_{Baseline})$$

- **Diagraphies de neutron/résistivité**

$$\Delta \log R_{Neutron} = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{Baseline}} \right) + K(\Phi - \Phi_{Baseline})$$

Où le $\Delta \log R$ représente la séparation des courbes de résistivité et sonique, illustre les intervalles riches en matière organique, RT, ΔT , ρ et Φ ; est la résistivité mesurée en (ohm.m), le temps de transit ($\mu\text{s}/\text{ft}$), la densité (g/cc) et la porosité de neutron (UP) en successivement. ΔT baseline, ρ baseline et Φ baseline sont des valeurs constantes, déterminées sur la plage de profondeur où les courbes se superposées. La teneur totale en carbone organique est calculée par l'équation algébrique suivante :

$$TOC = (\Delta \log R)^{(2.297 - 0.1688 \times LOM)}$$

Où LOM dépend du degré de maturation des matières organiques, pour les réservoirs de gaz de schiste la valeur de LOM est égale à 12 (Hood et al, 1975).

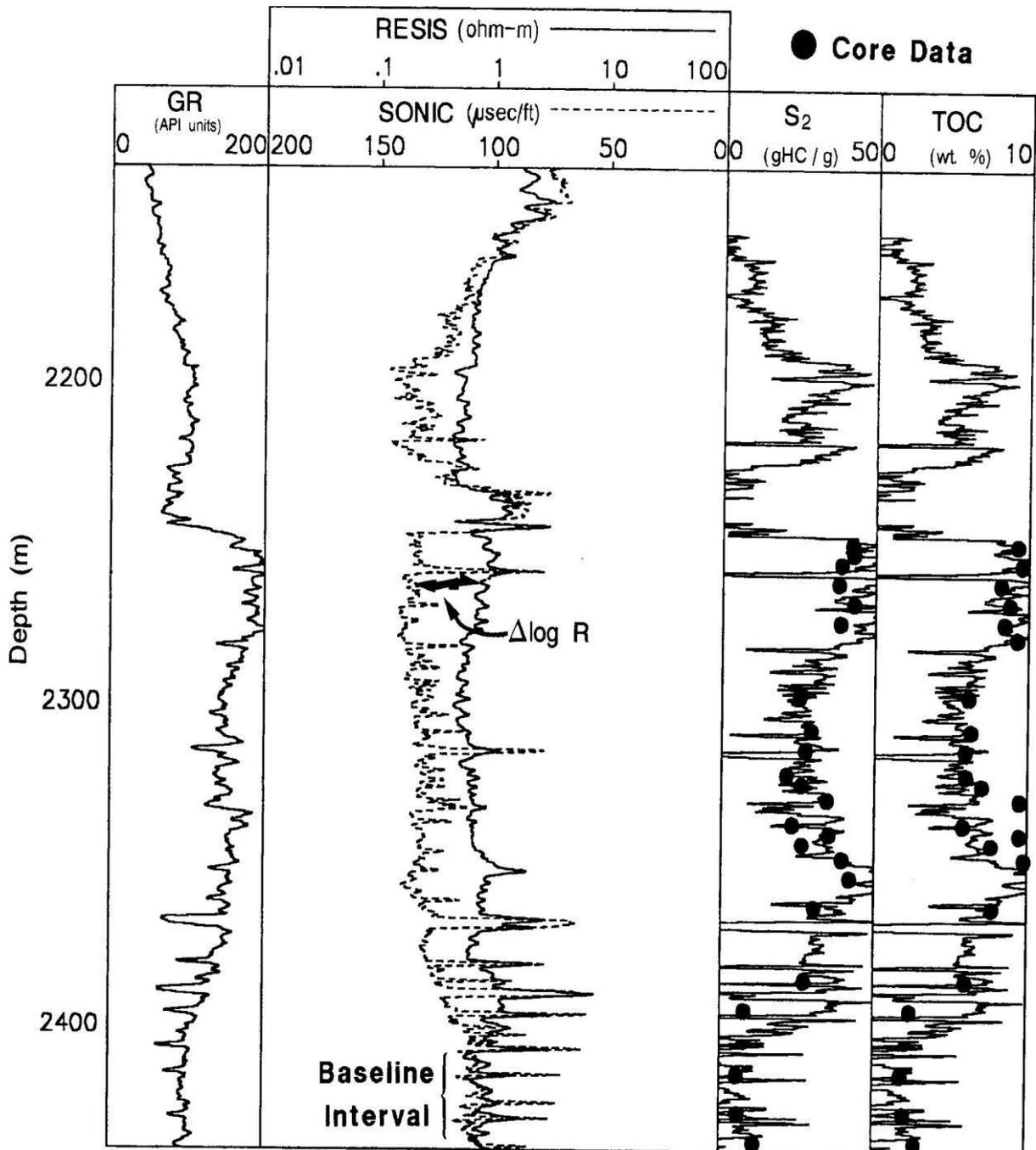


Figure 09 : Sonique/résistivité superposition montrant la séparation $\Delta\log R$ dans l'intervalle riche en matière organique (passey et al ... 1989).

les outils de diagrapie impliquee dans la methode $\Delta \log r$

1. Sonique :

L'outil acoustique (sonique) est une outil parmi les outils de diagrapie différe, la vitesse de propagation des ondes sonique destiné et a mesuré en chaque point le long du trou de forage

la vitesse instantanée, c'est-à-dire la vitesse d'une couche amplement mince située à une profondeur Z, de propagation des ondes acoustiques dans les roches traversées par un forage (puits) à l'aide d'une sonde spéciale composée d'un système émetteur – récepteur, celle-ci enregistre d'une manière ininterrompue en fonction de la profondeur, le temps de parcours de l'onde sonore de fréquence (10 à 40 KHZ) générée par l'émetteur (s) [15]. **(Figure 10)**

Principe de fonctionnement de l'outil sonique :

Elle permet de mesurer le paramètre vitesse instantanée des ondes acoustiques longitudinales vitesse de propagation (V_p), il fournit particulièrement une loi de vitesse en fonction du temps de long de puits. Étant donné la propagation des ondes acoustiques et étroitement liée aux [15]:

- propriétés élastiques des formations géologiques (Argile, grès, calcaire Etc)
- les paramètres pétro physiques (porosité, perméabilité, la saturation)
- fluides des formations (huile, eau ou gaz)
- la compaction de la roche

On peut calculer l'onde sonore se propageant de l'émetteur au récepteur par l'expression suivante :

$$DT = \frac{2X_1}{V_p} + \frac{X_2}{V_f}$$

Avec :

X_1 : distance de traversée de l'onde acoustique dans la boue en mètre (m) V_p : vitesse de propagation des ondes acoustiques dans la boue ($\mu s/Ft$)

X_2 : distance parcourue par l'onde acoustique réfractée dans les formations géologiques mètre (m)

V_f : vitesse de propagation des ondes acoustiques dans les formations géologiques ($\mu s/Ft$)

Alors les diagraphies acoustiques sont indispensables pour la résolution de nombreux problèmes tels que :

La détermination de la porosité et de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphies.

L'évaluation des vitesses sismiques, paramètres indispensables pour effectuer une interprétation des données sismiques.

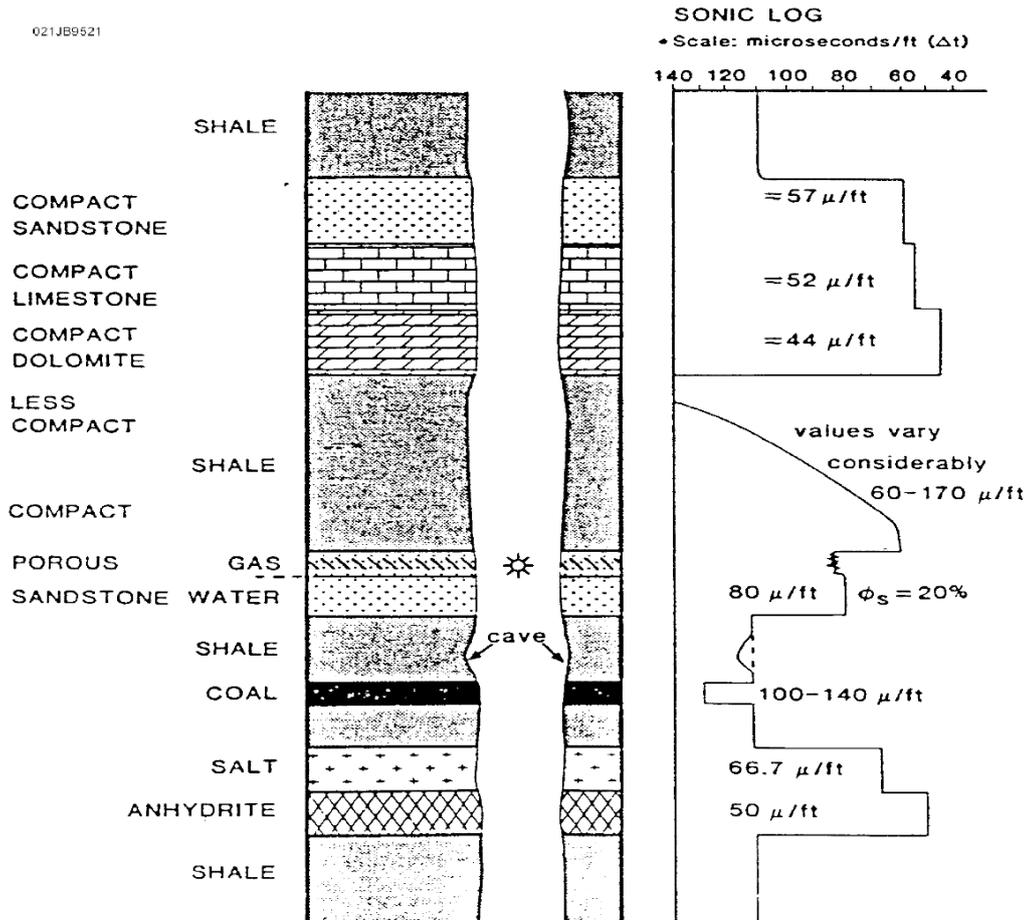


Figure 10 : Temps de transit mesuré par le sonique dans différents types de formations (site internet 2011)

2. Neutron :

Les formations sont bombardées par des neutrons à haute énergie produits par une source radioactive fixée au bas de la sonde. Ces neutrons à haute énergie incidente pénètrent et interagissent avec les formations et perdent une partie de leur énergie, dans cet état ils sont appelés neutrons thermiques. Ce sont les atomes d'hydrogène qui sont les atomes responsables de cette perte d'énergie.

La sonde neutron est équipée d'un ou plusieurs détecteurs de neutrons thermiques, situés généralement à une distance comprise entre 15 cm et 40 cm de la source. Ce type de diaggraphie consiste à comptabiliser le nombre de neutrons thermiques qui arrivent aux détecteurs, lorsque la sonde descend ou remonte dans le forage.

Une sonde à simple espacement ne générera qu'un log qualitatif. Dans le cas d'un outil à double espacement de mesure, le résultat, obtenu grâce à la mesure des deux détecteurs, peut

être converti en valeurs de porosité en utilisant des coefficients de calibration appropriés. Un log qualitatif peut être obtenu dans le cas d'un forage équipé.

Par contre, ce type de mesure ne permet pas de faire la distinction entre l'hydrogène présent dans les fluides contenus dans les pores (eau, huile ou gaz) et l'hydrogène qui pourrait être présent comme composant de la matrice (notamment les minéraux argileux, le gypse, ...). Il est ainsi essentiel d'interpréter une mesure neutron en conjonction avec d'autres mesures comme par exemple la mesure du gamma naturel, indicateur d'argile (**Figure 11**).

