

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



## Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière (GP)

**THEME**  
**EVALUATION DU RESERVOIRS SCHISTEUX DANS LE BASSIN**  
**D'ILLIZI**

**Présente par les étudiants :**

- ALLAOUI Abd Elmadjid
- BENSEGHIER Mouhamed El Hadi
- BEN DJEMAA Tarek

**Devant le jury:**

- |                                    |                   |
|------------------------------------|-------------------|
| • Président : ZATOUT Merzouk       | Dr : Unvi Ouargla |
| • Examineur : HACINI Messaoud      | Pr : Unvi Ouargla |
| • Promoteur : KADRI Mouhamed Mehdi | Dr : Unvi Ouargla |

*Année universitaire 2017/2018*



## DÉDICACE

*Je dédie ce mémoire à :*

*Mes parents :*

*Ma mère, qui a ouvert pour ma réussite, de par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à Travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.*

*Mon Père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de Sacrifices et de privation pour m'aider à avancer dans la vie. Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte fruit ; merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi.*

*Mes frères et sœurs qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.*

*A la promotion de la 2<sup>ème</sup> année MASTER Géologie Pétrolier  
2017/2018 à tous mes amis (é) s sans exception*

*A tous les enseignants du département des sciences de la terre et de  
l'Université Kasdi Merbah Ouargla*



# Dédicaces

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

*A mes grandes mères ;*

*A mes sœurs et mes frères, et surtout le chère frère*

*DECTORE ABD ELBAGHIE, et toute la famille*

*Et tout qui connais la famille ALLAOUI.*

*Et deux binômes : MOUHAMED et TAREK,*

*Ainsi que mes proches amis : Mosbah, amine, Tedjani*

*Et mes amis d'études, et*

*Toutes les promos sans exception.*

**MADJID ALLAOUI**





## REMERCIEMENTS

*Je voudrais remercier en premier ALLAH le tout puissant de m'avoir donné la puissance et la force nécessaire pour achever ce travail.*

*Ce travail a été dirigé par Mr. KADRI Mohammed Mehdi, mon promoteur. Qu'il trouve ici le témoignage de mes profondes gratitude pour ses conseils, ses remarques et sa disponibilité tout au long de cette étude. Nous tenons à lui exprimer notre profonde reconnaissance pour la patience et la bienveillance dont elle a fait preuve.*

*Un grand merci aux membres de jury qui ont accepté d'examiner ce travail : Hacini MOUSSOUDE Qui m'a fait l'honneur de présider le jury de soutenance. Dr ZATOUT M d'avoir accepté d'examiner ce travail.*

*Je remercie mes très chers parents qui ont toujours été là pour moi, <<Vous avez tout sacrifié pour vos enfants n'épargnant ni santé ni efforts. Vous m'avez donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. Je suis redevable d'une éducation dont je suis fier >>.*

*Je voudrais remercier, à travers ce mémoire, tous les enseignants du département de géologie 2017/2018 qui nous ont constamment été d'un immense soutien tout au long de ce travail et j'adresse une pensée particulière, à l'enseignant des spécialités Géologie Pétrolière*

*Je voudrais présenter mes sincères remerciements les plus distingués à toute personne qui a contribué à cette formation.*

## SOMMAIRE

RESUME.....	I
الملخص.....	I
ABSTRACT.....	I
LISTE D'ABREVIATION.....	II
LISTE DE FIGURE.....	1

---

<b>INTRODUCTION GENERALE.....</b>	<b>1</b>
-----------------------------------	----------

---

## CHAPITRE I : GENERALITE

I - Cadre géologique et le cadre géographique.....	3
I -1 Cadre géographique.....	3
I -2 Cadre géologique.....	4
II - Histoire de l'exploration du bassin d'Illizi.....	5
III - Aperçu litho stratigraphique.....	5
<b>III -1 Le Paléozoïque</b> .....	<b>6</b>
III -1-1 Le Cambrien.....	6
III -1 -2 Ordovicien.....	7
III-1-3 Le Silurien.....	8
III -1-4 Le Dévonien.....	8
III -1-5 Le Carbonifère.....	9
<b>III -2 Le Mésozoïque</b> .....	<b>9</b>
III -2-1 Le Trias.....	9
III -2-2 Le Jurassique.....	9
III -2-3 Le Crétacé.....	9
III -2-4 Le Barrémien.....	10
III -2-5 L'Albien.....	10
III -2-6 Le Cénomaniens.....	10
III -2-7 Le Turonien.....	10

III -2-8 Le Sénonien.....	10
<b>III -3 Le Cénozoïque.....</b>	<b>11</b>
III -3-1 L'Eocène.....	11
III -3-2 Le Mio-Pliocène.....	11
<b>IV- Structure et Tectonique du bassin.....</b>	<b>13</b>
IV -1 Cadre structurale.....	13
IV-2 les différentes phases tectoniques à la bassine d'Illizi.....	13
IV-2-1 La phase panafricaine .....	13
IV-2-2 La phase taconique.....	13
IV-2-3 La phase calédonienne.....	14
IV-2-4 La phase frasinienne.....	14
IV-2-5 Evénements tectoniques du cycle hercynien.....	14
IV-2-6 la phase autrichienne.....	14
IV-2-7 la phase pyrenienne.....	14
V- les différentes phases tectoniques qui affectées le bassin d'Illizi.....	15

## **CHAPITRE II : PARETI I POTENTIALITE ENERGITIQUE**

I- Les sources énergétiques en Algérie.....	19
I -1- Les hydrocarbures.....	19
I - 2 Les hydrocarbures de schiste.....	19
I -3 L'énergie solaire.....	20
I - 4 Potentiel du charbon.....	20
I -5 Potentiel nucléaire.....	20
II - Le système pétrolier.....	21
II – 1 la roche mère.....	21
II – 2 la roche réservoir.....	22
II– 2 –1 Réservoirs Cambro-Ordovicien.....	22
II– 2 –2 Réservoirs Siluro-Dévonien (F6-F5-F4).....	23

II- 2 –3 Réservoir Dévonien Supérieur (F3-F2).....	23
II- 2 –4 Réservoirs Carbonifère.....	24
II- 2 –5 Réservoirs Trias Argilo-Gréseux Supérieur.....	24
II- 3 La roche couverture.....	24
III - Les réservoirs conventionnels et non conventionnels.....	25
III -1 Les réservoirs conventionnels.....	25
III-2 Les réservoirs non conventionnels.....	26
IV- Classification des réservoirs non conventionnels.....	27
IV-1 Classification des réservoirs non conventionnels gazeux.....	27
IV-1-1 Les gaz de schistes.....	27
IV -1-2 Les gaz des réservoirs compacts (Tight Gas).....	27
IV-1-3 Gaz de charbon.....	27
IV-1-4 Hydrates de méthane.....	27
IV-2 Classification des hydrocarbures non conventionnels liquides.....	28

## **CHAPITRE III PRESENTATION ET METHODE**

### **PARTI I (PRESENTATION DE LA ZONE ETUDEE)**

I- Présentation Les limites géologiques et géographiques de La commune In Aménas.....	31
I -1 La limite géographique In Aménas.....	31
I-2 La limite géologique In Aménas.....	31
II- La situation de la région d'étude.....	32
II-1 La position des puits dans la zone d'étude.....	33
II-2 Les cartes isobathe et iso paque de la zone étudiée (au niveau silurien).....	33

### **PARTI II (LES METHODES D'EVLUATION)**

I- INTRADUCTION.....	37
I-1 La méthode Carbolog.....	38
II- Types de la méthode Carbolog.....	38
1-Traditionnelle.....	38
2-Le plus récent.....	38
II- 1 principes de la méthode.....	39
II-2 Diagramme d'interprétation.....	40

II-3 Les conditions application.....	42
II-4 mode de fonctionnement .....	43
III -4-1 détermination des ensembles sédimentaires homogène.....	43
III -4-2 Détermination de la droite 0% matière organiques.....	44
III -4-3 détermination de pole 100% matière organique.....	44
III -4-4 calibration à l'échelle du bassin.....	46
I-2 La méthode delta log R.....	46
II- Les outils de diaggraphie impliquée dans la méthode $\Delta\text{Log R}$ .....	48
II-1 Sonique.....	48
II -1-1 Principe fonctionnement l'outil sonique.....	48
II-2 Neutron.....	50
II-3 Log densité.....	51
II-4 Log gamma-ray naturel.....	53
II-5 Log Résistivité.....	54
III- La relation entre le COT et sonique, neutron et densité.....	56
II -1 COT/sonique.....	57
II-2 COT/ densité .....	57
II -3 COT/ neutron.....	58
III - Les équations destiné pour calcule la valeur $\Delta\text{logR}$ .....	58
III – 1 - 1 L'utilisation de courbe de la résistivité et le sonique.....	59

## **CHAPITRE IV : ETUDE DE CAS**

I- le puits ALRO-1 .....	63
I-1 Log sonique - résistivité du puits ALRO-1.....	63
I-2 Log neutron - résistivité du puits ALRO-1.....	63
I-3 Log gamma ray du puits ALRO-1.....	64
I-4 courbe de COT du puits ALRO-1.....	64
I-5 Résultats du puits ALRO-1.....	65
II- le puits ALSO-2.....	65
II-1 Log résistivité/ neutron du puits ALSO-2.....	65



II-2 log gamma ray du puits ALSO-2.....	66
II-3 Résultats du puits ALSO-2.....	66
III-Le puits ALOR-2.....	67
III-1 Log sonique résistivité du puits ALRO-2.....	67
III-2 Log gamma ray du puits ALRO-2.....	67
III-3 Courbe de COT du puits ALRO-2.....	68
III-4 Résultats du puits ALRO-2.....	68
IV-Discussion et résultats.....	69
<hr/> <b>CONCLUSION GENERALE.....</b>	<b>70</b>
Bibliographie.....	72

**INTRODUCTION**

**GENERALE**

# INTRODUCTION GENERALE

L'Algérie parmi les pays Producteurs des hydrocarbures dans le monde, à travers ses bassins sédimentaires tels que ; le bassin d'Illizi, le, Berkine, Ahenet, dans notre étude on va focaliser sur le bassin d'illizi.

Ce bassin est de type plateforme intracratonique assez stable, qui renferme les plus grands gisements de pétrole et des gaz, située dans le parti sud-est du Sahara algérienne, il est représenté par une couverture sédimentaire très importante 2500m à 3000m principalement d'âge paléozoïque les dépote Mésozoïque n'affleurant qu'au centre de bassin, les dépote tertiaires sont bien représentés au Nord-Est, la bassin d'illizi contient plusieurs champs de productions tels que : Tin fouye, Stah, Alrar, In Amenas..... Ect.

Toutes les activités industrielles au monde nécessite de l'énergie il y a beaucoup source d'énergie au monde comme les charbons, pétrole, et le gaz elle s'appelle généralement l'énergie fossile.

l'exploitation des hydrocarbures au monde a été lancer en 1850 aux Etats Unis avec on découvert du charbon en 1840 , presque un siècle et demi que l'humanité utilise l'énergie fossiles dans les plus part des activités industrielles à nos jours

avec la consommation progressive les gens commencent à s'iniquité sur l'avenir si un jour ces réservoirs conventionnels qui renferme ces ressources échappons leur dernier goutte, en parallèle des progrès significatifs marqués au début des années 2000 qui ont permis l'augmentation du taux naturelle de la production qui est à l'origine de l'exploitation du Gaz de schiste (shale gas) et le perfectionnement des techniques opérationnelles se poursuit toujours.

L'exploration et l'exploitation de ces ressources non conventionnelles a connus une révolution dans l'industrie pétrolière à l'échelle universelle avec le lancement d'énorme projet gaz de schiste dans les quatre coins du monde ou l'Algérie fait partie. À travers cette étude on essayera de répondre à la question précieuse liée à l'exploration des gaz de schiste :

- **Comment identifier les intervalles hot Shale ou bien potentielles zones ?**

# CHAPITRE I

## GENERALITE SUR LE

## BASSIN D'ILLIZI

## I - Cadre géologique et le cadre géographique

### I -1 Cadre géographique

Le Bassin d'illizi est situé dans le Sud-Est du Sahara oriental, il s'étend sur une distance de 700 Km du Nord au Sud et de 300 Km d'Ouest jusqu'à la frontière Algéro-libyenne limite géographiquement par les coordonnées

26° et 30° au nord et 6° et 10° est : <sup>[1]</sup> (figure 01).

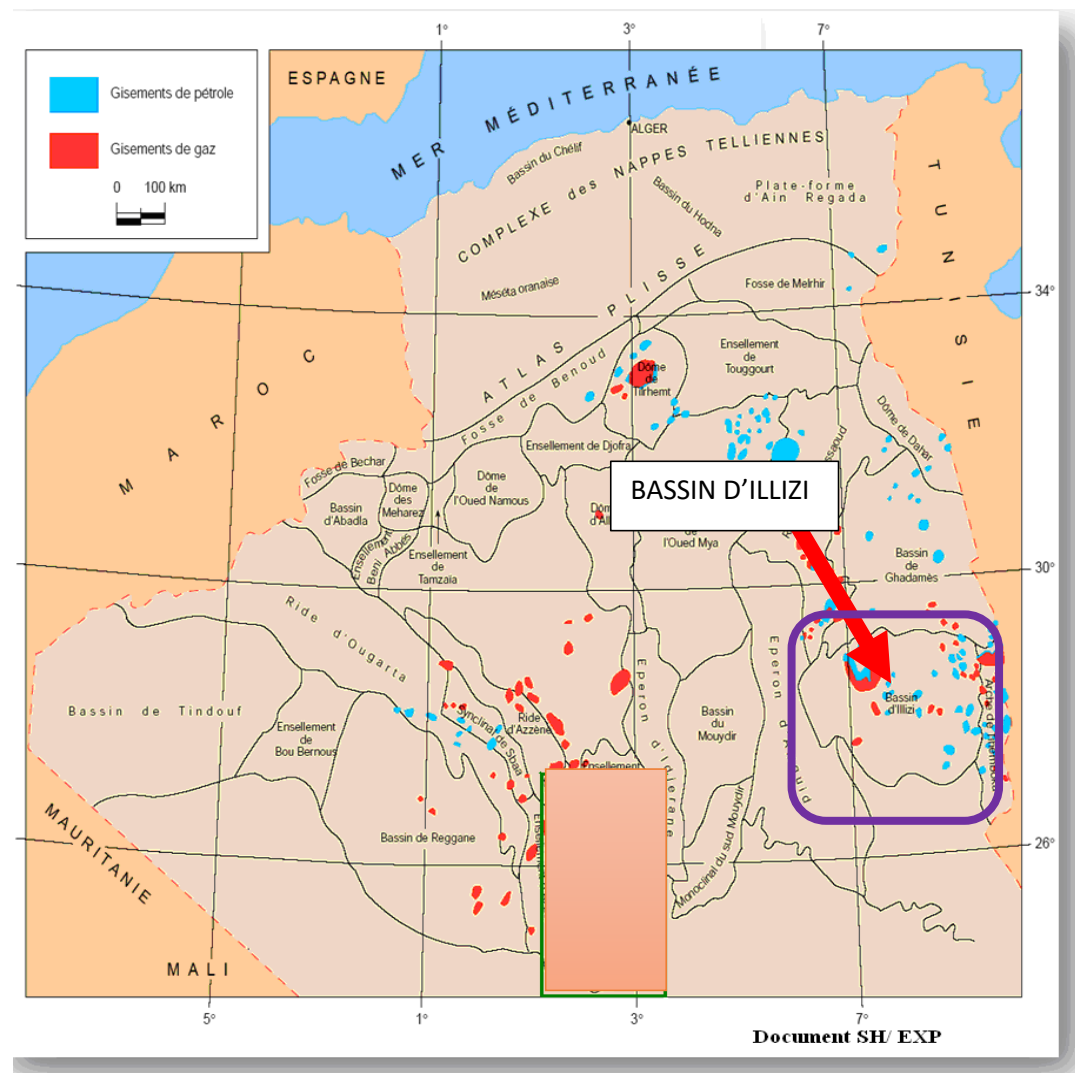


Figure-01 : Situation géologique du bassin d'illizi (document Sonatrach exploration 1995)

## I -2 Cadre géologique

Il couvre une superficie 108 424 km<sup>2</sup>, limites géologiquement par :

- Bassin Berkine au nord
- Mole de tihemboka à l'est
- Massif Hoggar au sud
- Dorsale d'amguid el Biod à l'Ouest <sup>[4]</sup> (figure 2).

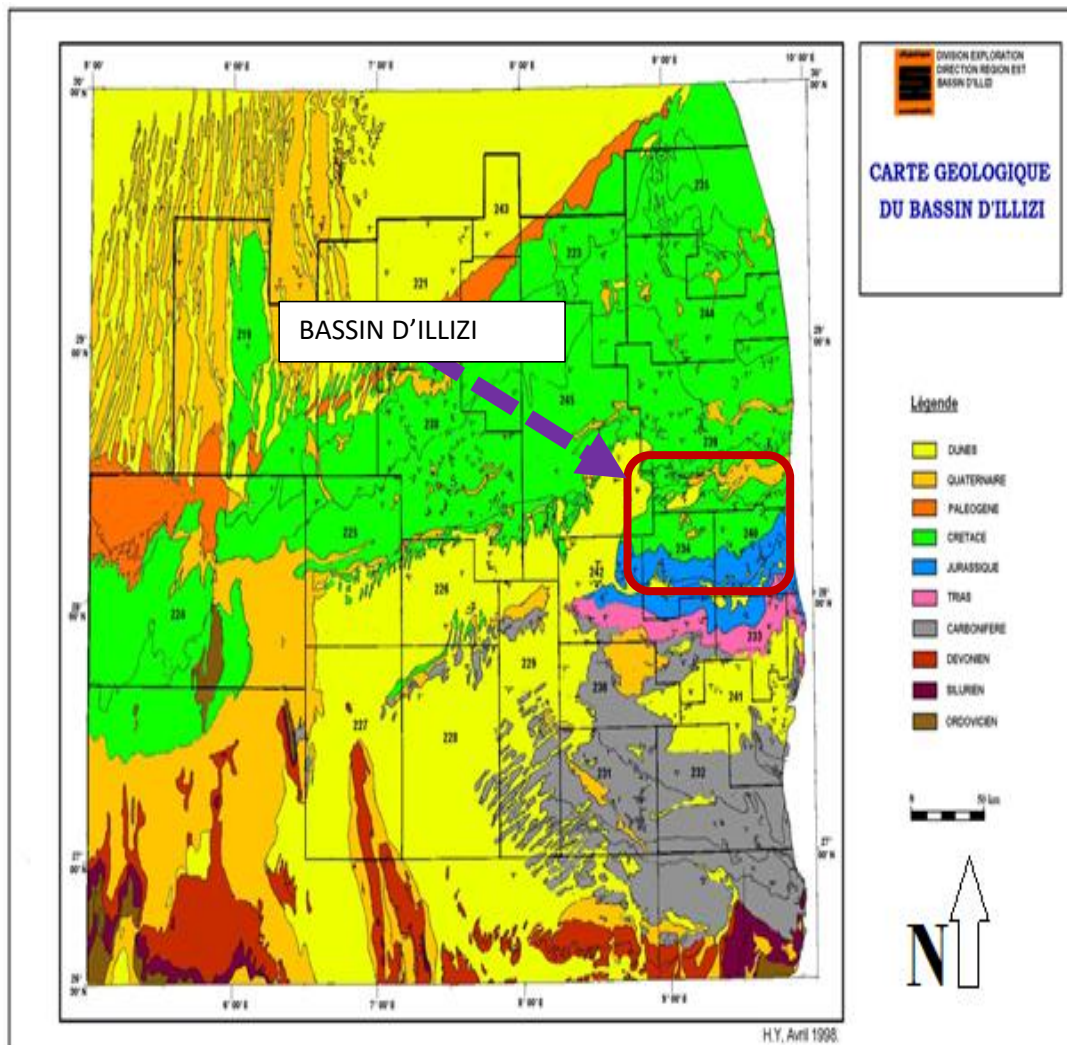


Figure 02 : carte géologique du bassin d'Illizi. (Sonatrach Division Exploration Avril1998).

## II - Histoire de l'exploration du bassin d'illizi

les travaux géologiques depuis la découverte en 1958 avec des puits qui ont forés au niveau de ce bassin et pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23,7 % On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements) telles que celles de **Tin Fouyé, Zarzaitine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah**. Au cours de son histoire, le bassin d'illizi a été, pour l'essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période discordance qui a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaire paléozoïque

Ce bassin, de type polycyclique, possède une séquence mésozoïque séparée de la séquence paléozoïque par la discordance hercynienne qui comporte les plus importants systèmes pétroliers de cette région (réservoirs cambro-ordoviciens, dévoniens et silurien comme réservoir on conventionnel).

Les sondages qui ont réalisées au niveau de ce Bassine ont rencontrées a une profondeur très important jusqu'à 5000m, dans le paléozoïque d'intrusions magmatique, peuvent avoir une grande influence sur l'histoire des systèmes pétroliers du bassin sédimentaire à cause de cette intrusions magmatiques (SONATRACH, 1995).

Dans notre région d'étude, le premier forage d'exploration pétrolière a réalisé au Nord d' In Amenas – 1 (NIA-1) en 1958.