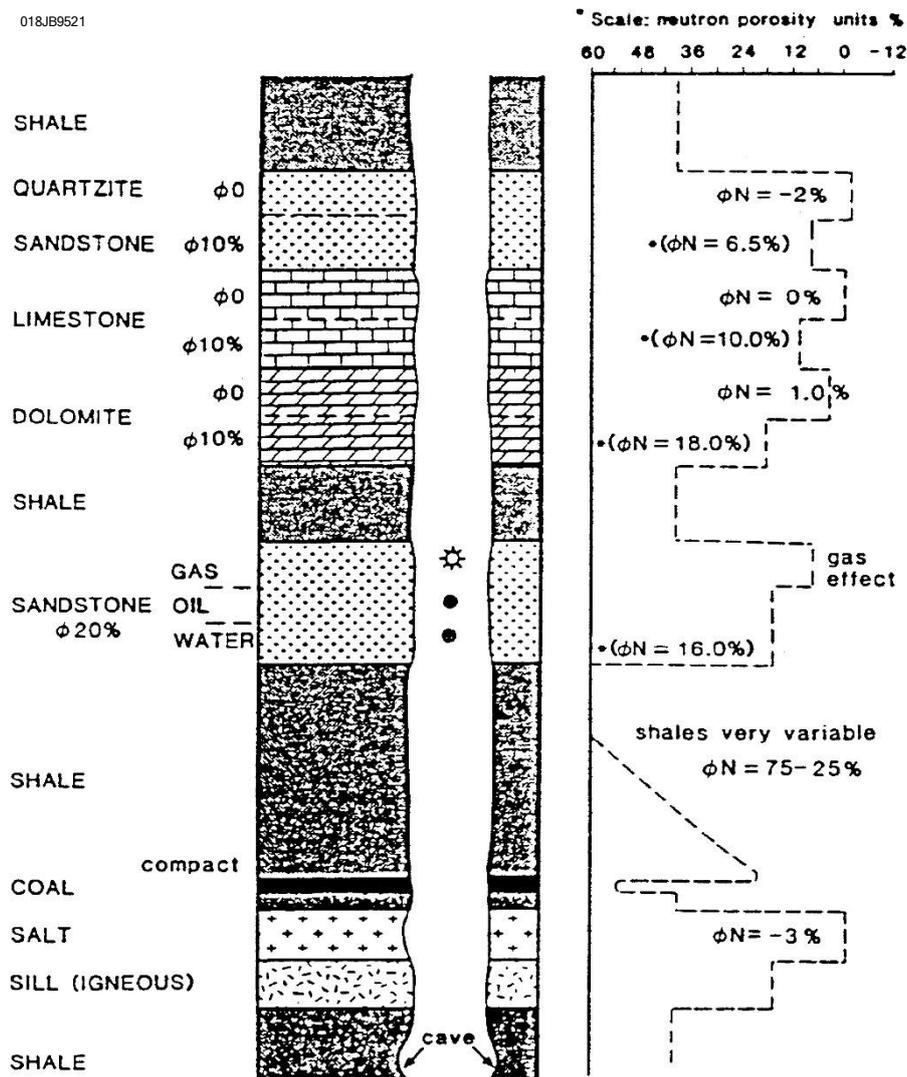


Figure 11 : Porosité mesurée par le neutron dans différents types de formation (Site internet 2011)

3. Log densité :

Les outils de densité utilisent pour mesurer la densité de la matrice à partir le bombardement la formation par rayon γ et reçoit rayon γ (Figure 12).

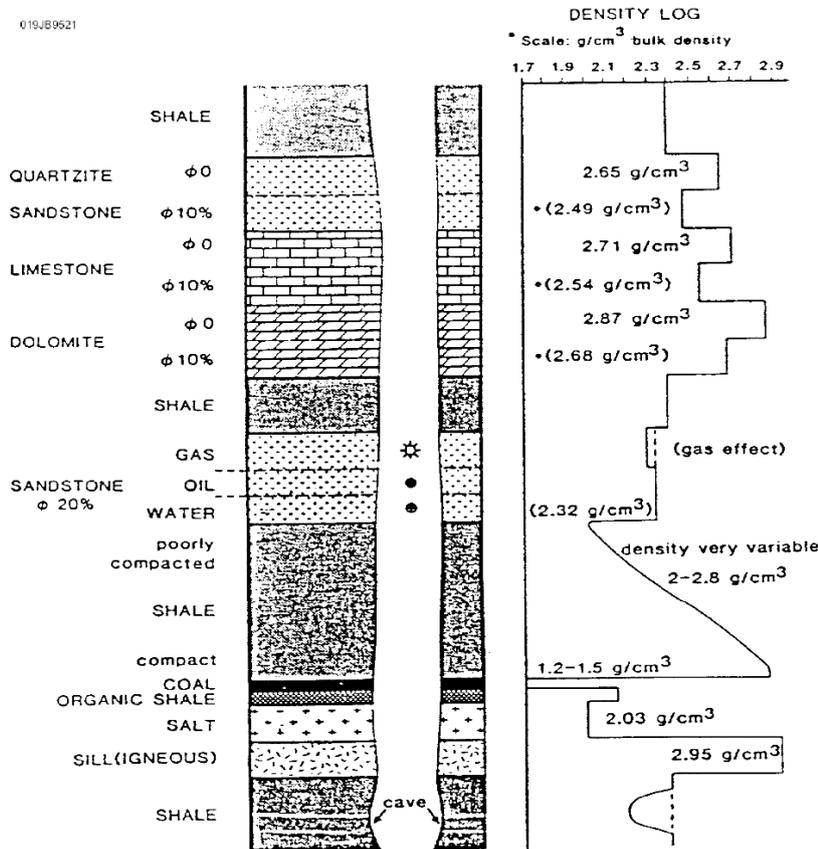


Figure 12 : Densité de la formation mesurée par le log de densité (Site internet 2011)

À partir – lui aussi pouvons estimer la teneur de la matière organique, c’est-à-dire la détermination on peut déterminer le pourcentage de COT.

Les résultats de densité elle est plus précisée que les résultats de rayon gamma totaux par ce que le log de densité est ‘un outil peut être significativement affecté par la présence de minéraux lourds.

En utilisant le log densité pour déterminé le carbone organique total dans le schiste (les Argiles), on plus de ça on peut voir la présence des minéraux lourds comme la pyrite, puisque il y a une relation linéaire entre la pyrite et la matière organique.

La présence de la pyrite indique que le milieu est confiné (pauvre d’Oxygène) et ça on peut donner une idée à l’état de la matière organique.

4. Log gamma-ray naturel

L'utilisation de la diagraphie afin l'identification et quantification les roches mères, la propriété physique la plus couramment, utilise pour identifier les roches riches en matière organique est celle des valeurs de rayon gamma (**Figure 13**).

Il y a une relation entre l'intensité totale gamma et la richesse de la matière organique a été proposée par ([Schmoker Hester 1989](#)), pour les schistes de dévoniens dans les Appalaches, a noté la méthode du rayons gamma totaux sous- estime significativement la matière organique à certain intervalle délimité (elle n'est pas valable à l'échelle du Bassine).

L'enregistrement des outils spectraux gamma considérablement augmenté, a causé la relation imbriqué entre l'Uranium et les matières organiques, le journal spectrale gamma a été suggéré comme un outil pouvant être utilisé efficacement pour identifier et quantifier la richesse organique mais.

Actuellement aucune relation universelle reliant la teneur en uranium à la richesse matière organique sauf l'outil **gamma-ray**.

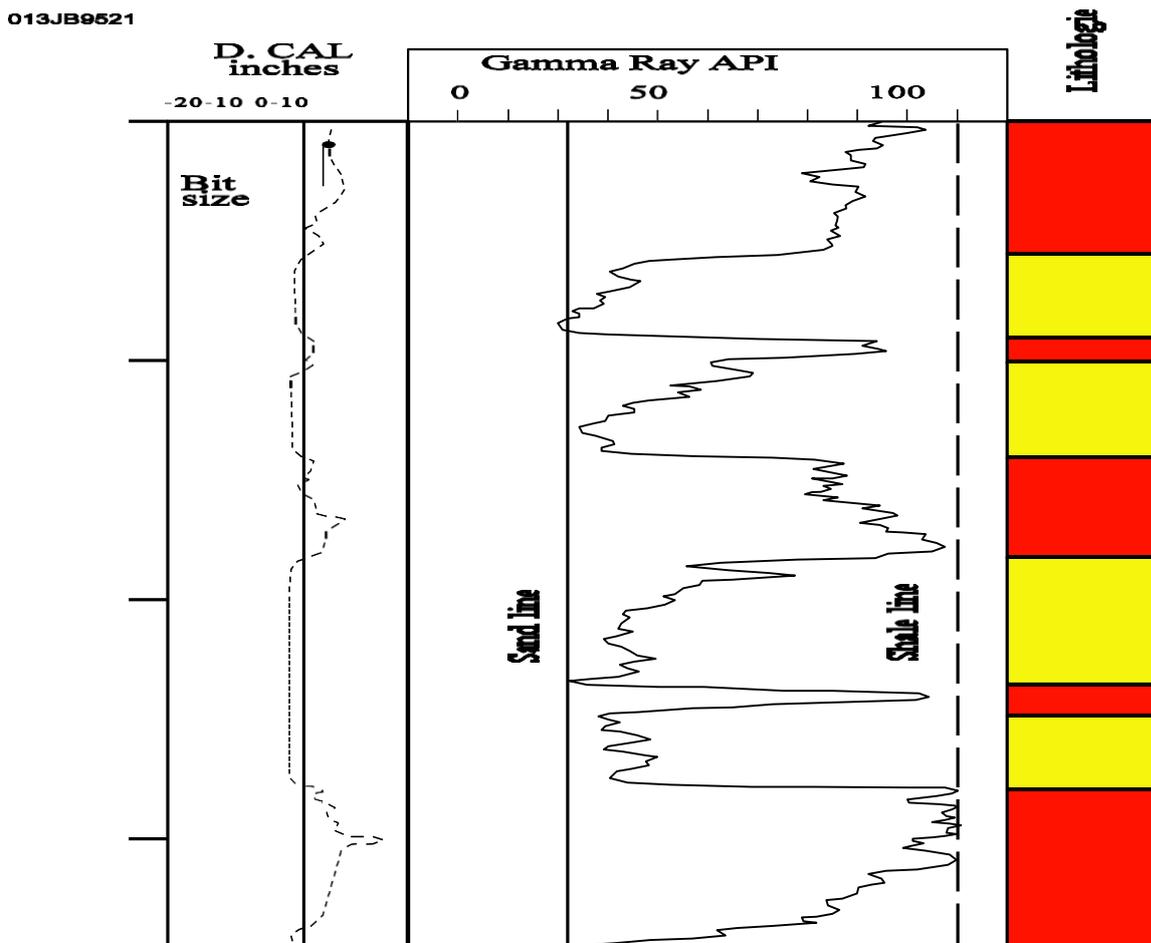


Figure 13 : exemple de gamma Ray ([Site internet 2011](#)).

5. Log résistivité :

La réponse de log résistivité à la teneur en matière organique reçu beaucoup moins d'application, probablement par ce que les relations physique dans le schiste ne sont pas comprises toutefois, les observations valeurs de la résistivité elle est augmenté dans le cas où la roche riche aux matières organiques

Mais en principe on peut cibler trois cas de réponse de la résistivité comme la suit :

- Dans l'eau : la résistivité est faible
- Dans les huiles : moyenne
- Dans le gaz : infini

Remarque :

A partir toutes les outils utilisent dans la méthode $\Delta \log R$ (Huo et al., 2011) pouvons déterminer les intervalles riches en matière organique « COT » puisque ont une relation avec la présence de la matière organique .

- Gamma-Ray (GR) :

À partir la courbe du Gamma-Ray on peut définir l'intervalle dont a un pourcentage important de carbone organique totale « COT », parce que il y a une relation entre l'Uranium (U) et la présence COT c'est-à-dire les intervalles riche en matière organique, en plus de ça le milieu est confiné pauvre d'Oxygène (O₂) donc la maturité de la matière organique plus important que les autres intervalles, alors généralement ces zones caractérisent par une valeur important du GR (déflexion positive important de la courbe du Gamma-ray). Mais pour des résultats plus justes il faut confirmer que le thorium (TH) et potassium (K) sont présents (**Figure 14**).