Qui a montré la présence des gaz au niveau des réservoirs dévoniens et Siluro - Combro – Ordovicien. [2]

## III - Aperçu litho stratigraphique

Le bassin d'illizi est un bassin intracratonique qui a conservé un remplissage sédimentaire de plus de 2500 m d'épaisseur au centre du bassin allant du paléozoïque dans le parti sud du Bassine , et le centre du Bassine représente des dépotes Mésozoïque , et les dépotes tertiaires sont bien représenté au Nord – Est.

## Socle

Le socle cristallin plissé constitué de roches métamorphiques, cristallophylliennes et volcanique, d'âge Précambrien qui affleure à Djanet et. Celui-ci se subdivise en deux grandes séries métamorphiques séparées par une importante discordance. Il s'agit de <sup>[4]</sup> :

- Suggarien : Schiste très métamorphosé.
- Pharusien : Conglomérats, quartzites, schistes et méca-schistes.

La série lithostratigraphique des Bassin formée par :

### Le Paléozoïque

### Le Mésozoïque

### Le Cénozoïque

## III –1 Le Paléozoïque :

Il est subdiviser à cinq étage géologique ils sont comme la suit :

### III –1–1 Le Cambrien :

Il est constitué par une succession de formation détritique, essentiellement gréseuse, et marqué par deux unités :

- **L'unité I** : (conglomérats d'El Moungar) épaisse de 300m, est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente au courte la crise de la chaîne panafricaine.
- **L'unité II** : Avec une épaisseur moyenne comprise entre 200 à 300m, on peut diviser cette unité à deux parties
  - ✚ La partie inférieure contient des grès moyens à grossiers à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz
  - ✚ La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de



minces bancs argilo-silteux ; Ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). [3]

### III -1 -2 Ordovicien :

A l'échelle du bassin d'illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités elles sont comme suit :

- **L'unité 1** : son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.
- **L'unité 2** : elle est formée essentiellement de grès fins à grossiers à ciment siliceux développée cette ciment conduit à naissance véritables des quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques, on peut trouver aussi le fossile de Tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin peu profondeur.
- **L'unité 3** : avec une épaisseur moyenne de 40 à 200 m généralement constituée des grès micacés fins à ciment argileux et siliceux à Scolithos alternant, avec un peu d'existence d'argilite. Cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins à Scolithos et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.
- **L'unité 4** : son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 on peut diviser cette unité aussi à deux sous unité elles sont comme la suit :

- L'unité A : qui est une série de comblement des paléo topographies façonnées par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés

- L'unité B : appelée dalle puisque cette unité elle est le terminale de l'unité 4 (le terminale de ordovicienne) est essentiellement composé de gréseuse

### III-1-3 Le Silurien :

Il est composé de l'aval vers haut par les formations suivantes :

- Formation de l'Oued Imirhou : avec une épaisseur moyen 300m et composé à des argiles graptolite, avec quelque intercalations silteuse, et célèbre par des argiles radioactives son épaisseur est 300m très fossilifère riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30 m, cette quantité norme a donné – lui la possibilité les hydrocarbures.
- Zone de passage ou unité M ; son épaisseur 100m, constitué de mélange entre des' argile et de silt été des grés ce dernière il est caractériser par granulométrie fins à moyens avec une stratification obliques. formant le réservoir basal du **F6**
- Barre inférieure (unité A) du réservoir F6 ; composé de grés fins à moyens avec stratifications obliques d'une épaisseur moyenne de 30 m.
- Talus à Tigillites elle s'appelle (unité B) du réservoir F6, représente une épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité composé généralement d'alternances d'argiles silteuse et de grés fins argileux associés à des quantités très important, en principe Les argiles à graptolites ils s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne avec des quantités importante des matières organique.

### III -1-4 Le Dévonien :

À l'échelle du bassin d'illizi il est représenté en général par le Dévonien inférieur d'une épaisseur moyen 200m, on peut diviser à trois unités comme la suit :

- ✚ La barre moyenne (unité C1) : au réservoir F6 d'âge Géddinien, avec une épaisseur moyen 50 m. Elle est constituée essentiellement par des grés fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.
- ✚ Les trottoirs (unité C2) : du réservoir F6 d'âge Géddinien, elle a une épaisseur moyen comprise entre 20 et 30 m. Elle est représentée généralement par des alternances des grés et d'argile silteuse soulignant un environnement fluvio estuarien.

- ✚ La barre supérieure (unité C3) : d'âge Siégèrien, cette unité composée généralement de gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100m. cette unité est bien marquée par le gamma ray.

### III -1-5 Le Carbonifère :

Avec une épaisseur moyenne 100m composée par des formations argileuses-gréseuses, avec des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux. Cette série englobe :

- ✓ Le Tournaisien argilo-gréseux.
- ✓ Le Viséen argilo-gréseux caractérisé par l'existence des deux chenaux régionaux.
- ✓ Le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- ✓ La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

### III -2 Le Mésozoïque :

Il est composé de huit étages elles sont comme la suit :

#### III -2-1 Le Trias :

Localement constituée par d'alternance de grès argileux et des Argiles, le tout est surmonté par des formations carbonatées.

#### III -2-2 Le Jurassique :

Le Jurassique généralement composé par des argiles sableuses avec des passées de sables et de calcaire dolomitique, dans les régions d'In Amenas et Stah, l'ensemble Jurasso-Triasique est appelé série de zarzaitine

#### III -2-3 Le Crétacé :

Il est relativement peu épais, et il est marqué par une alternance de sable et bancs de gréseux et des intercalations d'argile.

### III -2-4 Le Barrémien :

Son épaisseur moyenne est 300m Généralement composé par des formations détritiques : sables, sables argileux et Argiles.

### III -2-5 L'Albien :

Essentiellement composé par des gréseux et argilo-gréseux avec une épaisseur très varié par exemple 600 m dans la région de Debdeb et 300m dans la région de l'Ohanet.

#### Remarque :

Dans la région d'Ohanet et Stah, le Malm, le Barrémien et l'Albien sont groupés sous le nom de la série de (Taouratine), Par ailleurs, les deux séries (zarzaitine et taouratine) forment localement ce qu'on appelle le (Continental Intercalaire).

### III -2-6 Le Cénomannien :

Il est dépôt marin, généralement représente par d'empilement d'argile et quantité considéré de gypse et d'anhydrite avec une épaisseur moyen de 100 à 300m, il résulte la transgression des formations continentales de l'Albien.

### III -2-7 Le Turonien :

Il est plus évident dans la région Ohanet présente par des carbonate ; calcaires, calcaires dolomitique a une grand massifs

### III -2-8 Le Sénonien :

Les formations du sénonien elles sont représentent des fois par formations marin et parfois par formation lagunaire, composé généralement des calcaires et dolomies et à la partie amont il y a alternance d'argile rouge, du gypse, des anhydrites et massif du sel gemme.

### **III -3 Le Cénozoïque**

#### **III -3-1 L'Eocène :**

Il est constitué principalement par des calcaires dolomitiques, il a une épaisseur faible moyennement de 50 à 100 m uniquement.

#### **III -3-2 Le Mio-Pliocène :**

Il est présente clair dans le nord-ouest de la wilaya, les forages pétrolier ont effectué montre formation détritique composé des sable siliceux et des passages d'argiles et des grès, et ainsi que montre les formations elles ont une faible inclusion vers le sud – est dans cette zone, pour disparaître complètement sur le plateau Tihert. Le Turonien, le Sénonien, l'Eocène et le Mio-Pliocène sont groupés sous le nom du système du Complexe Terminal.

Ere	Système	Formation	LITHOLOGIE	DESCRIPTION		
tertiaires	Moi-pliocène			sable et des passages d'argiles et des grès		
	Eocène			calcaires dolomitiques avec un épaisseur de l'ordre de 50 à 60 m		
MESOZOÏQUE	C r é t a c é	Sénonien		formation marin et parfois formation lagunaire composé des calcaires et dolomitiques et la partie amont d'alternance d'argile et gypse		
		Turonien		composé par des calcaire et calcaire dolomitique		
		Cénomanién		d'empilement d'argile et quantité de gypse et d'anhydrite et d'épaisseur de 100 à 300 m		
		Albien		composé par des grès et argileux gréseux avec une épaisseur moyen de 300 à 600 m		
		Barrémien		épaisseur moyenne est 300m composé par des formations détritiques : sables, sables argileux et Argiles		
	Juarassique	Dougger Argileux		Argile brun rouge		
	Trais			Alternance d'Argile bariolée et Sable blanc grès argileux et des Argiles		
PALEOZOÏQUE	Carbonifère	Tiguentourine		Argiles rouges		
		Westphalien F		Composé par une série argilo-calcaire		
		Westphalien - Namurien E		Argile bariolée brun rouge avec des passage de grès blanc à beige		
		Namurien D		Argile grise gris foncé à noire avec passage de grès blanc gris blanc à beige		
		Viséen C		Argile grise foncé à noire intercalation de Grès gris clair		
		Viseen B		Alternance de Grès gris blanc et Argile gris noir		
		Tournaisien A		Argilo-gréseux		
	Silurien - Dévonien	Strunien	Réservoir F2		Grès gris à gris blanc et Argile grise	
			Famenien	Frasnien		Argile grise à gris foncée et Grès gris beige
			Emsien	Réservoir F4		Grès gris blanc avec passées d'argile gris noire
		F6	Unité C3		Argile gris foncée à noire	
			Unité C2		Grès gris blanc et Argile gris foncée à noire	
			Unité C1		Grès blancs fins à très fin avec niveaux de Grès vert	
			Unité B2		Grès gris et de Grès vert	
			Unité B1		Grès gris et de Grès vert	
			Unité M2		Grès blancs moyens et de Grès blanc fin à moyen	
		Wenlock Llandovery	Silurien Argileux		Argile grise avec traces de Grès blanc	
	Unité IV-3			est essentiellement composé de grès		
	Ordovicien	Unité 4	Unité IV-2/1		épaisseur moyenne est de 100 à 300 m . composée de grès et d'argile d'origine glaciaire	
		Unité 3		épaisseur de l'ordre de 40 à 200 m constituée des grès fins à ciment argileux		
		Unité 2		grès fins à grossiers		
		Unité 1		alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux.		
	Cambrien	Unité II	partie supérieure partie inférieure		des grès fins à ciment siliceux	
		Unité I		des grès moyens à grossiers à stratifications obliques a		
	Précambrien	Socle		est formée de lentilles de grès conglomératiques .l'épaisseur moyen est de 300m Des roches métamorphiques, cristallophylliennes et volcanique		
	Profondeur Finale					

Fig.03 La colonne lithostratigraphique du bassin d'Illizi.

Légende :

	Calcaire dolomitique		Gés Fin
	Calcaire		Grés moyens
	Argile		Argile Gréseux
			Roche métamorphique

## **IV- Structure et Tectonique du bassin d'illizi :**

### **IV-1 Cadre structurale**

Le bassin d'illizi est un bassin intracratonique légèrement stable, généralement, représente une vaste structure synclinale qui se sont formés dans la partie Nord du Gondwana, et comprenant d'Est en Ouest, les bassins de Kufra et de Murzuk dans Libye, du Mouydir, de l'Ahenet, de Sbaa, de Reggane et de Tindouf (Algérie).

L'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques qui a affecté sur la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur.

Le bassin d'illizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupart panafricains (600 Ma). Au Nord, il est recouvert par le plateau Crétacé supérieur de Tihert.

Aux limites du sud, les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar <sup>[4]</sup>

### **IV-2 les différentes phases tectoniques**

Généralement il y a sept événements tectoniques fondamentaux qui ont affecté sur le bassin d'illizi, on peut motionné comme la suit (d'après Boudjema et, Beicip 1987) **figure 04** et **figure 05** : <sup>[5]</sup>

#### **IV-2-1 La phase panafricaine**

Depuis 600-500 Ma, qui causé à la création de la chaîne panafricaine c'est la collision du paléo continent de l'Hoggar contre le craton Ouest-Africain. La fin de cette phase correspond à une pénéplanation de cette chaîne et au début de l'histoire cratonique de la plate-forme saharienne. L'analyse structurale qui a faites montre caractéristique du substratum précambrien est représentée par les grands accidents subméridiens.

#### **IV-2-2 La phase taconique**

Essentiellement cette phase est une phase de discordance de ravinement glaciaire sépare la formation de In Tahouite, Argilo- gréseux supérieur (AGS) du Complexe Terminal dénommé Formation de Tamadjert due à la phase taconique qui s'est produite dans tout le Sahara.

### **IV-2-3 La phase calédonienne**

On trouve cette phase situé entre le Silurien et le Dévonien inférieur, ses manifestations sont observées au niveau du môle d'Ahara et du haut fond de Tihemboka, où cette phase a joué un rôle primordial dans leur mise en place.

### **IV-2-4 La phase frasinienne**

Elle est considérée comme une phase calédonienne tardive, elle se traduit par dépôts des sédiments et une érosion profonde au niveau du môle d'Ahara (discordance frasinienne).

### **IV-2-5 Evénements tectoniques du cycle hercynien**

Elle est caractérisé par Deux phases tectoniques majeure on peut les mentionnés durant le Carbonifère et représentant les mouvements tectoniques hercyniens qui terminent le cycle sédimentaire du Paléozoïque du bassin d'illizi. Il s'agit de :

- La phase N 40° d'âge Viséen (Mouvements hercyniens précoces) :

Cette phase se présente après le dépôt du Dévonien supérieur et au cours du Viséen <sup>[6]</sup>.

- La phase N 120° d'âge Permien (Mouvement hercynien majeur) :

Les l'effet de La phase hercynienne elles sont considère comme la crise fondamentale qui conduit à la compression régional a une orientation 120° nord <sup>[6]</sup>.

### **IV-2-6 la phase autrichienne**

C'est une phase de compression Est-Ouest qui a causé une inversion structurale. Les failles normale syne-sédimentaires crée pendant le trias-Lias se sont inverse durant cette phase.

### **IV-2-7 la phase pyrenienne**

C'est une phase compressive de deux directions Nord-est et Sud-Ouest qui a donné naissance à de nombreux anticlinaux.



## V- les différentes phases tectoniques qui affectées le bassin d'illizi

Généralement il y a sept événements tectoniques fondamentaux qui ont affecté le bassin d'illizi, on peut motionné comme la suit (d'après Boudjemaa et, Beicip 1987) :

- Du Précambrien terminal-Cambrien inférieur : à affectée par l'événement panafricain.
- A l'Ordovicien supérieur : il a touché par la phase tectonique du Silurien supérieur.
- Au Dévonien inférieur : a affecté par la phase tectonique calédonienne.
- Au Dévonien supérieur : a touché par la phase frasinienne.
- Au Carbonifère - Permien : la phase hercynienne a affectée – lui.
- Au Crétacé inférieur (Aptien) : a touché par la phase autrichienne.
- Au Tertiaire au niveau de l'Eocène, l'Oligocène : ont affectés par la phase pyrenienne

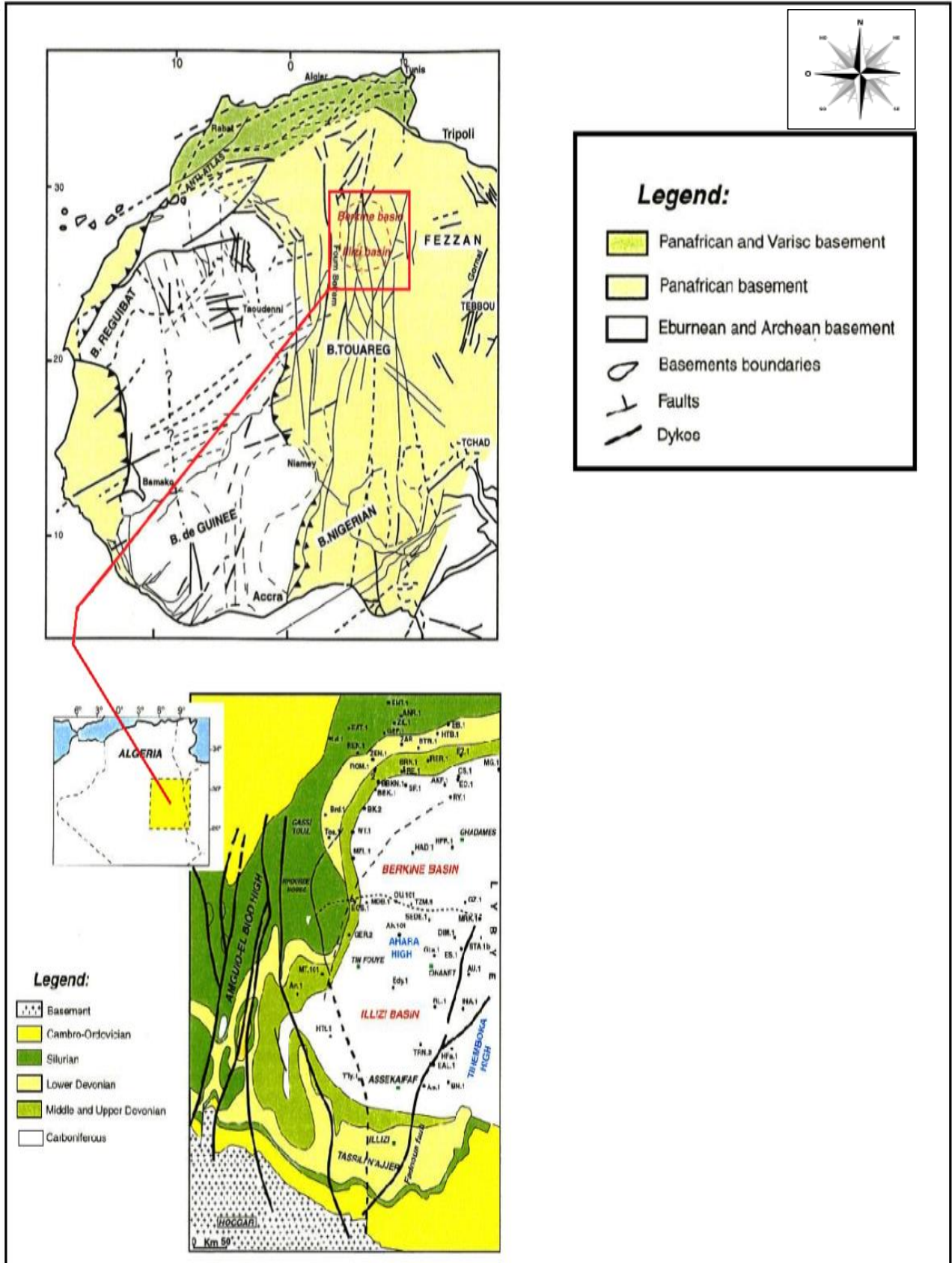


Fig .04. Carte structurale du bassin d'Illizi (Saïb S., 2007)


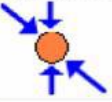
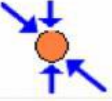


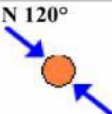
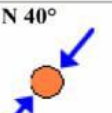
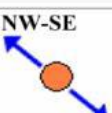
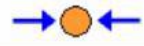

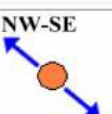

PERIODE D'ACTIVITE	MAX	DIRECTION DE LA CONTRAINE	EFFET SUR LE SYSTEME DE FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
POST-VILLAFRANCHIE (Alpine)		N-S 	Basculement et inversion de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique, événement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma
MIOCENE		NW-SE & N-S 	Episode de compression majeure dans le domaine atlasique	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
EOCENE (Pyrénéenne)		N-S & NW-SE 	Début de chevauchements au Nord résultant de la convergence de la plaque africaine avec la plaque européenne. Décrochement de la faille S.Atlas.	
CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)		E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la européenne et de la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod & Illizi). Effet léger sur le bassin de Berkine.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la Pangée)		NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)		N 120° 	Mouvement inverse ou décrochement le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée)	Erosion sur les axes NE-SW.
WISEEN (Hercynienne précoce)		N 40° 	Mouvement inverse ou décrochement le long des failles N-S. Début de formation de la Chaîne varisque.	- Erosion sur Tihemboka et Soulèvement de l'OUGARTA.
FRASNIENNE		NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	- Non dépôt et érosion locale (mole d'Ahara). - Volcanisme.
CALEDONIENNE (Siluro-dévonien)		E-W 	Mouvement inverse ou décrochement le long des failles N-S	- Erosion le long dans des zone hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka, Ahara).
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)		E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation de structure N-S	- Soulèvement des boucliers Reguibat et Touareg.
CAMBRO-ORDOVICIENNE		NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S	- Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par les failles. - Basculement NW de la plateforme Saharienne. - Volcanisme.
PANAFRICAINE		E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW.	- Compartimentation du craton du Sahara central.

Fig.05 Principales phases tectoniques ayant affecté la plateforme saharienne (Boujamaa, 1987)

# CHAPITRE II

## POTENTIALITÉS ÉNERGÉTIQUES

## **I-Les sources énergétiques en Algérie**

### **I-1-Les hydrocarbures**

D'après les déclarations du ministre de l'énergie et des mines, l'économie de l'Algérie basé essentiellement sur l'exportation des hydrocarbures qui représente presque 98%. De l'exportation nationale, soit 2%, des secteurs hors hydrocarbures.

L'Algérie parmi les pays producteur des hydrocarbures, les enjeux économique actuelle a mené l'Algérie d'aller vers d'autre source énergétique (gas de schiste)

Après 56 ans de l'indépendance, les choses se sont empirées, le pays dépend fortement de la recette des hydrocarbures exportées à hauteur de 99%. Une telle situation rend l'Algérie extrêmement fragile aux fluctuations du marché et la met en grand danger en cas de chute des prix ou de crise. La crise de la fin des années 80 est là pour le rappeler. Aujourd'hui, nous sommes en 2018, cette même crise est devenue une maladie chronique. La question fondamentale que nous devons soulever sur ce point est de savoir si on peut compter sur le potentiel des principales énergies alternatives de substitution disponibles en Algérie (solaire, schistes, charbon et uranium) pour assurer une transition énergétique et économique d'ici 2030, date butoir probable de la fin du pétrole et du gaz en Algérie, sous réserves de miracles de découvrir d'autres gisements potentiels.

### **I-2 Les hydrocarbures de schiste**

Il est pratiquement impossible d'évaluer le potentiel de production des schistes en Algérie pour la simple raison qu'on vient tout juste de forer un puits d'exploration a In Salah alors qu'aucune exploitation n'a commencé, alors que des dizaines, voire des centaines de puits pour acquérir un historique de production suffisant et nécessaires pour avoir une idée sur le potentiel et le choix des techniques d'exploitation. Par conséquent, la meilleure approche possible pour estimer le potentiel des schistes algériens, en l'état actuel des choses, serait une estimation analogique par rapport à celui des schistes américains où des dizaines de milliers de puits ont été forés et notamment les schistes de Barnett (Texas) où les puits

possèdent l'histoire la plus longue. Ce rapprochement n'est pas évident, car la structure géologique change d'un continent à un autre, d'une région à une autre. Cette estimation analogique a déjà été entreprise dans une précédente contribution et a permis d'arriver à la conclusion qu'avec le forage de 200 puits par an on arrivera à obtenir une production à peine de 6 milliards de m<sup>3</sup> de gaz/an. <sup>[5]</sup>

### **I-3 L'énergie solaire**

Tarissement annoncé des puits de gaz et de pétrole, l'Algérie s'est investie officiellement dans les mégaprojets d'énergies renouvelables, essentiellement solaire, qui prévoit à l'horizon 2030 l'installation d'une capacité de 22.000 mW, d'une valeur de 130 milliards de dollars et qu'il était loin d'être rentable tout comme cela est souvent le cas à l'étranger où les projets de cette nature ne survivent que grâce aux subventions. De plus, ses dimensions démesurées rendent peu probable son achèvement dans les délais prévus, c'est-à-dire bien après le tarissement de nos ressources pétro-gazières, sous réserves de nouvelles découvertes en conventionnel.

Sur la base des performances de la station solaire de Hassi Rmel qui, avec une puissance de 30 mW permettra d'économiser 7 millions de m<sup>3</sup> de gaz/an, que le mégaprojet ne pourra en économiser plus de 5 milliards de m<sup>3</sup>/an. Tout comme il ne pourra économiser plus de 150 milliards de m<sup>3</sup> de gaz au cours de sa durée de vie, ce qui est largement inférieur aux 600 milliards avancés dans une autre estimation. <sup>[5]</sup>

### **I-4 Potentiel du charbon**

Les réserves, réparties dans le bassin de Bechar, s'élèveraient à un total de 263 millions de tonnes mais ont été abandonnées depuis des décennies, permettront d'économiser un total de 2,7 milliards de m<sup>3</sup> de gaz. <sup>[5]</sup>

### **I-5 Potentiel du nucléaire**

Il est question, depuis un certain temps, de construire vers 2025, la première centrale nucléaire algérienne pour faire face à l'accroissement galopant de la consommation d'énergie électrique.

Selon les données du ministère de l'Energie et des Mines, les réserves prouvées de l'Algérie en uranium avoisinent les 29.000 tonnes, tout juste de quoi faire fonctionner deux centrales nucléaires d'une capacité de 1000 mégawatts chacune pour une durée de 60 ans. Un ambitieux programme avait été initié par monsieur Chakib Khalil l'ancien ministre de L'Energie et des Mines qui prévoyait de produire du combustible nucléaire à l'aide des phosphates nationaux disponibles.

En supposant qu'une telle centrale nucléaire civile sera construite malgré les problèmes de rentabilité, de sécurité et d'alimentation en eau, elle ne permettra d'économiser qu'environ 1,35 milliard de m<sup>3</sup> de gaz par an et donner à l'Algérie l'accès à ce genre d'énergie méconnu dans notre pays et faciliter la transition d'une partie essentielle du panier des énergies devant remplacer progressivement le pétrole et le gaz. [5]

## II-Le système pétrolier

Le système pétrolier est défini par la roche mère, la roche réservoir et la roche couverture tout en tenant compte du facteur temps concernant l'âge de la migration des hydrocarbures et ça relation par rapport celui de la formation du piège.

### II-1 la roche mère

D'après les études géochimiques qui ont réalisées aux niveaux du Bassine d'Illizi ont montres que tout le paléozoïque peut produit les hydrocarbures, principalement il y a deux roches mère on les motionnées :

#### Les argiles radioactives de silurien :

Avec une épaisseur de 240 à 540 m, il s'appelle aussi argile graptolite, ça traduit son génération a était dans un milieu marin à tout la plat forme Saharienne, les résultats gamma Ray a montré que a la base de cette argile il y a un niveau radioactive important parfois arrive à 300 API.

Les 'analyses géochimique a montré que les matières organique au niveau de cette roche est types deux [3].

#### Les argiles du Dévonien moyenne supérieur :

Présente une épaisseur différente, avec 170 m épaisseur moyen au centre du Bassine et épaisseur minimale 132 m au nord-ouest, et l'épaisseur maximal 200.5 au sud-est.

Cette variation d'épaisseur elle est due par l'érosion partielle du Dévonien qui affecté sur le Bassine d'Illizi surtout le parti nord du Bassine, en l'effet par l'orogénèse calédonienne

C'est l'étage le plus grand au paléozoïque relativement riche aux hydrocarbures la norme extension lithostratigraphique et la diversité des faciès au niveau Dévonienne elles sont séparent par banc des Argiles représente la roche mère gris noire induré silteuse avec intercalation Calcaire.

Les analyses géochimique a montré que les matières organique au niveau de cette roche est types deux et trois [3].

## II-2 la roche réservoir :

### II – 2 –1 Réservoirs Cambro-Ordovicien

#### L'Unité II

L'Unité II est d'âge cambrien, son épaisseur moyenne est de 250 m et elle est composée de dépôts fluviodeltaïques. Cette unité est productive dans les gisements de l'hansaténe Ouest, Tiguentourine Est, Ouan Taredert et Dôme à collenias. [3]

#### L'Unité III-2

Cette unité appartenant à l'Ordovicien est composée de grès quartzitiques fins à grossiers avec une épaisseur variant de 0 à 200 m. Ce réservoir produit par fracturation à Hassi Tabtab et Assekaifaf. [3]

#### L'Unité IV

Elle correspond au complexe terminal de l'Ordovicien, son épaisseur varie de 10 à 350 m, elle est constituée de dépôts fluvioglaciaux à périglaciaires

Les sous-unités IV-3 et IV-2 présentent des porosités de 5 à 15 % et sont productives de gaz à Tin Fouyé Ouest, In Amenas, Tiguentourine, Zarzaitine et Irlalène. L'hydrodynamisme joue un rôle important : pour exemple, le gisement de



Tin Fouyé où la distribution des fluides dans l'Ordovicien est contrôlée par un courant hydrodynamique de l'aquifère. <sup>[3]</sup>

### II – 2 –2 Réservoirs Siluro-Dévonien (F6-F5-F4)

#### Réservoir F6

Ce méga-réservoir produit de l'huile et du gaz dans le bassin d'Illizi ; c'est un ensemble argilo-gréseux subdivisé de bas en haut en huit (08) unités : M1, M2, A, B1, B2, C1, C2 et C3. Cette série litho stratigraphique peut être scindée en deux, une série inférieure appartenant au Silurien supérieur (Ludlow) et une série supérieure d'âge Dévonien inférieur (Praguien). Les niveaux réservoirs sont composés de grès marins peu profonds (M1) et de grès fluviatiles (A, B1, C1, C2 et C3). Il possède les valeurs de porosité et de perméabilité les plus élevées de la région : la porosité atteint 20 à 25 % et la perméabilité varie de 0,1 md à quelques centaines de md. Le F6 est pratiquement présent sur l'ensemble du bassin à l'exception de la partie nord-occidentale où il est partiellement érodé. Les réservoirs du F6 produisent de l'huile à Tin Fouyé, Djoua Ouest, Ahara, Tinhert, Gara Tisselit, Tin Mesnaguène. <sup>[3]</sup>

#### Réservoirs F5 et F4

Ces réservoirs font partie d'une série argilo-gréseuse d'âge Dévonien moyen qui s'est déposée dans un réseau fluviatile méandriforme. L'épaisseur de cette série est de 40 à 50 m avec de bonnes propriétés pétro-physiques. Ces réservoirs sont productifs à Assekaifaf, El Adeb Larache et Taredert. <sup>[3]</sup>

### II – 2 –3 Réservoir Dévonien Supérieur (F3-F2)

#### Réservoir F3

Ce réservoir est constitué de barres tidales d'épaisseur de 0 à 30 m. Il présente 10 à 15 % de porosité. Le F3 est productif à Alrar, Stah, Mereksene. <sup>[3]</sup>

#### Réservoir F2

Intercalé sous forme de lentilles sableuses dans les dépôts du Dévonien supérieur, ce réservoir comporte des niveaux gréseux dont l'épaisseur est généralement inférieure à 5 m mais peut atteindre localement 15 à 20 m. Le F2 est productif à Ouan Diméta et Issaouane. <sup>[3]</sup>

## II – 2 –4 Réservoirs Carbonifère

Les niveaux réservoirs du Carbonifère sont constitués de lentilles gréseuses, productives à Edjeleh, Tiguentourine, Zarzaïtine et Hassi Tabtab. Ces niveaux réservoirs ne dépassent pas les 30 m, leurs propriétés pétro-physiques sont faibles à moyennes mais peuvent localement s'améliorer. [3]

## II – 2 –5 Réservoirs Trias Argilo-Gréseux Supérieur

Dans le bassin d'Illizi, le seul réservoir triasique présent est le Trias Argileux Gréseux Supérieur (TAGS) qui correspondent au salifère S4 du centre de Berkine. Cette formation a une aire d'extension très limitée qui se situe sur une frange étroite du nord-ouest du bassin et correspond à la limite entre les bassins de Berkine et d'Illizi. La découverte d'El Ouar Sud-1 (EOS-1) avec un débit de 12 m<sup>3</sup>/h d'huile a révélé les potentialités pétrolières du TAGS, et ce malgré la proximité de sa limite d'extension. Le TAGS possède une bonne porosité primaire, la granulométrie est grossière et l'argilosité assez faible. Ces bonnes qualités pétro-physiques sont prouvées par les résultats de tests : 12 m/h d'huile à EOS-1, 7 m<sup>3</sup> /h d'eau salée à BTF. [3]

## II-3 La roche couverture

Puisque le réservoir du Bassin d'Illizi il est subdivisé aux plusieurs unités donc chaque roche réservoir a une roche couverture, pouvons les mentionnées comme la suit [3] :

- Les argiles de l'Ordovicienne qui couvrent parfois l'unité II du Cambrien, l'unité III -2 et l'unité III-3
- Les argiles de la base Silurien assurant la couverture des réservoirs complexe terminaux, et silurien supérieur couvrent les unités inférieures de F6
- Les argiles intercalées du Dévonien inférieur et Dévonien moyen couvrent l'unité C du réservoir F6.  
Les argiles du Dévonien supérieur couvrent le réservoir F4 dans le parti Est.
- Les argiles du Carbonifère couvrent le réservoir F2 au l'Est.

### III-Les réservoirs conventionnels et non conventionnels

#### III-1 Les réservoirs conventionnels

La distinction entre les réservoirs conventionnels et non conventionnels dépend essentiellement du système pétrolier de la zone d'étude.

Il s'agit dans les deux cas des mêmes types d'hydrocarbures, c'est-à-dire du pétrole et de gaz, issus de la transformation de la matière organique contenue dans la roche mère dans des conditions de pression et de température externe au cours du temps géologiques.

Une quantité des hydrocarbures produits dans la roche-mère subit une migration primaire vers une roche réservoir, cette dernière caractérisée par porosité et perméabilité adéquate pour magasier les hydrocarbures.

Afin d'éviter la dimigration une roche couverture assure une barrière imperméable (roche couverture) comme exemple les roches évaporitiques (le sel, les anhydrites ...) et les hydrocarbures se sont alors accumulés sous cette roche couverture, dans les pores (roche réservoir), et tout ça il s'appelle système pétrolier.

Classiquement, l'industrie pétrolière exploite les roches réservoirs les plus perméables, au sein desquelles les hydrocarbures sont concentrés, en y forant des puits, ça crée d'équilibre de la pression au niveau du réservoir ce dernier provoquera la migration des hydrocarbures vers le puits, ces types des hydrocarbures qui extraits par ces méthodes sont appelés " **hydrocarbures conventionnels**" (Figure 06).

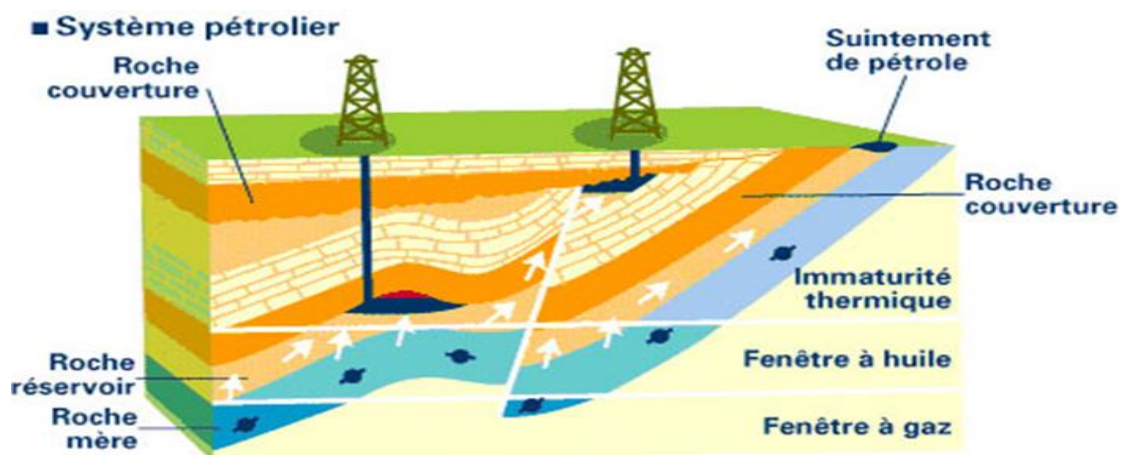
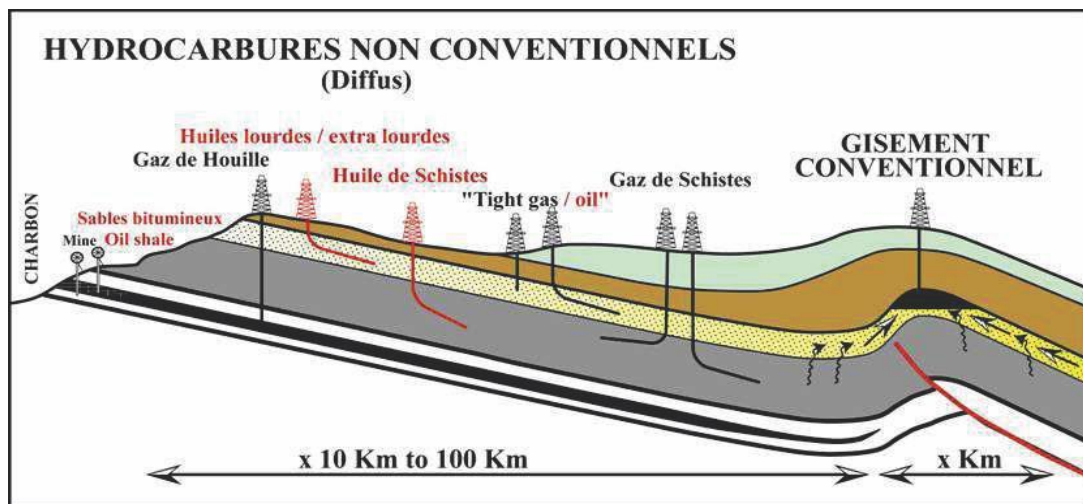


Figure 06 : Méthode exploitation des réservoirs conventionnels (IFPEN 2011)

### III-2 Les réservoirs non conventionnels :

Les réservoirs non conventionnels, caractérisent par la présence des deux principaux compartiments du système pétrolier (Roche Mère et réservoirs cas de tight de gaz ou bien uniquement roche mère le cas de gaz de schistes).

Ce type de réservoirs il est exploitable par des techniques avancées en forage et production tel que le forage dirigé et la fracturation **Figure 07**.



**Figure 07** : Géologie schématique des hydrocarbures dans la nature ([site internet](#))

Mais généralement on peut mentionnées les réservoirs non conventionnels aux trois catégories principaux, elles sont comme la suit :

- ✚ Le gaz qui se trouve dans les veines de charbon : **Coal Bed Methane** (CBM), le trop fameux grisou.
- ✚ Les hydrocarbures emprisonnés dans les formations compactes : **Tight Gas** (TG)
- ✚ Le gaz résiduel dans la roche mère : **Shale Gas** (SG) ou gaz de schiste
- ✚ Hydrate de méthane

## **IV-Classification des réservoirs non conventionnels :**

### **IV-1 Classification des hydrocarbures non conventionnels gazeux :**

#### **IV-1-1 Les gaz de schistes :**

En principe le pourcentage des quantités des hydrocarbures qui sera migré après la formation des hydrocarbures est 40% et 60% sera resté emprisonné dans une la roche mère (Argile), à une profondeur comprise entre 1 500 m et 3000m.

Très peu perméable et poreuse.

**Rq :** on peut considérer les gaz de schiste comme réservoirs conventionnels uniquement n'ont pas encore réalisé pas leur migration.

#### **IV-1-2 Les gaz des réservoirs compacts (Tight Gas) :**

Ces types des gaz qui existent dans ces types des réservoirs ont réalisé leur migration vers une roche réservoir. Mais ils sont classés comme les réservoirs non conventionnels ! Par ce que la roche qui le contienne-t-elle est très peu perméable généralement 1md, et peu poreuse presque de 4 à 5%, et très profond, dispersé, ce qui rend plus difficile l'exploitation du réservoir.

#### **IV-1-3 Gaz de charbon**

Ces gisements sont généralement situés entre 800 m et 1200 m de profondeur, mais certaines formations peuvent être très peu profondes, à seulement quelques centaines de mètres comme

Les gaz de charbon sont présents dans les veines de charbon. Le processus de formation du charbon correspondant a la production de méthane, qui peut se retrouver sous la forme de poche. Il peut aussi être absorbé par le charbon, il s'agit alors du gaz de charbon.

#### **IV-1-4 Hydrates de méthane :**

Les hydrates de méthane est' une autre ressource de gaz non conventionnel présentant des elle peut présenter une potentiellement très importantes parfois plus que les réservoirs conventionnel.

Les hydrates de méthane sont des molécules de méthane issues de la décomposition de matières organiques, qui se sont « associées » à des molécules d'eau dans certaines conditions (fortes pressions, faibles températures, faibles quantités de méthane).