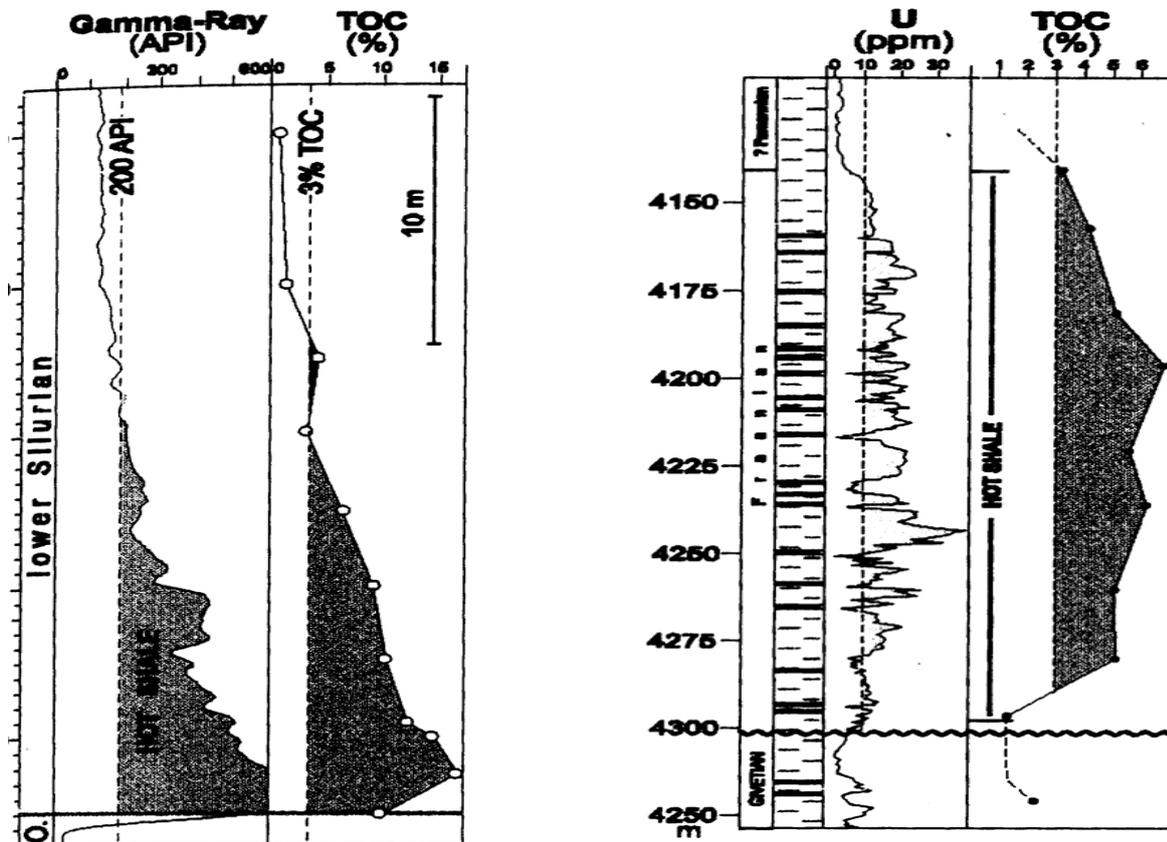


Figure 14 : la relation entre GR/COT et COT/ Uranium (Passey et al ... 1989).

➤ La résistivité :

À partir de la courbe de résistivité on peut avoir une idée sur les fluides renferment e dans les formations :

- Eau salée : la résistivité est faible.
- Eau douce ou les hydrocarbures lourds : la résistivité moyenne.
- Hydrocarbures léger ou gaz : la résistivité est infinie.

IV. La relation entre le COT et sonique, neutron et densité :

À partir les courbes qui celle présente, on peut remarquer que il y a une relation positive entre le COT et sonique et neutron, par contre il y a une relation inverse entre le COT et densité, et ça retourne au principe fonctionnement de chaque outil.

1. COT/Sonique :

La figure 24 représente La variation des valeurs de sonique en fonction le pourcentage de COT. Où on peut remarquer qu'il y a une relation positive entre le pourcentage de COT et la réponse de la valeur de sonique, et ça retour au son mode de fonctionnement, la propagation des ondes sonique dans la roche dépende aux paramètres tel que :

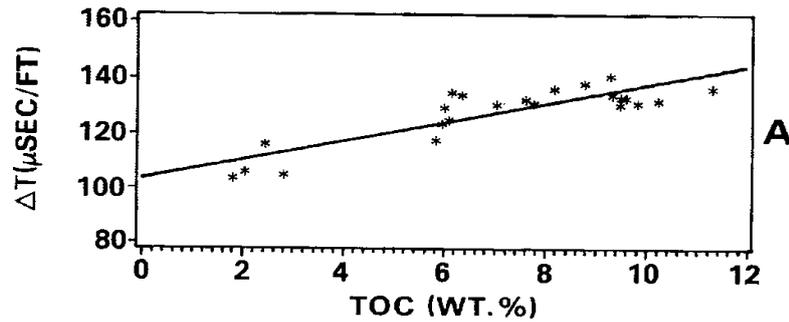


Figure 15 : la relation COT/sonique

La degré de compaction de la roche et la porosité de même roche. Alors la présence la matière organique dans les pores de la roche va réduire la porosité et augmenté le solide dans la roche c'est pour ça on a une relation Positive entre le COT et la valeur de sonique.

2. COT/ densité :

La figure 25 représente La variation des valeurs de densité en fonction le pourcentage de COT. Où on peut remarquer qu'il y a une relation négative entre le pourcentage de COT et la valeur de densité, par ce que l'outil de densité utilisé pour détermine la densité de la matrice.

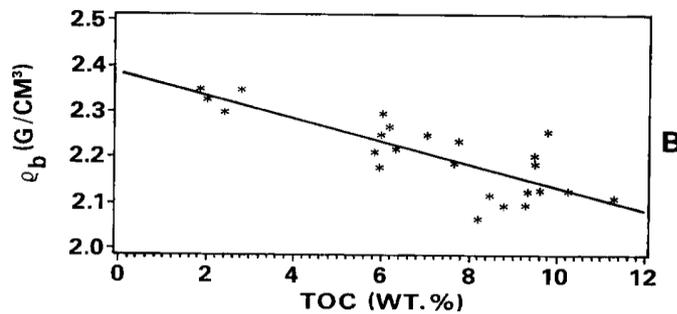


Figure 16 : la relation COT/densité.

Donc la présence de la matière organique indique que la formation est Plus poreuse et perméable et pour ce raison on trouve la relation entre les deux négative, ainsi que on peut remarquer que les zones où le pourcentage de COT faible ont une valeur de densité de matrice important.

3. COT/ neutron :

La figure 26 représente La variation des valeurs de neutron en fonction le pourcentage de COT. Où on peut remarquer qu'il y a une relation positive entre le pourcentage de COT et la valeur de neutron, et ça retourne au principe de fonctionnement de l'outil neutron

Cette outil utilise pour détecte la présence l'élément Hydrogène (H) dans la roche soit cet élément présente dans l'eau, huile ou gaz, donc l'augmentation la valeur du neutron augmente avec la présence de COT.

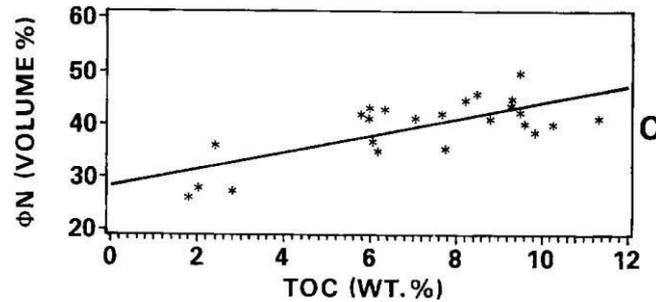


Figure 17 : la relation COT/neutron

Remarque :

Les graphes de COT avec sonique, densité et neutron, montre que il y a une fonction linéaire positive entre COT avec sonique et neutron et relation linéaire négative entre le COT avec densité. Mais parmi les trois on peut remarquer que le graphe de COT/sonique plus approprié que deux l'autre, pour ce la méthode $\Delta \log R$ (Huo et al., 2011) elle basé sur le sonique.

4. Les indices de performance

Une fois le modèle élaboré, il est essentiel de se demander s'il représente fidèlement l'échantillon analysé. Pour cela, il est nécessaire d'établir des critères de validation qui permettront au concepteur d'évaluer les performances du modèle final choisi (Zaimeche et al., 2014).

Le coefficient de détermination (R^2)

Celui-ci évalue le degré d'association entre deux variables et juge de la qualité de l'ajustement des valeurs observées et calculées :

$$R^2 = \left[\frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y_{iobs} - \bar{Y}_{obs})(Y_{ical} - \bar{Y}_{cal})}{\sigma_{obs} \cdot \sigma_{cal}} \right]^2$$

Avec :

Y_{iobs} : Valeur observée.

Y_{ical} : Valeur calculée par le modèle.

\bar{Y}_{obs} : Moyenne de la variable observé.

\bar{Y}_{ical} : Moyenne de la variable calculée.

N : est le nombre de points.

Un coefficient de détermination proche de l'unité signifie que le modèle élaboré est très efficace.

Erreur Quadratique Moyenne, Root Mean Square Error (RMSE)

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (Y_{iobs} - Y_{isim})^2}$$

Quand le RMSE est proche de zéro signifie que le modèle est très bon.

Erreur Absolue Moyenne, Mean Absolute Error (MAE)

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |Y_{iobs} - Y_{isim}|$$

Lorsque le MAE est proche de zéro signifie que le modèle est très bon.

Coefficient de corrélation (cc)

$$CC = \frac{\frac{1}{N} \sum (Y_{iobs} - Y_{isim})(Y_{iobs} - Y_{isim})}{\sqrt{\frac{1}{N} \sum (Y_{iobs} - Y_{isim})^2} \sqrt{\frac{1}{N} \sum (Y_{iobs} - Y_{isim})^2}}$$

Un CC proche de 1 signifie que le modèle est très bon.

V. LOGICIELS UTILISES

V.1. Logiciel "EXCEL"

EXCEL, qui est principalement un tableur, a été utilisé pour la saisie et la gestion des fichiers de données. Les données diagraphiques de l'ensemble du réservoir ont été préparées avec ce logiciel. Il a servi notamment pour effectuer certains calculs (comme les indices de performance) et pour faciliter leur adaptation à tout traitement statistique en lien avec le

V.2. logiciel Statistica

STATISTICA est une suite de logiciels qui propose des fonctionnalités de gestion, d'analyse, d'exploration et de visualisation des données. Ce programme robuste inclut des fonctionnalités automatisées, des assistants pour guider les utilisateurs et une compatibilité

avec presque tous les formats de fichiers, ce qui en fait un outil puissant pour traiter et analyser les données.

Conclusion

Les étapes de la prédiction du carbone organique total (COT) sont résumées dans cet organigramme.

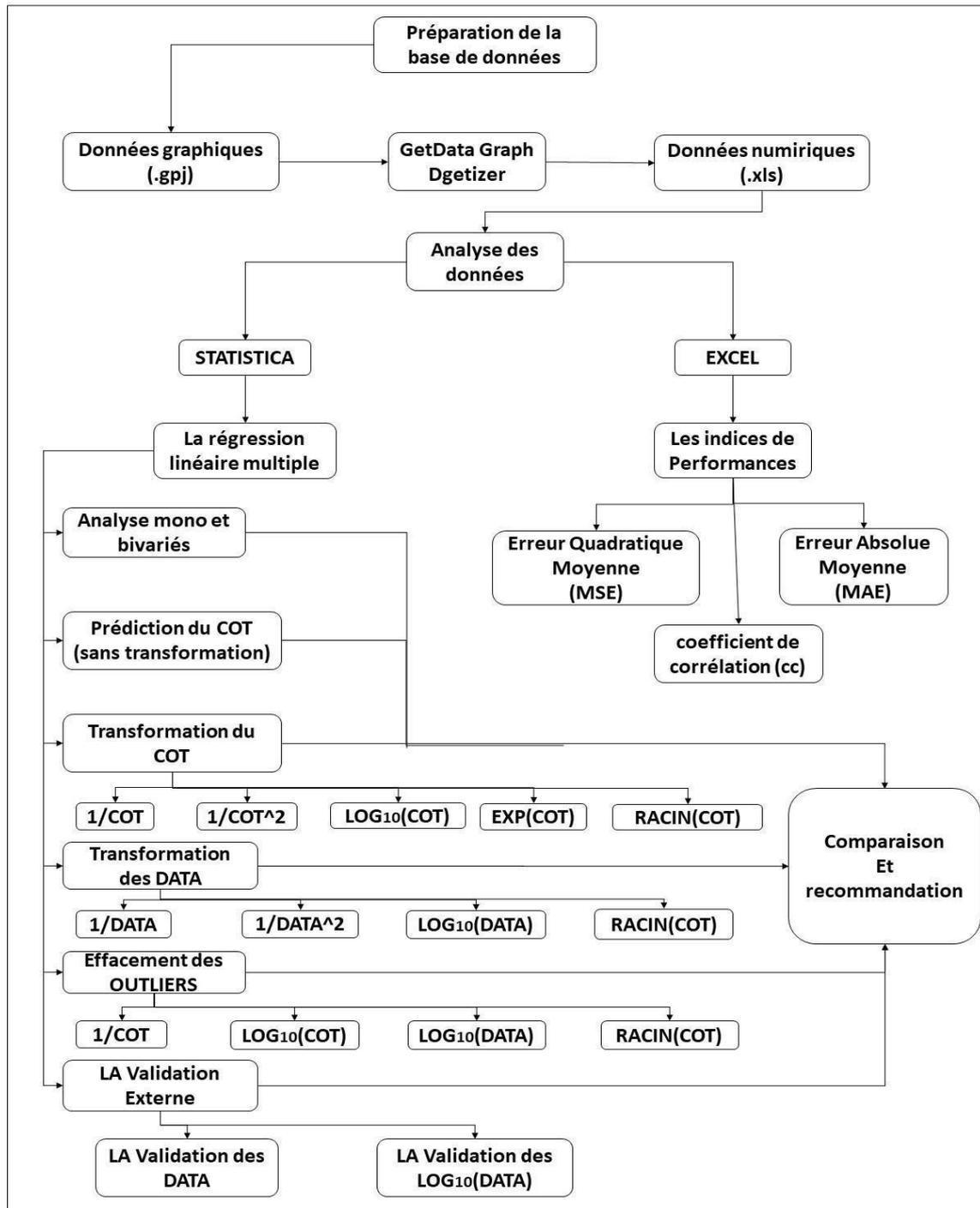


Fig. 18 : Organigramme explicatif de la prédiction du carbone organique total (COT).

CHAPITRE III

RESULTATS ET DISCUSSIONS

Introduction

Ce chapitre présente une série de résultats obtenus via diverses méthodes de prédiction du COT, accompagnés d'une analyse quantitative et qualitative afin d'identifier la méthode la plus efficace.

I. Dosage du carbone organique totale (COT)

Cet essai est effectué pour mesurer la concentration en matière organique des échantillons en analysant le carbone organique total selon la méthode prescrite. La composition argileuse de l'échantillon est considérée pour classer la roche en fonction de sa teneur en matière organique, comme indiqué dans le Tableau 02.

Tableau n°02. Classification du dosage du carbone organique total (COT) pour les échantillons argileux, (Tissot et Welte 1984).

Lithologie	Paramètre	Faible	Moyen	Bon	Très bon	Excellent
Argiles	COT (%)	< 0.5	0,5 -1,00	1,01 - 2,00	2,01 – 4,00	> 4,01
Classification de la roche en termes de richesse		Pauvre	Moyenne	Riche	Très Riche	Excellente

L'analyse du carbone organique total des échantillons du puits révèle une concentration en matière organique généralement très bonne à excellente, avec des taux de COT variant de 2,35 à 18,66% et une moyenne de 8,04%. Cependant, une exception est notée avec un taux moyen de 0,77% à une profondeur de 4281m, comme le montrent la figure 02 et le tableau des résultats.

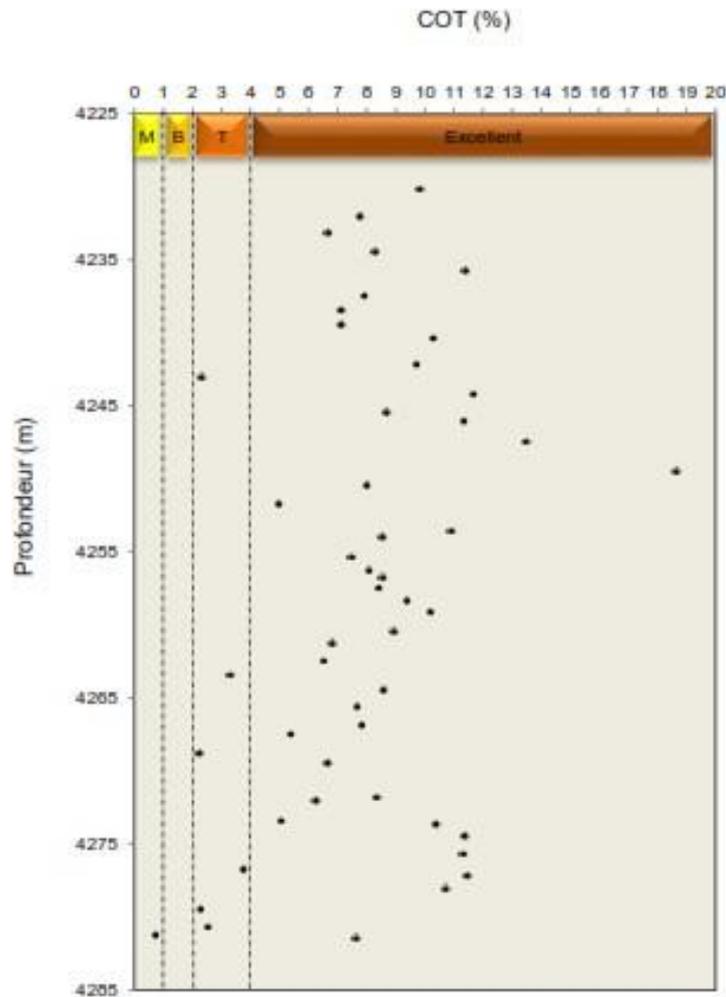


Fig19 . Diagramme COT/Profondeur du puits

I. Méthode indirect

I.1. Analyse des données:

Nous disposons d'une base de données qui comprend 460 points de mesure représentés par les enregistrements diagraphiques suivants : Gamma Ray, Résistivité, Densité, Neutron uranium concentration et Sonique, ainsi que des valeurs de COT mesurées en laboratoire. Malheureusement, le COT n'est pas présent sur l'ensemble du réservoir ; il comprend une séquence de 49 points de COT mesurés en laboratoire et une séquence de 411 points de COT non mesurés, qui constituent l'objectif principal de notre étude. Avant de procéder à la modélisation du COT, une analyse préliminaire des données a été réalisée, incluant des statistiques descriptives mono et bivariées, en utilisant le logiciel STATISTICA comme décrit ci-dessous.

Tab. 03 : Tableau statistiques descriptive de COT mesuré et les enregistrements diagraphiques

	STATISTIQUES DESCRIPTIVES					
	Résistivité (ohm.m)	Sonique (us/ft)	Neutron (V/V)	Densité (gr/cm ³)	Uranium (ppm)	COT (%)
Moyenne	679.75	100.97	0.34	2.47	17.86	8.04
Médiane	395.94	102.04	0.35	2.46	17.73	8.11
Mode	1950	Multiple	Multiple	2.46	Multiple	7.16
Écart-type	658.8	6.09	0.05	0.075	6.00	3.27
Variance	2868	37.19	0.002	0.005	36.07	10.70
Minimum	16.08	77.57	0.12	2.32	2.80	0.77
Maximum	1950	111.66	0.43	2.70	35.49	18.68
Somme	312687.9	46448.48	158.90	1138.3	8216.9	94.21
Effectif	460	460	460	460	460	49

Tab. 04 : Matrice de corrélation de COT mesuré et les enregistrements diagraphiques

	MATRICE DE CORRELATION					
	Uranium	Résistivité	Sonique	Densité	Neutron	COT
Gamma Ray	1.00					
Résistivité	-0.07	1.00				
Sonique	0.38	0.75	1.00			
Densité	-0.75	-0.13	-0.61	1.00		
Neutron	0.56	-0.23	0.42	-0.62	1.00	
COT	0.64	0.58	0.52	-0.74	0.11	1.00

Le calcul de la matrice de corrélation a été effectué sur un ensemble de 460 points de mesure, correspondant au réservoir de gaz de schiste du bassin de Berkine (Tableau 03).

La matrice de corrélation a révélé que le COT est positivement corrélé avec le Rayonnement Gamma (R=0,64), le Sonique (R=0,62), le Neutron (R=0,11) et la Résistivité (R=0,58), et négativement corrélé avec la Densité (R= -0,74).

Toutes les corrélations calculées à partir de la formule ci-dessous sont significatives et sont indiquées en rouge.

I.2. Comparaison graphique et statistique entre le COT mesuré et le COT estimé par les différentes méthodes

I.2.1. Prédiction de COT par la méthode de concentration Uranium

I.2.1.a. Comparaison qualitative

En se basant sur les données graphiques obtenues, nous avons confronté le COT calculé à travers la méthode de concentration en uranium avec le COT mesuré, ce qui remet en question la fiabilité de cette méthode. En effet, les courbes illustrant le COT estimé et le COT mesuré présentent une différence significative.

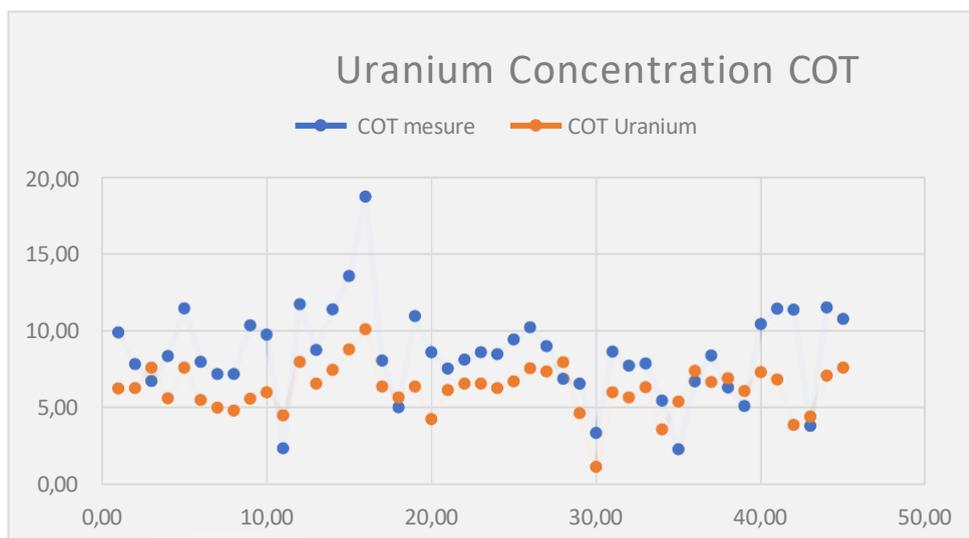


Fig. 20 : Comparaison graphique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode de Concentration de Uranium

I.2.1.b. Comparaison quantitative

En utilisant la méthode de concentration en uranium, nous avons essayé d'approximer les valeurs du COT mesurées à partir des données de concentration d'uranium enregistrées. Selon les tableaux, les valeurs du COT estimées par cette méthode sont légèrement plus bas que celles mesurées en laboratoire. De plus, l'erreur quadratique moyenne (RMSE) et l'erreur absolue moyenne (MAE) sont considérablement élevées, avec un RMSE de 0.43734 et un MAE de 2.5063, accompagnés d'un coefficient de corrélation modère (CC = 0.6575).