#### V- Classification des réservoirs non conventionnels liquides :

- ✚ Le pétrole (Houille) de schiste
- ✚ Les schistes bitumineux
- ✚ Le gaz de houille

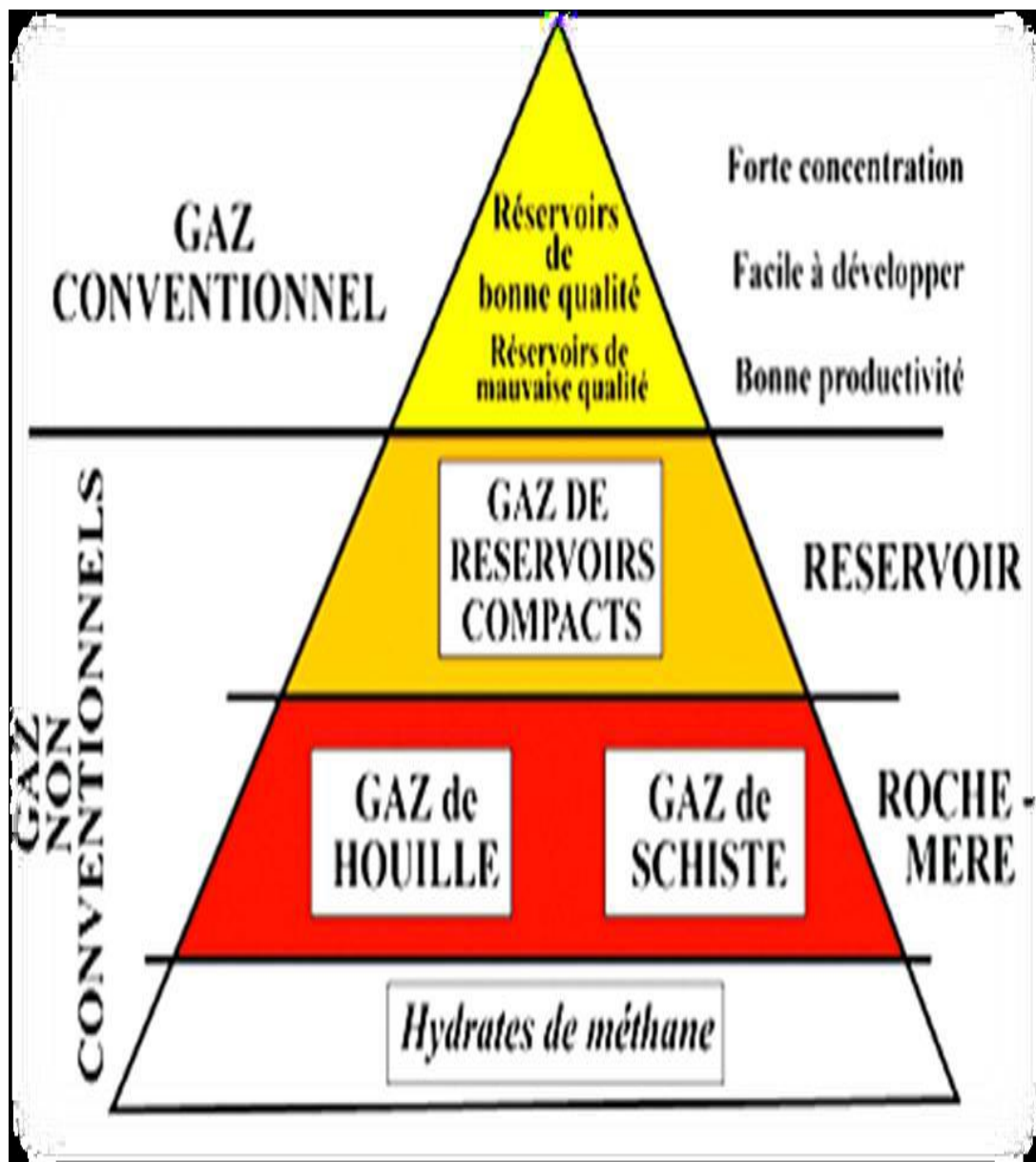


Figure 08 : Les différents types d'hydrocarbures non conventionnels (IFPEN 2011)

# CHAPITRE III

## PRESENTATION DE LA ZONE ETUDIER (IN AMENAS) ET METHODE D'EVALUATION

# **PARTI I**

## **PRESENTATION DE LA ZONE ETUDE (IN AMENAS)**



## I- Situation géologiques et géographiques de La commune In Aménas :

In Aménas est une commune de la wilaya d'illizi située dans le sud-est de l'Algérie, à la frontière avec la Libye. La commune a été créée à la fin des années 1950 après la découverte des gisements d'hydrocarbures aux années 1960.

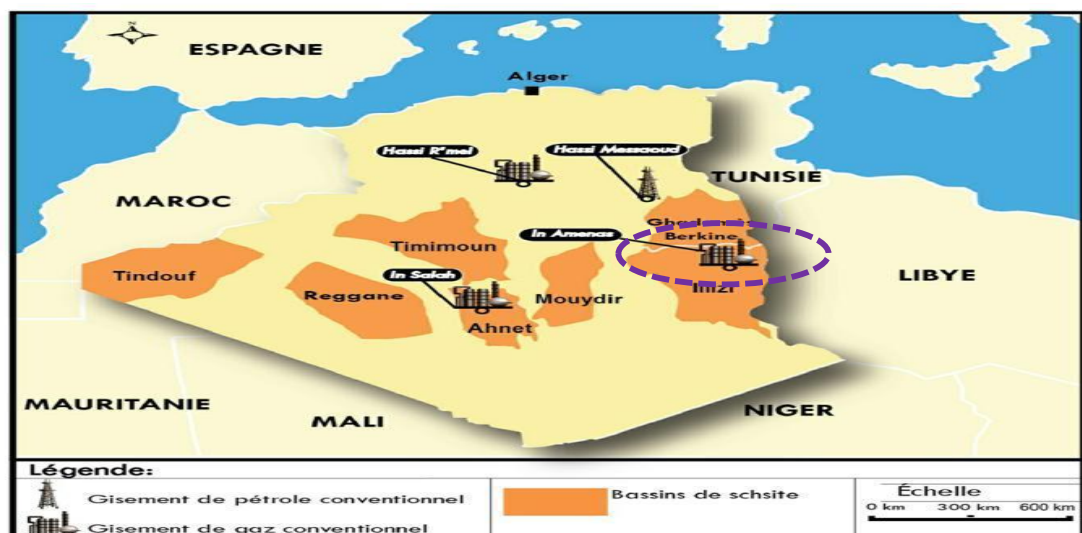
### I-1 La limite géographique In Aménas

Les coordonnées géographiques de la commune elle est située au parti Nord-est de la wilaya Illizi, entre longitude 28° 02' 18" Nord, et latitude 9° 33' 54" Est.

### I -2 La limite géologique In Aménas

La commune est située à 265 km nord-est de la wilaya d'illizi, à 815 km au sud-est d'Ouargla , à 730 km au sud-est d'Hassi Messaoud et à environ 1 500 km au sud-est d'Alger à la frontière avec la Libye, avec une superficie 14 913 km<sup>2</sup>(**Figure09**) Elle est limite par :

- + commune Debdeb au nord,
- + de Bordj Omar Driss à l'ouest,
- + Illizi au sud district libyen de Nalout à l'est



**Figure09** : la situation géographique et géologique de la commune d'Ain Aménas  
(site internet 2011)

## II La situation de la région d'étude :

La région d'étude est située au Sud – Est du Bassin d'Illizi avec superficie 2000 km<sup>2</sup>.

(Fig.10). le frontière de la région étudiée est marquée par les régions suivantes :

La région d'Alrar à l'EST

La région de Tinhrent

La région d'In Akamil

La région Zarzaïtine

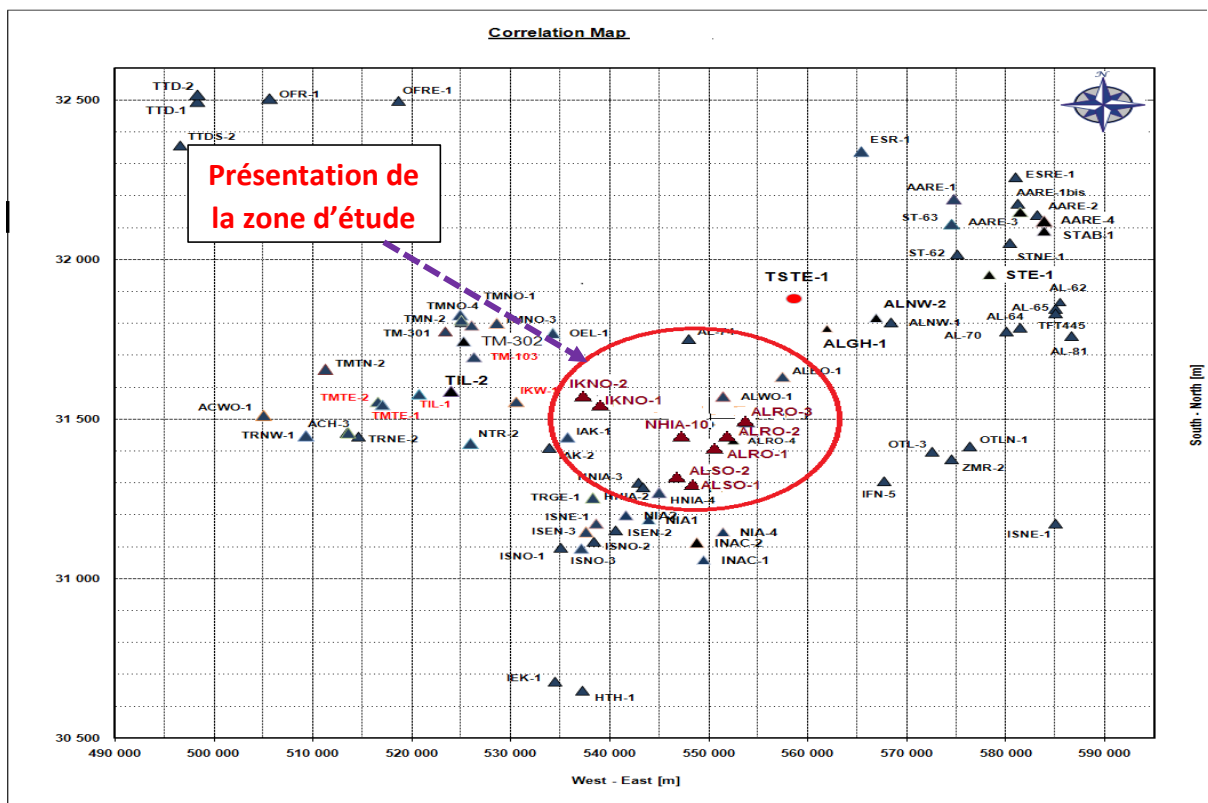


Figure 10 : présentation de la région d'étude dans les blocs 240 et 239

(rapport finale de puits HNIA 10 Sonatrach, 2003)

**II-1 La position des puits dans la zone d'étude :**

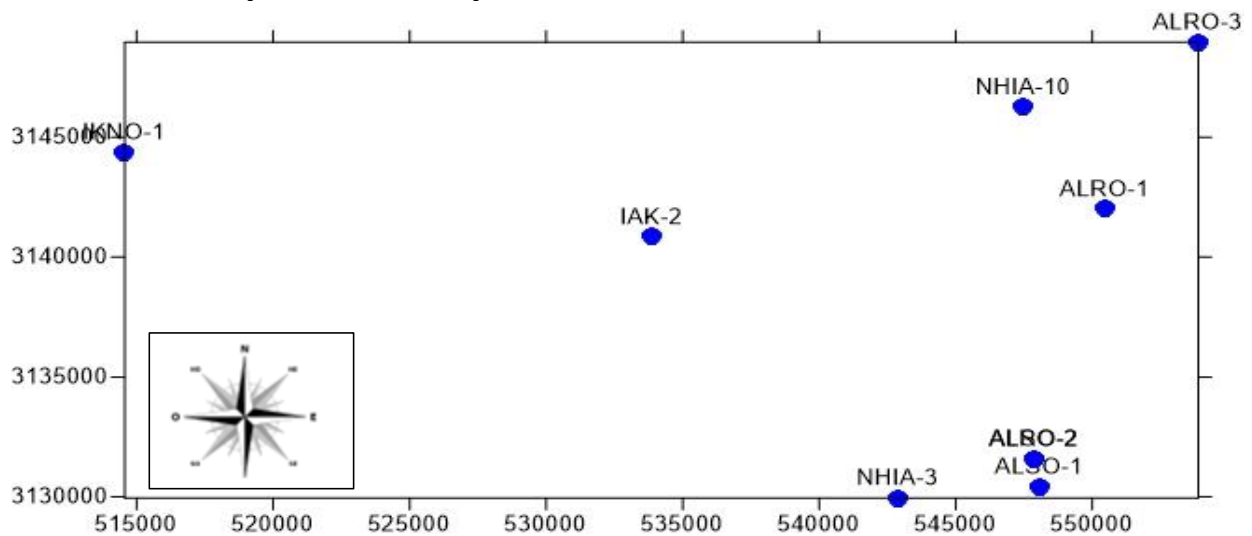


Figure 11 : Carte de position des puits étudiés

**II-2 Les cartes isobathe et iso paque de la zone étudiée (au niveau silurien)**

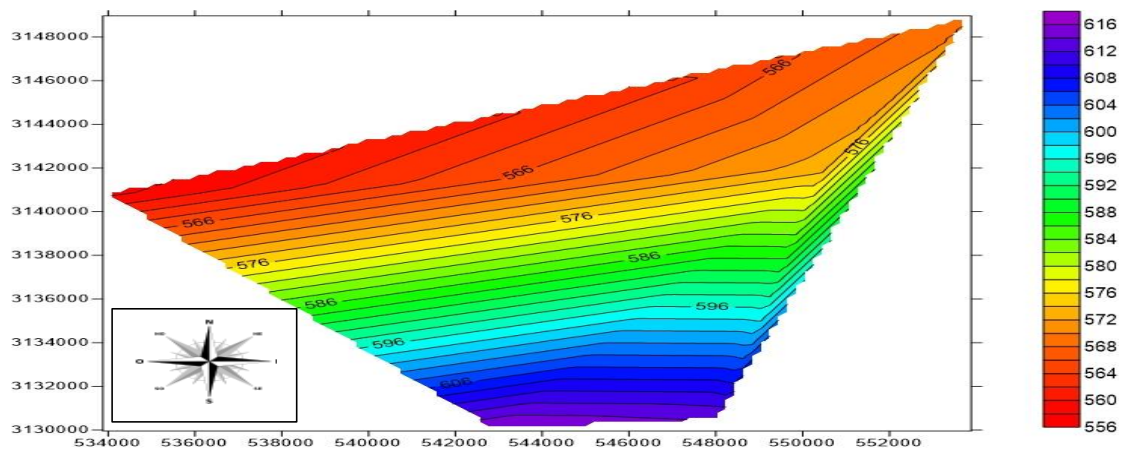


Figure 12 : Topographier de la zone étudiée

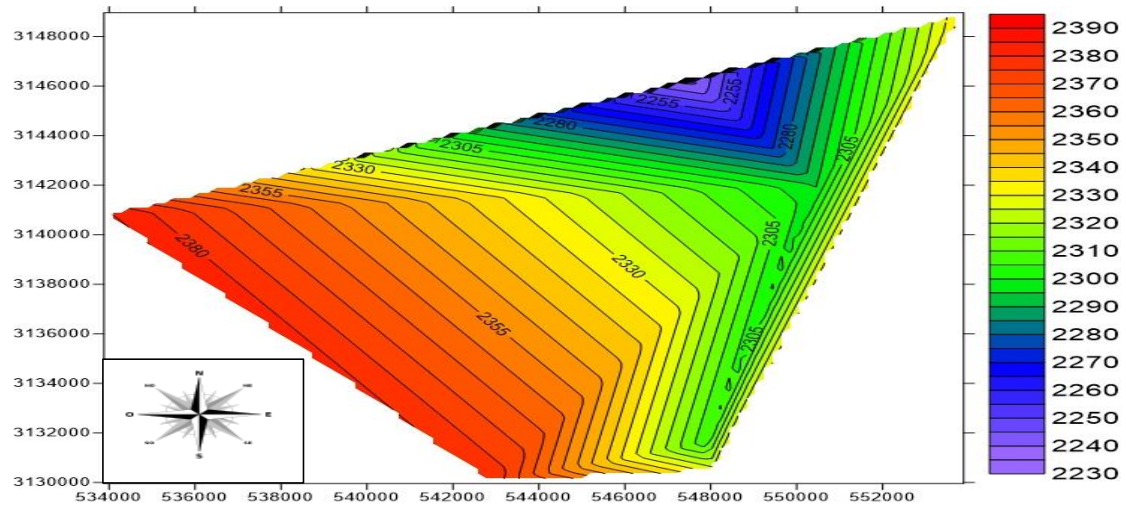


Figure 13 : Carte isobathe (top silurien)

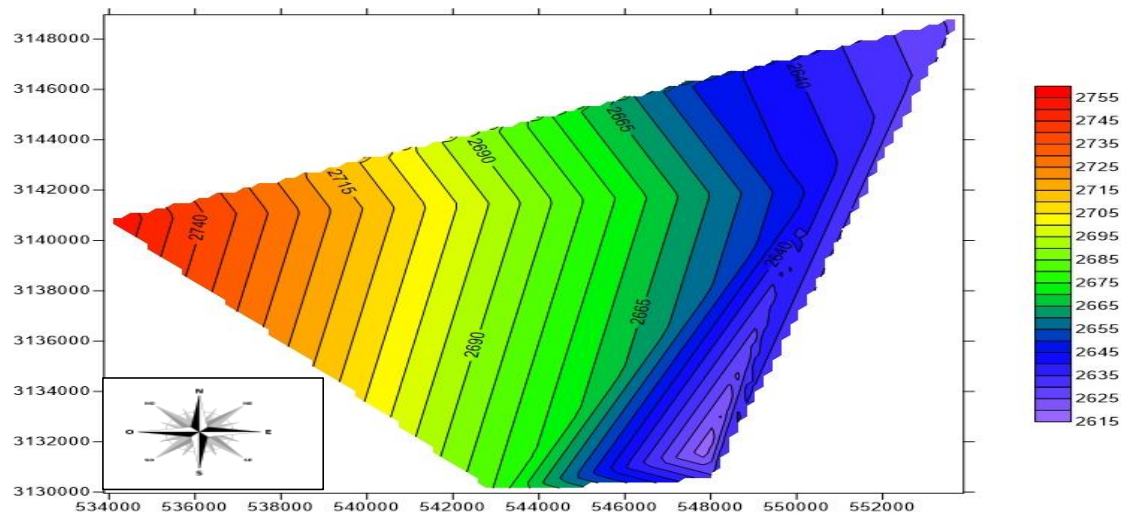
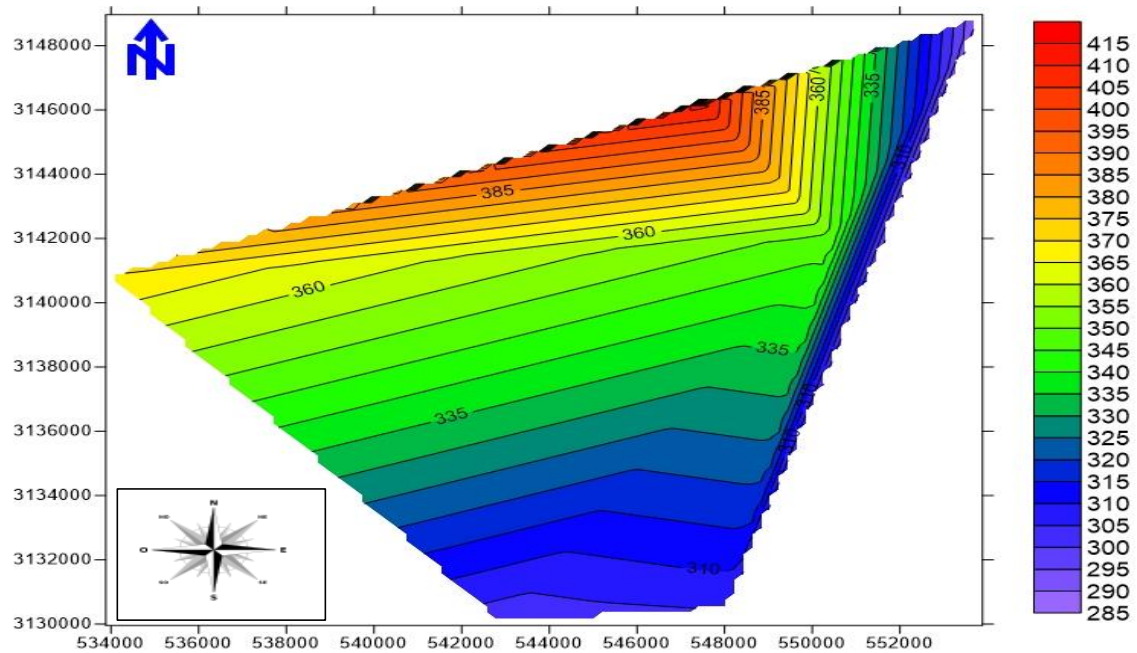


Figure 14 : Carte isobathe (mur du silurien)

A partir des deux cartes isobathe (toit et mur) de silurien on peut remarquer que il y a une inclusion du silurien de l'Est vers l'Ouest à une cote de 2615 m dans l'Est jusqu'à 2765 m dans l'Ouest ce variation de l'épaisseur il due par le transgression de silurien d'après la font glacière qui a été dans l'Ordovicien, en plus de ça on peut remarquer que il y a une convexion de bords de la zone vers le centre sous forme une petit anticlinale, ce remarque traduit les forces de convergence qui ont affectées cette région.



**Figure 15 : Carte iso paque du silurien au niveau de la zone étudié**

Depuis cette carte on peut remarquer clairement la variation d'épaisseur il est augmenté de bords de la zone vers le centre et ça peut traduire les forces de compressions qui ont affectées à cette zone, d'après ces carets on peut diriger les forages vers les zone ou l'épaisseur très important

# PARTI II

## MÉTHODES ÉVALUATION

## I - INTRADUCTION

Ce parti consiste à l'identification et évaluation des niveaux riche en matière organique roches mère (potentielle zone) en définissent la richesse la roche mère en matière organique c'est-à-dire les intervalles qui contient une pourcentage considérable de carbone organique totale (COT), ainsi que le degré du maturation au niveau de la zone étudiée, en silurien (la roche mère ) qui couvre par les puits **ALRO-1 , ALRO-2, ALSO-2**.

L'estimation de la teneur de la matière organique dans les Argiles constitué un élément très important dans l'évaluation pétrolier d'un Bassin sédimentaire.

La géochimie organique d'exploration dont l'une de tâche est de quantifier et de caractériser la matière organique dans les sédiments afin localise et d'évaluer COT de la roche mère présente, mais parfois le faible nombre des données, souvent discontinuité, mal localisées dans le puits donc mal représentative de la formation étudiées.

Pour pallier cette difficulté. Certains auteurs ont cherché à estimer les teneurs en matière organique à partir des signaux enregistrés à l'aide des diagraphies différées, à l'aide la méthode **Carbolog** et la méthode  **$\Delta\log R$** .

## I-LES METHODE D'EVALUATION

### I-1-La méthode Carbolog

C'est une méthode d'estimation de la richesse en matière organique (**MO**) contenus d'organique des roches mère et roche réservoir, cette méthode développé à l'institut française pétrole (IFP). [8]

La méthode Carbolog basée sur la partie de la propriété physique de la matière organique qui se caractérise par :

- ✚ vitesse de propagation des soniques aussi élevé.
- ✚ Résistivité élevé.