Tab. 05 : Illustration de comparaison statistique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode de Concentration uranium

COT mesuré	COT Uranium
9,86	6,22
7,81	6,25
6,70	7,58
8,33	5,59
11,43	7,58
7,95	5,48
7,16	4,98
7,16	4,80
10,33	5,57
9,73	5,98
CC	0.6575
RMSE	0.4373
MAE	2.5063

I.2.2. Prédiction de COT par la méthode de $\Delta \log R$ **I.2.2.a. Comparaison qualitative**

En analysant les résultats graphiques obtenus à partir des données, nous avons comparé le COT estimé par la méthode $\Delta \log R$ avec le COT mesuré, ce qui remet en question la validité

de la méthode $\Delta \log R$ utilisée. En effet, les courbes du COT estimé et du COT mesuré présentent un écart significatif, suggérant ainsi une divergence entre les deux méthodes.

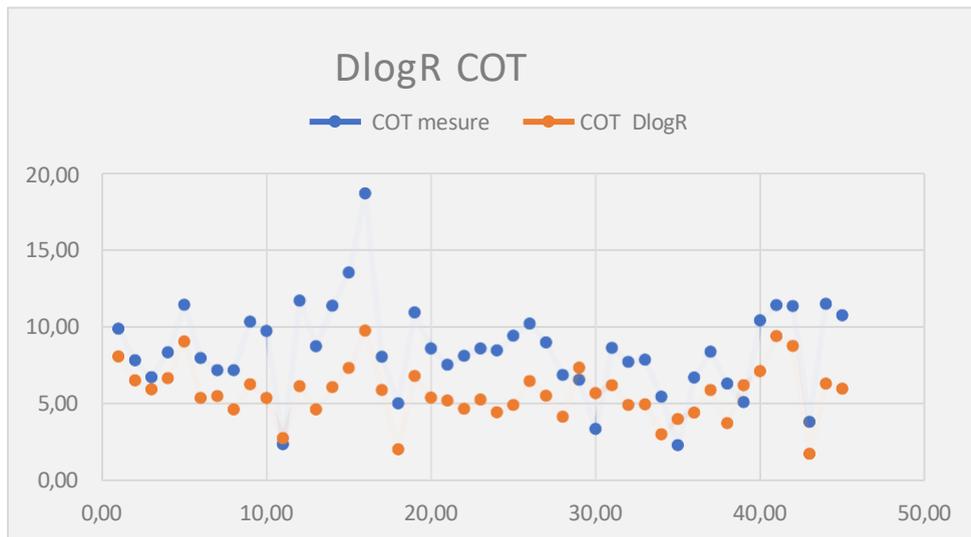


Fig.21 : Comparaison graphique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode du $\Delta \log R$.

1.2.2.b. Comparaison quantitative

En utilisant la méthode de $\Delta \log R$, nous avons tenté d'obtenir des valeurs du COT proches des valeurs mesurées en laboratoire en utilisant des courbes soniques et de résistivité.

Selon les tableaux statistiques, les valeurs du COT estimées par cette méthode empirique sont nettement inférieures aux valeurs du COT mesurées en laboratoire. De plus, l'erreur quadratique moyenne (RMSE) et l'erreur absolue moyenne (MAE) sont très élevées (RMSE=0.4714, MAE=2.8131), avec un coefficient de corrélation très faible (CC=0,7421).

Tab. 06 : Illustration de comparaison statistique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode $\Delta \log R$.

COT mesuré	COT Uranium
9,86	8,06
7,81	6,51
6,70	5,92
8,33	6,64
11,43	9,03
7,95	5,35
7,16	5,48
7,16	4,60
10,33	6,25
9,73	5,35
C	0.7421
RMSE	0.4714
M	2.8131

I.2.3. Prédiction de COT par la méthode de Régression Multiple

I .1.1.a. *Comparaison qualitative*

En analysant les résultats graphiques obtenus, nous avons comparé le COT estimé par la méthode de Régression Multiple avec le COT mesuré. Nous avons conclu que les résultats obtenus avec cette méthode sont proches de la solution optimale, car les courbes du COT estimé et du COT mesuré sont presque superposées dans certaine partie de graphe.

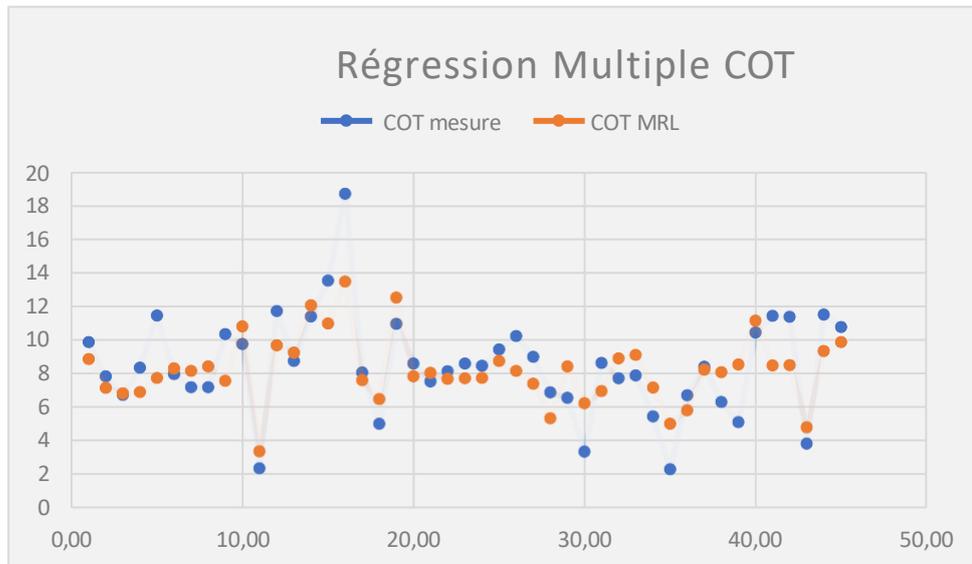


Fig.22 : Comparaison graphique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode de la Régression Multiple.

1.2.3.b. Comparaison quantitative

En utilisant la méthode de Régression Multiple avec STATISTICA, nous avons tenté de trouver des valeurs du COT proches des valeurs mesurées en laboratoire en utilisant les logs soniques, la résistivité, la porosité neutron, concentration d'uranium et la densité. À l'aide de la formule suivante :

$$\mathbf{COT = 27.213 - 9.976 Densité - 0.277 Uranium + 0.0007 Résistivité + 0.06326 Sonique + 10.161Neutron}$$

Selon les tableaux statistiques, nous constatons que :

- Les valeurs du COT estimées par cette méthode sont légèrement inférieures aux valeurs du COT mesurées en laboratoire.
- L'erreur quadratique moyenne (RMSE) et l'erreur absolue moyenne légèrement élevées (MAE) est élevée (RMSE = 0.2524, MAE = 1.3928), avec un coefficient de corrélation presque approprié (CC = 0.7972).

Tab. 07 : Illustration de comparaison statistique entre le COT mesuré et le COT estimé par la méthode de la Régression Multiple.

COT mesuré	COT Estimé
9,86	8,84
7,81	7,13
6,70	6,81
8,33	6,87
11,43	7,71
7,95	8,28
7,16	8,14
7,16	8,41
10,33	7,54
9,73	10,78
CC	0.832
RMSE	0.285
MAE	1.436

I.2.4 Prédiction de COT avec transformation de variables

Dans cette étape, nous allons intégrer des formules mathématiques aux valeurs de COT, telles que :

Inverse du COT

Carré de l'inverse du COT

Logarithme base 10 du COT

Racine carrée du COT

I.2.4.1. Inverse du COT

Le graphique représente les résultats obtenus. Il compare l'inverse du COT mesuré avec l'inverse du COT prédit par la méthode de régression linéaire multiple.

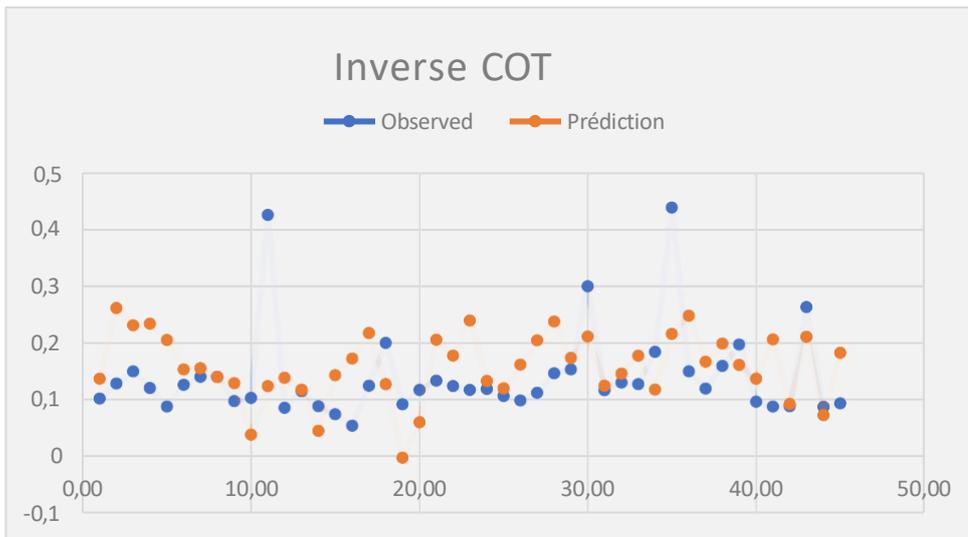


Fig. 23: Comparaison graphique entre le Inverse COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original.

La formule de ce modèle est :

$$\text{Inverse (COT)} = -1.203 + 0.672 \text{ Densité} - 0.018\text{Uranium} + 0.00023 \text{ Résistivité} + 0.0054 \text{ Sonique} - 0.113\text{Neutron}$$

Tab. 08. Illustration de comparaison statistique entre le Inverse COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original.

Observée	Prediction
0,101	0,137
0,128	0,261
0,149	0,231
0,120	0,234
0,087	0,205
0,126	0,153
0,140	0,155
0,140	0,140
0,097	0,129
0,103	0,038
CC	0.6321
RMSE	0.010
MAE	0.060

1.2.4.2. Inverse carré du COT

Le graphique représente les résultats obtenus. Il compare l'inverse carré du COT mesuré avec l'inverse carré du COT prédit par la méthode de régression linéaire multiple.

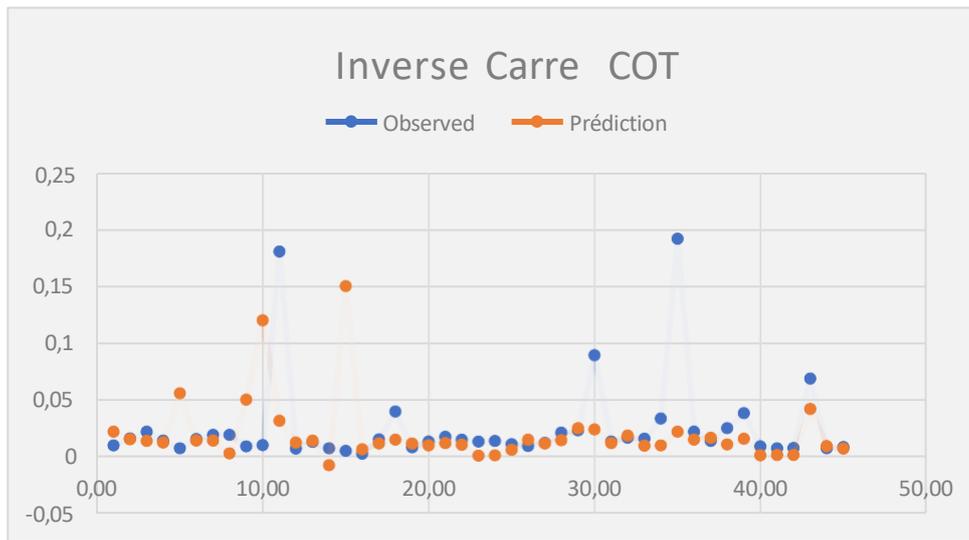


Fig. 24: Comparaison graphique entre l'inverse carré COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original

La formule de ce modèle est :

$$\text{L'inverse carre (COT)} = -1.570 + 0.717 \text{ Densité} + 0.020 \text{ Uranium} + 0.00025 \text{ Résistivité} - 0.0044 \text{ Sonique} - 0.092 \text{ Neutron}$$

Tab. 09. Illustration de comparaison statistique entre l’Inverse carré COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original

Observée	Prediction
0,010	0,022
0,016	0,015
0,022	0,014
0,014	0,013
0,008	0,056
0,016	0,015
0,020	0,014
0,020	0,003
0,009	0,050
CC	0.917
RMSE	0.0151
MAE	0.0769

I.2.4.3. LOG₁₀ du COT

Le graphique représente les résultats d'une comparaison entre le LOG₁₀(COT) mesuré et le LOG₁₀(COT) prédictible par la régression linéaire multiple.