Ces propriétés physiques peuvent être combinées de manière à permettre une estimation le COT localement. [8]

## II- Types de la méthode Carbolog

### 1 - Traditionnelle

Basée sur la relation statistique entre le teneur de la matière organique mesurée sur un échantillon et la diagraphie mesurée en profondeur de ces mêmes échantillons [9].

Cette méthode peut évaluer le teneur de la MO avec moins coute et sont rapide et applicable dans grande nombre des puits.

### 2 - Le plus récent

Qui font Apple à des outils modernes Gammry spectromètre Tools (**GST**) mais cette méthode très couteux par rapport la méthode traditionnelle en plus de ça cette méthode utilise pas dans une les puits ancien [10].

Cette méthode permet d'évalué les compositions élémentaires de la roche tel que :



- Les compositions minéralogiques des sédiments par recombinaison des éléments mesuré guidée par un model minéralogique
- Le teneur de la matière organique COT à l'aide les réponses des outils de diagraphie.

La méthode récente ne naissant pas une calibration, Mais puisque théoriquement elle est basée sur les réponses des outils de diagraphie elle aura une partie négatif est plus couteux que la méthode traditionnelle.

La méthode Carbolog base sur la méthode traditionnelle puisque elle est moins couteuse et plus applicable.

Mais pour la fiabilité des résultats la méthode traditionnelle elle nécessite une calibration adéquate tel que liée aux outils de diagraphie et la nature de formation étudié (Argile, Eau, Matrice et la Matière organique). <sup>[10]</sup>

## II-1 principes de la méthode

À la notion géologie la roche peut être composé de différent composant (les minéraux, matrice, eau, matière organique ..... ) <sup>[9]</sup>

Dans la méthode Carbolog les composants pris en compte sont :

- ✚ La matière organique (y compris les huiles et les gaz)
- ✚ Les Argile (avec leur eau de constatation)
- ✚ Les minéraux autres que les Argile désigné sous le terme de « matrice »

Les réponses des outils de diagraphiques déterminent les caractéristiques physiques spécifiques de chacun composant ainsi que leur pourcentage respectif le volume de roche qui influençant sur les mesure faite par les outils.

Le temps de transite du son  $\Delta t$  dans la matière organique et l'eau et les Argile il a été fort par rapport les autres composants matricielles, on peut remarquer que il y a un

accroissement de  $\Delta t$  dans les roches correspondra à une augmentation sa teneur eau, teneur Argile et la matière organique.

La séparation entre les trois composants qu'ils présentent en roche (formation étudié) à l'aide des outils supplémentaire « la résistivité » cet outil permet en la séparation des composants conducteurs (eau, Argile) du composant non conducteur (la matière organique).

L'estimation de la teneur de la matière organique par la méthode Carbolog elle est basée sur le couple de log sonique et log de la résistivité, l'interprétation de couple (résistivité/sonique) on peut résumer comme la suit :

- ❖ Augmentation de la valeur sonique  $\Delta t$  et diminution la valeur de la résistivité dans le cas de présence de l'eau et/ou les Argile et inversement.
- ❖ Augmentation de la valeur sonique  $\Delta t$  et Augmentation la valeur de la résistivité aussi ça correspondant à l'augmentation de la matière organique

## II-2 Diagramme d'interprétation

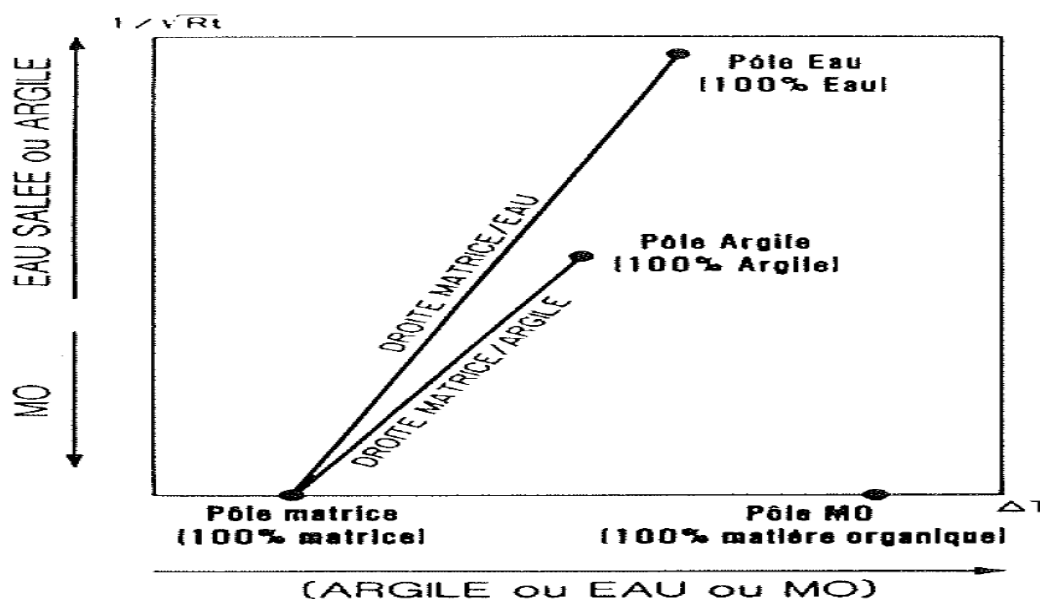


Figure 16 : les pole 100% des quatre composants (IFP 1981)

La mise en œuvre de Carbolog peut-être représentée graphiquement, chaque intervalle sédimentaire pris en compte par les outils « sonique » et « résistivité » et caractérisé par sa valeur sonique  $\Delta t$  et résistivité  $R_t$ . [11]

Dans un tel diagramme les positions des points correspondant aux composants purs présente dans l'ensemble sédimentaire étudié (Argile, eau, matrice, matière organique) servent de pôles de référence.

**Remarque :**

La méthode Carbolog généralement destiné pour estimer le pourcentage de COT en place mais au niveau les réservoirs conventionnelles grès pauvre et riche en Argile, mais on peut appliquer la même méthode au niveau de la roche mère, et la seule référence sera au niveau les lois pour calculé la vitesse de la propagation des ondes sonique.

**1- L'équation de la vitesse de propagation des ondes acoustique dans les Argiles [12] :**

$$\Delta t = \Delta t_{ma} V_{ma} + \Delta t_{mo} V_{mo} + \Delta t_w V_w + \Delta t_d V_d$$

Avec :

$\Delta t$  : temps de transite de la roche ( $\mu s/Ft$ )

$\Delta t_{ma}$  : temps de transite de la matrice ( $\mu s/Ft$ )

$V_{ma}$  : pourcentage volumétrique de matrice (%)

$\Delta t_{mo}$  : temps de transite de la matière organique ( $\mu s/Ft$ )

$V_{mo}$  : pourcentage volumétrique de matière organique (%)

$\Delta t_w$  : temps de transite de l'eau ( $\mu s/Ft$ )

$V_w$  : pourcentage volumétrique d'eau (%)

$\Delta t_d$  : temps de transite de l'Argile ( $\mu s/Ft$ )

$V_d$  : pourcentage volumétrique d'Argile (%)

## 2 - L'équation de la vitesse de propagation des ondes acoustique dans le grès pauvre de l'Argile <sup>[13]</sup> :

$$\Delta t = \Delta t_{ma} + \{V_{ma} (\Delta t_{mo} - \Delta t_{ma})\} + \{(\Delta t_w - \Delta t_{ma}) \nu R_w\} (1/\nu R_t)$$

Avec :

$R_w$  : résistivité de l'eau de la roche ( $\Omega m/m$ )

$R_t$  : résistivité de la roche ( $\Omega m/m$ )

$$R_t = (1/V_w^2) \nu R_w$$

$\Delta t_{mo}$ ,  $\Delta t_w$ ,  $\Delta t_{ma}$ ,  $R_w$  : constants

Ce réseau permet donc de connaitre le contenu en matière organique de toute roche représente par une point sur le diagramme à condition que les composants de cette roche correspondant aux pole purs (matrice, matière organique, eau).

### II-3 Les conditions d'application

La mise en œuvre de Carbolog exige qu'un certain nombre de condition soient réunies préalablement à toute application à une série géologique ou une section de série géologique, ces conditions sont <sup>[8]</sup> :

- La matière organique et la matrice ont une résistivité infinie.

Cette condition est généralement rempli en matière organique n'étant pas conductrice et la matrice ne l'étant que très rarement.

- La variation de composition de la matrice sont faibles et ont influence faible sur le sonique, si les variations de composition de la matrice sont importantes, les différentes zones ou la matrice peut être considérée comme constante. On applique la méthode Carbolog d'une manière sélective ainsi que définies.

- Les Argiles ont des valeurs « sonique » et « résistivité » peu variables sur l'intervalle traité. L'eau contenue dans la formation est conductrice et de salinité peu variable.

Ces deux conditions sont très souvent réunies dans une même formations géologiques mais cette hypothèse peut être fausse par exemple (la présence plusieurs types d'Argile, variation de la salinité de l'eau continue dans la formation), les études géologiques de la série étudiée permettent de savoir ces problèmes.

Donc il faut diviser la série étudiée à ensemble des constituants relativement constants est donc parfois nécessaire, celle-ci peut généralement être réalisée.

- Le pole matière organique est uniquement pour l'intervalle étudié, il y a une phase de calibration, qui aboutit à la définition d'ensemble lithologique considérée comme homogène pour Carbolog (c'est-à-dire dont les roches sont formées des quatre même constituants principaux). Et à la détermination des paramètres de calcul.

Pour savoir si la série lithologique donnée remplit l'ensemble des conditions que nous avons énumérées, la procédure choisie est d'utiliser la méthode Carbolog et en supposant ces conditions remplies puis on compare avec les mesures de teneur en carbone organique réalisées en laboratoire sur échantillons. La stratégie adoptée pour la mise en œuvre de Carbolog dépendra donc de cette comparaison et de conclusion qui en découleront.

## II-4 mode de fonctionnement

Pour la détermination de la teneur de la matière organique COT nous devons passer sur quelques points de fondamentale ils sont <sup>[8]</sup> :

### II-4-1 détermination des ensembles sédimentaires homogène

La détermination des ensembles sédimentaires homogène s'effectue des manières suivantes <sup>[8]</sup> :

- ❖ Une préparation des données diagraphiques correspondant à une profondeur précisée des diagraphies et l'élimination des données sans signification comme exemple « les cavités, les valeurs jugées erronées ».
- ❖ Le calcul par la méthode Carbolog de teneurs volumétrique de la matière organique pour l'ensemble des formations avant la subdivision.
- ❖ La transformation des teneurs volumétriques calculé par Carbolog en pourcentage pondéraux de carbone organique avant toute les comparions avec les mesures de laboratoire.
- ❖ La comparaison des teneurs estimées par la Carbolog avec les teneurs mesurées en laboratoire sur échantillons, cette comparaison permet en association avec les connaissances géologiques qui l'on a sur le bassin.

#### II-4-2 Détermination de la droite 0% matière organiques

La détermination de la droite 0% de la matière (droite 0% MO) organiques est basée sur [8] :

- ✓ L'interprétation des données diagraphies « sonique, résistivité et gamma ray ».
- ✓ La colonne lithologique d'un puits reportés sur un diagramme ( $\Delta t$  en fonction  $1/VR_t$ ), ceux situés le plus à gauche correspondent à des intervalles sédimentaires à teneur en matière organique minimale.

#### II-4-3 détermination de pole 100% matière organique

La résistivité de la matière organique étant supposé infinie, la détermination de son  $\Delta t$  est suffisant pour détermine le pôle de la matière organique, mais on savoir que les compositions élémentaires des matières organiques peuvent différer selon son origine, et son degré de la maturité thermique. Mais la valeur de  $\Delta t_{mo}$  est très susceptible de varier selon la profondeur de la sérier étudiée [8]. **(Figure 17)**

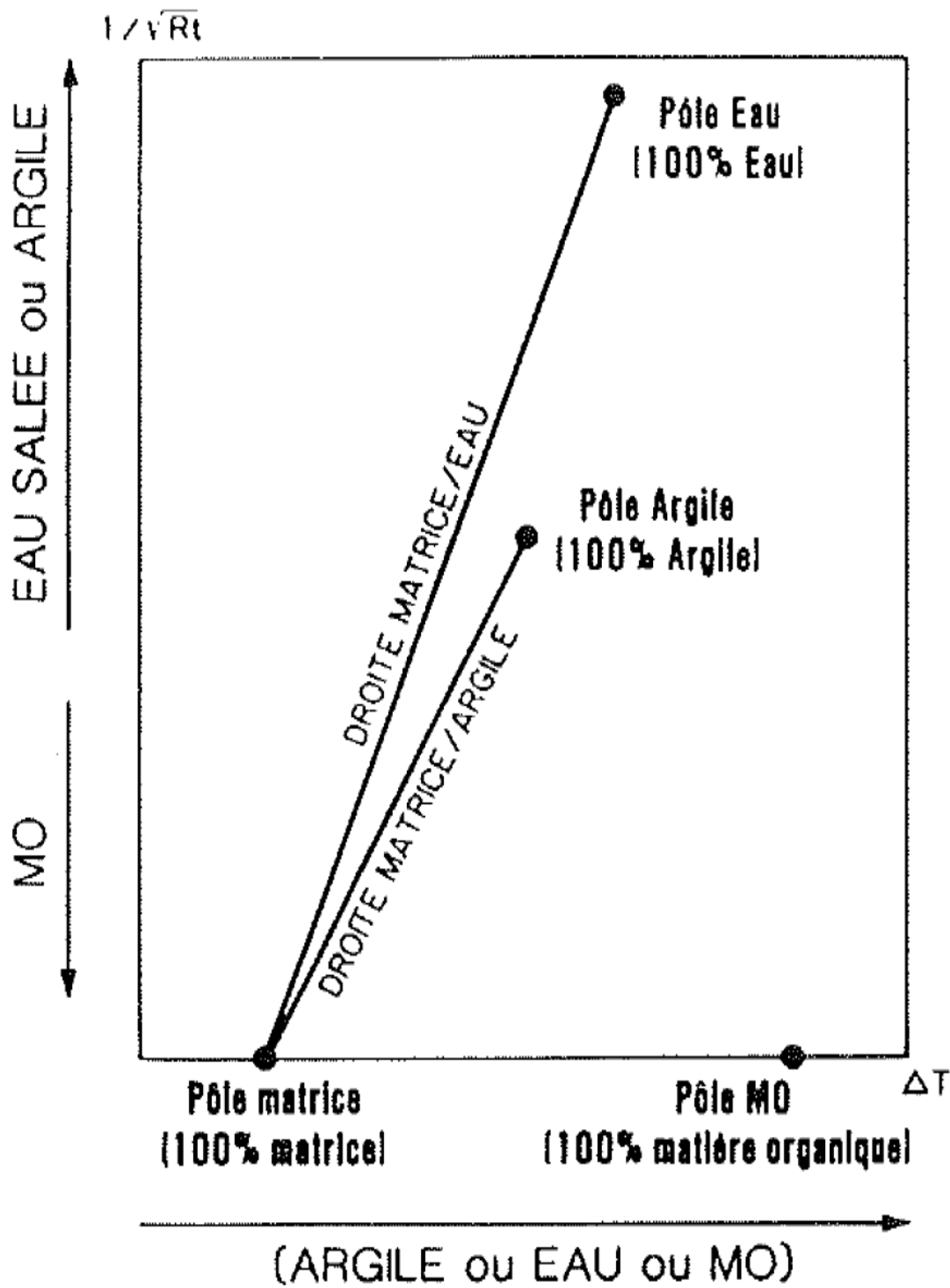


Figure 17 : les pole 100% des quatre composants (IFP 1981)

#### II-4-4 calibration à l'échelle du bassin

Une fois terminée les calibrations précédentes pour chaque puits où les analyses géochimies existent, on cherche une calibration moyenne valable pour l'ensemble des données à l'intérieur du bassin ou d'une portion de bassin.

Cela se fera notamment sur les puits ayant servi à la calibration une valeur unique de  $\Delta t_{mo}$  généralement on prendra la valeur moyenne, d'autre part on étudier à l'échelle du bassin les corrélations régionales des ensembles lithologiques retenus, en plus de ça pouvons déterminer les zones géographiques aussi à l'aide la relation sédimento-structurale de la région étudiée [8].

#### I-2 La méthode delta log R :

La technique de cette article a été développée et appliquée avec succès à des nombreux des puits dans le monde entier. Bien que les méthodes et les nouveaux outils, tel que les (diagraphie spectrales de rayonne gamma induites) offrant des avantages spécifiques pour la mesure directe de la teneur carbone organique, la technique directe ci-dessous fonctionne correctement dans les roches mère carbonatée et élastique. en prédisant COT sur un large d'échelles [14].

La méthode delta log R c'est une nouvelle technique fondée sur l'interpolation de la courbe de la résistivité avec le sonique, afin d'estimer la richesse en matière organique (le COT), l'interprétation selon le positionnement des courbes (**Figure 18**) on peut trouver les cas suivants :

- ✚ Les deux sont parallèles : pas d'interprétation.
- ✚ Les deux sont superposés (insérés) : elle définit comme ligne de base pour la résistivité et sonique.



- ✚ La richesse en Matière organique elle a une relation proportionnelle avec la séparation entre les courbes.

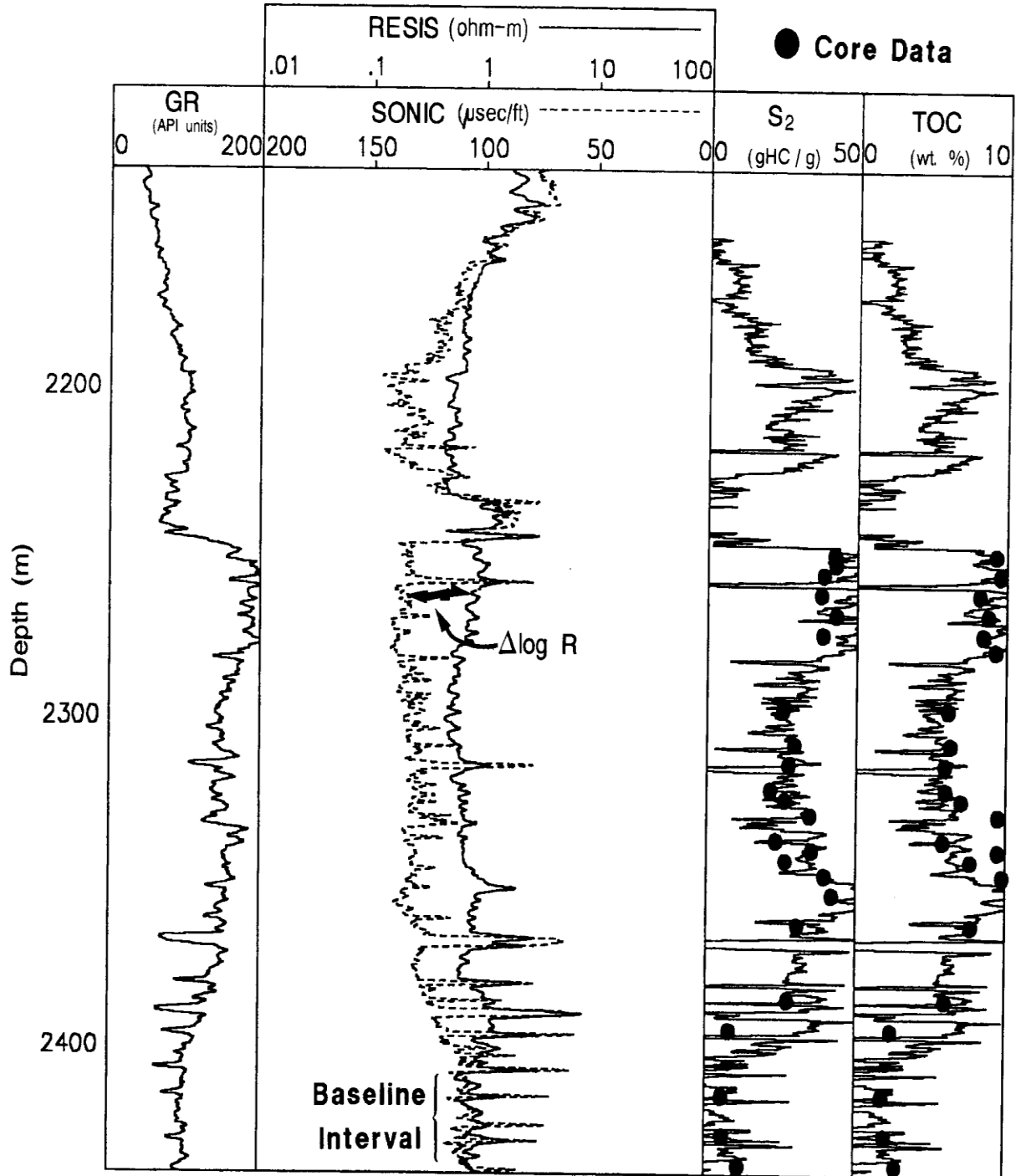


Figure 18 : Sonique/résistivité superposition montrant la séparation  $\Delta \log R$  dans l'intervalle riche en matière organique (passey et al ... 1989)

## II- Les outils de diaggraphie impliquée dans la méthode $\Delta\text{Log R}$

### II-1 Sonique :

L'outil acoustique (sonique) est un outil parmi les outils de diaggraphie différée, la vitesse de propagation des ondes sonique destinée et mesurée 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 la profondeur  $Z$ , de propagation des ondes acoustique 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 sonique de fréquence (**10 à 40 KHZ**) générée par l'émetteur (s) <sup>[15]</sup>. **(Figure 19)**

#### II-1-1 Principe fonctionnement 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. Etant donné la propagation des ondes acoustiques et étroitement liée aux <sup>[15]</sup>:

- + propriétés élastiques des formations géologiques (Argile, grès, calcaire .... Ect)
- + 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 sonique se propageant de l'émetteur au récepteur par l'expression suivante :

$$DT = 2X_1/V_p + X_2/V_f$$

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 ( **$\mu\text{s}/\text{ft}$** )

$X_2$  : distance parcourue par l'onde acoustique réfracté dans les formations

Géologiques mètre (m)

$V_F$  : vitesse de propagation des ondes acoustiques dans les formations

géologiques ( $\mu\text{s}/\text{Ft}$ )

Alors 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.