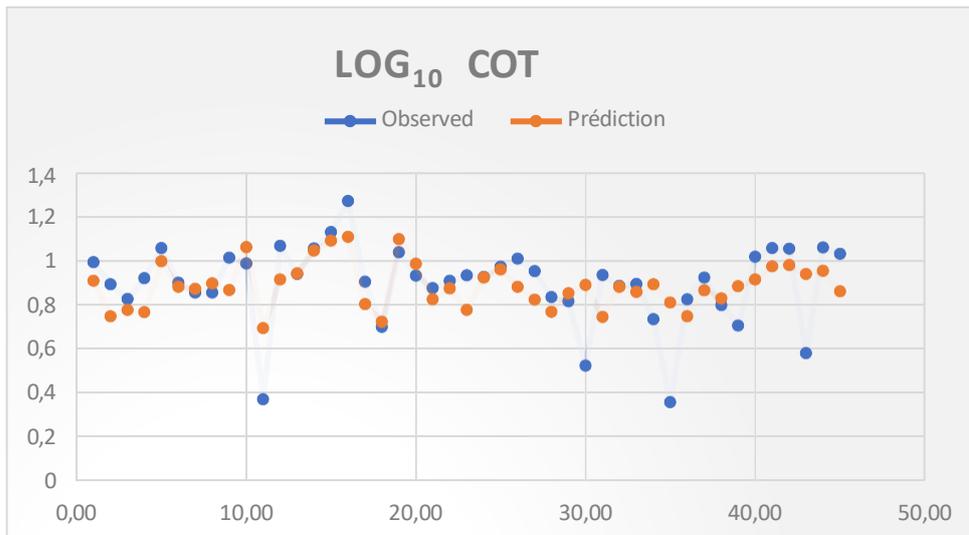


Fig.25 : Comparaison graphique entre le LOG₁₀(COT) mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original .

La formule de ce modèle est :

$$\text{LOG}_{10}(\text{COT}) = 2.49 - 0.877 \text{ Densité} - 0.023 \text{ Uranium} + 0.00044 \text{ Résistivité} + 0.0076 \text{ Sonique} + 0.446 \text{ Neutron}$$

Tab. 10. Illustration de comparaison statistique entre $\text{LOG}_{10}(\text{COT})$ mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant les data original .

Observée	Prediction
0,99	0,91
0,89	0,75
0,83	0,78
0,92	0,77
1,06	0,82
0,90	0,88
0,85	0,87
0,85	0,90
1,01	0,87
CC	0.8678
RMSE	0.0191
MAE	0.1038

1.2.4.5. Racine carrée du COT

Le graphique représente les résultats obtenus comparant la racine carrée du COT mesuré avec la racine carrée du COT prédit par la régression linéaire multiple.

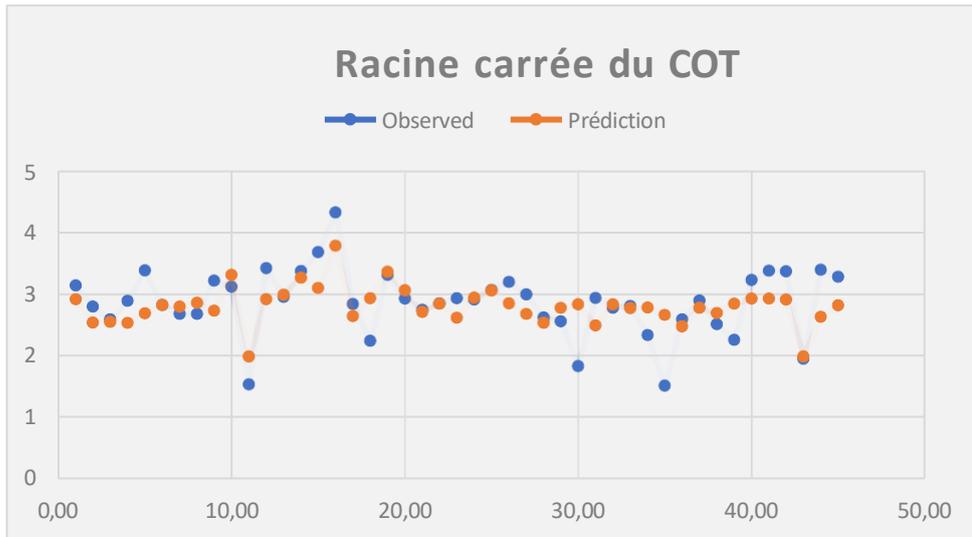


Fig. 26 : Comparaison graphique entre la Racine (COT) mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original.

La formule de ce modèle est :

$$\text{Racine (COT)} = 6.709 - 2.119 \text{ Densité} - 0.0582 \text{ Uranium} + 0.0001 \text{ Résistivité} + 0.0165 \text{ Sonique} + 1.624 \text{ Neutron}$$

Tab. 11. Illustration de comparaison statistique entre Racine (COT) mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant les data original

Observée	Prediction
3,14	2,91
2,79	2,53
2,59	2,54
2,89	2,53
3,38	2,68
2,82	2,82
2,68	2,80
2,68	2,86
3,21	2,73
CC	0.8204
RMSE	0.0536
MAE	0.2871

I. 1.1. Prédiction de COT transformé avec transformation des données

Dans ce cas, nous avons intégré des transformations à toutes les données dans le but de déterminer si cela entraîne des changements. Les formules utilisées sont :

- Inverse des données
- Carré de l'inverse des données
- Logarithme base 10 des données
- Racine carrée des données

2.5.1 Inverse des données

Le graphique représente les résultats obtenus., comparant l'inverse du COT mesuré avec l'inverse du COT prédit par la régression linéaire multiple, en utilisant l'inverse des données.

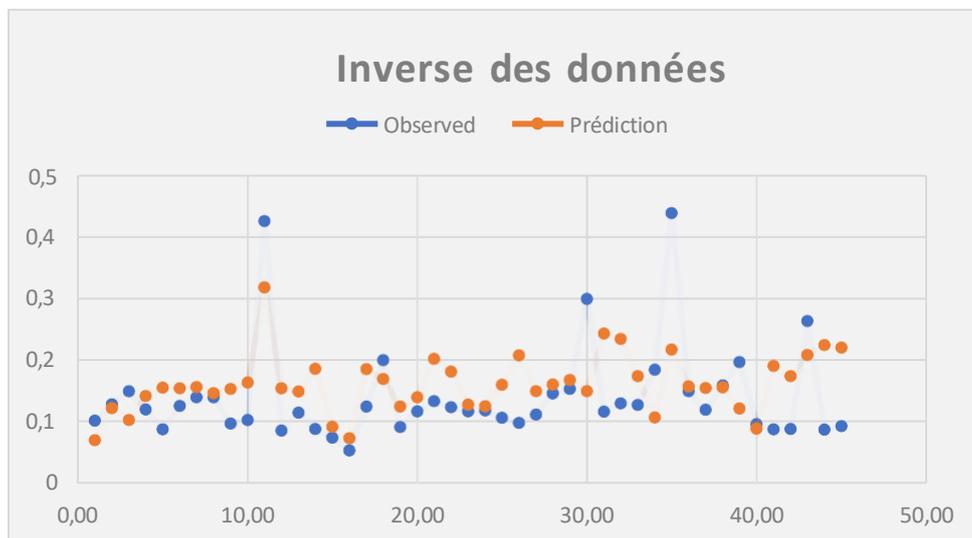


Fig. 27 : Comparaison graphique entre l'inverse COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant l'inverse des DATA

La formule de ce modèle est

$$\text{Inverse (COT)} = *0.313 - 0.263 \text{ Inverse Densité} - 0.572 \text{ Inverse Uranium} - 3.987 \text{ Inverse Résistivité} + 70.751 \text{ Inverse Sonique} - 0.016 \text{ Inverse Neutron}$$

Tab. 12. Illustration de comparaison statistique entre l'inverse mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant l'inverse des DATA

Observée	Prediction
0,10	0,07
0,13	0,22
0,15	0,10
0,12	0,14
0,09	0,16
0,13	0,15
0,14	0,16
0,14	0,15
0,10	0,15
0,10	0,16
CC	0,904
RMSE	0,014
MAE	0,063

2.5.2 *Inverse carré des données*

Le graphique représente les résultats obtenus., comparant l'inverse carré du COT mesuré avec l'inverse carré du COT prédit par la régression linéaire multiple, en utilisant l'inverse des données.

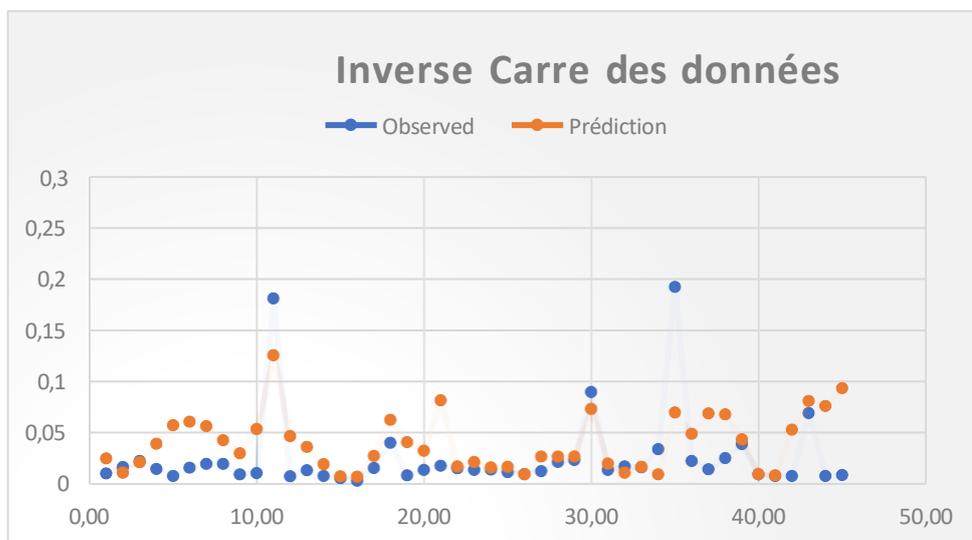


Fig. 28 : Comparaison graphique entre l'inverse carré COT mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant l'inverse carré des DATA

La formule de ce modèle est

$$\text{Inverse (COT)}^2 = 0.313 - 0.263 \text{ Inverse Densité}^2 - 0.572 \text{ Inverse Uranium}^2 - 3.987 \text{ Inverse Résistivité}^2 + 70.751 \text{ Inverse Sonique}^2 - 0.016 \text{ Inverse Neutron}^2$$

Tab. 13. Illustration de comparaison statistique entre l'inverse carré mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant l'inverse carré des DATA

Observée	Prediction
0,010	0,048
0,016	0,109
0,022	0,021
0,014	0,039
0,008	0,057
0,016	0,061
0,020	0,056
0,020	0,042
0,009	0,030
0,011	0,053
CC	0.956
RMSE	0.018
MAE	0.066

1.1.1. LOG_{10} (data)

Le graphique montre les résultats pour comparant les valeurs de LOG_{10} (COT) mesurées avec celles prédites par une régression linéaire multiple, en utilisant LOG_{10} (data).

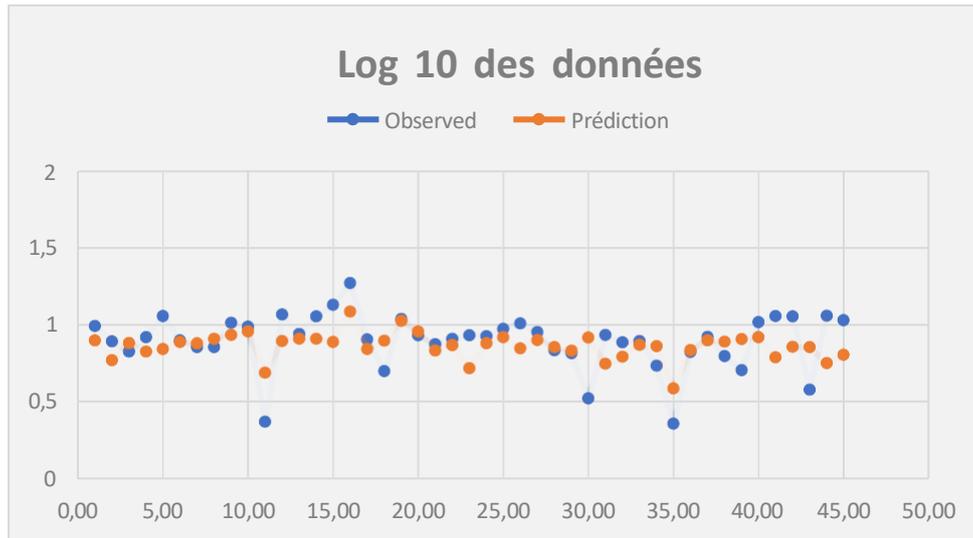


Fig. 29 : Comparaison graphique entre le LOG₁₀(COT) mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant LOG₁₀(data).

La formule de ce modèle est

$$\text{LOG}_{10}(\text{COT}) = -2.423 - 2.168 \text{ LOG}_{10}\text{Densité} - 0.43 \text{ LOG}_{10}\text{Uranium} - 0.011 \text{ LOG}_{10}\text{Résistivité} + 2.378 \text{ LOG}_{10}\text{Sonique} + 0.17 \text{ LOG}_{10}\text{Neutron}$$

Tab 14 . Illustration de comparaison statistique entre LOG₁₀ mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant LOG₁₀ des DATA

Observée	Prediction
0,99	0,90
0,89	0,77
0,83	0,88
0,92	0,83
1,06	0,84
0,90	0,89
0,85	0,88
0,85	0,91
1,01	0,83
0,99	0,96
CC	0.720
RMSE	0.024
MAE	0.130

2.5.4 Racine data

Le graphique montre les résultats pour comparant les valeurs de **Racine** (COT) mesurées avec celles prédites par une régression linéaire multiple, en utilisant **Racine** (data).

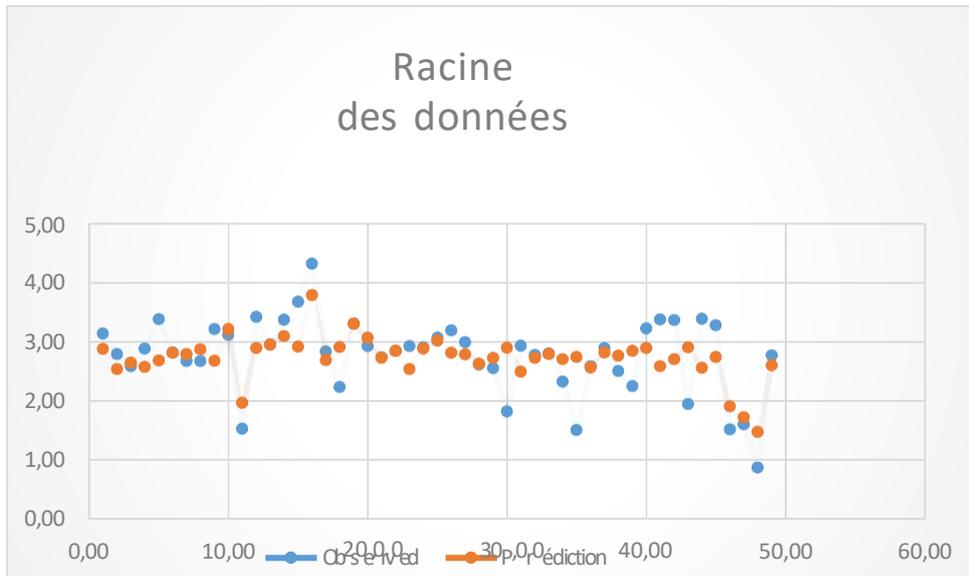


Fig. 30: Comparaison graphique entre le **Racine** (COT) mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant **Racine** (data).

La formule de ce modèle est

$$\mathbf{Racine\ (COT) = 6.481 - 4.731\ Racine\ Densité - 0.364\ Racine\ Uranium + 0.004\ Racine\ Résistivité + 0.409\ Racine\ Sonique + 1.743\ Racine\ Neutron}$$

Tab 15. Illustration de comparaison statistique entre LOG₁₀ mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant LOG₁₀ des DATA

COT Mesurés	COT Simulés
3,14	2,88
2,79	2,54
2,59	2,65
2,89	2,57
3,38	2,69
2,82	2,82
2,68	2,79
2,68	2,87
3,21	2,68
3,12	3,22
CC	0.692
RMSE	0.065
MAE	0.342

Tab. 16. comparaison statistique entre les différents modèles de la RLM

Model	COT	DLogR	U	Inverse COT	Inverse Carres COT	Log ₁₀ COT	Racine COT	Inverse DATA	Inverse Carres DATA	Log ₁₀ DATA	Racine DATA
CC	0.832	0.742	0.657	0.632	0.917	0.868	0.820	0.904	0.956	0.720	0.692
RMSE	0.285	0.471	0.437	0.010	0.015	0.019	0.053	0.014	0.018	0.024	0.065
MAE	1.436	2.813	2.506	0.060	0.076	0.103	0.287	0.063	0.066	0.130	0.342

Les indices de performance de divers modèles et transformations sont présentés dans le tableau, et il convient de souligner que certains modèles présentent des améliorations par rapport au Carbone organique total (COT) sans modification. Les trois meilleurs résultats seront choisis afin d'éliminer les valeurs aberrantes, puis nous aborderons les résultats ajustés.

I.2.6 Elimination des OUTLIERS

Les OUTLIERS ont été supprimés pour trois modèles les plus performants, à savoir Inverse

Carres COT, Inverse DATA et Inverse Carres DATA dans le but d'améliorer encore davantage les résultats.

2.6.1. Inversement Carres du COT

Les observations 11, 19, 30 et 48 ont été supprimées.

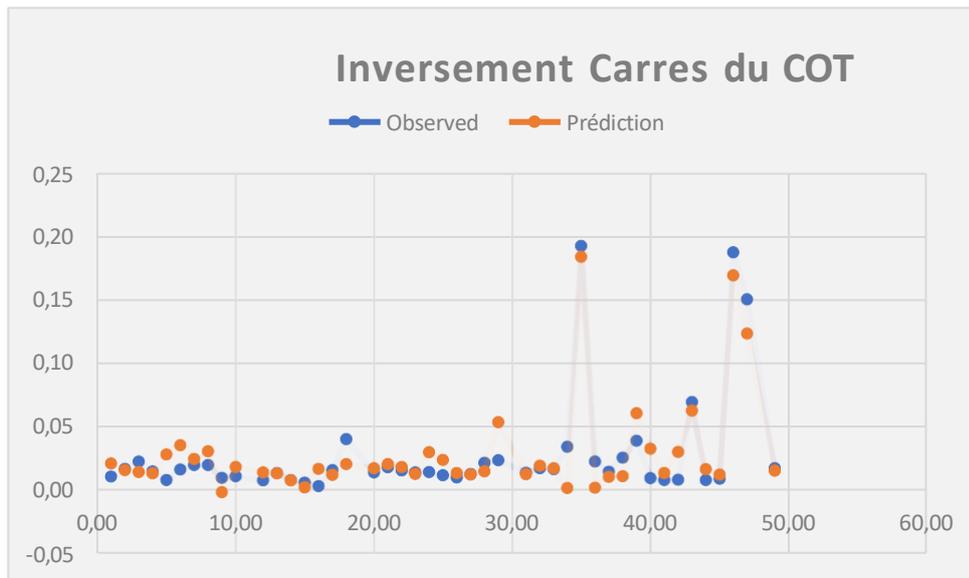


Fig. 31 : Comparaison graphique entre le **Inversement Carres du COT** mesuré et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers.

La formule de calcul de ce modèle est :

$$\text{L'inverse carre (COT)} = -1.540 + 0.742 \text{ Densité} + 0.021 \text{ Uranium} + 0.00023 \text{ Résistivité} - 0.0041 \text{ Sonique} - 0.012 \text{ Neutron}$$

Tab. 17. Illustration de comparaison statistique entre **L'inverse carre** mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers

COT Mesurés	COT Simulés
0,010	0,021
0,016	0,015
0,022	0,014
0,014	0,013
0,008	0,028
0,016	0,035
0,020	0,024
0,020	0,030
0,009	-0,002
0,011	0,018
CC	0,9502
RMSE	0,0018
MAE	0,0091

2.6.2. Inverse DATA

Les observations 2, 11, 35 et 48 ont été supprimées.

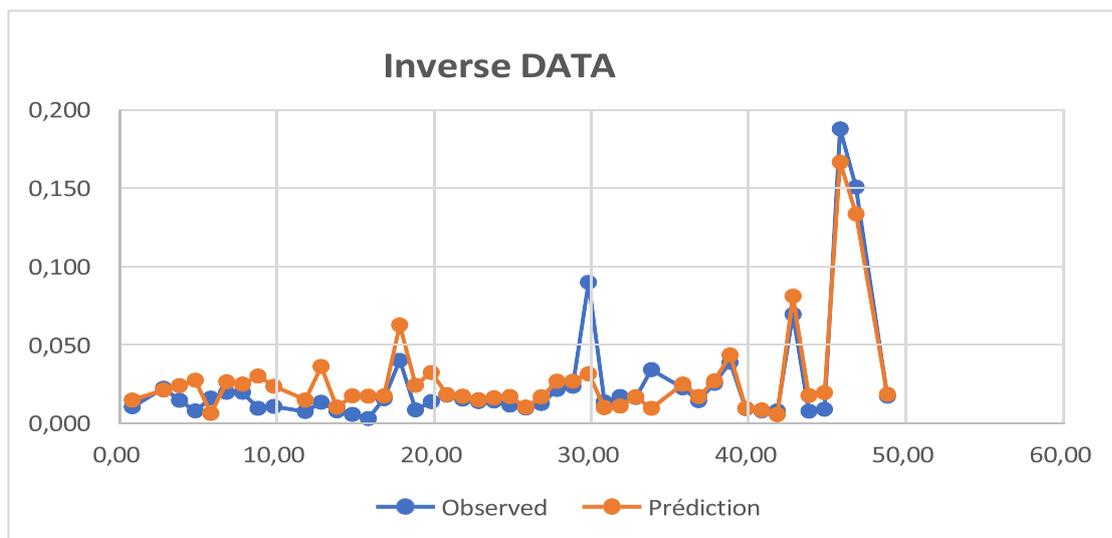


Fig. 32 : Comparaison graphique entre le **Inversement des Data** mesurer et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers.