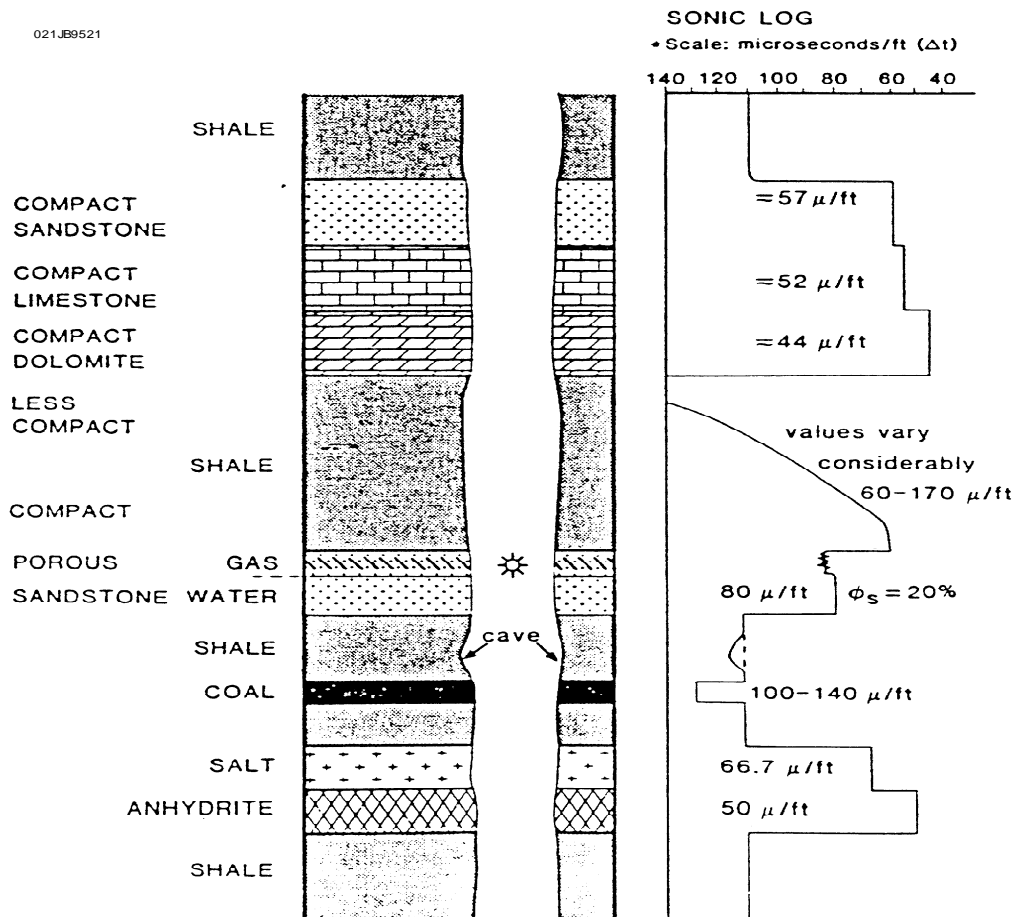


Figure 19 : Temps de transit mesuré par le sonique dans différents types de formations (site internet 2011)

## II-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 diagraphie 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 20**).

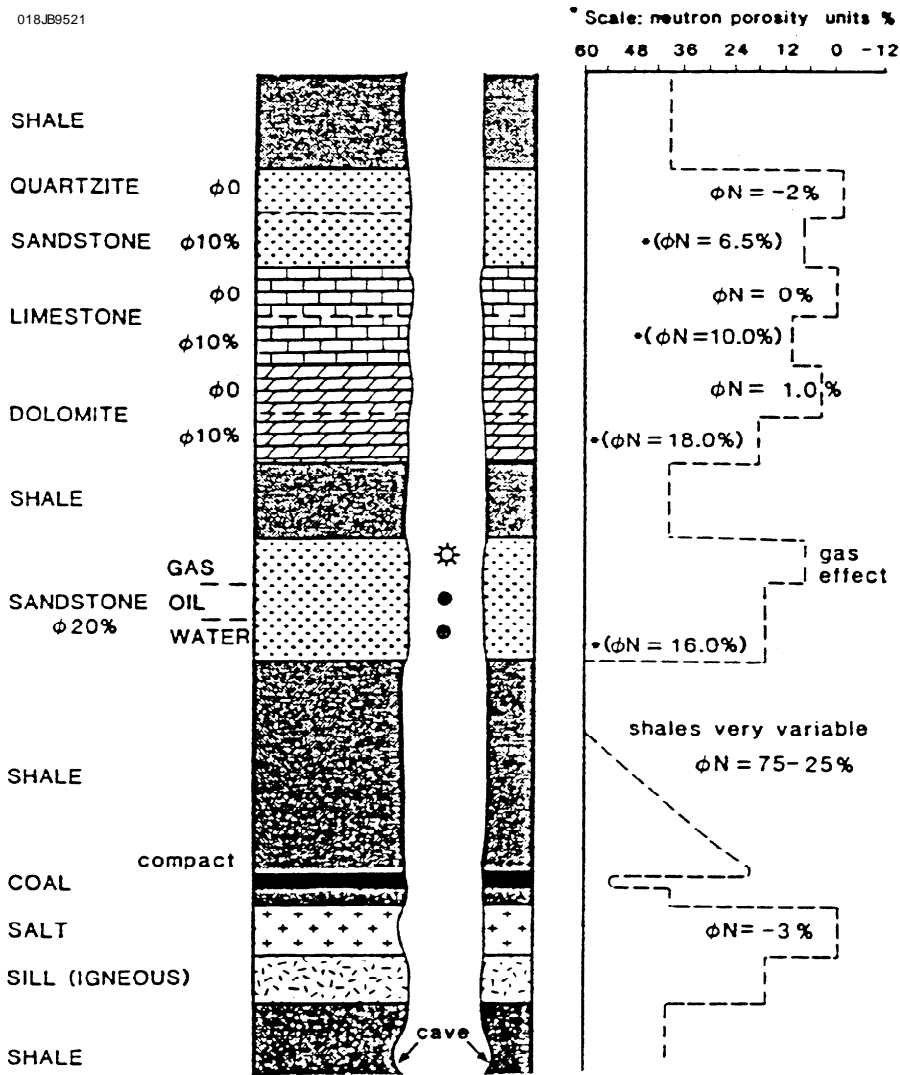


Figure 20 : Porosité mesurée par le neutron dans différents types de formation (Site internet 2011)

### II-3 Log densité :

Les outils de densité utilisent pour mesurer la densité de la matrice à partir le bombardement la formation par rayon  $\gamma$  et reçoit rayon  $\gamma$  (Figure 21).

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 maturation de la matière organique.

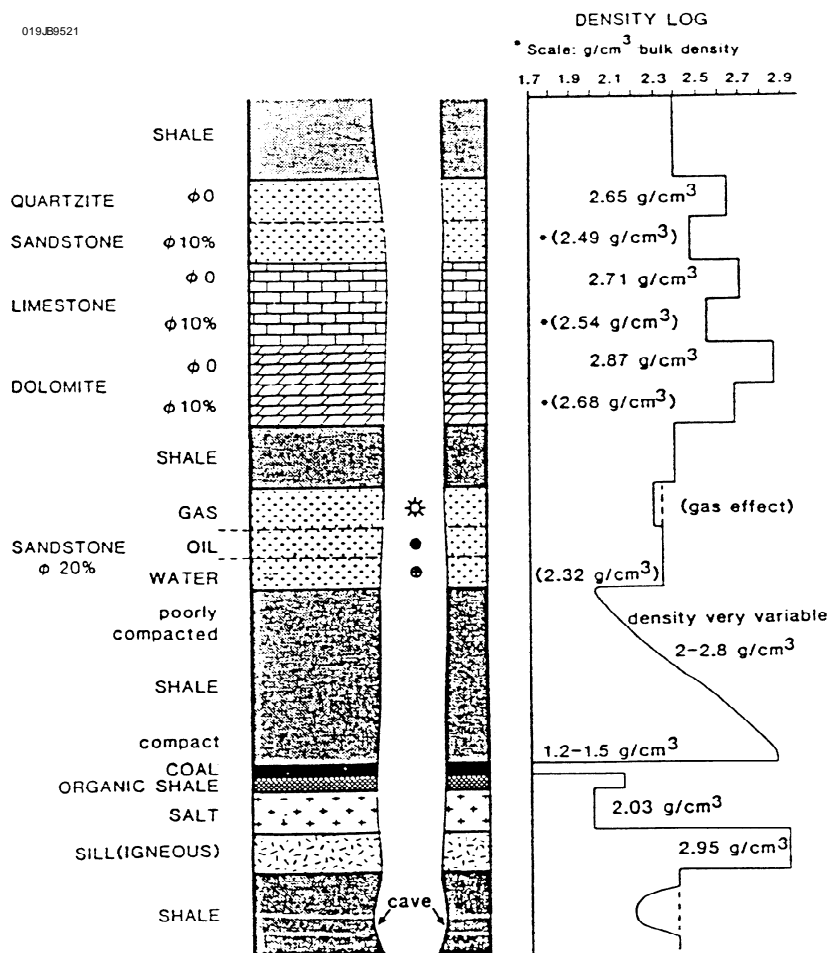


Figure 21 : Densité de la formation mesurée par le log de densité (Site internet 2011)

## II-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 richesse en matière organique est celle des valeurs de rayon gamma (**Figure 22**).

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.

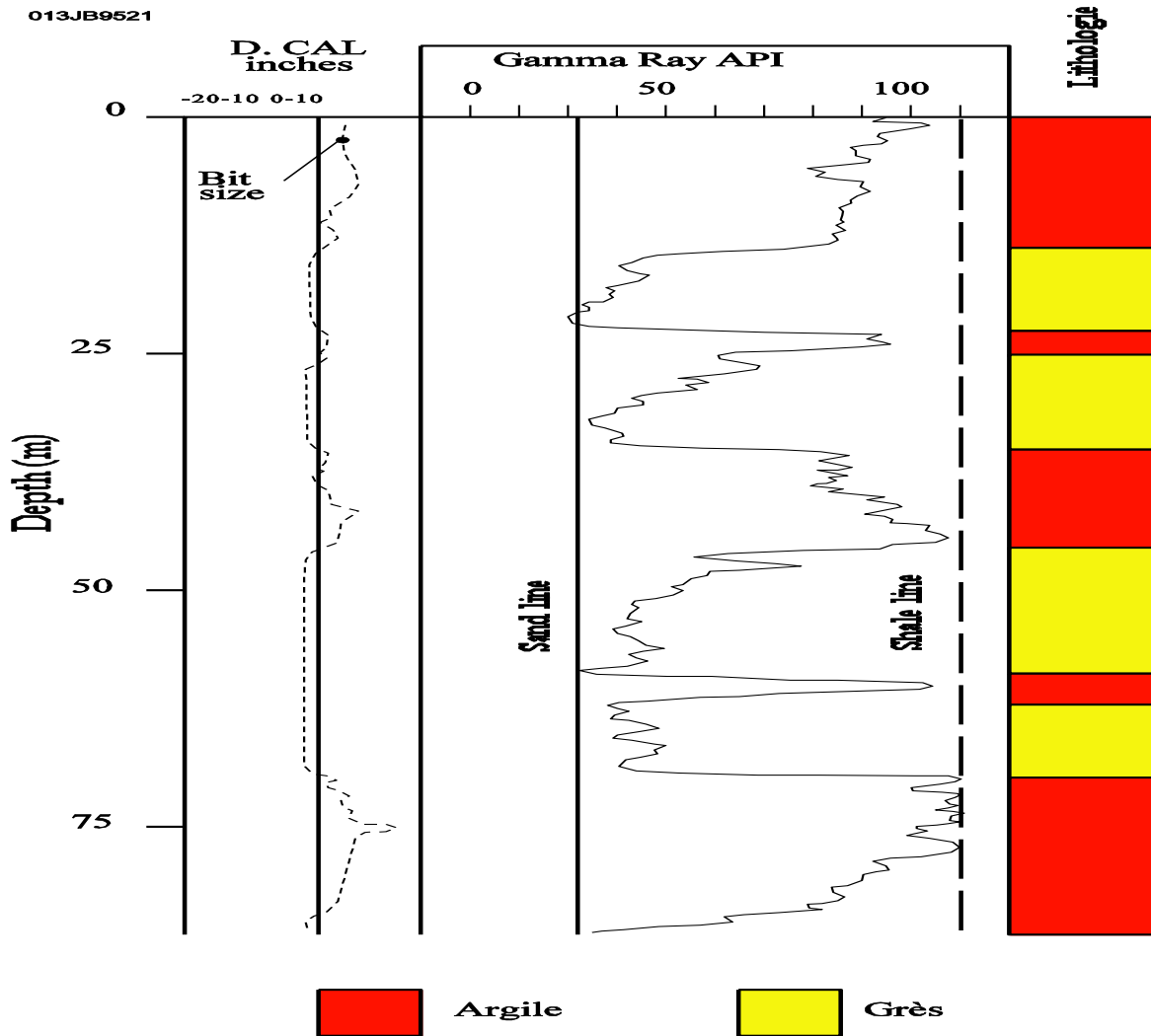


Figure 22 : exemple de gamma Ray (Site internet 2011)

## II-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 utilisés dans la méthode  $\Delta\log R$  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 ( $O_2$ ) 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 23**).

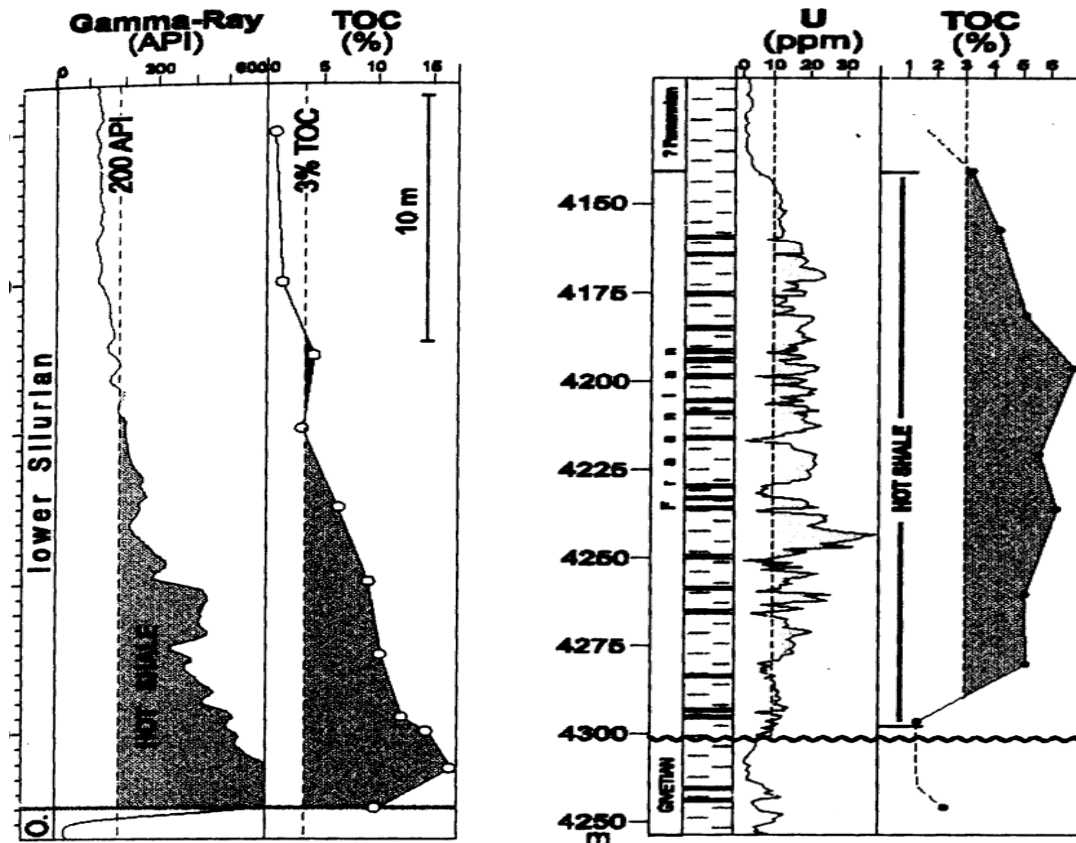


Figure 23 : la relation entre GR/COT et COT/ Uranium  
(Passey et al ... 1989)

### ✚ 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.

### III-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.

✓ **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 :

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.

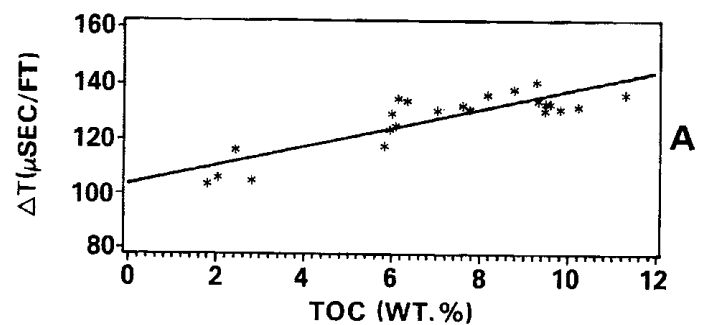


Figure 24 : la relation COT/sonique

✓ **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

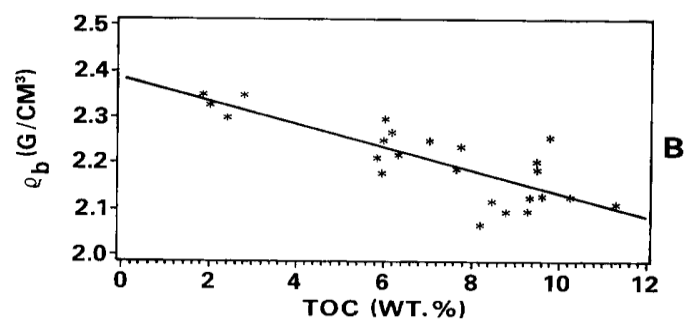


Figure 25 : la relation COT/densité,

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.

✓ **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

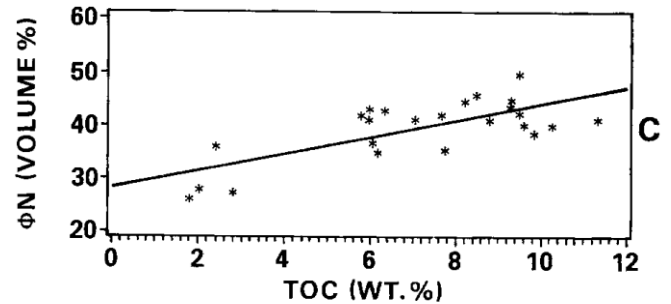


figure 26 : la relation COT/neutron

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.

**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  $\Delta \log R$  elle basé sur le sonique.

**III-1 Les équations destiné pour calcule la valeur  $\Delta \log R$** ✚ **Résistivité /sonique :**

On peut calculer La valeur de  $\Delta \log R$  d'après l'expression suivante :

$$\Delta \log R = \log_{10}(R/R_{\text{base line}}) + 0.02(\Delta T - \Delta T_{\text{base line}})$$

Avec :

$R_{\text{base line}}$  : la résistivité dans la roche constante ohm/m.

$R$  : la résistivité dans la roche en point choisi ohm/m.

$\Delta T$  : la vitesse de propagation des ondes soniques en point choisi API.

$\Delta T_{\text{base line}}$  : la vitesse de propagation des ondes soniques constante API.

#### ✚ Résistivité/neutron :

On peut calculer delta log R comme la suit

$$\Delta \log R = \log_{10}(R/R_{\text{base line}}) + 4 \times (\emptyset N - \emptyset N_{\text{base}})$$

$R_{\text{base line}}$  : la résistivité dans la roche constante ohm/m.

R : la résistivité dans la roche en point choisi ohm/m.

$\emptyset N$  : porosité neutron en points choisi API.

$\emptyset N_{\text{base line}}$  : porosité neutron constant API.

#### ✚ Résistivité/ densité :

La valeur de delta log R calculé d'après la formule suivante :

$$\Delta \log R = \log_{10}(R/R_{\text{base line}}) - 2.5 \times (D - D_{\text{base line}})$$

Avec :

$R_{\text{base line}}$  : la résistivité dans la roche constante en ohm/m.

R : la résistivité dans la roche en point choisi ohm/m.

D : densité de la matrice en points choisi kg/m<sup>3</sup>.

$D_{\text{base line}}$  : densité de la matrice constante kg/m<sup>3</sup>.

### III-1-1 L'utilisation de courbe de la résistivité et le sonique :

Dans les applications la courbe de la résistivité avec le courbe de la sonique sont mises à l'échelle relative est de -100 Usec /Ft ou (-328 Usec /m) par deux cycle de la résistivité logarithmique (soit un rapport de -50 Usec/Ft ou -164Usec /m) [16].

Les courbes sont superposées et référencées dans une trace à grain fin, non source, ou se superposent directement sur plage de profondeur significative. Avec la ligne de base établie les intervalles riche à la matière organique peuvent être

reconnus par la séparation et le non- parallélisme des deux courbe la séparation entre eux, désigne comme delta log R, peut être mesuré à chaque incrément de profondeur fournit un résumé de la mise à l'échelle et de terminologie typiques la séparation delta log R est liée linéairement au COT et est en fonction de la maturité en utilisent le diagramme de delta log R, la séparation de delta log R peut être Transformé directement en COT si la maturité atteint aux niveaux des unités métamorphismes organique LOM <sup>[17]</sup>, peut être estimé ou déterminer en pratique LOM et obtenue à partir d'une variété d'analyses d'échantillons , comme exemple : réflectance de Vitrénite , indice d'altération thermique ou température max T<sub>max</sub> ) ou d'antécédents de sépulture et thermique , si la LOM de maturité est incorrectement estimée , valeur de OCT absolues seront quelque peu erronées , mais la variabilité verticale du OCT sera correctement représentée , si OMT( type de matière organique ) est connu alors. Donc d' après les calculs précédents de delta log R on peut calculer le pourcentage de COT (carbone organique totale) d'après l'expression suivante d'après Pessay 1990:

$$\text{COT} = (\Delta \log R) \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times \text{LOM})}$$

Avec :

**LOM** : level of organic maturity (niveau de maturité organique)

La maturité de la matière organique est un paramètre géochimique très important dans l'exploration pétrolière, obtenus à l'aide des analyses au laboratoire lourd tel que Vitrénite réflectance et l'indice d'altération thermique de la matière organique il est considéré aussi comme paramètre clé d'après Pessay pour estimer le COT, ou il a impliquée ce paramètre comme un coefficient régionale **LOM** dans l'équation de calcul COT qui peut être aussi estimer en fonction d'autre paramètres comme le Pic S2 des hydrocarbures libérer par craquage thermique a des température qui dépasse 600 c° ou bien en fonction du COT mesurée au laboratoire (**Figure 27**).

Le diagramme au-dessous de COT en fonction de  $\Delta \log R$  représente les intervalles d'altération de la matière où pouvons cibler trois intervalles selon LOM ils sont comme la suit :

- ✚ LOM 4 à LOM 6 : altération bactérienne (on a gaz biogénique).
- ✚ LOM 6 à LOM 12 altération thermique (présence huile).
- ✚ Supérieur LOM 12 altération thermique sévère (présence le gaz).

Donc on peut avoir le niveau maturité de la matière à partir-lui.

**Remarque** : les deux derniers diagrammes qui représentent la relation entre le pic S2 et le pourcentage de COT dans le cas huile et gaz on peut remarquer que dans le cas d'huile les courbes de LOM 4 à LOM 10 ont une valeur importante par ce que l'altération biogénique elle a une action dans cet intervalle. Mais dans le cas gaz on trouve ses valeurs faible puisque l'altération ici est thermique ne trouve pas le gaz biogénique.

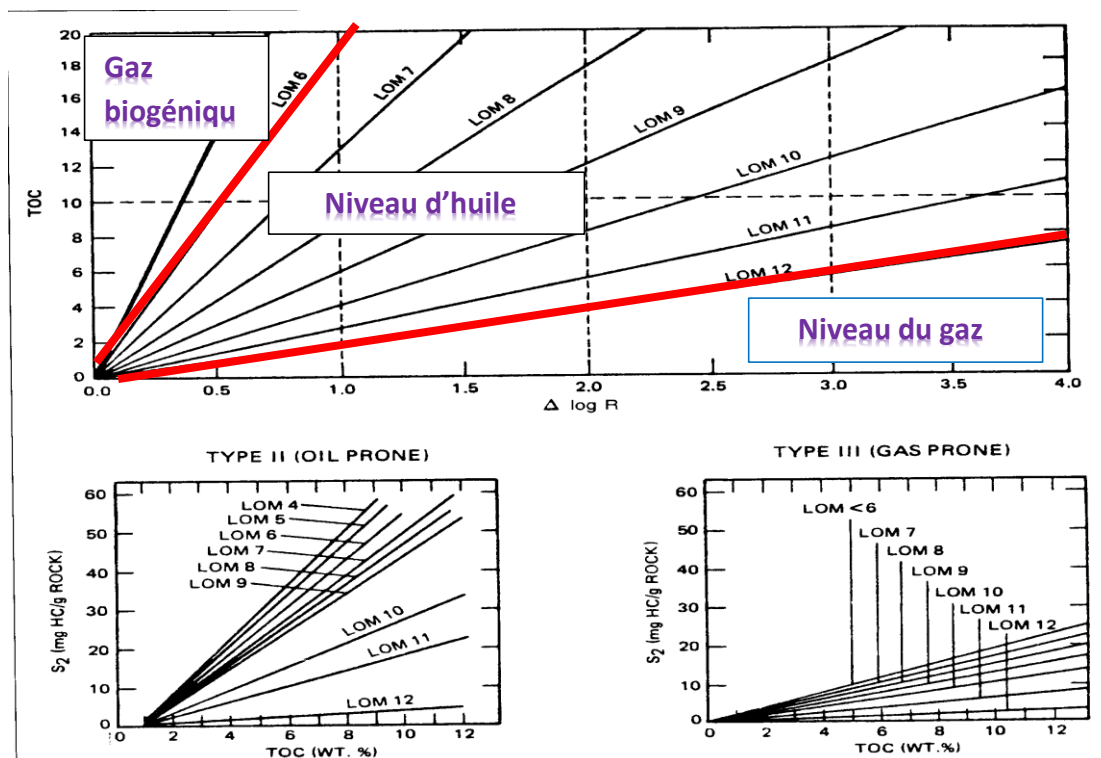


Figure 27 : la relation COT avec  $\Delta \log R$  et le pic S2 dans le cas de huile et gaz (Passey et al ... 1989)

# CHPAITR IV

## ETUDE DE CAS LES PUIITS

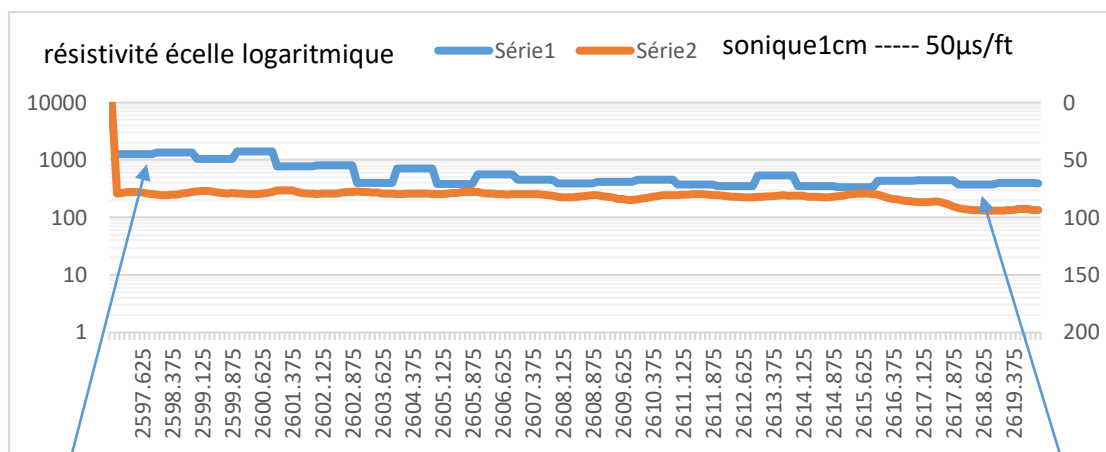
(ALOR-1, ALSO-2)

(ALRO-2)



## I-Le puits ALRO-1

### I-1 Log sonique - résistivité du puits ALRO-1



$\Delta \log R$

Figure 28 : Log sonique résistivité du puits ALRO-1

$\Delta \log R$

### I-2 Log neutron - résistivité du puits ALRO-1

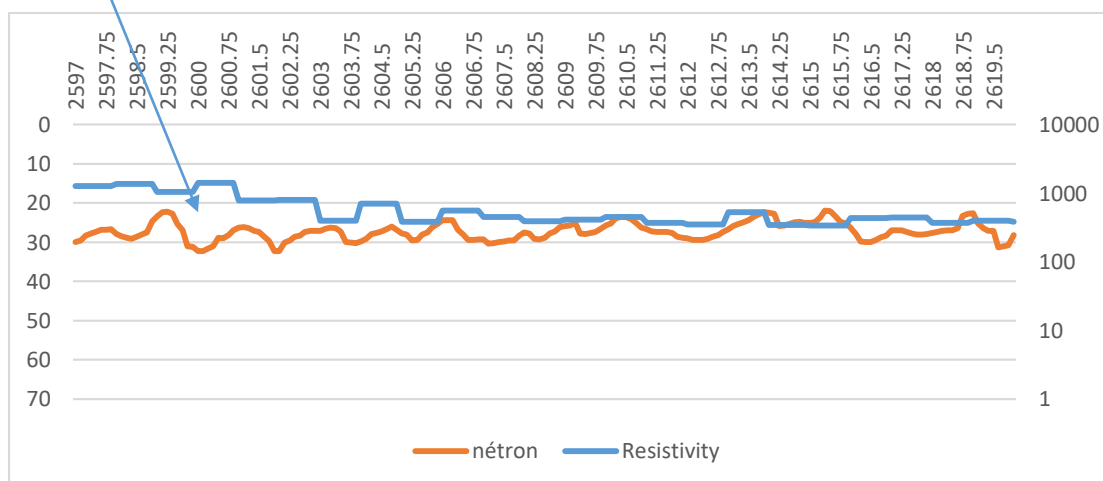


Figure 29 : Log résistivité / neutron du puits ALRO-1

### I-3 Log gamma ray du puits ALRO-1

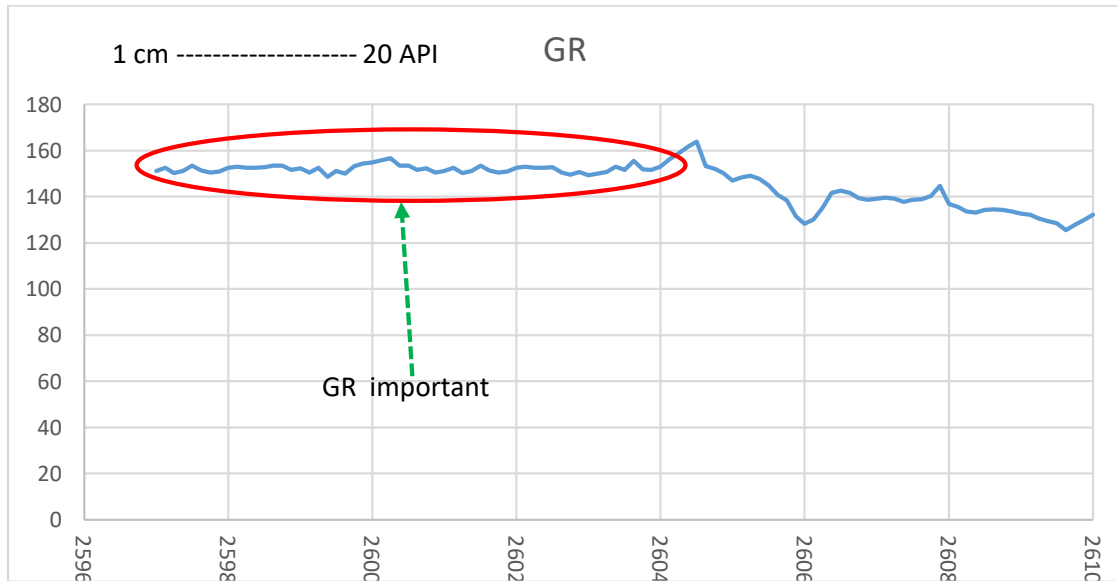


Figure 30 : Log gamma ray du puits ALRO-1

### I-4 courbe de COT du puits ALRO-1

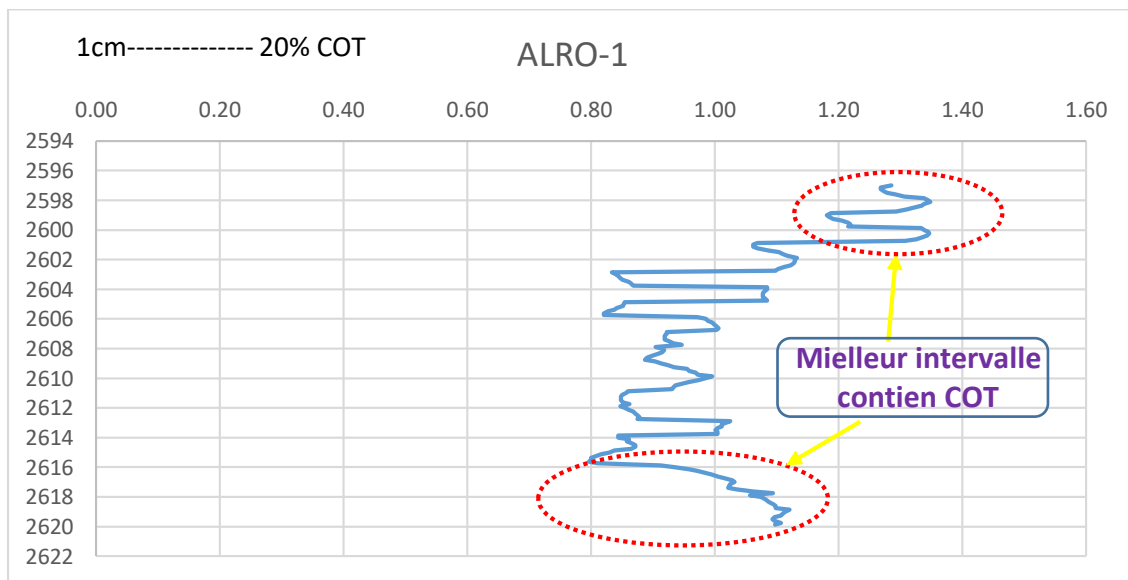


Figure 31 : courbe de COT du puits ALRO-1

## I-5 Résultats du puits ALRO-1

D'après les courbes de sonique et résistivité respectons les règles de Pessay, la ligne de base du puits ALOR-1 marquée par les valeurs de résistivité et sonique respectivement 336,143  $\Omega\text{m/m}$  79,2570281  $\mu\text{s/Ft}$ , ce qui a mené à des valeurs de COT de l'ordre (moyen) qui varie de 0.8 % comme valeur min à 1.31 % comme une valeur max.

D'après le courbe de COT il bien claire que on a deux intervalles riches en matière organique ces intervalle ils sont comme la suit :

- ❖ Intervalle A de **2597m à 2603 m**
- ❖ Intervalle B de **2616 m à 2620 m**,

En revanche ce qui a été remarquée aussi que la variation des taux de COT dépend essentiellement de la variation du gamma ray où on peut remarquer que la valeur du gamma ray augmente avec l'augmentation du pourcentage de COT et avec la séparation de deux courbes résistivité et sonique.

## II- le puits ALSO-2

### II-1 Log résistivité/ neutron du puits ALSO-2

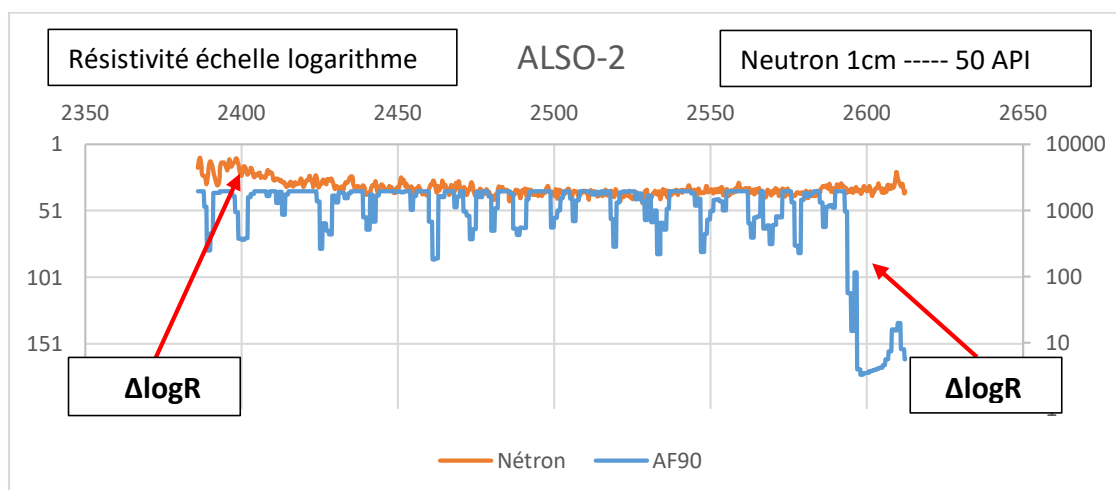


Figure 32 : Log résistivité/ neutron du puits ALSO-2

## II-2 log gamma ray du puits ALSO-2

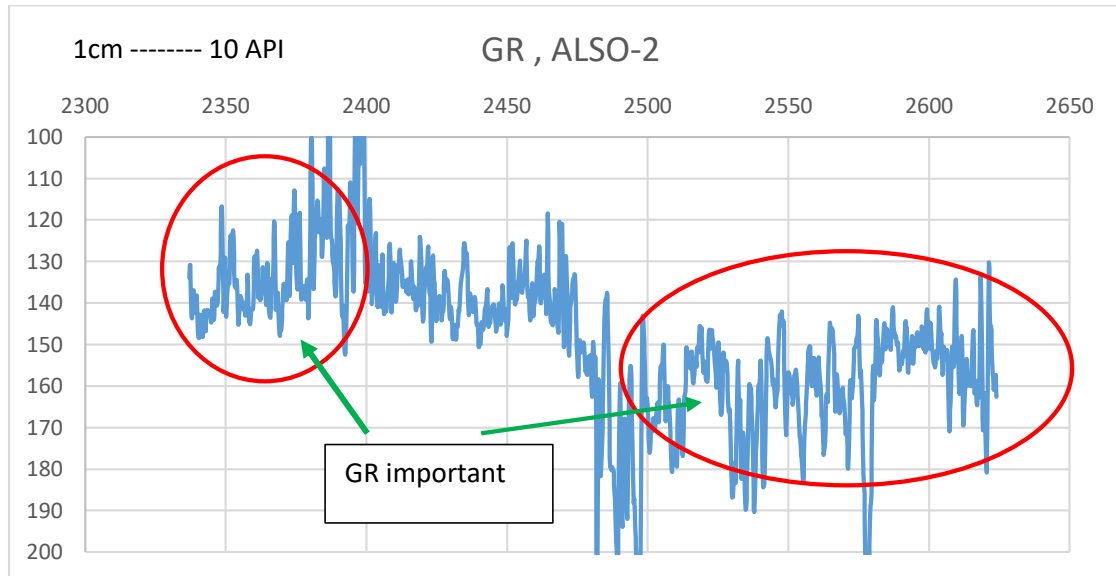


Figure 33 : log gamma ray du puits ALSO-2

## II-3 Résultats du puits ALSO-2

D'après les courbes de neutron et résistivité, la ligne de base du puits ALSO-2 marquée par les valeurs de résistivité et neutron respectivement 1323.3311  $\Omega\text{m/m}$  33.509 API,

A partir les deux courbes résistivités et neutron pouvons remarquer qu'il y a deux intervalles riche en matière organique on les mentionnée comme la suit :

- ❖ De 2380 m à 2420 m
- ❖ De 2590 m à 2610 m

En revanche ce qui a été remarquée aussi que la variation des taux de COT dépend essentiellement de la variation du gamma ray où on peut remarquer que la valeur du gamma ray augmente avec la séparation de deux courbes résistivité et neutron.