La formule de calcul de ce modèle est :

$$\text{Inverse (COT)} = 0.302 - 0.195 \text{ Inverse Densité} - 0.451 \text{ Inverse Uranium} - 3.237 \text{ Inverse Résistivité} + 68.351 \text{ Inverse Sonique} - 0.011 \text{ Inverse Neutron}$$

Tab.18. Illustration de comparaison statistique entre **Inversement des Data** mesuré et estimé par la méthode de la RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers

COT Mesurés	COT Simulés
0,010	0,015
0,022	0,021
0,014	0,024
0,008	0,027
0,016	0,006
0,020	0,026
0,020	0,025
0,009	0,030
0,011	0,023
0,011	0,018
CC	0.9248
RMSE	0.0021
MAE	0.0091

1.1.1. Inverse carre DATA

Les observations 11, 30, 35 et 48 ont été supprimées.

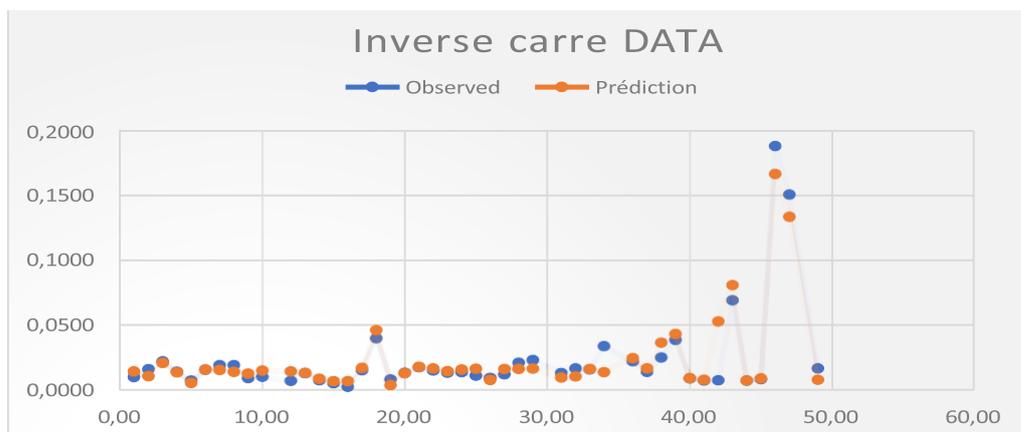


Fig. 33 : Comparaison graphique entre le **Inversement carre des Data** mesurer et estimé par la méthode de RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers.

La formule de calcul de ce modèle est :

$$\text{Inverse (COT)}^2 = 0.304 - 0.294 \text{ Inverse Densité}^2 - 0.564 \text{ Inverse Uranium}^2 - 3.249 \text{ Inverse Résistivité}^2 + 69.251 \text{ Inverse Sonique}^2 - 0.018 \text{ Inverse Neutron}^2$$

Tab. 19. Illustration de comparaison statistique entre **Inversement carre des Data** mesurer et estimé par la méthode de la RLM utilisant les data original après la d'élimination des outliers

COT Mesurés	COT Simulés
0,0103	0,0148
0,0164	0,0109
0,0223	0,0210
0,0144	0,0139
0,0077	0,0057
0,0158	0,0161
0,0195	0,0156
0,0195	0,0142
0,0094	0,0130
0,0106	0,0153
CC	0.9609
RMSE	0.0013
MAE	0.0050

Comparaison

Tab. 20. comparaison statistique entre les différents modèles de la RLM

Model	Inversement Carres du COT	Inversement des Data	Inversement carre des Data
CC	0.9502	0.9248	0.9609
RMSE	0.0018	0.0021	0.0013
MAE	0.0091	0.0091	0.0050

Selon les résultats et le tableau ci-dessus, il est évident que la méthode la plus efficace consiste à inverser carre les données en éliminant les outliers de côté des indicateurs de performance tels que :

L'erreur quadratique moyenne (RMSE) et l'erreur absolue moyenne (MAE) sont très basses.

(MSE = 0.0013, MAE=0.0050) et le coefficient de corrélation est proche de 1 (CC = 0.9609).

Donc les résultats donnés par le modèle Inversement carre des Data avec élimination des OUTLIERS sont bons et acceptable.

Conclusion

Au cours de ce chapitre, divers modèles ont été employés afin de comparer le COT mesuré en laboratoire avec les valeurs estimées à l'aide de différentes équations empiriques et de la méthode de la régression linière multiple.

Le résultat le plus satisfaisant de chaque modèle est :

1. Le Transformation du COT : dans ce modèle l'inverse carre de COT est le plus réel.
2. Le Transformation des DATA : dans ce modèle l'inverse carre (DATA) est le plus réel.
3. La d'élimination des outliers : dans ce modèle l'Inversement carre des Data après la d'élimination des outliers est le plus réel. En fin de compte, parmi ses modèles. Le modèle le plus efficace pour estimer le COT est l'Inversement carre des Data avec élimination des outliers (CC = 0.9609 ; RMSE = 0.0013 et MAE = 0.005). Ainsi les résultats l'aide de différentes équations empiriques sont pas faible pour estime le Carbone organique totale

Conclusion Générale

Au cours des dernières années, des progrès significatifs ont été réalisés dans l'estimation du COT, bien que les méthodes utilisées se concentrent encore souvent sur des réponses qualitatives et des formules empiriques. La technique de la régression multiple, avec son développement rapide et sa précision dans les prévisions, est devenue un outil très efficace pour prévoir le COT.

Dans notre mémoire, nous avons développé différents modèles de régression multiple et de Feature Engineering pour la prédiction du COT en utilisant les diagraphies de puits. D'après la visualisation graphique des résultats du COT calculés par différents modèles et comparés aux COT mesurés, il apparaît clairement que la courbe du modèle l'Inversement carre des Data avec élimination des outliers est presque superposée aux COT mesurés en laboratoire. Les comparaisons quantitatives et qualitatives des différents modèles d'estimation montrent que le modèle l'Inversement carre des Data sans outliers fournit les meilleures estimations du COT, confirmées par des indices de performance ($CC = 0.9609$; $RMSE = 0.0013$ et $MAE = 0.005$). Grâce à cette approche, il est possible d'appliquer ce modèle aux intervalles non carottés pour estimer les valeurs de COT manquantes. De plus, l'utilisation du modèle l'Inversement carre des data sans outliers permet de gagner du temps et de réduire les coûts par rapport aux travaux en laboratoire.

Les modèles de régression linéaire multiple présentent les avantages suivants :

- Économies : Ils sont moins coûteux que les analyses de laboratoire.
- Précision : Ils permettent d'obtenir des logs continus de COT avec une grande précision.

Cependant, comme toutes les méthodes de simulation, ils ont aussi des inconvénients :

- Interprétation des résultats : Une mauvaise interprétation des résultats primaires de COT en laboratoire peut entraîner des erreurs dans les prédictions.
- Calibration des diagraphies : Une mauvaise calibration des diagraphies ou des problèmes liés aux tops géologiques peuvent fausser les résultats.

La comparaison entre ces modèles montre que le l'Inversement carre des Data sans outliers est plus performant que les autres modèles et peut être généralisé à d'autres caractéristiques géologiques pour un meilleur développement des réservoirs.

Perspectives

Ce travail a démontré l'utilité du modèle l'Inversement carre des Data sans outliers dans le domaine pétrolier, permettant de valoriser davantage les données disponibles. Grâce à ce modèle, il est possible de minimiser et d'optimiser les dépenses en évitant des mesures géochimiques spécifiques

coûteuses pour chaque puits. En accumulant des données de puits voisins, il est possible de construire des bases de données suffisantes pour élaborer des régressions multiples performantes afin d'estimer le COT avec un minimum d'erreur. Dans notre étude, nous avons injecté les données diagraphies (gamma ray, résistivité, sonique et densité) dans l'équation d'un puits voisin et validé les résultats obtenus par des mesures de laboratoire.

Référence

Titre	Référence	Page
Situation géographique du bassin de BERKINE	(Sonatrach 2003).	
Situation géologique	(WEC. 2007),	
Cadre structural	(Beicip, 1991).	
Les gisements conventionnels et non conventionnels	(Théorêt, 2015).	
Un gisement des hydrocarbures conventionnel	(US Geological Survey, no date)	
Les hydrocarbures non conventionnels	(US Geological Survey, no date)	
Classification des hydrocarbures non conventionnels liquides	(Rouaud, 2013).	
Généralités sur le carbone organique totale COT	(Ibrahim and Abdelaziz, 2018)	
Représentation des différentes fractions organiques dans les roches sédimentaires matière organique totale, kérogène, bitumes et hydrocarbures au sens stric	D'après Tissot et Welte, 1978.	
Pyro-gramme (exemple d'enregistrement d'une pyrolyse Rock-eval): S1: hydrocarbures libres; S2: hydrocarbures pyrolysables issu du craquage du kérogène	(Espitalié et al., 1985a, 1985b).	

Méthodologie Méthode indirecte	(HABIRECHE NADIR 2019)	
Méthode de Pessay (1990)	Pessay (1990)	
Sonique/résistivité superposition montrant la séparation $\Delta \log R$ dans l'intervalle	(passey et al ... 1989).	
Temps de transit mesuré par le sonique dans différents types de formations	(site internet 2011)	
Porosité mesurée par le neutron dans différents types de formation	(Site internet 2011)	
Densité de la formation mesurée par le log de densité	(Site internet 2011)	
Log gamma-ray naturel	(Schmoker Hester 1989)	
exemple de gamma Ray	(Site internet 2011).	
la relation entre GR/COT et COT/ Uranium	(Passey et al ... 1989).	
La relation entre le COT et sonique, neutron et densité	(ALLAOUI HACINI KADRI 2018)	
Classification du dosage du carbone organique total (COT) pour les échantillons argileux,	(Tissot et Welte 1984).	

Boote, D. R., Clark-Lowes, D. D., & Traut, M. W. (1998). Palaeozoic petroleum systems of North Africa. Geological Society, London, Special Publications, 132(1), 7-68.

BRAKIK I. NESSAH A., 2018. Apport des données de diagraphies dans la caractérisation des réservoirs shale gaz : Cas du Lower Barnett USA. Mémoire Master en physique Spécialité: physique du globe Université Djilali Bounaâma de Khemis Miliana, Algerie. 37pp.

CHADOULI, K. (2013) Caractérisation pétrographique appliquée à la modélisation pétrolière : Etudes de cas. Thèse Docteur de l'université de Lorraine, 270pp

DELVAUX D. F. , 1988. ETUDE GEOCHIMIQUE DE LA MATIERE ORGANIQUE SEDIMENTAIRE PAR PYROLYSE
Caractérisation des roches akerogene et des bitumes par pyrolyse comparative et analyse cinétique,
Application au secteur pétrolier du BasZaire – Angola. Thèse Doctorat Université Catholique de Louvain,

Huo, Q.L., Zheng, H.S., Fu, L., Ren, Z.G., 2011. The advance of $\Delta\log R$ method and its application in Songliao basin

Kamali, M.R., Mirshady, A.A., 2004. Total organic carbon content determined from well logs using $\Delta\log R$ and Neuro 583Fuzzy techniques. J.f Pet. Sci. Eng. 45, 141-148

O.SERRA (1985) 'Diagraphies Différées(bases de l'interprétation), Acquisition des données diagraphiques', pp. 14-34.

Ouadfeul, S. and Aliouane, L. (2015) 'Total Organic Carbon Prediction from well Logs Data using the Multilayer Perceptron with Levnebreg Marquardt Algorithm with an Application to Shale Gas Reservoirs'

Vially R. , Maisonnier G. et Rouaud, T. (2013). Hydrocarbures de roche-mère État des lieux. Rapport IFPEN 62 729 - 22 janvier 2013

Zaimeche, A. et al. (2014) 'Modélisation et reconstitution des facies non carottés à l'aide des méthodes a base des Réseaux de Neurones Artificiels et Cluster Analysis, cas du réservoir Trias Argileux Gréseux...'