### III-Le puits ALOR-2

#### III-1 Log sonique résistivité du puits ALRO-2

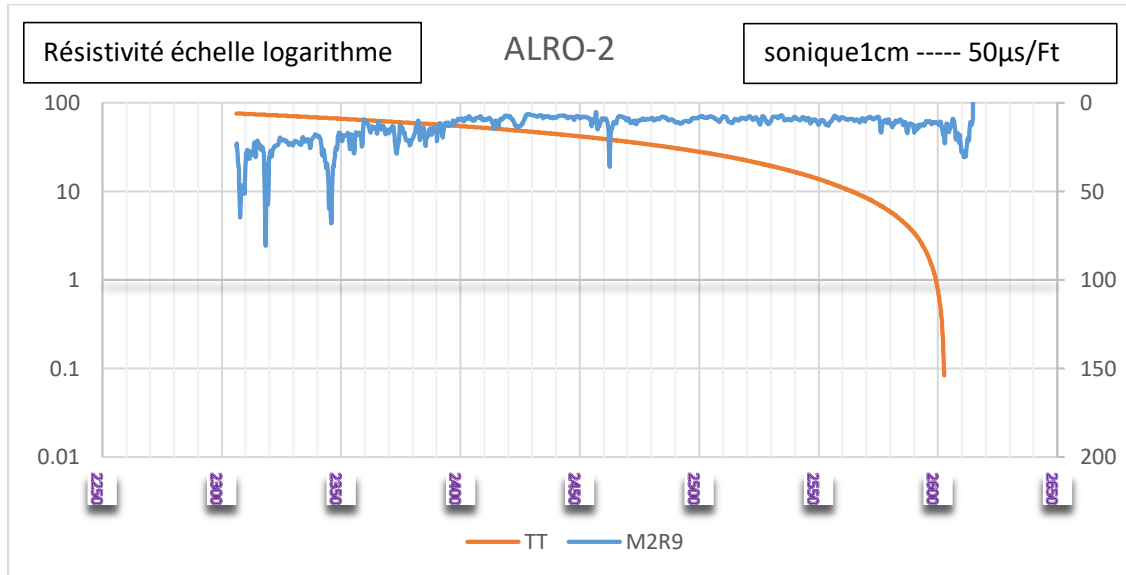


Figure 34 : Log sonique résistivité du puits ALRO-2

#### III-2 Log gamma ray du puits ALRO-2

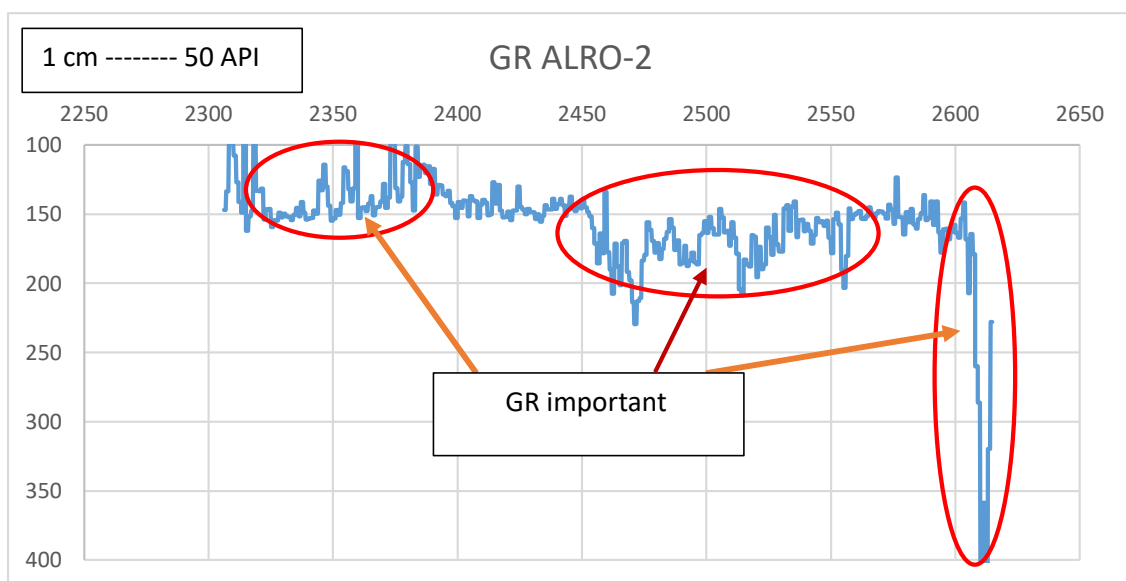


Figure 35 : log gamma ray du puits ALRO-2

### III-3 Courbe de COT du puits ALRO-2

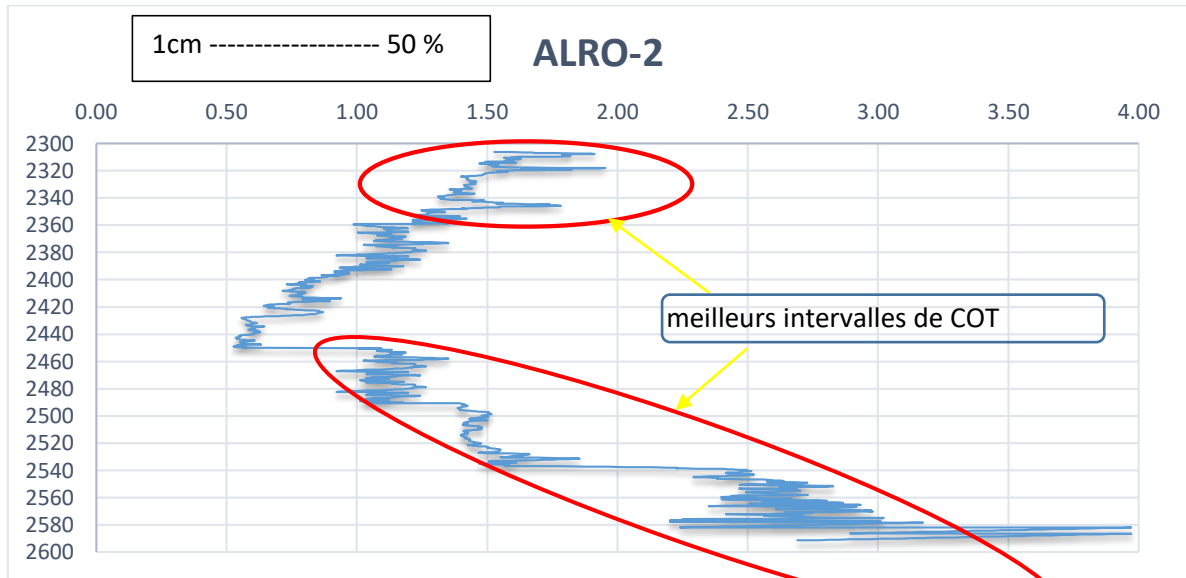


Figure 36 : Courbe de COT du puits ALRO-2

### III-4 Résultats du puits ALRO-2

D'après les courbes de sonique et résistivité respectons les règles de Pessay, la ligne de base du puits ALRO-2 marquée par les valeurs de résistivité et sonique respectivement  $8,277 \Omega\text{m/m}$  et  $41,915 \mu\text{s/Ft}$ , ce qui a mené à des valeurs de COT de l'ordre (moyen) qui varie de 0.5 % Comme valeur mini à 4.0 % comme une valeur max.

D'après le courbe de COT il bien claire que on a deux intervalles riches en matière organique ces intervalle ils sont comme la suit :

- ❖ Intervalle A de **2300 m à 2360 m**
- ❖ Intervalle B de **2460 m à 2600 m,**

En revanche ce qui a été remarquée aussi que la variation des taux de COT dépend essentiellement de la variation du gamma ray où on peut remarquer que la valeur du gamma ray augmente avec l'augmentation du pourcentage de COT et avec la séparation de deux courbes résistivité et sonique.

## IV-Discussion et résultats

D'après les études d'évaluation des réservoirs schisteux dans le bassin d'Illizi par la méthode delta log R qui nous avons utilisé au niveau de la zone d'étude In Amenas qui couvrent par trois puits ils sont « ALRO-1, ALRO-2 et ALSO-2 », il est bien clair qu'il y a deux intervalles potentiels probablement peuvent renfermer des hydrocarbures ces intervalles marquées par des réponses bien déterminées des outils de diaggraphie comme :

- ✓ Une bonne valeur de Gamma ray (GR).
- ✓ Une bonne valeur de résistivité (R).
- ✓ Augmentation la valeur de vitesse de propagation des ondes acoustiques ( $\Delta t$ ).
- ✓ Augmentation la valeur de la réponse du neutron ( $\phi_N$ ).
- ✓ Diminution la valeur de densité de formation (formation poreuses) ( $\gamma$ ).
- ✓ Une séparation des deux courbes « sonique et résistivité » ( $\Delta \log R$ ).

Les meilleurs intervalles pour chaque puits ALRO-1 ALRO-2 ALSO-2 respectivement sont :

Puits	Draine de gaz	
	Intervalle 1 en mètre	Intervalle 2 en mètre
ALRO-1	2597 – 2603	2616 – 2620
ALRO-2	2300 – 2350	2450 – 2600
ALSO-2	2380 – 2420	2590 – 2610

Notre but c'est l'évaluation des réservoirs schisteux à l'aide de la méthode delta log R afin de cibler les meilleurs intervalles au niveau de la roche étudiée pour diriger les forages vers ces intervalles pour améliorer la production.

## CONCLUSION GENERALE

Le Bassin d'Illizi est situé dans le Sud-Est du Sahara oriental, il s'étend sur une distance de 700 Km du Nord au Sud et de 300 Km d'Ouest jusqu'à la frontière Algéro-libyenne limitée géographiquement par les coordonnées 26° et 30° au nord et 6° et 10° est.

Cette bassine est de type plateforme intracratonique assez stable, qui renferme les plus grands gisements de pétrole et des gaz, située dans le parti sud-est du Sahara algérienne, il est représenté par une couverture sédimentaire très importante 2500m à 3000m principalement d'âge paléozoïque.

Les travaux géologiques depuis la découverte en 1956 avec des puits qui ont forés au niveau de ce bassin et pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23,7 % On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz.

Le bassin d'Illizi est un bassin intracratonique légèrement stable, généralement, représente une vaste structure synclinale, l'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques qui a affecté au bassin.

La roche mère est argile radioactives de silurien et dévonien inférieur, la roche réservoirs Cambro-Ordovicien, et d'autres, et chaque roche réservoirs a une roche couverture.

La région d'étude est située au Sud – Est du Bassin d'Illizi avec superficie 2000 km<sup>2</sup>. Nous avons étudié cette région avec neuf puits, pour réaliser les cartes isobathe et iso paque du silurien par logiciel surfer

L'évaluation du réservoir (potentiel de gaz) par la méthode **delta Log R** ou la méthode **Carbolog**, doit être fournie les données diagraphie « GR, résistivité, sonique, neutron et la densité », la méthode delta Log R principalement basée sur la courbe de la résistivité et la courbe de la sonique pour détecter les intervalles riches en matière organique c'est-à-dire



ont un pourcentage considérable de COT, donc d'après leurs résultats nous serons avoir où on va fracturerons la roche, bien sûr pour fiabilité les résultats devons comparer avec les résultats des 'autres diagraphie, gamma ray comme exemple.

Nous avons appliqué cette méthode au niveau trois puits ALRO-1, ALRO-2 et ALSO-2 et les résultats d'évaluation ont clair qu'il y a deux niveaux productive pour chaque puits :

ALRO-1 : intervalle A : de 2597 m à 2630 m

Intervalle B : de 2616 m à 2620 m

ALRO-2 : intervalle A : de 2300 m à 2600 m

Intervalle B : de 2450 m à 2600 m

ALSO-2 : intervalle A : de 2380 m à 2420 m

Intervalle B : de 2590 m à 2610 m

Donc il faut diriger les forages horizontale vers ces intervalles et faisons les fracturations hydraulique au niveau ces intervalles aussi pour meilleur récupération des hydrocarbures.

La méthode d'évaluation  $\Delta\text{Log R}$  c'est une méthode plus fiable et moins couteux pour évaluer les potentielles zone et détecté les meilleurs intervalles, mais dans le demain de pétrole et de gaz nous besoins toujours la comparaison avec d'autres donnees comme (DST, MDT.....ect) pour la fiabilité des résultats.

## **BIBLIOGRAPHIE**

- <sup>[1]</sup> **SONATRACH – BHP BILLITON** ; 2003 ; Livre bleu ; L'Organe d'Opération Conjoint relatif au Développement d'Illizi, Algérie.
- <sup>[2]</sup> **Robertson**, 2000. Rapport SONATRACH.
- <sup>[3]</sup> **WEC (Sonatrach-Shlumberger)**. 2007. Well evaluation conference Algeria.
- <sup>[4]</sup> **Mémoire Master2**, Ouanis Fouzi, Laouni Hamza, 2015 Uni. Kasdi Merbah, Ouargla.
- <sup>[5]</sup> **Boudjema. et, Beicip** 1987. Evolution structural du bassin pétrolier "triasique" du Sahara Nord Oriental. *Thèse Doctorat, Uni. Paris-Sud, Orsay*.
- <sup>[6]</sup> **Beicip Sonatrach**. (1975), Étude structurale et cartographique de bassin. d'Illizi. Môle d'El Biod., (Rapport interne S.H).
- <sup>[7]</sup> **FRANÇOIS-MICHEL GONNOT ET M. PHILIPPE MARTIN**, 2011, application de l'article 145 du Règlement PAR LA MISSION D'INFORMATION sur les gaz et huile de schiste.
- <sup>[8]</sup> Diagraphies et roche-mers estimation en teneurs en carbone organique par les méthodes Carbolog, page 699.
- <sup>[9]</sup> **Meissner 1978, Schmoker 1981 et all....** Diagraphies et roche-mers estimation en teneurs en carbone organique par les méthodes Carbolog. Page 700.
- <sup>[10]</sup> **Herron 1986**, Diagraphies et roche-mers estimation en teneurs en carbone organique par les méthodes Carbolog. Page 701.
- <sup>[11]</sup> **Hangle A. T. 1959**, Diagraphies et roche-mers estimation en teneurs en carbone organique par les méthodes Carbolog. Page 702.
- <sup>[12]</sup> **Wyllie et all 1958**, Diagraphies et roche-mers estimation en teneurs en carbone organique par les méthodes Carbolog. Page 703.
- <sup>[13]</sup> **Archie 1942**, Diagraphies et roche-mers estimation en teneurs en carbone organique par les méthodes Carbolog. Page 703.
- <sup>[14]</sup> **Passey et al ... 1989**, un modèle pratique pour la richesse organique du journal de porosité et de résistivité.

- <sup>[15]</sup> **DJEDDI Mabrouk** : COURD DE SISMIQUE DES PUIITS. Laboratoire de physique de la terre, université, M' Hamede Bougara Boumerdes, Algérie, 2013.
- <sup>[16]</sup> un modèle pratique pour la richesse organique du journal de porosité et de résistivité, page 1779.
- <sup>[17]</sup> **Hood et al ... 1975**, un modèle pratique pour la richesse organique du journal de porosité et de résistivité, page 1779.

## Résumé

L'évaluation du réservoir non conventionnel en termes de futur plan d'exploration où les données géochimiques ne sont pas indisponibles nous donne des résultats différents de la diagraphie et des données gaz. Cependant ce document vise à définir la zone potentielle par l'estimation du carbone organique total (TOC). Par utilisation la méthode ( $\Delta \text{LogR}$ ) et combinée aux données de rayons gamma du schiste SILURIAN ont été observées dans le puits ALRO-1 ALRO-2 ALSO-2 foré dans le bassin d'Illizi avec d'intervalle successivement 2295m à 2643m, 2306 m à 2616 m, 2337 m à 2639 m.

Les résultats suggèrent que le schiste silurien a une production de potentiel juste à bon avec des COT allant de 2% à 4%, avec des matières organiques matures produisant du gaz humide, la zone potentielle située dans le Silurien inférieur sur une épaisseur successivement de 348 m, 310m, 302m.

**Mots-clés :** réservoir non conventionnel, évaluation, carbone organique total (COT), maturité thermique, bassin d'Illizi.

## المخلص

تقييم الخزان غير التقليدي من حيث خطة الاستكشاف المستقبلية حيث البيانات الجيوكيميائية ليست متاحة نحن نعطي نتائج مختلفة عن بيانات التسجيل والغاز. وتهدف هذه الدراسة إلى تحديد المجالات والتي قد تحوي كميات معتبرة من الغاز الصخري وذلك عن طريق تقدير إجمالي الكربون العضوي (TOC) وذلك باستخدام طريقة ( $\Delta \text{Log R}$ ) ومقارنتها بنتائج اشعة غاما على مستوى العمر الجيولوجي السلورين، والملاحظة على مستوى ثلاث آبار تم حفرها بالحوض الرسوبي اليزي ALRO-1، ALRO-2، ALSO-2 والتي مجال السلورين في كل منها من 2295م الي 2643م، 2306م \_ 2616م، 2337م \_ 2639م.

تشير النتائج إلى أن طين السلورين يتمتع بإمكانيات إنتاج جيدة إلى متوسطة مع نسبة TOC تتراوح بين 2 % إلى 4 %، مع المواد العضوية الناضجة المنتجة للغاز الرطب (المانع)، المجالات المحتملة والواقعة في الجزء الأسفل من السلورين والتي يقدر سمكها بـ 348 م، 310 م، 302 م. على التوالي.

**الكلمات المفتاحية:** الخزان غير التقليدي، التقييم، إجمالي الكربون العضوي (TOC)، النضج الحراري، حوض اليزي.

## APSTRACTE

The evaluation of unconventional reservoir in term of future exploration plan where the geochemical data are not unavailable making us different results from logging and Gas Data However this paper aim to define Potential zone through the estimation of total organic carbon (TOC) using ( $\Delta \text{LogR}$ ). Method combined with gamma ray data of SILURIAN shale have formation encountered in ALRO-1, ALRO-2, ALSO-2, well drilled in Illizi Basin from 2295m to 2643 m, 2306 m to 2616 m, 2337 m to 2639 m successively.

The results suggest that the Silurian shale have fair to good potential generation with TOC ranging from 2% to 4%, with mature organic matter who producing wet gas, the potential zone positioned in the lower Silurian over a thickness of 348 m, 310m, 302m successively.

**Keywords:** unconventional reservoir, evaluation, total organic carbon (TOC), thermal maturity, Illizi Basin.

## **Liste abréviations**

**NIA-1** : nord In Amenas 1

**AGS** : Argilo- gréseux supérieur

**TAGS** : Trias Argileux Gréseux Supérieur

**EOS-1** : El Ouar Sud-1

**S4**: salifère

**CBM**: Coal Bed Methane

**TG**: Tight Gas

**SG**: Shale Gas

**ALRO-1**: Alrar Ouest 1

**ALRO-2**: Alrar Ouest 2

**ALSO-2**: Alrar Sud-Ouest 2

**COT** : carbone organique totale

**IFP** : institut française pétrole

**GST**: Gammry spectrometer Tools

**GM**: gamma ray

**Vp** : vitesse de propagation

**API** : institut pétrolier American

**HNIA-10**: Horst nord In Amenas 10

**HNIA-3**: Horst nord In Amenas 3

**LOM** : level of organic maturity (niveau de maturité organique)

**IKNO-1** : In Akamil Ordovicien-1

**IAK-2** : In Akamil Ordovicien-2

**ALSO-1** : Alrar Sud- Ouest 1

**ALRO-3** : Alrar Ouest 3

**MO** : matière organique

## Liste des figures

N° de figure	Référence	Page
Figure 1	Situation géologique du bassin d'Illizi (document Sonatrach exploration 1995)	3
Figure 2	Carte géologique du Bassin d'Illizi (site internet)	4
Figure 3	La colonne lithostratigraphique du bassin d'Illizi (Rapport SONATRACH, Robertson, 2000).	12
Figure 4	Carte structurale du bassin d'Illizi (Saïb S., 2007)	16
Figure 5	Principales phases tectoniques ayant affecté la plateforme saharienne (Boujamaa, 1987)	17
Figure 6	Méthode exploitation des réservoirs conventionnels (site internet)	25
Figure 7	Géologie schématique des hydrocarbures dans la nature (site internet)	26
Figure 8	Les différents types des réservoirs non conventionnels (IFPEN 2011)	28
Figure 9	la situation géographique et géologique de la commune d'Ain Amenas (site internet 2011)	31
Figure 10	présentation de la région d'étude dans les blocs 240 et 239 (rapport finale de puits HNIA 10 Sonatrach, 2003)	32
Figure 11	Carte de position des puits étudiés	33
Figure 12	Topographier de la zone étudié	33
Figure 13	Carte isobathe (top silurien 2011)	34
Figure 14	Carte isobathe (mur du silurien 2011)	34
Figure 15	Carte iso paque du silurien au niveau de la zone étudié	35
Figure 16	les pole 100% des quatre composants (IFP 1981)	40
Figure 17	les pole 100% des quatre composants (IFP 1981)	45
Figure 18	Sonique/résistivité superposition montrant la séparation $\Delta \log R$ dans l'intervalle riche en matière organique (passey et al ... 1989)	47
Figure 19	Temps de transit mesuré par le sonique dans différents types de formations (site internet 2011)	49

Figure 20	Porosité mesurée par le neutron dans différents types de formation (site internet 2011)	51
Figure 21	Densité de la formation mesurée par le log de densité (site internet 2011)	52
Figure 22	exemple de gamma Ray (site internet 2011)	54
Figure 23	la relation entre GR/COT et COT/ Uranium (passey et al ... 1989)	56
Figure 24	la relation COT/sonique (passey et al ... 1989)	57
Figure 25	la relation COT/densité (passey et al ... 1989)	57
Figure 26	la relation COT/neutron (passey et al ... 1989)	58
Figure 27	la relation COT avec $\Delta\text{Log R}$ et le pic S2 dans le cas de huile et gaz (Passey et al, 1990)	61
Figure 28	Log résistivité /sonique du puits ALRO-1	63
Figure 29	Log résistivité / neutron du puits ALRO-1	63
Figure 30	log gamma ray du puits ALRO-1	64
Figure 31	Log de COT du puits ALRO-1	64
Figure 32	Log résistivité/ neutron du puits ALSO-2	65
Figure 33	log gamma ray du puits ALSO-2	66
Figure 34	Log résistivité /sonique du puits ALRO-2	67
Figure 35	log gamma ray du puits ALRO-2	67
Figure 36	Courbe de COT du puits ALRO-2	68